

**UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA “JÚLIO DE MESQUITA FILHO”  
FACULDADE DE ENGENHARIA  
CAMPUS DE ILHA SOLTEIRA**

**DIOGO RUPOLO**

**Planejamento Integrado de Redes de Distribuição de Energia Elétrica com Fontes  
Renováveis de Geração Distribuída na Média e Baixa Tensão**

Ilha Solteira

2017

**DIOGO RUPOLO**

**Planejamento Integrado de Redes de Distribuição de Energia Elétrica com Fontes  
Renováveis de Geração Distribuída na Média e Baixa Tensão**

Tese apresentada à Faculdade de Engenharia do  
Campus de Ilha Solteira – UNESP, como  
requisito para a obtenção do título de Doutor em  
Engenharia Elétrica  
Área de Concentração: Automação

**JOSÉ ROBERTO SANCHES MANTOVANI**  
Orientador  
**JAVIER CONTRERAS SANZ**  
Co-orientador

Ilha Solteira

2017

FICHA CATALOGRÁFICA  
Desenvolvido pelo Serviço Técnico de Biblioteca e Documentação

R945p Rupolo, Diogo.  
Planejamento integrado de redes de distribuição de energia elétrica com fontes renováveis de geração distribuída na média e baixa tensão / Diogo Rupolo. -- Ilha Solteira: [s.n.], 2017  
175 f. : il.

Tese (doutorado) - Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia.  
Área de conhecimento: Automação, 2017

Orientador: José Roberto Sanches Mantovani  
Co-orientador: Javier Contreras Sanz  
Inclui bibliografia

1. Planejamento de sistemas de distribuição de MT, BT e MT/BT.
2. Geração distribuída.
3. Análise de risco.
4. Meta-heurística Gvns (general variable neighborhood search).
5. Rnp (Representação Nó-Profundidade).



UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA

Câmpus de Ilha Solteira

**CERTIFICADO DE APROVAÇÃO**

TÍTULO DA TESE: Planejamento Integrado de Redes de Distribuição de Energia Elétrica com Fontes Renováveis de Geração Distribuída na Média e Baixa Tensão

**AUTOR: DIOGO RUPOLO**

**ORIENTADOR: JOSE ROBERTO SANCHES MANTOVANI**

**COORIENTADOR: JAVIER CONTRERAS SANZ**

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

Prof. Dr. JOSE ROBERTO SANCHES MANTOVANI  
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira

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

Prof. Dr. EDIMAR JOSÉ DE OLIVEIRA  
Departamento de Engenharia Elétrica / Universidade Federal de Juiz de Fora

Professor Associado GERALDO ROBERTO MARTINS DA COSTA  
Departamento de Engenharia Elétrica e de Computação / Universidade de São Paulo - USP

Prof. Dr. ALEXANDRE CLAUDIO BOTAZZO DELBEM  
Departamento de Ciências da Computação / Instituto de Ciências Matemáticas e de Computação

Ilha Solteira, 18 de agosto de 2017

## AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar, agradeço a Deus por mais essa conquista em minha vida.

Meus agradecimentos ao professor José Roberto Sanches Mantovani pela orientação, dedicação, colaboração na realização deste trabalho e em minha formação profissional. Meus agradecimentos ao professor Javier Contreras Sanz pela co-orientação e oportunidade de realização do estágio sanduíche na Universidad Castilla-La Mancha, Ciudad Real, Espanha. Meus agradecimentos ao Dr. Benvindo Rodrigues Pereira Júnior, pela significativa contribuição na realização deste trabalho.

Aos meus pais Leonir Pasqual Rupolo e Maria Edite Lopes Rupolo e ao meu irmão Donizete Rupolo por todo o apoio recebido. À minha querida esposa Thais Lozano Olivério, meus sogros Jundival e Marilza, cunhados Gabriela e Pedro Henrique pela convivência e amizade durante o período de doutorado. Agradecimentos aos amigos Henrique, Júlio e Jeferson, pelos anos de convivência.

Aos amigos do LaPSEE, os quais convivi e aprendi muito durante o período de doutorado.

Aos professores banca de defesa, Rubén Augusto Romero Lazaro, Edimar José de Oliveira, Geraldo Roberto Martins da Costa e Alexandre Cláudio Botazzo Delbem e ao professor Antonio Macos Cossi que contribuíram com sugestões e correções para a melhoria do trabalho.

À CAPES pelo suporte financeiro durante o período de doutorado. Ao CNPQ pelo suporte financeiro durante o período de doutorado sanduíche na Espanha.

À UNESP pela oportunidade de aqui estudar e a Universidad Castilla-La Mancha pela oportunidade de doutorado sanduíche.

## RESUMO

Neste trabalho propõem-se metodologias para realizar o planejamento de sistemas de distribuição de energia elétrica de média tensão (MT), baixa tensão (BT) e o planejamento integrado de sistemas de média e baixa tensão (MT/BT). Nos modelos de funções objetivos considerados minimizam-se os custos associados à construção, expansão, operação e confiabilidade das redes de MT, BT e MT/BT, considerando a presença de geradores distribuídos e variáveis de natureza estocástica. A geração distribuída presente no planejamento de sistemas de distribuição é avaliada através de metodologias de geração de cenários e análise de risco. Como método de busca de soluções para o problema de planejamento dos sistemas de distribuição é proposta a meta-heurística de busca em vizinhança variável GVNS (*General Variable Neighborhood Search*). A meta-heurística GVNS trabalha com uma série de estruturas de vizinhanças que permitem explorar o espaço de busca de forma eficiente através dos critérios de diversificação e intensificação, aumentando a probabilidade de obter soluções que não sejam ótimos locais. No planejamento integrado MT/BT, as soluções obtidas são analisadas através de um fluxo de potência integrado entre as redes de MT e BT, considerando as relações de conexão dos transformadores entre estes sistemas. Os algoritmos propostos relacionados ao planejamento de sistemas MT, BT e MT/BT são implementados em linguagem de programação C++ e testado em diferentes sistemas testes de MT (54 barras e 182 barras), BT (76 barras) e MT/BT (172 e 412 barras), sob diferentes cenários operacionais.

**Palavras Chave** – Planejamento de Sistemas de distribuição de MT, BT e MT/BT. Geração distribuída. Análise de risco. Meta-heurística GVNS (*General Variable Neighborhood Search*), RNP (Representação nó-profundidade).

## ABSTRACT

This work proposes methodologies for the planning of medium voltage (MV), low voltage (LV), and integrated planning of medium and low voltage (MV/LV) systems. In the objective function models are considered the costs associated with the construction, expansion, operation and reliability of MV, LV and integrated MV/LV networks. Distributed generators and stochastic variables are also considered in the models. The distributed generation present in the planning of distribution systems is evaluated through methodologies of scenario generation and risk analysis. As a method of finding solutions to the problem of distribution system planning, the GVNS metaheuristic (General Variable Neighborhood Search) is proposed. The metaheuristic GVNS works with a series of neighborhood structures that allow to explore the search space efficiently through diversification and intensification criteria, increasing the probability of obtaining solutions that are not local optimum. In integrated MV/LV planning, the solutions obtained are analyzed through an integrated power flow between the MV and LV networks, considering the connection ratios of the transformers between these systems. The proposed algorithms related to the planning of MV, LV and integrated MV/LV systems are implemented in C++ programming language and tested in different distribution systems, MV (54 and 182 bus), LV (76 bus) and MV/LV (172 and 412 bus), under different operating scenarios.

**Keywords** – Planning of MV, LV and MV/LV power distribution systems. Distributed generation. Risk analysis. GVNS metaheuristic (General Variable Neighborhood Search). Node Depth Encoding.

## LISTA DE FIGURAS

<b>Figura 1</b> - Sistema integrado MT/BT de distribuição de energia elétrica	22
<b>Figura 2</b> - Ilustração do procedimento de busca do algoritmo VND	34
<b>Figura 3</b> - Ilustração do procedimento de busca do algoritmo RVNS	35
<b>Figura 4</b> - Ilustração do procedimento de busca do algoritmo BVNS	36
<b>Figura 5</b> - Algoritmo VND (a) e o algoritmo GVNS (b)	38
<b>Figura 6</b> - Sistema inicial e codificação (a). Expansão do sistema e codificação (b)	47
<b>Figura 7</b> - Solução corrente (a). Solução vizinha gerada com o operador PAO (b)	49
<b>Figura 8</b> - Solução corrente (a). Solução vizinha gerada com o operador CAO (b)	49
<b>Figura 9</b> - Algoritmo GVNS aplicado ao problema de planejamento de sistemas de MT	50
<b>Figura 10</b> - Sistema teste de MT de 54 barras	51
<b>Figura 11</b> - Topologia otimizada para o sistema de 54 barras	54
<b>Figura 12</b> - Perfis de tensão da solução otimizada do sistema de 54 barras	56
<b>Figura 13</b> - Diagrama unifilar do sistema de 182 barras	57
<b>Figura 14</b> - Topologia otimizada para o sistema de 182 barras	59
<b>Figura 15</b> - Codificação utilizada (RNP) para o sistema de BT	68
<b>Figura 16</b> - Estrutura de vizinhança: balanceamento de cargas entre fases	69
<b>Figura 17</b> - Estrutura de vizinhança: aplicação do operador PAO	70
<b>Figura 18</b> - Estrutura de vizinhança: aplicação do operador CAO	71
<b>Figura 19</b> - Aumento do número de transformadores da topologia corrente	71
<b>Figura 20</b> - Redução do número de transformadores da topologia corrente	72
<b>Figura 21</b> - Algoritmo GVNS aplicado ao problema de sistemas de BT	73
<b>Figura 22</b> - Configuração inicial do sistema de 76 barras de BT	74
<b>Figura 23</b> - Melhor topologia encontrada	76
<b>Figura 24</b> - Níveis de tensão dos circuitos de BT	77
<b>Figura 25</b> - Diagrama de blocos do algoritmo GVNS	92
<b>Figura 26</b> - Sistema teste integrado MT/BT de 172 barras	98
<b>Figura 27</b> - Topologias otimizadas: (a) Caso I; (b) Caso II	100
<b>Figura 28</b> - Sistema teste integrado MT/BT de 412 barras	101
<b>Figura 29</b> - Topologias otimizadas: (a) Caso I; (b) Caso II	104



<b>Figura 30</b> - Dados ordenados de demanda, irradiação solar e velocidade do vento	112
<b>Figura 31</b> - Blocos de demanda, irradiação solar e velocidade do vento	112
<b>Figura 32</b> - Ilustração de Var e CVar.	114
<b>Figura 33</b> - Codificação da porcentagem relacionada aos índices de geração	116
<b>Figura 34</b> - Fronteira obtida – Custos de Investimentos X Análise de Risco ( $10^3$ US\$)	119
<b>Figura 35</b> - Topologias: caso determinístico (a), casos I (b), II (c) e III (d).	120
<b>Figura 36</b> - Ilustração das somas das correntes	166
<b>Figura 37</b> - Diagrama de blocos do fluxo de potência de Shirmohammad	167
<b>Figura 38</b> - Ilustração dos nós de poda do operador PAO	169
<b>Figura 39</b> - Ilustração da matriz temporária do operador PAO	169
<b>Figura 40</b> - Ilustração das matrizes finais do operador PAO	170
<b>Figura 41</b> - Ilustração dos nós de poda do operador CAO	171
<b>Figura 42</b> - Ilustração da matriz temporária do operador CAO	171
<b>Figura 43</b> - Ilustração das matrizes finais do operador CAO	172

## LISTA DE TABELAS

<b>Tabela 1</b> - Cenários de operação do planejamento de sistemas de distribuição de MT	52
<b>Tabela 2</b> - Parâmetros do planejamento de sistemas de distribuição de MT	52
<b>Tabela 3</b> - Dados das subestações	53
<b>Tabela 4</b> - Dados dos condutores utilizados para o sistema de 54 barras	53
<b>Tabela 5</b> - Custos totais da solução inicial e otimizada para o sistema de 54 barras	53
<b>Tabela 6</b> - Potência solicitada ( $S_{sol}$ ) e potência instalada ( $S_{inst}$ ) em cada subestação	54
<b>Tabela 7</b> - Condutores utilizados e correntes da solução otimizada	55
<b>Tabela 8</b> - Dados das subestações	56
<b>Tabela 9</b> - Custos totais da solução inicial e otimizada para o sistema de 182 barras	58
<b>Tabela 10</b> - Potência instalada ( $S_{inst}$ ) e potência solicitada ( $S_{sol}$ ) em cada subestação	58
<b>Tabela 11</b> - Dados dos transformadores	74
<b>Tabela 12</b> - Dados dos condutores, postes e estruturas	75
<b>Tabela 13</b> - Cenários de operação do planejamento de sistemas de distribuição de BT	75
<b>Tabela 14</b> - Custos totais da solução inicial e da solução otimizada	75
<b>Tabela 15</b> - Dados dos transformadores	76
<b>Tabela 16</b> - Posição final das cargas entre as fases do sistema	79
<b>Tabela 17</b> - Dados das subestações	95
<b>Tabela 18</b> - Dados dos transformadores MT/BT	95
<b>Tabela 19</b> - Dados dos condutores de MT e BT	96
<b>Tabela 20</b> - Parâmetros utilizados nos testes	96
<b>Tabela 21</b> - Custos de instalação/recondutoramento dos circuitos MT/BT ( $10^3$ US\$/km)	96
<b>Tabela 22</b> - Cenários de operação	97
<b>Tabela 23</b> - Custos ( $10^3$ US\$) das soluções otimizadas	99
<b>Tabela 24</b> - Posição, demanda máxima e potência instalada das subestações	99
<b>Tabela 25</b> - Posição, demanda (kVA) e tap dos transformadores de distribuição MT/BT	99
<b>Tabela 26</b> - Tensões do sistema MT/BT no ponto de transformação (pu)	100
<b>Tabela 27</b> - Custos ( $10^3$ US\$) das soluções	102
<b>Tabela 28</b> - Posição, demanda máxima e potência instalada das subestações	102
<b>Tabela 29</b> - Posição, demandas (kVA) e tap's dos transformadores de distribuição MT/BT	103

<b>Tabela 30</b> - Tensões do sistema MT/BT no ponto de transformação (pu)	105
<b>Tabela 31</b> - Fontes de Energias Eólicas presentes no Sistema	117
<b>Tabela 32</b> - Fontes de Energia Solar presentes no sistema	117
<b>Tabela 33</b> - Cenários utilizados para o planejamento	117
<b>Tabela 34</b> - Resultados CIOC X Análise de Risco	118
<b>Tabela 35</b> - Custos das soluções otimizadas ( $10^3$ US\$)	119
<b>Tabela 36</b> - Dados de potência ativa e reativa do sistema de 54 barras	132
<b>Tabela 37</b> - Dados de linha do sistema de 54 barras	133
<b>Tabela 38</b> - Custos para recondutoramento e instalação: sistema de 54 barras	134
<b>Tabela 39</b> - Dados de potência ativa e reativa do sistema de 182 barras	135
<b>Tabela 40</b> - Dados de linha do sistema de 182 barras	136
<b>Tabela 41</b> - Dados dos condutores utilizados para o sistema de 182 barras	139
<b>Tabela 42</b> - Custos para recondutoramento e instalação: sistema de 182 barras	139
<b>Tabela 43</b> - Dados de potência ativa e reativa	140
<b>Tabela 44</b> - Dados de linha do Sistema de 76 barras	142
<b>Tabela 45</b> - Dados de barra de MT do sistema integrado MT/BT	143
<b>Tabela 46</b> - Dados de barra de BT do sistema integrado MT/BT	144
<b>Tabela 47</b> - Dados de linha de MT do sistema integrado MT/BT	148
<b>Tabela 48</b> - Dados de linha de BT do sistema integrado MT/BT	148
<b>Tabela 49</b> - Dados de barra de MT do Sistema Integrado MT/BT	150
<b>Tabela 50</b> - Dados de barra de MT do sistema integrado MT/BT	151
<b>Tabela 51</b> - Dados de linha de MT do sistema integrado MT/BT	160
<b>Tabela 52</b> - Dados de linha de BT do sistema integrado MT/BT	161

## LISTA DE ABREVIATURAS

BL	Busca local
BT	Baixa tensão
BVNS	<i>Basic Variable Neighbourhood Search</i>
CAO	<i>Change Ancestor Operator</i>
CESE	Custo de energia comprada na subestação
CEGD	Custo de energia comprada dos geradores
CENS	Custo da Energia não suprida
GD	Gerador distribuído
GVNS	<i>General Variable Neighbourhood Search</i>
MOGVNS	<i>Multi Objective General Variable Neighbourhood Search</i>
MT	Média tensão
PAO	<i>Preserve Ancestor Operator</i>
PNLIM	Programação Não Linear Inteiro Misto
RNP	Representação nó-profundidade
RVNS	<i>Reduced Variable Neighbourhood Search</i>
VND	<i>Descent Neighbourhood Search</i>
VNS	<i>Variable Neighbourhood Search</i>

## LISTA DE SÍMBOLOS

$BP$ :	Conjunto de barras do sistema primário (MT).
$BPJ_{ij}$ :	Barras primárias a jusante da falta da linha $ij$ .
$BS$ :	Conjunto de barras do sistema secundário (BT).
$BSE$ :	Conjunto de barras com subestações propostas ou existentes.
$BST$ :	Barras do sistema secundário ligadas ao transformador MT/BT onde ocorre a falta.
$BTR$ :	Conjunto de barras do sistema de BT com proposta de alocação de transformadores e com transformadores previamente alocados.
$CCPE_{k,m,ij}$ :	Custo da troca de um trecho com condutor do tipo $k$ por um trecho com condutor do tipo $m$ , no trecho $ij$ .
$CCPE_{(m,n),(p,q)ij}$ :	Custo da troca de um trecho com condutor do tipo $m$ de MT e $n$ de BT por um trecho com condutor do tipo $p$ de MT e $q$ de BT no trecho $ij$ .
$CE_{i,ij}$ :	Custo de energia não suprida na barra $i$ conectada na MT a jusante da falta na linha $ij$ .
$CETr_k$ :	Custo de energia não suprida pelo transformador $k$ .
$CFC_{i,t}$ :	Custo fixo do condutor $i$ do tipo $t$ .
$CFS_{k,i}$ :	Custo fixo para a construção e/ou repotencialização da subestação $k$ instalada na barra $i$ .
$CFTR_{k,i}$ :	Custo fixo do transformador $k$ instalado na barra $i$ .
$CI_{res}$ $CI_{com}$ $CI_{ind}$	Custos de interrupção residencial, comercial e industrial (US\$/MVA/ano).
$C_{i,t}$ :	Custo variável da linha construída $i$ com o condutor tipo $t$ .
$Ckwh_w$ :	Custo fixo do quilowatt/hora (US\$) no cenário de operação $w$ .
$CO$ :	Conjunto de cenários de operação do sistema.
$CP$ :	Condutores existentes ou possíveis de serem alocados no sistema primário (MT).

$CPSe_w$ :	Custo da compra de energia da subestação no cenário de operação $w$ .
$CPGD_w$ :	Custo de compra de energia dos geradores no cenário de operação $w$ .
$cpo_{k,ij}$ :	Variável de decisão binária que indica a operação do condutor de MT $k$ , instalado no ramo $ij$ .
$CS$ :	Condutores existentes ou possíveis de serem alocados no sistema secundário (BT).
$CSO_{k,ij}$ :	Variável de decisão binária que indica a operação do condutor $k$ de BT instalado no ramo $ij$ .
$Fn$ :	Fases $a, b, c$ e neutro do sistema de BT.
$G$ :	Irradiação solar ( $W/m^2$ ).
$GD$ :	Conjunto de geradores distribuídos (eólicos e solares) do sistema de distribuição.
$I_{ij}^2$	Quadrado da corrente na linha $ij$ .
$I_{ij,w}$ :	Corrente na linha $ij$ no cenário de operação $w$ .
$I_{ij,max}$ :	Corrente máxima na linha $ij$ .
$I_{ij,f,w}$ :	Corrente na linha $ij$ na fase $f$ no cenário de operação $w$ .
$I_{ij,f,max}$ :	Corrente máxima na linha $ij$ na fase $f$ .
$I_{p,i,w}$ , $I_{s,i,w}$ :	Correntes no primário e secundário, respectivamente, no transformador $i$ no cenário de operação $w$ .
$L_{ij}$ :	Taxa de faltas permanentes para a linha do sistema MT/BT (faltas/km/ano).
$LP$ :	Linhas existentes e futuras das redes de MT.
$LPS$ :	Linhas existentes e futuras das redes de MT/BT.
$LS$ :	Linhas existentes e futuras nas redes de BT.
$LST$ :	Linhas em operação no circuito alimentado pelo transformador MT/BT.
$nap$ :	Número de anos de planejamento.
$NBP$ :	Número de barras do sistema primário (MT).
$NBS$ :	Número de barras do sistema secundário (BT).
$NTR$ :	Número de transformadores MT/BT do sistema de distribuição.

$NSE$ :	Número de subestações.
$N_k$ :	Conjunto de estruturas superior do algoritmo GVNS.
$N_s$ :	Conjunto de estruturas inferior do algoritmo GVNS.
$f(x^*)$ :	Função objetivo avaliada em $x^*$ .
$N_*(x)$ :	Estrutura de vizinhança $N_*$ avaliada em $(x)$ .
$NOCT$ :	Temperatura da célula sobre condições normais de operação ( $C^0$ ).
$P\{f(x, y)\}$ :	Probabilidade da função de distribuição.
$PeTr_{k,i,w}$ :	Perdas no transformador $k$ instalado na barra $i$ no cenário de operação $w$ .
$PCu_k$ ,	Perdas no cobre e no ferro, respectivamente, no transformador do tipo $k$ .
$PFe_k$ :	
$PDTr_k$ :	Potência demandada pelo transformador $k$ .
$PNtr_k$ :	Potência nominal do transformador do tipo $k$ .
$Pd_{i,w,t}$ ,	Demanda de potências ativa e reativa, respectivamente, na barra $i$ no cenário de operação $w$ do ano de planejamento $t$ .
$Qd_{i,w,t}$ :	
$Pg_{i,w,t}$ ,	Potências ativa e reativa, respectivamente, geradas na barra $i$ , no cenário de operação $w$ do ano de planejamento $t$ .
$Qg_{i,w,t}$ :	
$PGD_{i,w}$ :	Injeção de potência ativa do gerador $i$ no cenário de operação $w$ .
$P_{i,w,t}$ ,	Injeções de potências ativa e reativa na barra $i$ , respectivamente, no cenário de operação $w$ no ano de planejamento $t$ .
$Q_{i,w,t}$ :	
$P^{PV}$ :	Potência solar gerada ( $W$ ).
$P^{wd}$ :	Potência gerada pela turbina eólica ( $kW$ ).
$P_{STC}$ :	Potência sobre condições padrão de testes ( $W$ ).
$P_R$ :	Potência elétrica máxima da turbina eólica ( $kW$ ).
$PSe_{i,w,t}$ :	Potência fornecida pela subestação $i$ , no cenário $w$ , no ano de planejamento $t$ .
$PGD_{i,w,t}$ :	Potência fornecida pela gerador instalado na barra $i$ , no cenário $w$ , no ano de planejamento $t$ .

$PGD_{i,w}^{\max}$ :	Potência máxima gerada pelo gerador $i$ no cenário de operação $w$ .
$RF$ , $RF_{\max}$ :	Recurso financeiro aplicado e máximo recurso financeiro disponível, respectivamente, a ser aplicado nos sistemas de MT ou BT ou integrado MT/BT.
$R_t$ :	Resistência do condutor $t$ por unidade de comprimento.
$Sc_{j,k,w}$ :	Potência consumida na barra $j$ conectada à subestação ou transformador da barra $k$ no cenário de operação $w$ .
$Sc_{i,res}$ , $Sc_{i,com}$ , $Sc_{i,ind}$ :	Potência consumida na barra $i$ considerando consumidores dos tipos residencial, comercial e industrial, respectivamente.
$SE$ :	Conjunto de subestações.
$se_{k,i}$ :	Variável de decisão binária para construção/repotencialização da subestação $k$ instalada na barra $i$ .
$Sl_{ij,k,w}$ :	Perdas na linha $ij$ conectada à subestação ou transformador da barra $k$ no cenário de operação $w$ .
$Ss_{k,i}$ :	Capacidade das subestações do tipo $k$ instaladas na barra $i$ .
$Str_{k,i}$ :	Capacidade dos transformadores MT/BT do tipo $k$ instalado na barra $i$ .
$\tan(\phi)$ :	Fator de potência.
$T_{amb}$ :	Temperatura ambiente ( $C^\circ$ ).
$T_{cel}$ :	Temperatura da célula ( $C^\circ$ ).
$tj$ :	Taxa de juros anual.
$tr_{k,i}$ :	Variável de decisão binária de instalação do transformador $k$ na barra $i$ .
$TR$ :	Conjunto de tipos de transformadores.
$T_w$ :	Período de operação, em horas, do cenário $w$ .
$v$ :	Velocidade do vento em ( $m/s$ ).
$v_R$ :	Velocidade do vento para gerar a máxima potência eólica ( $m/s$ ).



$v_I$ :	Velocidade do vento em que se inicia a geração de potência da turbina ( $m/s$ ).
$v_O$ :	Velocidade do vento em que as pás da turbina travam devido à alta velocidade ( $m/s$ ).
$V$ :	Tensão do sistema.
$V_{i,max}$ , $V_{i,min}$ :	Magnitudes de tensões máxima e mínima, respectivamente, na barra $i$ .
$V_{f,i,w}$ :	Magnitude de tensão $f$ na fase da barra $i$ do sistema BT no cenário de operação $w$ .
$V_{i,w}^r$ , $V_{j,w}^r$ :	Parte real da magnitude de tensão das barras $i$ e $j$ da rede de MT, respectivamente, no cenário de operação $w$ .
$V_{f,i,w}^r$ , $V_{f,j,w}^r$ :	Parte real da magnitude de tensão na fase $f$ das barras $i$ e $j$ , respectivamente da rede de BT, no cenário de operação $w$ .
$V_{p,i,w}$ , $V_{s,i,w}$ :	Magnitude de tensão de entrada do sistema MT e saída do sistema BT, respectivamente, no transformador $i$ no cenário de operação $w$ .
$Z_{k,i}$ :	Impedância do transformador $k$ instalado na barra $i$ .
$\alpha$	Nível de confiança especificado do parâmetro $CVar$ .
$\beta$ :	Mínimo custo especificado do $Var$ .
$\theta$ :	Ângulo de fase da tensão nodal.
$\varphi_{ij,prim}$ :	Número de linhas instaladas no sistema primário (MT).
$\varphi_{ij,sec}$ :	Número de linhas instaladas no sistema secundário (BT).
$\lambda$ :	Taxa de faltas permanentes para a linha do sistema de MT (faltas/km/ano).
$\lambda tr_k$ :	Taxa média de faltas nos circuitos ligados ao transformador $k$ .
$\Delta_{tap}$ :	Intervalo de discretização do $tap$ do transformador.
$CT$ :	Conjunto de posições do $tap$ do transformador.
$Im_{i,w}$ :	Corrente de magnetização do transformador de MT/BT no ponto de transformação $i$ no cenário de operação $w$ .
$\delta$ :	Coefficiente de potência-temperatura ( $\%C^\circ$ ).

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>18</b>
1.1	REVISÃO DA LITERATURA	23
1.1.1	<b>Planejamento dos sistemas de distribuição de energia elétrica de MT</b>	<b>23</b>
1.1.2	<b>Planejamento de sistemas de distribuição de energia elétrica de BT</b>	<b>27</b>
1.1.3	<b>Planejamento integrado de sistemas de distribuição de energia elétrica de MT/BT</b>	<b>28</b>
1.2	OBJETIVO GERAL	29
1.3	OBJETIVOS ESPECÍFICOS	30
1.4	ORGANIZAÇÃO DOS CAPÍTULOS	30
<b>2</b>	<b>META-HEURÍSTICAS APLICADAS NO PLANEJAMENTO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO</b>	<b>32</b>
2.1	ALGORITMOS DE BUSCA EM VIZINHANÇA VARIÁVEL	32
2.1.1	<b>Algoritmo VND</b>	<b>33</b>
2.1.2	<b>O ALGORITMO RVNS</b>	<b>35</b>
2.1.3	<b>Algoritmo BVNS</b>	<b>36</b>
2.1.4	<b>Algoritmo GVNS</b>	<b>36</b>
2.2	ALGORITMO GENÉTICO DE CHU BEASLEY	38
2.3	CONCLUSÕES	40
<b>3</b>	<b>PLANEJAMENTO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DE MÉDIA TENSÃO</b>	<b>41</b>
3.1	MODELO MATEMÁTICO	42
3.2	METODOLOGIA	45
3.2.1	<b>Geração da configuração inicial</b>	<b>46</b>
3.2.2	<b>Estruturas de vizinhança</b>	<b>48</b>
3.2.3	<b>Algoritmo GVNS dedicado ao problema de planejamento de sistemas de distribuição de MT</b>	<b>50</b>
3.3	RESULTADOS	51
3.3.1	<b>Sistema de 54 barras</b>	<b>51</b>
3.3.2	<b>Sistema de 182 barras</b>	<b>56</b>
3.4	CONCLUSÕES	60
<b>4</b>	<b>PLANEJAMENTO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DE BAIXA TENSÃO</b>	<b>61</b>
4.1	MODELO MATEMÁTICO	62
4.2	METODOLOGIA	66
4.2.1	<b>Solução inicial</b>	<b>66</b>
4.2.2	<b>Estruturas de vizinhança</b>	<b>68</b>
4.2.3	<b>Algoritmo GVNS dedicado ao problema de planejamento de sistemas de distribuição de BT</b>	<b>72</b>

4.3	RESULTADOS	73
4.4	CONCLUSÕES	79
<b>5</b>	<b>PLANEJAMENTO INTEGRADO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DE MT/BT</b>	<b>81</b>
5.1	MODELO MATEMÁTICO	82
5.2	TÉCNICA DE SOLUÇÃO	91
<b>5.2.1</b>	<b>Geração da configuração inicial</b>	<b>91</b>
<b>5.2.2</b>	<b>Codificação do sistema de distribuição</b>	<b>92</b>
<b>5.2.3</b>	<b>Estruturas de vizinhança</b>	<b>93</b>
<b>5.2.4</b>	<b>Avaliação das soluções</b>	<b>94</b>
<b>5.2.5</b>	<b>Critério de parada</b>	<b>94</b>
5.3	DADOS DOS SISTEMAS TESTADOS	95
5.4	PLANEJAMENTO DE SISTEMAS MT/BT CONSIDERANDO CONFIABILIDADE	97
<b>5.4.1</b>	<b>Resultados - sistema teste de 172 barras</b>	<b>97</b>
<b>5.4.2</b>	<b>Resultados - sistema teste de 412 barras</b>	<b>101</b>
<b>5.4.3</b>	<b>Discussão dos resultados</b>	<b>105</b>
5.5	PLANEJAMENTO INTEGRADO DE SISTEMAS DE MT/BT CONSIDERANDO GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	108
<b>5.5.1</b>	<b>Geração de cenários</b>	<b>110</b>
<b>5.5.2</b>	<b>Análise de risco</b>	<b>112</b>
<b>5.5.3</b>	<b>Resultados</b>	<b>116</b>
<b>5.5.4</b>	<b>Discussão dos resultados</b>	<b>121</b>
5.6	CONCLUSÕES	122
<b>6</b>	<b>CONCLUSÕES E SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS</b>	<b>123</b>
6.1	TRABALHOS FUTUROS	124
	<b>REFERÊNCIAS</b>	<b>125</b>
	<b>ANEXO – DADOS DOS SISTEMAS TESTADOS</b>	<b>132</b>
	<b>SISTEMA TESTE DE 54 BARRAS</b>	<b>132</b>
	<b>SISTEMA TESTE DE 182 BARRAS</b>	<b>135</b>
	<b>SISTEMA TESTE DE 76 BARRAS</b>	<b>140</b>
	<b>SISTEMA TESTE DE 172 BARRAS</b>	<b>143</b>
	<b>SISTEMA TESTE DE 412 BARRAS</b>	<b>150</b>
	<b>APÊNDICE A – FLUXO DE POTÊNCIA</b>	<b>164</b>
	<b>APÊNDICE B – OPERADORES DA RNP</b>	<b>168</b>
	<b>APÊNDICE C – ARTIGOS PUBLICADOS</b>	<b>175</b>

## 1 INTRODUÇÃO

Os sistemas de distribuição têm como função principal o transporte de energia elétrica desde as subestações de distribuição até as unidades consumidoras, através de seus alimentadores. Com o objetivo de efetuar estudos e projetos para análise do planejamento, os sistemas elétricos de distribuição estão subdivididos na literatura de maneira clássica, de acordo com seus níveis de tensão de operação, em sistemas primários (média tensão) e circuitos secundários (baixa tensão). Os sistemas de média tensão (MT) normalmente estão localizados entre as subestações de distribuição de AT/MT, até os transformadores abaixadores de rua, operando em uma faixa de tensão que normalmente varia entre 69 kV a 2,4 kV. Os sistemas de baixa tensão (BT) compreendem os circuitos que se estendem desde os transformadores abaixadores de rua até as unidades consumidoras de BT e, normalmente, operam em uma faixa de tensão abaixo de 2,4 kV (GONEM, 1986; PAIVA; DOMÍNGUEZ-NAVARRO; URDANETA, 2005).

O planejamento otimizado da expansão de curto, médio e longo prazo de sistemas de distribuição é uma tarefa desafiadora para as empresas do setor elétrico, considerando que estão envolvidos requisitos técnicos, operacionais, confiabilidade e qualidade do fornecimento de energia e variáveis de natureza determinística e estocástica. Para auxiliar as empresas no planejamento e expansão de seus modernos e complexos sistemas de distribuição, sejam eles de MT, BT ou integrado (MT/BT), devem ser desenvolvidas ferramentas computacionais baseadas em modelos matemáticos complexos e técnicas de otimização. O principal desafio é determinar ações de planejamento que atendam critérios de qualidade, confiabilidade e redução dos custos de investimentos, respeitando os padrões exigidos pelas agências reguladoras e pelos consumidores que adquirem energia elétrica, assim como qualquer outro produto existente no mercado. Estes critérios de qualidade e confiabilidade, bem como a minimização dos recursos podem ser obtidos através de um modelo matemático de otimização que forneça o dimensionamento e roteamento dos alimentadores de MT e circuitos de BT, localização ótima dos transformadores (MT/BT) e subestações (AT/MT) atendendo as restrições físicas, operacionais e de disponibilidade de recursos financeiros.

Nos últimos anos, uma grande quantidade de trabalhos relacionados com o planejamento da expansão de curto, médio e longo prazo dos sistemas de distribuição de energia elétrica vem

sendo proposta na literatura especializada. Este esforço de realizar pesquisas envolvendo este tema se deve principalmente à necessidade de melhorias dos parâmetros relacionados com a construção, operação e necessidade de considerar nas ações de planejamento a estocasticidade e confiabilidade dos sistemas de distribuição. A grande concentração de pesquisas nesta área também se justifica pelo crescimento frequente de futuros consumidores e pelas perdas técnicas, que devido às baixas tensões, estão associadas em maior escala aos sistemas de distribuição (COSTA, 2002; CAMARGO, 2014).

Na literatura especializada, o planejamento dos sistemas de distribuição, em sua grande maioria, é dedicado aos sistemas de MT (ADAMS; LAUGHTON, 1974; GONEM; RAMIREZ-ROSADO, 1986; PONNAVAIKKO; RAO, 1987; GOSWAMI, 1997; KHATOR; LEUNG, 1997; BERNAL-AGUSTÍN; RAMÍREZ-ROSADO, 1998; LOTERO, CONTRERAS 2011; COSSI; SILVA; MANTOVANI, 2012; BENETTI, 2014; CAMARGO, 2014; PEREIRA-JÚNIOR, 2014). Poucos trabalhos são encontrados na literatura que abordam o planejamento de sistemas de BT (HINDI; BRAMELLER, 1977; COSSI; ROMERO; MANTOVANI, 2005; COSSI, 2008; COSSI; ROMERO; MANTOVANI; 2009; VÉLEZ; HINCANPIÉ, 2014) e o planejamento integrado de sistemas de MT/BT (PAIVA; DOMINGUEZ-NAVARRO; URDANETA, 2005; FLETCHER; STRUNZ, 2007; YOSEF; SAYED, HOSAM, 2015).

O planejamento de sistemas de distribuição de MT e BT são resolvidos nos trabalhos encontrados na literatura, na maioria das vezes, de forma isolada, devido ao fato do planejamento integrado dos sistemas de MT/BT através de um único modelo de otimização envolver um grande número de variáveis, parâmetros e restrições. Dessa forma, em muitos casos não são consideradas as relações físicas e elétricas existentes entre os sistemas de MT e BT. Além disso, os modelos não consideram as relações de conexão existentes entre os sistemas de MT e BT nos pontos de transformação, assim como os modelos resolvidos de forma isolada, não garantem que as soluções encontradas atendem as necessidades de ambos os subsistemas (YOSEF; SAYED; HOSAM, 2015).

No planejamento da expansão das redes de MT, considera-se como objetivo principal o atendimento da demanda dos futuros consumidores conectados à rede de MT. Portanto, busca-se minimizar os custos relacionados com a construção de novos alimentadores, recondução de linhas, construção ou repotencialização de subestações, alocação de postes e estruturas de MT, além de minimizar as perdas elétricas do sistema. Também deve-se levar em consideração que as

redes de MT devem ser expandidas até os transformadores abaixadores de rua, onde se iniciam os circuitos de BT, que têm como finalidade atender os consumidores conectados às redes de BT (BENETTI, 2014; CAMARGO, 2014; PEREIRA-JÚNIOR, 2014).

No planejamento de sistemas de BT, prioriza-se o atendimento das unidades consumidoras de BT, buscando o mínimo custo do planejamento através do projeto de alocação otimizada dos transformadores, construção/recondutoramento de circuitos, minimização de perdas, balanceamento de cargas entre fases e alocação de condutores, postes e estruturas de BT (SOUZA, 2006; COSSI, 2008).

No planejamento integrado de sistemas MT/BT, busca-se minimizar os custos fixos e variáveis associados às redes de MT e BT de maneira integrada. Os custos fixos são relacionados aos investimentos realizados na instalação dos equipamentos físicos do sistema (subestações, transformadores, postes, estruturas, condutores), enquanto os custos variáveis estão associados à confiabilidade e às perdas elétricas dos condutores e transformadores da subestação e do sistema de distribuição MT/BT (PAIVA; DOMINGUEZ-NAVARRO; URDANETA, 2005; FLETCHER; STRUNZ, 2007; YOSEF; SAYED; HOSAM, 2015).

As restrições consideradas no planejamento dos sistemas MT, BT e MT/BT são de natureza física, econômica e operacional. Deve-se levar em consideração a operação futura do sistema, buscando atender os níveis de magnitude de tensão nos pontos de carga dentro dos limites especificados pelas agências reguladoras, limites de fluxo de corrente nos alimentadores, equações estáticas de fluxo de potência, além das restrições financeiras para a construção, expansão, planejamento e projeto da rede. Considera-se também o carregamento máximo das subestações, alimentadores, transformadores, bem como dos geradores distribuídos, devido aos seus limites operacionais.

A maioria dos trabalhos existentes na literatura que tratam do planejamento integrado dos sistemas de MT/BT propõe técnicas heurísticas construídas com base na experiência prática de engenheiros, hierarquia dos subproblemas e simplificações dos modelos, com a finalidade de minimizar sua complexidade, não resolvendo o planejamento de sistemas de MT e BT de forma simultânea, e assim, não o considerando como um único modelo de otimização. Dessa forma, também não levam em consideração as relações de acoplamento existentes entre os sistemas MT/BT, bem como as influências do planejamento do sistema de MT no sistema de BT e vice-versa.

Neste contexto, o objetivo principal do trabalho é apresentar uma nova metodologia para o planejamento integrado de sistemas de distribuição de energia elétrica de MT/BT, a partir dos modelos de otimização de planejamento dos sistemas de MT e BT existentes, obtendo uma única solução, através de um único modelo de otimização, que contemple as necessidades dos sistemas de MT em função do sistema de BT e vice-versa. O modelo de planejamento integrado proposto, além de considerar custos básicos de investimentos e operação dos sistemas de MT e BT, também considera as relações físicas (compartilhamento de rotas entre as redes de MT/BT e localização dos transformadores de MT/BT) e elétricas (modelagem do circuito dos transformadores) existentes no ponto de conexão dos sistemas MT/BT. Considera-se também o cálculo das perdas nos transformadores das subestações e dos condutores do sistema integrado MT/BT, critérios de confiabilidade e a presença de fontes renováveis de geração distribuída (eólica e solar) durante a fase de planejamento.

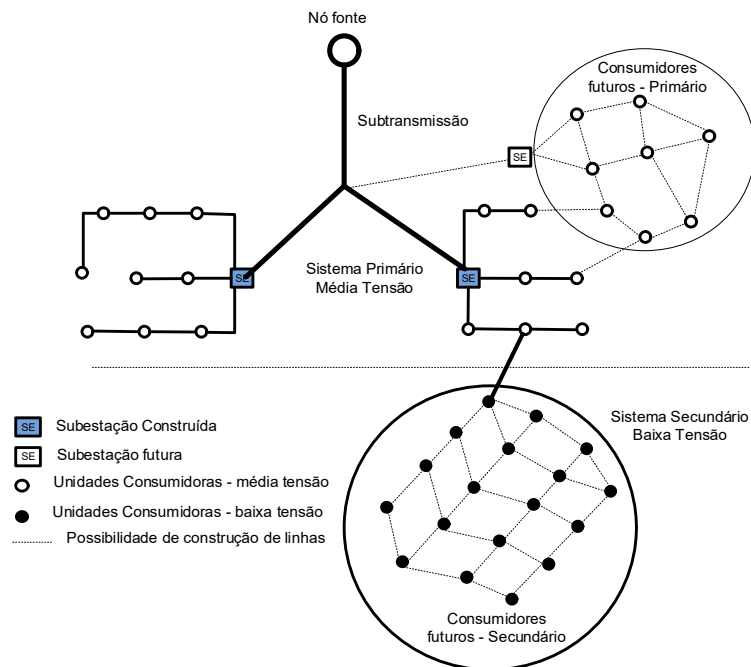
A medida de confiabilidade da rede planejada é calculada baseada nos índices de corte de carga através do custo da energia não suprida (CENS), devido a possibilidade de contingências no sistema integrado MT/BT. No caso da penetração de fontes renováveis de geração distribuída nas redes de MT (eólica) e BT (solar), são levados em consideração os custos de compra de potência da subestação e dos geradores distribuídos, analisados através de uma metodologia de geração de cenários e análise de risco, devido à imprecisão dos valores de potência fornecida pelas fontes de energia renováveis.

Com o objetivo de ilustrar a ideia central do trabalho que consiste no planejamento integrado de sistemas MT/BT, apresenta-se ilustrativamente na Figura 1 um sistema de distribuição de energia elétrica, subdivididos em seus dois níveis de operação, MT e BT. Como ilustrado na Figura 1, a expansão das redes MT e BT, de maneira integrada, deve ser realizada com o objetivo de atender os futuros consumidores conectados a ambas as redes, visando o mínimo custo do planejamento e atendendo as restrições de qualidade, confiabilidade e operação.

O problema de planejamento de sistemas de MT, BT e o planejamento integrado de sistemas MT/BT, são problemas de programação não linear inteiro misto (PNLIM) de natureza combinatória, de grande porte e de difícil solução. O espaço de busca destes problemas possui uma numerosa quantidade de soluções para os sistemas de distribuição reais, principalmente quando se considera o planejamento integrado dos sistemas MT/BT. Na concepção do modelo estabelecido neste trabalho para o problema de planejamento integrado utiliza-se uma grande quantidade de

variáveis binárias, inteiras, parâmetros e restrições. Dessa forma, propõe para a solução do problema a meta-heurística de busca em vizinhança variável GVNS (*General Variable Neighborhood Search*) (MLADENOVIC; HANSEN, 1997). A escolha desta meta-heurística para resolver o problema de planejamento é devido a sua dimensão, não convexidade, natureza binária de algumas variáveis e complexidade computacional do problema que é *NP-hard*, o que dificulta a utilização de técnicas de otimização clássicas para a solução de sistemas reais de médio e grande porte (JOSHUA, 2015). As meta-heurísticas são ferramentas utilizadas para a solução de problemas complexos de otimização e muito aplicadas na solução dos problemas de planejamento de sistemas de distribuição de curto, médio e longo prazo (MIRANDA; RANITO; PROENÇA, 1994; RAMÍREZ-ROSADO; BERNAL-AUGUSTIN, 1998; COSSI, 2003; COSSI; ROMERO; MANTOVANI, 2005; RAMÍREZ-ROSADO; DOMINGUEZ-NAVARRO, 2006; SOUZA, 2006; COSSI; 2008; COSSI; ROMERO; MANTOVANI, 2009; CAMARGO, 2014; BENETTI, 2014; PEREIRA JÚNIOR, 2014).

Figura 1 - Sistema integrado MT/BT de distribuição de energia elétrica



Fonte: Elaboração do próprio autor



A restrição de radialidade imposta pelas condições de planejamento dos sistemas de MT, BT e MT/BT, é considerada através da codificação utilizada, que consiste de uma estrutura denominada representação nó-profundidade (RNP), baseada em teoria de grafos e facilmente aplicada à sistemas elétricos de distribuição (DELBEM et al., 2004). Na RNP são utilizados os operadores PAO (*Preserve Ancestor Operator*), CAO (*Change Ancestor Operator*) que geram circuitos de MT e BT sempre radiais. Estes operadores são aplicados na solução corrente com o objetivo de gerar soluções vizinhas com diferentes rotas para os alimentadores de MT e circuitos de BT durante o processo de busca. Para validar a metodologia proposta e verificar a eficiência computacional e robustez do algoritmo, são propostos testes sob diferentes condições físicas e operacionais em sistemas testes de distribuição de MT (54 e 182 barras), BT (76 barras) e MT/BT (172 e 412 barras), sob diferentes cenários operacionais.

## 1.1 REVISÃO DA LITERATURA

O problema de planejamento de sistemas de distribuição de MT tem sido intensamente pesquisado na literatura, sob diferentes perspectivas, enquanto que o problema de planejamento de sistemas de BT tem sido pouco abordado e o planejamento integrado MT/BT destes sistemas muito pouco discutido. Nas seções seguintes apresentam-se os principais trabalhos associados às diferentes metodologias do planejamento de sistemas de MT, BT e o planejamento integrado dos sistemas MT/BT.

### 1.1.1 Planejamento dos sistemas de distribuição de energia elétrica de MT

Na literatura especializada são descritas diferentes modelagens para o problema de planejamento de sistemas de MT, que diferem basicamente entre si quanto à técnica de solução utilizada, e se na solução procurada, o sistema está planejado para operar em condições normais ou para operar sob contingências. Sob estas condições de operação, são considerados outros aspectos tais como a sofisticação do modelo matemático utilizado, qualidade da decisão fornecida pelo modelo, se o planejamento é estático ou multiestágio e as características físicas e econômicas da região em que se situa o sistema sob estudo. Vários métodos têm sido utilizados na solução do problema de planejamento ótimo de sistemas de distribuição de MT: otimização clássica (Branch-

And-Bound, Modelos de Transportes e Decomposição de Benders), métodos heurísticos e atualmente as meta-heurísticas tais como Algoritmos Genéticos, Simulated Annealing e Busca Tabu (PONNAVAIKKO, 1987; KAGAN, 1993; RAMÍREZ-ROSADO; BERNAL-AUGUSTÍN, 1998; GOSWAMI, 1997; GOMEZ, 2004; MENDONZA, 2006; COSSI, 2008; BENETTI, 2014; CAMARGO, 2014; PEREIRA-JÚNIOR, 2014). Nesta seção, descrevem-se os principais trabalhos nesta linha de pesquisa, destacando a abordagem do modelo matemático, juntamente com as técnicas propostas para a solução dos problemas.

Ponnavaikko (1987) propõe um modelo de programação quadrática inteira mista para a expansão de sistemas de distribuição de MT. São avaliados os custos fixos relacionados aos investimentos em alimentadores e subestações e os custos variáveis associados com as perdas elétricas do sistema. Um algoritmo heurístico construtivo iterativo que consiste em dois estágios é aplicado para solução do modelo. No primeiro estágio, o modelo é resolvido através do método de gradiente reduzido de Wolfe e definidas as subestações que devem alimentar o sistema. No segundo estágio, seleciona-se o roteamento dos alimentadores. Testes são realizados em um sistema de pequeno porte com duas subestações e oito nós de consumo.

Kagan (1993) utiliza uma variante do método de decomposição de Benders para o planejamento da expansão de sistemas de sistemas de distribuição de MT. O modelo considerado é multiobjetivo e multiestágios, que avalia os custos de investimentos na expansão de alimentadores e subestações e a confiabilidade da rede, expressa através dos índices de corte de carga e conectividade do sistema. Como restrições do modelo consideram-se os limites físicos de operação de subestações e alimentadores, equações estáticas de fluxo de potência, limites de tensão e radialidade do sistema.

Khator e Leung (1997) realizam uma ampla revisão bibliográfica sobre as principais linhas de pesquisas associadas ao planejamento da expansão de sistemas de distribuição de MT. Neste artigo, os autores abordam as diferentes metodologias propostas na literatura sob duas perspectivas: planejamento em condições normais e sob situações de contingências. Dentre estas perspectivas, consideram-se as técnicas de solução utilizadas, os modelos de planejamento considerados (estático ou multiestágios), além de desenvolvimentos futuros das pesquisas relacionadas à expansão de sistemas de MT.

Ramírez-Rosado e Bernal-Augustin (1998) aplicam um algoritmo genético especializado para obter soluções de qualidade para a expansão de sistemas de distribuição de MT. O modelo é

considerado como não linear inteiro misto, sendo que na função objetivo minimizam-se os custos dos investimentos associados à construção de alimentadores e subestações, além dos custos relacionados com a operação do sistema. As restrições clássicas do modelo consideradas são: restrições de operação baseadas nas leis de *Kirchoff*, limites operacionais das subestações e condutores, e níveis de tensão nos pontos de carga. O modelo proposto é testado em um sistema de distribuição de grande porte através do modelo de planejamento estático.

Goswami (1997) propõe uma técnica heurística baseada na troca de ramos para a geração de diferentes soluções no roteamento dos alimentadores para o planejamento da expansão de sistemas de distribuição de MT. A configuração inicial é gerada considerando-se a conectividade na fonte de alimentação de futuros consumidores através de um algoritmo construtivo guloso. A troca de ramos é realizada de duas formas distintas, de modo que o sistema sempre se mantenha de forma radial; a primeira se denomina intrazona em que as trocas de linhas que alimentam uma determinada carga são realizadas entre ramos de uma mesma subestação; a segunda é denominada de interzona em que as trocas de linhas para alimentar uma determinada carga são efetuadas entre ramos que pertencem a duas subestações diferentes. A função objetivo considera os custos fixos relacionados à expansão de alimentadores e subestações, assim como os custos variáveis associados às perdas elétricas.

Gomez (2004) propõe em sua metodologia um algoritmo de otimização baseado em colônia de formigas para minimizar os custos relacionados à expansão de alimentadores e subestações. O modelo proposto é o tipicamente clássico na literatura, buscando os custos mínimos de alimentadores e subestações. O modelo utilizado é não linear inteiro misto e mono-objetivo. Nas restrições consideram-se os limites de queda tensão nos pontos de carga, limites de fluxo nos condutores, radialidade e a capacidade de operação das subestações.

Mendoza (2006) utiliza dois algoritmos evolutivos multiobjetivos para a expansão de sistemas de distribuição de energia elétrica de MT. No modelo matemático, as funções objetivos consideram os custos fixos e variáveis associados à construção de novos condutores e recondutoramento dos existentes e subestações e perdas ativas nos condutores, além dos custos relacionados com a energia não suprida, baseado nos índices de corte de carga e conectividade do sistema.

Cossi (2008) propõe uma metodologia baseada em um algoritmo de busca tabu reativo multiobjetivo, o qual busca encontrar as melhores configurações para a expansão da rede de MT,

juntamente com a alocação de chaves de manobras no sistema com o objetivo de melhorar os índices de confiabilidade da rede. O modelo utilizado é estático e a alocação de chaves de manobras é realizada através de um algoritmo genético especializado. As restrições do problema são as tipicamente utilizadas no planejamento da expansão, tais como balanço das equações estáticas de fluxo de potência, radialidade, limites de queda de tensão e limites físicos das subestações, alimentadores e condutores.

Benetti (2014) realiza a expansão dos sistemas de MT considerando o planejamento estático, multiestágio e multiobjetivo, que além de considerar os custos associados com a construção/ repotencialização de subestações, instalação/ recondutoramento dos condutores, também considera a confiabilidade da rede, baseado em índices de corte de carga e conectividade. A busca de soluções é realizada através de um algoritmo de busca dispersa, baseada em uma codificação que permite a geração de topologias sempre radiais.

Camargo (2014) propõe uma metodologia para a expansão de sistemas de distribuição de energia elétrica de MT utilizando um algoritmo genético especializado. A função objetivo considera os custos fixos referentes à instalação/recondutoramento de circuitos, construção/repotencialização de subestações, além das perdas ativas nos condutores e subestações. Além das restrições, físicas, operacionais e econômicas incluídas na maioria dos modelos típicos do planejamento, consideram-se como restrições os limites máximos para os indicadores de continuidade FIC (Frequência de Interrupção por Unidade Consumidora), DIC (Duração de Interrupção por Unidade Consumidora), FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora). Estes limites incluídos no modelo matemático têm por objetivo melhorar os parâmetros relacionados com os índices de continuidade do sistema planejado.

Pereira-Júnior (2014) realiza a expansão de sistemas de MT, sob diferentes estágios de planejamento, através de um algoritmo de busca tabu multiobjetivo. Inicialmente são propostos no planejamento medidas de curto prazo, como a instalação otimizada de reguladores de tensão e bancos de capacitores. Medidas de longo prazo também são consideradas assim como as adotadas na maioria dos modelos da literatura. São minimizados os custos relacionados aos investimentos de condutores e subestações e chaves de interconexões para a melhoria da confiabilidade. Também se considera no modelo a instalação e os impactos associados aos geradores distribuídos. Nas restrições são considerados os limites de fator de potência do sistema, queda de tensão nos

alimentadores, balanceamento das equações estáticas de fluxo de potência, radialidade, limites operacionais dos condutores, subestações e alimentadores, além de restrições lógicas. Testes e análises são efetuados considerando os diferentes impactos da geração distribuída incorporada no modelo.

### 1.1.2 Planejamento de sistemas de distribuição de energia elétrica de BT

No planejamento de sistemas de distribuição de energia elétrica de BT, existem poucos trabalhos na literatura quando comparado com a quantidade de trabalhos que abordam os sistemas de MT. Dentre os poucos artigos dedicados às redes de BT do sistema de distribuição, encontram-se os trabalhos que utilizam programação matemática inteira-mista e meta-heurísticas. Nesta seção descrevem-se os principais trabalhos nesta linha de pesquisa.

Costa (2002) propõe um trabalho baseado em quatro diferentes abordagens de solução do planejamento de redes de BT: exatas, heurística, híbrida e meta-heurísticas. O objetivo do trabalho consiste em localizar o posicionamento e dimensionamento dos transformadores, realização do roteamento dos circuitos de BT, além de realizar a interligação dos sistemas MT e BT a partir dos transformadores abaixadores. Resultados são apresentados sob diferentes cenários, comparando as abordagens exatas, heurística, híbrida e meta-heurísticas.

Cossi (2003) propõe um algoritmo evolutivo especializado para encontrar a melhor solução que atenda a fase de projeto e planejamento de sistemas de BT. A configuração inicial é gerada de maneira aleatória e as soluções no espaço de busca são geradas através da mudança da posição dos transformadores considerando o momento elétrico das cargas, balanceamento das cargas entre fases e recondutoramento dos circuitos. São minimizados os custos relacionados com a fase de projeto do sistema, tais como a instalação de transformadores e condutores e os custos operacionais associados às perdas elétricas.

Garcia (2003) propõe uma meta-heurística GRASP (*Greedy Randomized Adaptive Search Procedure*) para realizar o planejamento de sistemas de distribuição de energia elétrica de BT. O problema é resolvido de forma hierárquica. Inicialmente determinam-se as localizações dos transformadores através do problema de  $p$ -medianas. Em seguida conectam-se as unidades consumidoras através do problema de caminho mínimo e por último realiza-se a expansão da rede de MT até os pontos de transformação, através do problema de árvore geradora mínima.

Souza (2006) e Cossi (2008) propõem uma heurística construtiva para a geração dos circuitos iniciais que determinam a localização/potência dos transformadores e o roteamento dos circuitos de BT visando atender todas as unidades consumidoras. Definem-se também através de cálculos específicos, os tipos de postes, condutores e estruturas dos sistemas de MT e BT. As soluções do espaço de busca são geradas através de estruturas de vizinhança que consistem na mudança do balanceamento de cargas entre fases, posição dos transformadores, mudança/recondutoramento dos condutores e troca de rotas para atender os pontos de consumo. A busca de soluções para o modelo é realizada através de um algoritmo de Busca Tabu. São minimizados os custos associados à fase de projeto do sistema (instalação de transformadores, condutores, postes e estruturas) e os custos operacionais relacionados com as perdas ativas.

### **1.1.3 Planejamento integrado de sistemas de distribuição de energia elétrica de MT/BT**

O planejamento integrado dos sistemas MT/BT é um tema com poucos trabalhos publicados na literatura, devido à sua complexidade. Nesta seção são apresentados alguns trabalhos que tratam do planejamento de sistemas integrados MT/BT. A metodologia destes trabalhos, na maioria dos casos, se baseia na hierarquia dos subproblemas, experiência prática de projetistas e engenheiros das empresas de distribuição, determinando assim as rotas dos circuitos das redes de MT e BT, transformadores, subestações, condutores, etc.

Silva (1990) propõe uma metodologia baseada no planejamento hierárquico para encontrar soluções de qualidade para o planejamento dos sistemas de MT/BT. O planejamento integrado dos subsistemas é resolvido de forma hierárquica. Nos circuitos de BT, os problemas de alocação de transformadores, roteamento dos circuitos de BT e roteamento dos alimentadores de MT são resolvidos respectivamente através dos problemas das  $p$ -medianas, caminho mínimo e árvore geradora mínima. Como restrições consideram-se as equações estáticas de fluxo de potência, radialidade, queda de tensão dos alimentadores e os limites físicos dos transformadores e condutores.

Paiva (2005) propõe um modelo de programação linear inteiro misto, que permite encontrar o roteamento ótimo dos circuitos para atender as demandas dos sistemas de MT/BT. São minimizados os custos associados à instalação/repotencialização das subestações, instalação de transformadores e condutores das redes de MT/BT. Como restrições, são consideradas a radialidade

em relação às redes de MT/BT, carregamento máximo dos transformadores e subestações, limites das magnitudes de tensão e corrente. Para a solução do modelo proposto utilizou-se o solver comercial CPLEX, através da linguagem de programação AMPL.

Cossi (2008) propõe uma heurística construtiva para o planejamento integrado de sistemas de MT/BT. O plano de integração destes subsistemas é realizado de forma hierárquica. Inicialmente define-se um conjunto de propostas de integração entre o sistema de MT e BT. Resolve-se o problema do planejamento de MT selecionando uma das propostas de interconexão com o sistema de BT. Em seguida, se resolve o planejamento do sistema de BT a partir da proposta escolhida e avalia-se a qualidade da solução obtida através de uma função adaptação, que é soma de ambos os custos dos subsistemas de MT e BT. Esta heurística se repete até que um número previamente especificado de propostas de interconexões entre o sistema de MT e BT seja executado e avaliado. Como restrições do planejamento são consideradas as equações estáticas de fluxo de potência, limites de queda de tensão nos alimentadores, limites operacionais das subestações e condutores, radialidade e balanceamento das cargas entre fases do circuito de BT.

Yosef, Sayed e Hosam (2015) propõem uma heurística fundamentada na técnica de biogeografia para realizar o planejamento integrado das redes de MT/BT através da construção iterativa destes dois sistemas. O modelo matemático é não linear inteiro misto e considera a minimização dos custos de operação, manutenção, confiabilidade e investimentos (condutores, transformadores e subestações) dos sistemas MT/BT.

## 1.2 OBJETIVO GERAL

O objetivo geral deste trabalho é desenvolver uma metodologia para o planejamento integrado de sistemas de MT/BT, considerando confiabilidade e fontes de energia renováveis a partir da análise dos modelos de planejamento de sistemas de MT e BT existentes na literatura. Dessa forma, busca-se desenvolver um único modelo de otimização que contemple o planejamento dos sistemas de MT e BT de forma integrada, atendendo as necessidades de ambos os subsistemas de forma simultânea.

### 1.3 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Neste trabalho têm-se os seguintes objetivos específicos e contribuições:

- Implementação da meta-heurística de Busca Geral em Vizinhança Variável (GVNS) para os problemas de planejamento de sistemas de MT, BT e MT/BT.

- Implementação de um modelo de planejamento integrado que considera os custos de investimentos (considerando custos compartilhados entre circuitos de MT/BT), operação e confiabilidade.

- Representação trifásica do sistema de BT (no planejamento integrado MT/BT) e a realização do balanceamento das cargas de BT para obter um sistema de MT o mais próximo de um sistema balanceado.

- Representação física dos transformadores de MT/BT (ponto de conexão entre os sistemas de MT e BT) no modelo de planejamento, através de modelos de circuitos elétricos que considera as relações de transformação de tensão e corrente.

- Inclusão no modelo de otimização das equações para o cálculo das perdas dos transformadores das subestações (AT/MT) e dos transformadores dos sistemas de distribuição MT/BT.

- Representação de fontes de energias renováveis no planejamento de sistemas de distribuição, modelando as incertezas através de metodologias de geração de cenários e análise de risco.

- Localização e dimensionamento das subestações (AT/MT) e dos transformadores de distribuição MT/BT.

- Análise e discussão dos resultados obtidos do planejamento dos sistemas de distribuição de energia elétrica de BT, MT e MT/BT.

### 1.4 ORGANIZAÇÃO DOS CAPÍTULOS

Neste trabalho, tem-se como objetivo geral propor a formulação de uma metodologia para realizar o planejamento integrado de sistemas MT/BT, considerando os custos da confiabilidade da rede planejada, incertezas, operação e expansão, a partir dos modelos de planejamento de



sistemas de MT e BT existentes na literatura. Dessa forma, apresentam-se, sequencialmente, através dos capítulos, o planejamento de sistemas de MT, o planejamento de sistemas de BT e o planejamento integrado dos sistemas MT/BT.

O texto da tese está organizado em seis capítulos. Este primeiro capítulo é introdutório, em que se apresenta uma breve introdução do problema de planejamento de sistemas de distribuição de energia elétrica de sistemas de MT, BT e integrado MT/BT. Apresenta-se também uma revisão bibliográfica dos principais trabalhos publicados relacionados ao planejamento dos sistemas de MT, BT e MT/BT e os principais objetivos desta pesquisa.

No capítulo 2, são apresentados os conceitos das meta-heurísticas de busca em vizinhança variável, especialmente da meta-heurística GVNS, que é aplicada no planejamento de sistemas de BT, MT e MT/BT. Os conceitos e a estrutura do algoritmo genético de Chu-Beasley são apresentados. Este algoritmo é utilizado na busca de soluções na metodologia de análise de risco, devido às incertezas de geração de potência em função das fontes de energia renováveis do sistema.

No capítulo 3, descreve-se o problema de planejamento de sistemas de distribuição de energia elétrica de MT que visa minimizar os custos de investimentos de construção, operação e expansão do sistema. Resultados são apresentados e discutidos para os sistemas de MT de 54 e 182 barras, amplamente utilizados na literatura.

No capítulo 4, apresenta-se o planejamento de sistemas de distribuição de energia elétrica de BT. Descrevem-se o modelo matemático do problema e a metodologia utilizada para encontrar as soluções. Resultados são apresentados para um sistema de distribuição de BT de 76 barras.

No capítulo 5, propõe-se uma metodologia para o planejamento integrado de sistemas de distribuição de energia elétrica MT/BT, através de um algoritmo do tipo GVNS, considerando no problema, a alocação de fontes de energias renováveis de geração distribuída na MT e BT. Resultados são apresentados para sistemas integrados de MT/BT de 172 e 412 barras.

No capítulo 6, apresentam-se as conclusões deste trabalho e as sugestões para trabalhos futuros.

## 2 META-HEURÍSTICAS APLICADAS NO PLANEJAMENTO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

Na literatura, as meta-heurísticas são amplamente utilizadas no planejamento de sistemas de distribuição de energia elétrica devido a não convexidade dos modelos, complexidade computacional e natureza binária de algumas variáveis. Dessa forma, as meta-heurísticas se tornaram poderosas ferramentas de otimização, encontrando soluções de qualidade para os modelos de difícil solução, aplicadas a sistemas de médio e grande porte, o que muitas vezes é difícil de obter através do uso de técnicas de otimização clássica.

Neste capítulo abordam-se de maneira geral as meta-heurísticas de busca em vizinhança variável, com destaque para a meta-heurística GVNS (*General Variable Neighborhood Search*), utilizada para encontrar soluções de qualidade para os problemas de planejamento de sistemas de distribuição de energia elétrica de MT, BT e MT/BT. Neste capítulo, o algoritmo Genético de Chu-Beasley, responsável por realizar o processo de busca de soluções na metodologia de análise de risco, devido as incertezas relacionadas às fontes renováveis de geração distribuída, também é discutido e detalhado.

### 2.1 ALGORITMOS DE BUSCA EM VIZINHANÇA VARIÁVEL

Os algoritmos de busca em vizinhança variável (VNS – *Variable Neighborhood Search*) foram inicialmente propostos por Mladenovic e Hansen (1997) e têm se mostrado muito eficientes na solução de vários tipos de problemas de otimização (SOUZA, 2011). As meta-heurísticas de busca em vizinhança variável exploram sistematicamente a troca de estruturas de vizinhança, com o objetivo de encontrar ótimos globais e ao mesmo tempo escapar de ótimos locais. Ao contrário de outras meta-heurísticas, os algoritmos de busca em vizinhança variável não permitem a degradação da solução corrente para escapar de ótimos locais. Desta forma, a solução corrente, também é a solução incumbente no processo de busca. Quando o algoritmo encontra um ponto de ótimo local, muda sistematicamente a estrutura de vizinhança, com o objetivo de diversificar as soluções que estão sendo geradas. Caso seja um ótimo global, a tentativa de escape por outras estruturas de vizinhança não obtém resultados, ou seja, a busca fica estagnada. A estratégia principal dos algoritmos de busca em vizinhança variável é baseada em três hipóteses:

(1) Um mínimo local de uma determinada estrutura de vizinhança pode não ser um mínimo local em relação às outras estruturas de vizinhança.

(2) Um mínimo global é visto como um mínimo local para todas as estruturas de vizinhança.

(3) Na maioria dos problemas, os mínimos locais em relação a uma ou várias estruturas são bem próximos uns dos outros.

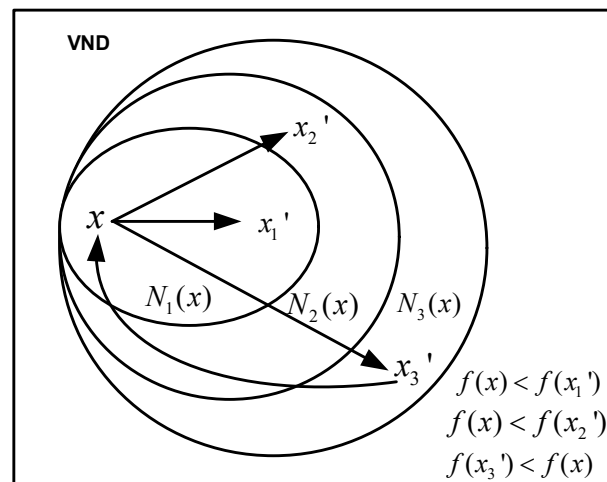
Estas hipóteses exigem o uso de estruturas de vizinhança adequadas para que o algoritmo apresente um bom desempenho na busca de soluções. Também é necessário escolher entre os algoritmos de busca em vizinhança variável, o mais apropriado para o planejamento de sistemas de distribuição de energia elétrica. Entre os principais algoritmos de busca variável destacam-se o algoritmo VND (*Variable Neighborhood Descent*), RVNS (*Reduced Variable Neighborhood Search*), BVNS (*Basic Variable Neighborhood Search*) e GVNS (*General Variable Neighborhood Search*) (MLADENOVIC; HANSEN, 1997). Neste trabalho utiliza-se o algoritmo GVNS, por ser o mais indicado na literatura para problemas complexos, de grande porte e de difícil solução (MLADENOVIC; HANSEN, 1997; SOUZA, 2011). Destaca-se também que o algoritmo GVNS inclui na sua estrutura os algoritmos VND e RVNS, sendo assim um algoritmo mais completo. Para compreender com detalhes os conceitos da meta-heurística GVNS, inicialmente são apresentados os algoritmos VND, RVNS e BVNS.

### 2.1.1 Algoritmo VND

O algoritmo VND também chamado de algoritmo de busca em vizinhança variável de descida, é a forma mais simples dos algoritmos de busca em vizinhança variável. Sua ideia principal consiste em realizar a busca de soluções através da exploração de um conjunto de estruturas de vizinhança de intensificação que diferem entre si pela dimensão do espaço de busca explorado. Na Figura 2, ilustra-se o procedimento de busca do algoritmo VND. Inicializa-se o processo de busca com a solução incumbente  $x$ . A partir de  $x$  geram-se soluções  $x'$  na vizinhança  $N_1(x)$ . O melhor indivíduo da vizinhança  $N_1(x)$  substitui a solução  $x$  sempre que a busca encontrar uma melhor solução. Caso a busca local na vizinhança  $N_1(x)$  não encontrar uma solução melhor que a incumbente, a busca continua através da próxima estrutura de vizinhança, no caso,  $N_2(x)$ . A busca

continua percorrendo as próximas estruturas de vizinhança, de modo sequencial, sempre que não é possível encontrar uma solução melhor que a incumbente na vizinhança analisada.

Figura 2 - Ilustração do procedimento de busca do algoritmo VND



Fonte: Souza (2011).

No algoritmo 1, descrevem-se os passos do VND.

---

#### Algoritmo 1 - VND

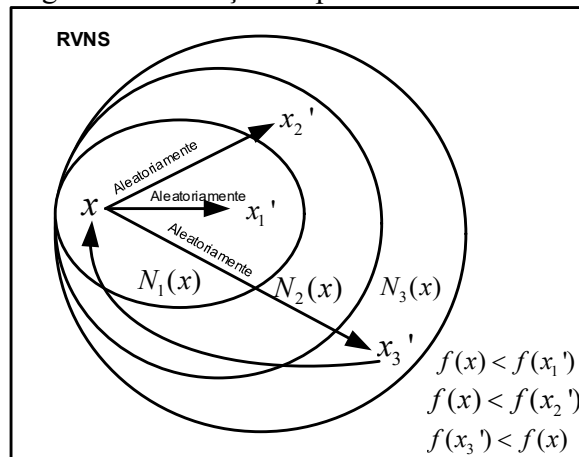
---

- 1: **Inicialização:** Selecionar um conjunto de estruturas de vizinhanças  $N_s$ ,  $s = 1, \dots, s_{\max}$ .  
Encontrar uma solução inicial  $x$  e escolher um critério de parada.
  - 2: **Repetir até** que o critério de parada seja atendido:
  - 3: Fazer  $s = 1$ ;
  - 4:     **Enquanto** ( $s \leq s_{\max}$ ):
  - 5:         Encontrar o melhor vizinho  $x'$  de  $x$  em  $N_s(x)$ .
  - 6:         **Se**  $f(x') < f(x)$  então:
  - 7:             Fazer  $x \leftarrow x'$  e  $s = 1$ ;
  - 8:         **Senão:**
  - 9:             Fazer  $s = s + 1$ ;
  - 10:         **Fim se:**
  - 11:     **Fim Enquanto**
  - 12: **Fim Repetir até;**
-

### 2.1.2 O ALGORITMO RVNS

O algoritmo RVNS, também chamado de algoritmo de busca em vizinhança reduzida, utiliza os conceitos de diversificação e intensificação para encontrar soluções de qualidade para um determinado problema. O algoritmo RVNS percorre as estruturas de vizinhança de forma aleatória, gerando assim mais diversificação no processo de busca e intensificando a busca na estrutura de vizinhança selecionada. Na Figura 3 ilustra-se o processo de busca do RVNS e no algoritmo 2, descrevem-se os passos do algoritmo.

Figura 3 - Ilustração do procedimento de busca do algoritmo RVNS



Fonte: Souza (2011).

---

#### Algoritmo 2 - RVNS

---

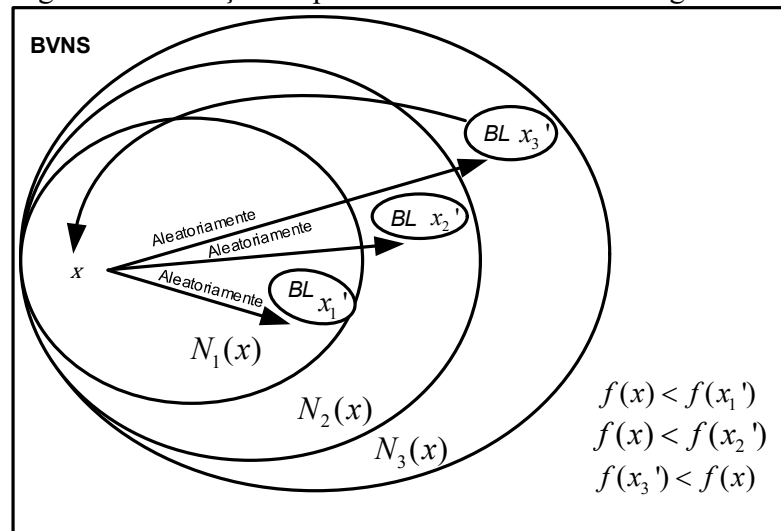
- 1: **Inicialização:** Selecionar um conjunto de estruturas de vizinhanças  $N_k, k = 1, \dots, k_{\max}$ . Encontrar uma solução inicial  $x$  e escolher um critério de parada.
  - 2: **Repetir até** que o critério de parada seja atendido:
  - 3: Fazer  $k = 1$ ;
  - 4:     **Enquanto** ( $k \leq k_{\max}$ );
  - 5:         Encontrar um vizinho  $x'$  de  $x$  através da estrutura de vizinhança aleatória  $N_k$ ;
  - 6:         **Se**  $f(x') < f(x)$ , então:
  - 7:             Fazer  $x \leftarrow x'$  e  $k = 1$ ;
  - 8:         **Senão:**
  - 9:             Fazer  $k = k + 1$ ;
  - 10:         **Fim se:**
  - 11:     **Fim Enquanto**
  - 12: **Fim Repetir até;**
-

Os algoritmos VND e RVNS podem ser utilizados de forma independente ou integrados para trabalharem de forma conjunta. A integração destes dois algoritmos resulta nos algoritmos BVNS (*Basic Variable Neighborhood Search*) e GVNS (*General Variable Neighborhood Search*).

### 2.1.3 Algoritmo BVNS

O algoritmo BVNS utiliza uma busca local com uma mudança sistemática das estruturas de vizinhanças durante o processo de busca. Na Figura 4 ilustra-se o processo de busca do BVNS e no algoritmo 3 descrevem-se seus passos.

Figura 4 - Ilustração do procedimento de busca do algoritmo BVNS



Fonte: Souza (2011).

### 2.1.4 Algoritmo GVNS

O algoritmo GVNS, utilizado nesta pesquisa, trabalha com dois conjuntos de estruturas de vizinhanças denominados de conjuntos de nível superior e inferior. O conjunto de estruturas do nível superior é responsável por fazer com que o procedimento de busca escape de ótimos locais. Dessa forma, a exploração de soluções percorre outras regiões tornando-se um processo de diversificação em relação à solução incumbente. O conjunto de nível inferior tem por objetivo realizar buscas locais a partir de uma determinada solução, através de suas estruturas de vizinhança. Essa intensificação é realizada através de um algoritmo do tipo VND com o objetivo de encontrar

soluções de qualidade durante o processo de busca. O algoritmo GVNS percorre as regiões mais promissoras do espaço de busca, através dos conjuntos de estruturas de vizinhança e permite encontrar soluções de qualidade para o planejamento de sistemas de distribuição de energia elétrica (MLADENOVIC; HANSEN, 1997; SOUZA, 2011).

---

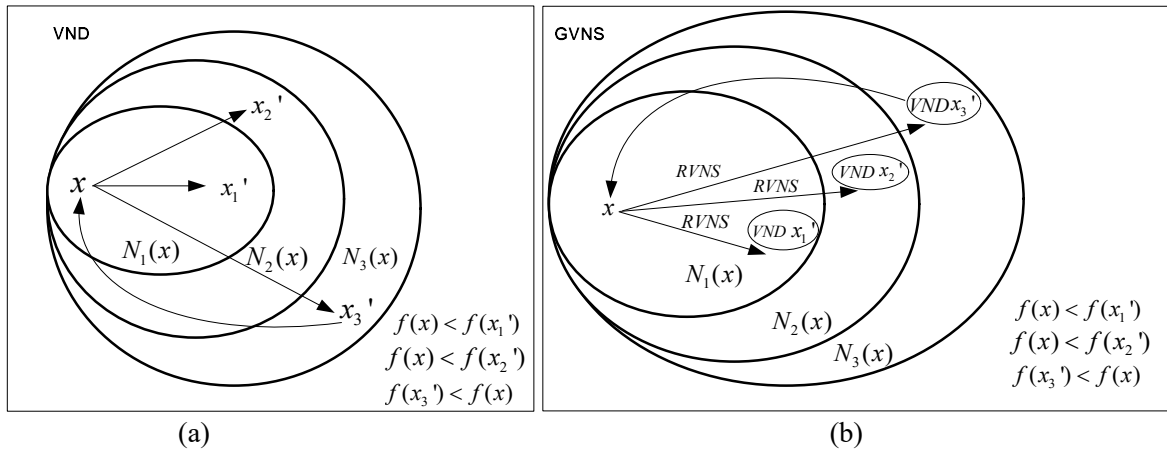
### Algoritmo 3 - BVNS

---

- Inicialização:** Selecionar um conjunto de estruturas  $N_k, k = 1, \dots, k_{\max}$  (estruturas superiores) e um conjunto de estruturas  $N_s, s = 1, \dots, s_{\max}$  (estruturas inferiores). Encontrar uma solução inicial e escolher um critério de parada.
- 1: **Repetir até** que o critério de parada seja atendido:
  - 2: Fazer  $k = 1$ ;
  - 3: **Enquanto** ( $k \leq k_{\max}$ );
  - 4: Gerar uma solução  $x'$  aleatória na  $k$ -ésima estrutura de vizinhança de  $x$  ( $x' \in N_k$ ).
  - 5: Aplicar um método de busca local em  $x'$  como solução inicial e obtenha  $x''$ .
  - 6: **Se**  $f(x'') < f(x')$  então:
  - 7: Fazer  $x' \leftarrow x''$  e  $s = 1$ ;
  - 8: **Senão:**
  - 9: Fazer  $s = s + 1$ ;
  - 10: **Fim se:**
  - 11: **Fim Enquanto:**
  - 12: **Fim Repetir até;**
- 

Na Figura 5 ilustra-se, de modo geral, o processo de busca do algoritmo GVNS. À esquerda (Figura 5-a) tem-se o algoritmo VND, responsável pelo processo de intensificação de busca em torno de uma determinada solução (busca local) e utilizado como parte do algoritmo GVNS. No algoritmo GVNS (Figura 5-b), o processo de busca por vizinhanças é similar ao do algoritmo VND, porém, o algoritmo GVNS trabalha com dois conjuntos de estruturas de vizinhanças, sendo o primeiro responsável por realizar um processo de busca local, através do algoritmo VND e um segundo responsável por diversificar a solução corrente. O algoritmo RVNS é empregado como parte do método, com o objetivo de melhorar a solução corrente que inicia a busca.

Figura 5 - Algoritmo VND (a) e o algoritmo GVNS (b)



Fonte: Souza (2011).

No algoritmo 4 é apresentado o processo completo da meta-heurística GVNS, que inclui em sua metodologia os algoritmos VND e RVNS. O algoritmo VND é responsável pela busca local e o algoritmo RVNS possibilita que o algoritmo retorne ao processo inicial e substitua a solução incumbente sempre que uma melhor solução for encontrada.

## 2.2 ALGORITMO GENÉTICO DE CHU BEASLEY

O algoritmo Genético de Chu Beasley é uma proposta de modificação do algoritmo genético tradicional proposto por Holland na década de 70, baseado nos processos naturais de evolução. As principais diferenças entre o algoritmo genético de Chu Beasley e o algoritmo genético simples consiste:

- Na forma de tratar as infactibilidades, ou seja, a função objetivo consiste do valor do *fitness* que é utilizado na fase de seleção e substituição e de um valor de *unfitness* que é utilizado na fase de troca de uma solução infactível por outra de pior qualidade.
- Na substituição de apenas um indivíduo no ciclo geracional, se este for diferente de todos os demais e melhor que o elemento de pior qualidade da população corrente.
- Em uma fase de melhoria local aplicada antes de decidir se o elemento pode substituir um outro elemento de pior qualidade da população corrente.



---

**Algoritmo 4 - GVNS**


---

- Inicialização:** Selecionar um conjunto de estruturas  $N_k, k = 1, \dots, k_{\max}$  (estruturas superiores) e um conjunto de estruturas  $N_s, s = 1, \dots, s_{\max}$  (estruturas inferiores). Encontrar uma solução inicial e escolher um critério de parada.
- 1: **Repetir até** que o critério de parada seja atendido.
  - 2: Fazer  $k = 1$ ;
  - 3: **Enquanto** ( $k \leq k_{\max}$ );
  - 4: Gerar uma solução  $x'$  aleatória na  $k$ -ésima estrutura de vizinhança de  $x$  ( $x' \in N_k$ ).
  - 5: Realizar uma busca local através de um algoritmo VND.
  - 6: Fazer  $s = 1$ ;
  - 7: **Enquanto** ( $s \leq s_{\max}$ ):
  - 8: Encontrar o melhor vizinho  $x''$  de  $x'$  em  $N_s(x)$ .
  - 9: **Se**  $f(x'') < f(x')$ , então:
  - 10: Fazer  $x' \leftarrow x''$  e  $s = 1$ ;
  - 11: **Senão**:
  - 12: Fazer  $s = s + 1$ ;
  - 13: **Fim se**;
  - 14: **Fim Enquanto**;
  - 15: **Se**  $f(x') < f(x)$ , então:
  - 16: Fazer  $x \leftarrow x'$  e  $k = 1$ ;
  - 17: **Senão**  $k = k + 1$ ;
  - 18: **Fim Enquanto**
  - 19: **Fim Repetir até**;
- 

Resumidamente o Algoritmo Genético de Chu Beasley é apresentado no algoritmo 5.

---

**Algoritmo 5 - Algoritmo Genético de Chu Beasley**

---

- 1:** Especificar os parâmetros de controle: tamanho da população, taxas de recombinação e mutação, critério de parada, etc.
  - 2:** Definir tipo de codificação, seleção, manipulação de infeasibilidades, etc.
  - 3:** Obter uma população inicial de forma aleatória que se torna a população corrente.
  - 4:** Determinar os valores da função objetivo (*fitness*) e da infeasibilidade (*unfitness*) da população corrente.
  - 5:** Atualizar a incumbente.
  - 6:** Realizar a seleção e escolher somente duas soluções geradoras.
  - 7:** Realizar a recombinação e preservar somente um descendente.
  - 8:** Realizar a mutação do descendente preservado.
  - 9:** Implementar uma fase de melhoria local.
  - 10:** Verificar se o descendente melhorado pode entrar na população. Caso positivo, substituir um elemento da população corrente e atualizar a incumbente. Caso contrário, descartar a solução gerada.
  - 11:** Verificar se o critério de parada é satisfeito. Caso contrário, voltar ao passo 6.
- 

### 2.3 CONCLUSÕES

Neste capítulo apresentaram-se os principais algoritmos de busca em vizinhança variável com a finalidade de mostrar a estrutura computacional e concepção do algoritmo GVNS utilizado para encontrar soluções de qualidade para o planejamento de sistemas de distribuição de energia elétrica de MT, BT e para o planejamento integrado MT/BT. Os conceitos e a estrutura do algoritmo genético de Chu Beasley responsável pelo processo de busca dos parâmetros relacionados as incertezas de geração eólica e solar na metodologia de análise de risco, foram também discutidos e apresentados.

### **3 PLANEJAMENTO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DE MÉDIA TENSÃO**

Neste capítulo, apresenta-se um modelo genérico do problema de planejamento de sistemas de distribuição de energia elétrica de MT. O planejamento de sistemas de MT consiste na instalação/repotencialização de subestações, construção e expansão de redes de MT, com o objetivo de atender as demandas atuais e futuras dos consumidores. Além disso, os sistemas de MT devem ser expandidos até os pontos de transformação (MT/BT), onde iniciam-se as redes de BT.

Na função objetivo do modelo de planejamento proposto neste trabalho, minimizam-se os custos fixos associados à instalação/repotencialização das subestações e os custos de recondução/instalação de condutores, postes, estruturas de sustentação, etc. Além disso, minimizam-se os custos variáveis associados com as perdas elétricas nos condutores. Nas restrições do modelo de planejamento de MT são consideradas as equações estáticas de fluxo de potência, radialidade do sistema, restrições econômicas, além da capacidade máxima dos limites físicos relacionados às subestações e condutores.

Para a construção da solução inicial, utiliza-se um algoritmo heurístico construtivo, que tem como objetivo construir e conectar os consumidores de MT às fontes de alimentação, e quando necessário, construir ou repotencializar subestações, de modo que a carga solicitada seja atendida. Para a busca de soluções do modelo de planejamento de MT é utilizado um algoritmo de busca em vizinhança variável do tipo GVNS, utilizando estruturas de vizinhanças que permitem explorar de modo eficiente o espaço de busca, encontrando soluções de qualidade para o modelo proposto.

Neste capítulo, na seção 3.1 define-se o modelo matemático do planejamento de sistemas de MT. Na seção 3.2 aborda-se a metodologia proposta, que inclui uma heurística construtiva para a geração da solução inicial, estratégias de geração de soluções através das estruturas de vizinhança e o método de busca desenvolvido pela meta-heurística GVNS. Na seção 3.3 são realizados testes nos sistemas de MT de 54 e 182 barras, para comprovar a funcionalidade do método, além de discutir os resultados obtidos. Na seção 3.4, são apresentadas as conclusões relacionadas com o planejamento de sistemas de MT.

### 3.1 MODELO MATEMÁTICO

O modelo matemático proposto para o problema de planejamento de sistemas de distribuição de energia elétrica de MT é formulado de maneira geral como um problema de programação não linear inteira mista (PNLIM). A função objetivo, que consiste em minimizar os custos de investimentos (subestações, condutores, postes e estruturas de sustentação das redes MT), custos de operação (perdas nos condutores), é apresentada em (1) - (4).

$$Fo = Min [F_1 + F_2 + F_3] \quad (1)$$

A função  $F_1$  representa os custos fixos de investimentos das subestações e a função  $F_2$  representa o valor dos custos de condutores, postes e estruturas de sustentação das redes de MT. A função  $F_3$  são os custos referentes às perdas elétricas nos condutores dos sistemas de MT.

$$F_1 = \left[ \sum_{i \in BSE} \sum_{k \in SE} CFS_{k,i} \cdot se_{k,i} \right] \quad (2)$$

$$F_2 = \left[ \sum_{ij \in LP} \sum_{k,m \in CP} CCPE_{k,m,ij} \right] \quad (3)$$

$$F_3 = \sum_{t=1}^{nap} \sum_{w \in CO} \sum_{ij \in LP} \sum_{k \in CP} \left[ \begin{array}{l} 3 \cdot Ckwh_w \cdot T_w \cdot (V_{i,w}^r - V_{j,w}^r) \cdot \\ I_{ij,w} \cdot cpo_{k,ij} \cdot \left( \frac{1}{1+tj} \right)^t \end{array} \right] \quad (4)$$

Em que:

$BSE$  : Conjunto de barras com subestações propostas ou existentes.

$SE$  : Conjunto de subestações.

$CFS_{k,i}$  : Custo fixo para a construção e/ou repotencialização da subestação  $k$  instalada na barra  $i$ .

$se_{k,i}$  : Variável de decisão binária para construção/repotencialização da subestação  $k$  instalada na barra  $i$ .

$LP$  : Linhas existentes e futuras das redes de MT.

$CP$ :	Condutores existentes ou possíveis de serem alocados nos sistemas de MT.
$CCPE_{k,m,ij}$ :	Custo da troca de um trecho com condutor do tipo $k$ de MT por um trecho com condutor do tipo $m$ de MT no trecho $ij$ .
$nap$ :	Número de anos de planejamento.
$CO$ :	Conjunto de cenários de operação do sistema.
$Ckwh_w$ :	Custo fixo do quilowatt/hora no cenário de operação $w$ .
$T_w$ :	Período de operação, em horas, no cenário $w$ .
$V_{i,w}^r$ , $V_{j,w}^r$ :	Parte real da magnitude de tensão das barras $i$ e $j$ da rede de MT, respectivamente, no cenário de operação $w$ .
$I_{ij,w}$ :	Corrente na linha $ij$ no cenário de operação $w$ .
$cpo_{k,ij}$ :	Variável de decisão binária que indica a operação do condutor $k$ de MT, instalado no ramo $ij$ .
$tj$ :	Taxa de juros anual.

As restrições do modelo matemático são apresentadas em (5) - (14). As equações estáticas de fluxo de potência dos sistemas MT são apresentadas em (5) - (6).

$$P_{i,w,t}(V, \theta, cpo) - Pg_{i,w,t} + Pd_{i,w,t} = 0, \quad \forall i \in BP, \forall w \in CO, \forall t \in nap \quad (5)$$

$$Q_{i,w,t}(V, \theta, cpo) - Qg_{i,w,t} + Qd_{i,w,t} = 0, \quad \forall i \in BP, \forall w \in CO, \forall t \in nap \quad (6)$$

Em que:

$P_{i,w,t}$ , $Q_{i,w,t}$ :	Injeções de potências ativa e reativa na barra $i$ , respectivamente, no cenário de operação $w$ no ano de planejamento $t$ .
$\theta$ :	Ângulo de fase da tensão nodal.
$V$ :	Tensão do sistema.
$Pg_{i,w,t}$ , $Qg_{i,w,t}$ :	Potências ativa e reativa, respectivamente, geradas na barra $i$ , no cenário de operação $w$ do ano de planejamento $t$ .
$Pd_{i,w,t}$ , $Qd_{i,w,t}$ :	Demanda de potências ativa e reativa, respectivamente, na barra $i$ no cenário de operação $w$ do ano de planejamento $t$ .

$BP$ : Conjunto de barras do sistema primário (MT).

A restrição (7) garante a operação factível fisicamente das subestações do sistema de MT para o atendimento das demandas nos diferentes cenários de operação do período de planejamento sob análise.

$$\sum_{j \in BP} Sc_{j,k,w} + \sum_{ij \in LP} Sl_{ij,k,w} \leq Ss_{k,i} \cdot se_{k,i} \quad \forall k \in SE, \forall i \in BSE, \forall w \in CO \quad (7)$$

Em que:

$Sc_{j,k,w}$ : Potência consumida na barra  $j$  conectada à subestação da barra  $k$  no cenário de operação  $w$ .

$Sl_{ij,k,w}$ : Perdas na linha  $ij$  conectada à subestação da barra  $k$  no cenário de operação  $w$ .

$Ss_{k,i}$ : Capacidade das subestações do tipo  $k$  instaladas na barra  $i$ .

A restrição (8) assegura que as correntes nas linhas dos sistemas de MT para os diferentes cenários de operação, atendem os limites físicos dos condutores.

$$|I_{ij,w}| \leq cpo_{k,ij} \cdot I_{ij,max} \quad \forall ij \in LP, \forall w \in CO \quad (8)$$

Em que:

$I_{ij,max}$ : Corrente máxima na linha  $ij$ .

O recurso financeiro máximo disponível que pode ser aplicado na realização do planejamento do sistema de MT é apresentado em (9).

$$RF \leq RF_{max} \quad (9)$$

Em que:

$RF$ ,  $RF_{max}$ : Recurso financeiro aplicado e máximo recurso financeiro disponível, respectivamente, a ser aplicado nos sistemas de MT.

Os limites mínimo e máximo da magnitude de tensão especificados pelas agências reguladoras dos sistemas elétricos garantidos nas barras dos sistemas de MT são expressas através de (10).

$$V_{i,min} \leq V_{i,w} \leq V_{i,max}, \quad \forall i \in BP, \forall w \in CO \quad (10)$$

Em que:

$V_{i,max}$  ?  
 $V_{i,min}$  : Magnitudes de tensões máxima e mínima, respectivamente, na barra  $i$ .

A topologia geral do sistema de distribuição pode ser malhada, mas a topologia de operação da rede é radial. Assim a restrição (11) que se refere ao número de linhas em operação nos sistemas de MT, juntamente com as restrições (5) - (6) garantem a radialidade dos sistemas de MT.

$$\sum_{ij \in LP} \varphi_{ij,prim} = NBP - NSE \quad (11)$$

Em que:

$NBP$ : Número de barras do sistema primário (MT).

$NSE$ : Número de subestações.

$\varphi_{ij,prim}$ : Número de linhas instaladas no sistema primário (MT).

Em (12) é garantido que as variáveis de decisão sejam binárias.

$$cpo_{k,ij}, se_k \in \{0,1\} \quad (12)$$

As restrições (13) - (14) garantem que apenas um tipo de equipamento (linhas (13) e subestações (14)) possa ser instalado no sistema, para cada ação de planejamento.

$$\sum_{k \in CP} cpo_{k,ij} \leq 1, \forall ij \in LP \quad (13)$$

$$\sum_{k \in SE} se_{k,i} \leq 1, \forall i \in BSE; \quad (14)$$

### 3.2 METODOLOGIA

Na metodologia proposta, a solução inicial do planejamento de sistemas de MT é obtida a partir de um algoritmo heurístico construtivo, que consiste em adicionar os futuros consumidores ao sistema de MT. Para a busca de soluções, utiliza-se o algoritmo de busca em vizinhança variável GVNS, através de estruturas de vizinhanças geradas a partir do roteamento dos alimentadores que fornecem potência às unidades consumidoras.

### 3.2.1 Geração da configuração inicial

No planejamento dos sistemas de MT, a solução inicial é gerada a partir de uma heurística construtiva, que a cada passo, consiste em conectar uma determinada unidade consumidora a uma subestação existente ou futura e verificar a capacidade de operação da subestação com a adição desta unidade (COSSI, 2008). No algoritmo 6, descrevem-se os passos da heurística para a geração da solução inicial.

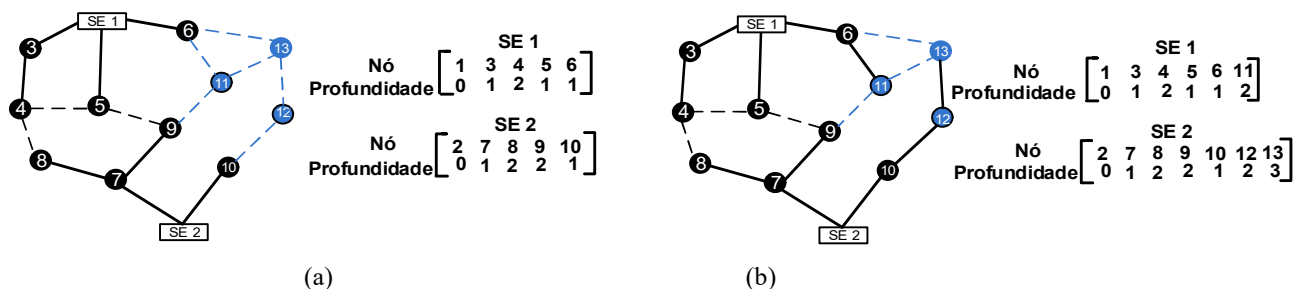
<b>Algoritmo 6 - Heurística para a expansão inicial dos circuitos de MT.</b>	
<b>1:</b>	Escolher um nó de carga $j$ não energizado que esteja mais próximo da linha construída. Ir ao passo 2.
<b>2:</b>	Escolher uma subestação $S_i$ existente com capacidade de potência disponível para energizar o nó $j$ . Fazer $S_i \rightarrow S_i + S_j$ e ir ao passo 3.
	Verificar a capacidade da subestação $S_i$ com a adição do nó $j$ ;
<b>3:</b>	a) Se a capacidade da subestação $S_i$ não for ultrapassada, ligar o nó $j$ através do ramal de menor distância à subestação $S_i$ . Ir ao passo 4. b) Caso contrário, retirar a carga do nó $j$ da subestação $S_i$ e ir ao passo 5.
	Verificar a radialidade do sistema devido a adição do nó $j$ à subestação $S_i$ .
<b>4:</b>	a) Se o sistema for radial ir ao passo 6. b) Caso contrário retirar a carga do nó $j$ da subestação $S_i$ e voltar ao passo 2.
	Verificar se existe subestação $S_k$ com capacidade de potência disponível;
<b>5:</b>	a) Se sim, selecionar a subestação $S_k$ que possui alimentadores mais próximos do ponto de carga $j$ . Fazer $S_k \rightarrow S_k + S_j$ e voltar ao passo 3. b) Caso contrário, escolher dentre as subestações propostas para serem construídas ou repotencializadas, a subestação $S_k$ de menor custo. Fazer $S_k \rightarrow S_k + S_j$ e voltar ao passo 3.
	Verificar se todos os nós de cargas estão energizados;
<b>6:</b>	a) Se existir nós de cargas sem fornecimento, voltar ao passo 1. b) Caso contrário, construir a codificação da topologia inicial obtida.

Nos sistemas de MT, a topologia da rede é codificada através da representação nó-profundidade (RNP). Esta codificação consiste em matrizes de 2 linhas e  $NB$  colunas, em que  $NB$  é o número de barras de cada subestação. Os elementos destas matrizes consistem no nó da subestação (referência) e suas barras com as respectivas profundidades. A profundidade de cada



nó é calculada com relação a sua distância até a subestação. Destaca-se que a ordem da RNP é de extrema importância para determinar a hierarquia dos nós, ou seja, especificar quais nós estão conectados uns aos outros (DELBEM et al., 2004). Na Figura 6 apresenta-se um sistema de MT com 2 subestações, 8 unidades consumidoras ligadas ao sistema existente (nós 3 a 10) e as demandas futuras de consumidores de MT, representadas pelos nós 11, 12 e 13. Apresentam-se também as futuras linhas que podem ser instaladas no sistema para o atendimento da demanda dos novos consumidores (linhas tracejadas). Na Figura 6-b tem-se uma possível construção da expansão da rede de MT, juntamente com a codificação utilizada (RNP).

Figura 6 - Sistema inicial e codificação (a). Expansão do sistema e codificação (b)



Fonte: Elaboração do próprio autor

Após a construção da topologia inicial da rede de MT, são definidos os tipos de condutores que devem ser instalados ou reconduzidos baseado em uma heurística proposta por Franco, Romero e Gallego (2010). Esta heurística consiste em duas etapas. Na primeira etapa, os condutores são determinados através do custo mínimo do condutor durante o período de planejamento e pelo valor de fluxo de corrente que passa pelos condutores em relação ao seu valor máximo. Na segunda etapa, os tipos de condutores são novamente determinados através de um índice de sensibilidade que leva em consideração os níveis de tensão nas barras com valores abaixo do mínimo permitido. Neste trabalho, utiliza-se somente a primeira etapa da heurística. Portanto, a determinação do condutor para uma dada linha leva em consideração além da corrente máxima, seu custo mínimo variável. Este custo variável depende diretamente do custo fixo do condutor e das perdas que este produz ao longo dos anos de operação, ajustado por um fator de taxa de juros. Dessa forma, o custo variável de um condutor  $i$  para uma dada linha do sistema de distribuição pode ser calculado através da equação (15):

$$C_{i,t} = \left[ CFC_{i,t} + 3 \cdot \sum_{t=1}^{nap} \sum_{w \in CO} (CkWh_w \cdot T_w \cdot R_t \cdot I_{ij}^2) \cdot \left( \frac{1}{1+tj} \right)^t \right] L_i \quad (15)$$

Em que:

$C_{i,t}$ : Custo variável da linha construída  $i$  com o condutor tipo  $t$ .

$CFC_{i,t}$ : Custo fixo do condutor  $i$  do tipo  $t$ .

$R_t$ : Resistência do condutor  $t$  por unidade de comprimento.

$I_{ij}^2$ : Quadrado da corrente na linha  $ij$ .

A heurística para a seleção eficiente de condutores é aplicada para todas as soluções geradas através das estruturas de vizinhança, durante o processo de busca.

### 3.2.2 Estruturas de vizinhança

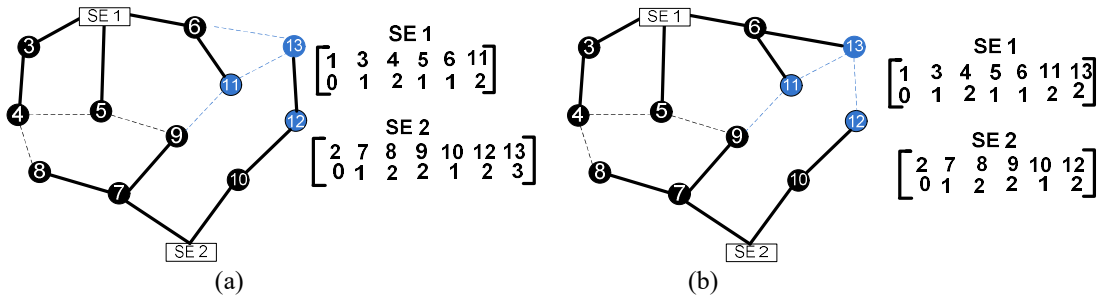
As estruturas de vizinhança utilizadas compreendem os diferentes caminhos de roteamento dos alimentadores até as unidades consumidoras de MT. São definidas as estruturas de vizinhanças pertencentes aos conjuntos  $N_k$  e  $N_s$  responsáveis por realizar diversificação e busca local, respectivamente, em torno da solução corrente.

Nos sistemas de MT, a codificação da topologia da rede é realizada através da representação nó-profundidade (RNP). Através desta representação utilizam-se os operadores PAO (*Preserve Ancestor Operator*) e CAO (*Change Ancestor Operator*) para a geração de novas soluções vizinhas, construídas através de rotas diferenciadas para o suprimento das demandas das unidades consumidoras de MT. Estes operadores permitem a geração de topologias sempre radiais, baseados em conceitos da teoria de grafos, os quais os sistemas de distribuição podem ser representados (DELBEM et al., 2004).

Na Figura 7, ilustra-se a aplicação do operador PAO com o objetivo de gerar uma solução vizinha, a partir da solução corrente. O operador PAO permite realizar a troca de uma linha construída (linha 12-13) por uma linha não construída (linha 6-13), sendo estas adjacentes ao mesmo nó (nó 13). Este operador é utilizado nos conjuntos de nível inferior e superior,  $N_s$  e  $N_k$

respectivamente, da meta-heurística GVNS. No conjunto de nível inferior  $N_s$ , de intensificação, aplica-se apenas uma vez o operador PAO na solução corrente e no conjunto de nível superior  $N_k$  aplicam-se duas vezes ou mais o operador PAO nas soluções que estão sendo obtidas.

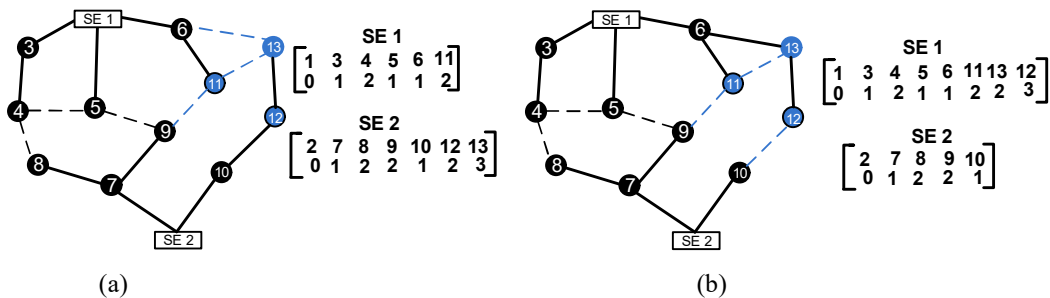
Figura 7 - Solução corrente (a). Solução vizinha gerada com o operador PAO (b)



Fonte: Elaboração do próprio autor

O operador CAO é também utilizado nos conjuntos de nível inferior e superior,  $N_s$  e  $N_k$  respectivamente. Este operador produz mudanças mais complexas na solução gerada. Portanto, é eficientemente empregado na diversificação de soluções. Na Figura 8, ilustra-se a aplicação do operador CAO na geração de soluções. Destaca-se que este operador realiza uma troca de uma linha construída (10-12) por outra não construída (6-13) entre o caminho entre duas subestações sem alterar a restrição de radialidade do sistema.

Figura 8 - Solução corrente (a). Solução vizinha gerada com o operador CAO (b)



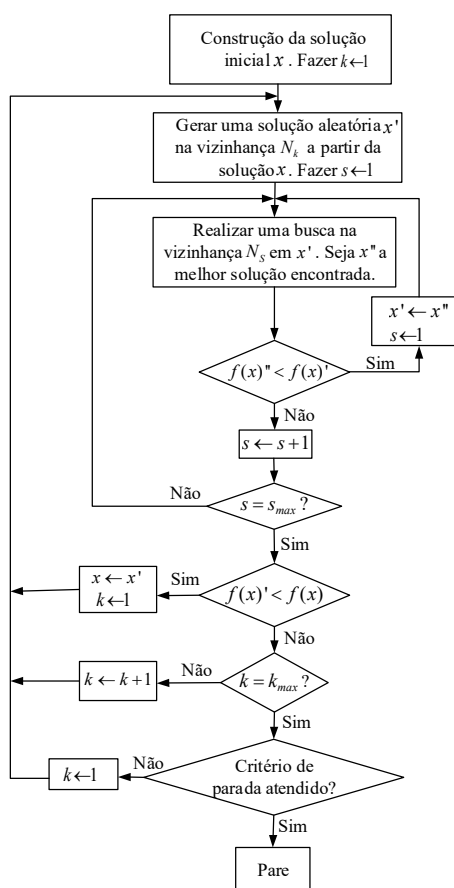
Fonte: Elaboração do próprio autor

A aplicação do operador CAO, nos critérios de intensificação e diversificação, nas estruturas  $N_s$  e  $N_k$  é análoga à do operador PAO. Os operadores utilizados neste trabalho podem ser encontrados com mais detalhes no apêndice B.

### 3.2.3 Algoritmo GVNS dedicado ao problema de planejamento de sistemas de distribuição de MT

O algoritmo GVNS dedicado ao problema de planejamento de sistemas de distribuição de energia elétrica de MT é apresentado no diagrama de blocos da Figura 9. Destaca-se que no procedimento de execução do algoritmo, busca-se sempre penalizar a função objetivo, caso uma determinada solução seja infactível, isto é, não atenda as restrições operacionais, físicas e econômicas do modelo. O critério de parada do algoritmo leva em conta se em um determinado número de iterações, o algoritmo não apresenta melhorias na solução incumbente.

Figura 9 - Algoritmo GVNS aplicado ao problema de planejamento de sistemas de MT



Fonte: Elaboração do próprio autor

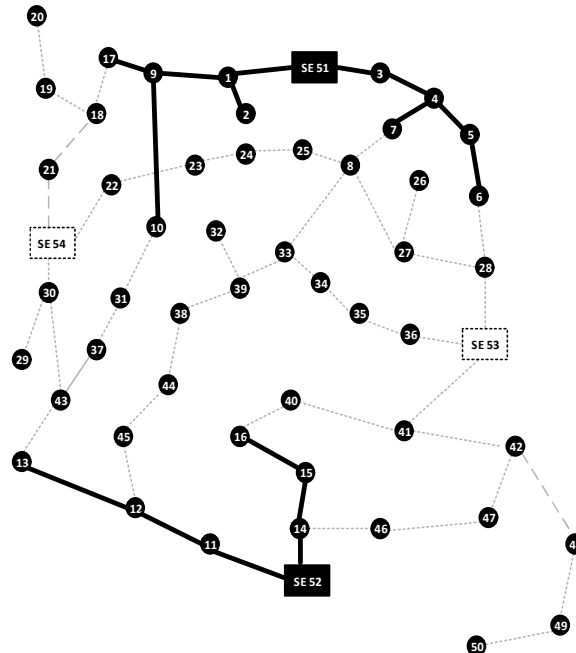
### 3.3 RESULTADOS

O algoritmo de planejamento de sistemas de MT é implementado na linguagem de programação C++ utilizando um servidor Intel (R) Xeon (R) E5-2630 v2 CPU de 3GB de memória RAM e 2,60 GHz. A metodologia proposta é aplicada nos sistemas de MT de 54 (MIRANDA; RANITO; PROENÇA, 1994) e 182 barras (RAMÍREZ-ROSADO; BERNAL-AGUSTÍN, 1998) amplamente utilizados na literatura.

#### 3.3.1 Sistema de 54 barras

O sistema de 54 barras possui 16 barras energizadas e 34 barras que devem ser alimentadas através da expansão do sistema de MT. O sistema possui 2 subestações construídas que podem ser expandidas, além da possibilidade de construção de outras 2 subestações. Para a expansão do sistema estão disponíveis 6 tipos de condutores. O sistema opera com uma tensão base de 15kV. A topologia inicial do sistema de distribuição testado é ilustrada na Figura 10 (MIRANDA; RANITO; PROENÇA, 1994). Os dados das cargas, linhas e condutores são apresentados no anexo A.

Figura 10 - Sistema teste de MT de 54 barras



Fonte: Adaptado de Miranda, Ranito e Proença (1994).

Para a comparação da metodologia proposta foram utilizados os mesmos dados utilizados em Bennetti (2014), tais como cenários de operação, níveis máximo e mínimo de tensão, dados de subestações, etc. O planejamento é realizado, considerando três cenários de operação, leve, nominal e pesado. Na Tabela 1, encontram-se os fatores de carregamento de cada cenário, juntamente com seus respectivos tempos de operação.

Tabela 1 - Cenários de operação do planejamento de sistemas de distribuição de MT

Cenário de Operação	Fator de Carregamento	Tempo (horas)
1	1	1000
2	0.5	6760
3	0.3	1000

Fonte: Bennetti (2014).

Na Tabela 2 encontram-se os níveis máximos ( $V_{\max}$ ) e mínimos ( $V_{\min}$ ) de tensão respectivamente utilizados, o custo do quilowatt/hora ( $CkWh$ ) e o número de anos utilizados no planejamento de sistemas de MT ( $nap$ ).

Tabela 2 - Parâmetros do planejamento de sistemas de distribuição de MT

$V_{\min}(pu)$	$V_{\max}(pu)$	$CkWh(US\$)$	$nap(anos)$
0,95	1,05	0,10	5

Fonte: Bennetti (2014).

Na Tabela 3 encontram-se os dados das subestações, potência instalada existente ( $S_{exist}$ ), potência instalada máxima ( $S_{\max}$ ), os custos fixos de construção da subestação ( $CFCSe$ ) e os custos fixos de repotencialização das subestações ( $CFRSe$ ).

Tabela 3 - Dados das subestações

<b>Barras</b>	$S_{exist}$ (MVA)	$S_{max}$ (MVA)	$CFCSe$ ( $10^3$ US\$)	$CFRSe$ ( $10^3$ US\$)
51	16,7	33,4	-	1400
52	16,7	30	-	1200
53	-	22	3000	-
54	-	22	3000	-

Fonte: Benetti (2014).

Os dados físicos e financeiros dos condutores utilizados são apresentados na Tabela 4.

Tabela 4 - Dados dos condutores utilizados para o sistema de 54 barras

<b>Tipo</b>	<b>I<sub>max</sub></b>	<b>R (<math>\Omega</math>/km)</b>	<b>X (<math>\Omega</math>/km)</b>
1	150	0,3655	0,2520
2	250	0,2359	0,2402
3	350	0,1827	0,1260
4	400	0,1460	0,1233
5	500	0,1180	0,1201
6	600	0,0966	0,1140

Fonte: Benetti (2014).

Os custos totais encontrados da solução inicial e da solução otimizada são apresentados na Tabela 5. Verifica-se a melhoria que o algoritmo de otimização do planejamento proporciona, quando se comparam a solução inicial e a solução otimizada. Na solução inicial, o custo da função objetivo é alto devido à má qualidade da solução e a penalização em função das restrições de tensão e corrente que não foram atendidas.

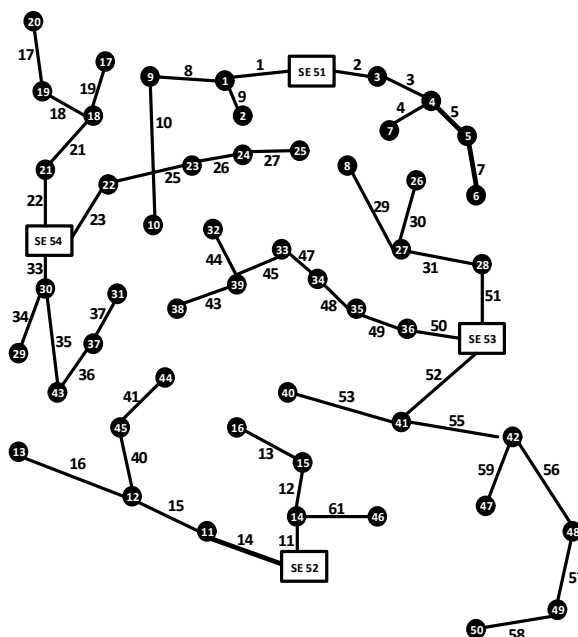
Tabela 5 - Custos totais da solução inicial e otimizada para o sistema de 54 barras

<b>Custos (US\$ <math>10^3</math>)</b>				
	<b>Linhas</b>	<b>SE</b>	<b>Perdas</b>	<b>Total</b>
<b>Solução Inicial</b>	632,151	7.400,00	2.293,397	15.018,596
<b>Solução Otimizada</b>	565,210	6.000,00	502,597	7.067,807
<b>Solução (Benetti, 2014)</b>	565,210	6.000,00	502,597	7.067,807

Fonte: Dados do próprio autor

Destaca-se que a melhor solução encontrada apresenta os mesmos resultados do trabalho de Bennetti (2014). Na Figura 11, apresenta-se a topologia otimizada do sistema, através do roteamento dos circuitos de MT.

Figura 11 - Topologia otimizada para o sistema de 54 barras



Fonte: Elaboração do próprio autor

O tempo de processamento do algoritmo é de 59 segundos, com um total de 54 iterações. Na Tabela 6, apresenta-se a potência solicitada ( $S_{sol}$ ) no cenário de maior carregamento e a quantidade de potência instalada ( $S_{inst}$ ) de cada subestação.

Tabela 6 – Potência solicitada ( $S_{sol}$ ) e potência instalada ( $S_{inst}$ ) em cada subestação

Subestação	$S_{sol}$ (MVA)	$S_{inst}$ (MVA)
51	16,0	16,7
52	11,5	16,7
53	21,1	22
54	17,6	22

Fonte: Dados do próprio autor



De acordo com a solução encontrada, verifica-se que foram construídas duas novas subestações, além das duas subestações em operação. Os tipos de condutores (Cond) para cada linha da solução otimizada com as respectivas correntes (I) são apresentados na Tabela 7.

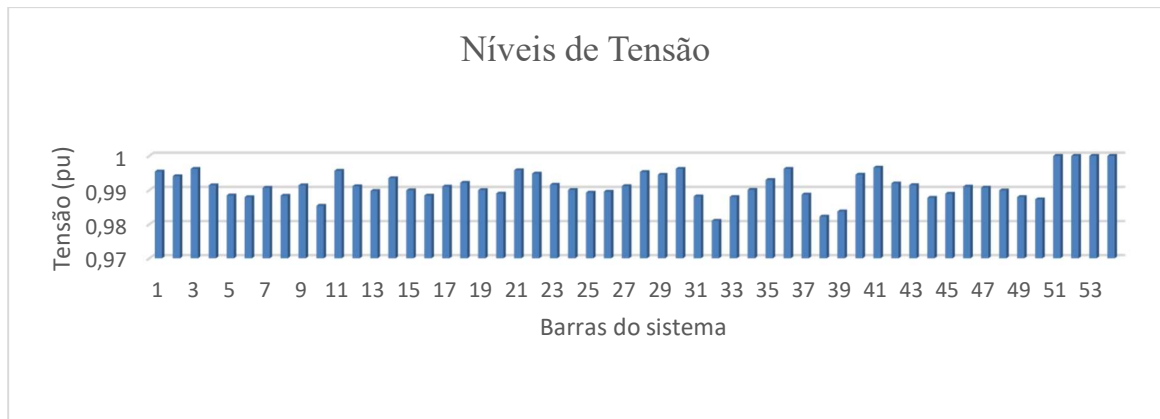
Tabela 7 - Condutores utilizados e correntes da solução otimizada

<b>Linha</b>	<b>Cond.</b>	<b>I (A)</b>	<b>Linha</b>	<b>Cond.</b>	<b>I (A)</b>
1	4	380	32	-	-
2	2	237	33	4	314
3	2	210	34	1	54
4	2	38	35	2	159
5	2	128	36	1	109
6	-	-	37	1	27
7	2	27	38	-	-
8	2	159	39	-	-
9	2	58	40	1	85
10	2	113	41	1	54
11	2	237	42	-	-
12	2	128	43	1	43
13	2	73	44	1	66
14	2	209	45	1	148
15	2	198	46	-	-
16	2	42	47	4	261
17	1	31	48	4	308
18	1	85	49	4	343
19	1	27	50	4	355
20	-	-	51	2	205
21	2	159	52	4	256
22	2	228	53	1	54
23	1	135	54	-	-
24	-	-	55	2	167
25	1	93	56	1	81
26	1	54	57	1	50
27	1	35	58	1	31
28	-	-	59	1	38
29	1	73	60	-	-
30	1	46	61	1	69
31	2	178			

Fonte: Dados do próprio autor

Verifica-se que todos os fluxos de corrente estão dentro dos limites máximos permitidos nos condutores, atendendo a restrição do modelo. Na Figura 12, apresentam-se os perfis de tensão para a solução otimizada encontrada no planejamento do sistema de MT de 54 barras.

Figura 12 - Perfis de tensão da solução otimizada do sistema de 54 barras



Fonte: Elaboração do próprio autor

Verifica-se que o menor nível de tensão ocorre na barra 32 no valor de 0,981 pu. Portanto, todas as barras atendem ao nível mínimo de tensão, especificado em 0,95 pu.

### 3.3.2 Sistema de 182 barras

O sistema de 182 barras é composto de 1 subestação existente, 2 subestações propostas, 182 barras de carga e 207 linhas, sendo 44 existentes e 163 propostas (RAMÍREZ-ROSADO; BERNAL-AGUSTÍN, 1998). O sistema opera com uma tensão base de 10 kV. O diagrama unifilar do sistema encontra-se na Figura 13. Os dados das subestações é apresentado na Tabela 8.

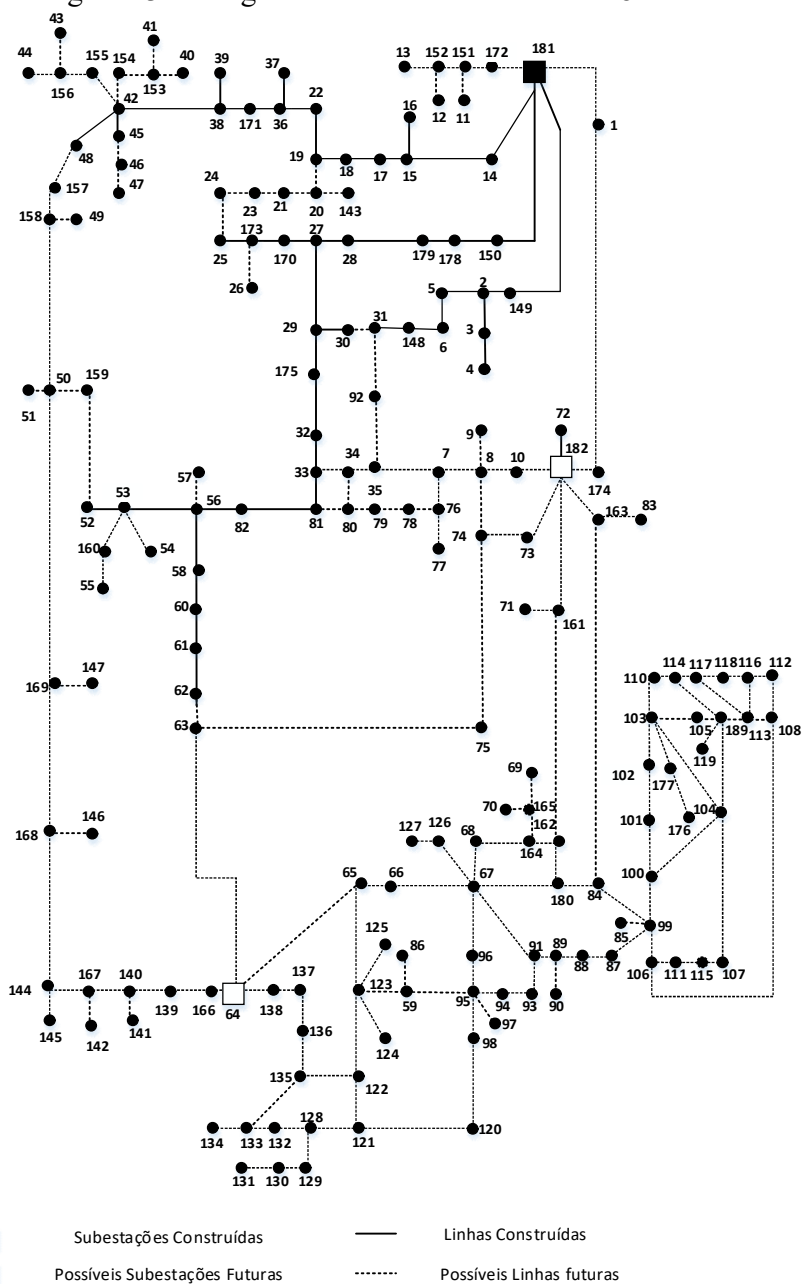
Tabela 8 - Dados das subestações

Barras	$S_{exist}(MVA)$	$S_{max}(MVA)$	$CFCS_e(10^3 US\$)$	$CFRSe(10^3 US\$)$
181	7	15	-	1000
182	-	15	1300	-
64	-	17	1500	-

Fonte: Dados do próprio autor

Os parâmetros relacionados aos cenários de operação, limites de tensão, período de planejamento, custo de perdas e dados físicos dos condutores são os mesmos utilizados para o sistema de 54 barras apresentado nas Tabelas 1, 2 e 4. As demandas de potência ativa e reativa, os comprimentos de linha e os dados físicos e financeiros dos trechos construídos e reconduzidos utilizando cada tipo de condutor são apresentados no apêndice A.

Figura 13 - Diagrama unifilar do sistema de 182 barras



Fonte: Adaptado de Ramírez-Rosado e Bernal-Agustín (1998).

Os custos totais da melhor solução encontrada para o planejamento do sistema de 182 barras encontra-se na Tabela 9. Na Tabela 9 também se apresenta o ganho na otimização do planejamento comparando-se a solução inicial encontrada e a melhor solução otimizada.

Tabela 9 - Custos totais da solução inicial e otimizada para o sistema de 182 barras

<b>Custos (US\$ X 10<sup>3</sup>)</b>				
	<b>Linhas</b>	<b>SE</b>	<b>Perdas</b>	<b>Total</b>
<b>Solução Inicial</b>	567,994	3.800,00	197,95	4.565,94
<b>Solução Otimizada</b>	461,160	2.800,00	142,82	3.403,98

Fonte: Dados do próprio autor

O tempo de processamento do algoritmo é de 522 segundos, com um total de 97 iterações. Na Figura 14 apresenta-se a topologia otimizada encontrada para o planejamento do sistema de MT de 182 barras.

Na Tabela 10 apresenta-se a potência instalada ( $S_{inst}$ ) e a quantidade de potência solicitada ( $S_{sol}$ ) de cada subestação no cenário de maior carregamento, onde são solicitados os maiores investimentos.

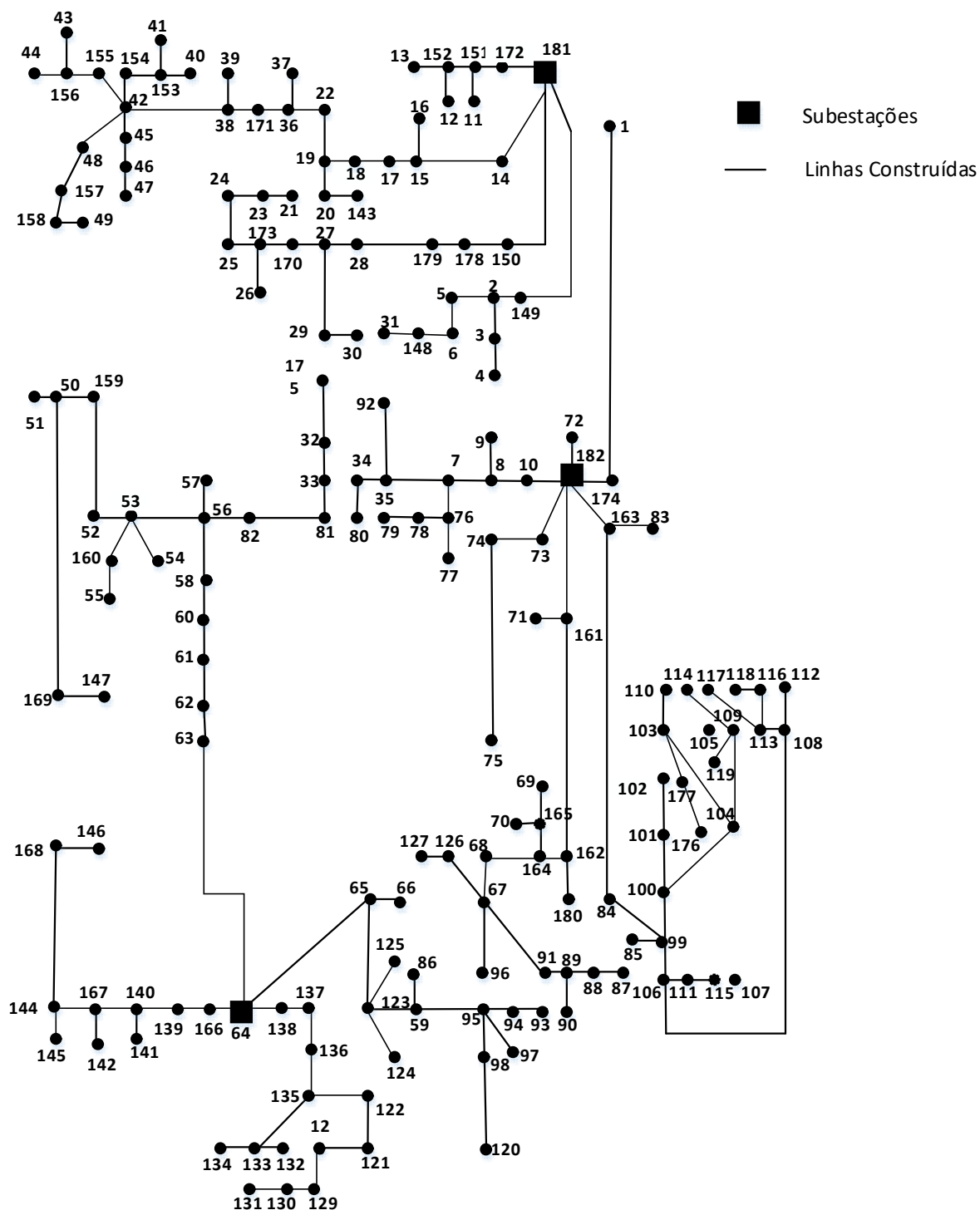
Tabela 10 - Potência instalada ( $S_{inst}$ ) e potência solicitada ( $S_{sol}$ ) em cada subestação

<b>Subestação</b>	<b><math>S_{inst}</math> (MVA)</b>	<b><math>S_{sol}</math> (MVA)</b>
181	7	6,54
182	15	6,35
64	17	7,75

Fonte: Dados do próprio autor

De acordo com a solução encontrada, verifica-se que foram construídas duas novas subestações, nas barras 182 e 64. A subestação instalada na barra 181 não precisou ser repotencializada. Os níveis de tensão para a barra mais crítica do sistema encontra-se na barra 49, no valor de 0,977 pu, encontrando-se dentro dos limites propostos pelas restrições do modelo.

Figura 14 - Topologia otimizada para o sistema de 182 barras



Fonte: Elaboração do próprio autor

### 3.4 CONCLUSÕES

Neste capítulo apresentou-se a metodologia proposta para realizar a expansão de sistemas de MT de distribuição de energia elétrica, que consiste na construção/repotencialização de subestações, na instalação de condutores, postes, estruturas de sustentação, isoladores, etc. Definiu-se o modelo matemático proposto, a metodologia para a construção da solução inicial, bem como das estruturas de vizinhanças que serão utilizadas para gerar soluções durante a busca.

Os resultados encontrados mostram o bom funcionamento da metodologia para o planejamento de sistemas de MT. Foram realizados o planejamento para os sistemas de MT de 54 e 182 barras, sendo o último considerado na literatura como de grande porte. Contudo, o desenvolvimento deste capítulo teve como objetivo contribuir para o desenvolvimento da metodologia de planejamento integrado de sistemas MT/BT e aplicar a meta-heurística GVNS no problema de planejamento de sistemas de distribuição.

#### **4 PLANEJAMENTO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DE BAIXA TENSÃO**

Neste trabalho, o planejamento de sistemas de distribuição de energia elétrica de BT é formulado como um problema de programação não linear inteiro misto (PNLIM). O seu objetivo principal consiste em obter um plano de construção dos circuitos de BT, de forma a atender as futuras unidades consumidoras conectadas à rede. Neste tipo de planejamento busca-se minimizar os custos fixos associados com a instalação dos elementos físicos como transformadores, condutores, postes, estruturas de sustentação, isoladores e os custos variáveis associados com as perdas elétricas. O planejamento de redes de BT também implica no planejamento da expansão dos sistemas de MT, pois estes devem ser expandidos até o ponto de conexão dos transformadores MT/BT, isto é, o ponto de conexão entre ambos os subsistemas de distribuição (SOUZA, 2006; COSSI, 2008).

No planejamento de sistemas de BT deve-se priorizar os custos mínimos de investimentos e operação, encontrando a quantidade, posição e capacidade dos transformadores, dimensionamento e roteamento dos condutores de BT, dimensionamento dos postes e os tipos de estruturas de BT que devem ser utilizadas. Além disso, faz-se necessário o balanceamento das cargas entre as fases do sistema, com o objetivo de melhorar tanto as condições operacionais das redes de BT, quanto de MT. Como restrições do planejamento, consideram-se os atendimentos as demandas nos pontos de consumo, os limites de tensão especificados pelas normas das agências reguladoras, os limites físicos de operação dos condutores e transformadores, radialidade, além dos recursos financeiros disponíveis para o investimento (COSSI, 2008).

Neste capítulo, na seção 4, define-se o modelo matemático genérico do planejamento de sistemas de BT. Na seção 4.2 aborda-se a metodologia proposta para a solução do problema, que inclui uma heurística construtiva para a geração da solução inicial, estratégias de geração de estruturas de vizinhança e o método de busca desenvolvido pela meta-heurística GVNS. Na seção 4.3 são realizados testes em um sistema real de BT de 76 barras, juntamente com a análise dos resultados. Na seção 4.4, são apresentadas as conclusões do planejamento de sistemas de BT.

#### 4.1 MODELO MATEMÁTICO

O modelo matemático genérico proposto para o problema de planejamento de sistemas de distribuição de energia elétrica de BT é formulado como um problema de programação não linear inteira mista (PNLIM). A função objetivo consiste em minimizar os custos de investimento (transformadores, condutores, postes e estruturas de sustentação das redes de BT) e os custos de operação (perdas nos condutores), sendo expressa pelas equações (16) - (19):

$$Fo = Min (F_1 + F_2 + F_3) \quad (16)$$

A função  $F_1$  representa os custos fixos de investimentos dos transformadores e a função  $F_2$  representa o valor dos custos de condutores, postes, estruturas de sustentação e isoladores das redes de BT.

$$F_1 = \left[ \sum_{i \in BTR} \sum_{k \in TR} CFTR_{k,i} \cdot tr_{k,i} \right] \quad (17)$$

$$F_2 = \left[ \sum_{ij \in LS} \sum_{k,m \in CS} CCPE_{k,m,ij} \right] \quad (18)$$

Em que:

- $BTR$  : Conjunto de barras do sistema de BT com proposta de alocação de transformadores e com transformadores previamente alocados.
- $TR$  : Conjunto de tipos de transformadores.
- $CFTR_{k,i}$  : Custo fixo do transformador  $k$  instalado na barra  $i$ .
- $tr_{k,i}$  : Variável de decisão binária para a instalação do transformador  $k$  na barra  $i$ .
- $LS$  : Linhas existentes e futuras nas redes de BT.
- $CS$  : Condutores existentes ou possíveis de serem alocados nos sistemas de BT.
- $CCPE_{k,m,ij}$  : Custo da troca do condutor e estruturas de sustentação de um trecho com condutor do tipo  $k$  por um trecho com condutor do tipo  $m$ , no trecho  $ij$ .



A função  $F_3$  representa os custos referentes às perdas elétricas nos condutores dos sistemas de BT, durante o horizonte de planejamento.

$$F_3 = \sum_{t=1}^{nap} \sum_{w \in CO} \sum_{ij \in LS} \sum_{f \in Fn} \sum_{k \in CS} \left[ \begin{array}{l} Ckwh_w \cdot T_w \cdot (V_{f,i,w}^r - V_{f,j,w}^r) \cdot \\ I_{ij,f,w} \cdot cso_{k,ij} \cdot \left( \frac{1}{1+tj} \right)^t \end{array} \right] \quad (19)$$

Em que:

$nap$ : Número de anos do horizonte de planejamento.

$CO$ : Cenários de operação do sistema.

$Fn$ : Fases  $a, b, c$  e neutro do sistema de BT.

$Ckwh_w$ : Custo fixo do quilowatt/hora no cenário de operação  $w$ .

$T_w$ : Período do planejamento, em horas, no cenário de operação  $w$ .

$V_{f,i,w}^r$ :  
 $V_{f,j,w}^r$ : Parte real da magnitude de tensão na fase  $f$  das barras  $i$  e  $j$ , respectivamente da rede de BT, no cenário de operação  $w$ .

$I_{ij,f,w}$ : Corrente na linha  $ij$  na fase  $f$  no cenário de operação  $w$ .

$cso_{k,ij}$ : Variável de decisão binária que indica a operação do condutor  $k$  de BT instalado no ramo  $ij$ .

$tj$ : Taxa de juros anual.

As restrições do modelo matemático são apresentadas em (20) - (29). As equações estáticas de fluxo de potência dos sistemas de BT são representadas em (20)-(21):

$$P_{i,w,t}(V, \theta, cso) - Pg_{i,w,t} + Pd_{i,w,t} = 0, \quad \forall i \in BS, \forall w \in CO, \forall t \in nap \quad (20)$$

$$Q_{i,w,t}(V, \theta, cso) - Qg_{i,w,t} + Qd_{i,w,t} = 0, \quad \forall i \in BS, \forall w \in CO, \forall t \in nap \quad (21)$$

Em que:

- $P_{i,w,t}$ ,  $Q_{i,w,t}$ : Injeções de potências ativa e reativa na barra  $i$  respectivamente, no cenário de operação  $w$  no ano de planejamento  $t$ .
- $\theta$ : Ângulo de fase da tensão nodal.
- $V$ : Tensão do sistema.
- $Pg_{i,w,t}$ ,  $Qg_{i,w,t}$ : Potências ativa e reativa, respectivamente, geradas na barra  $i$ , no cenário de operação  $w$  do ano de planejamento  $t$ .
- $Pd_{i,w,t}$ ,  $Qd_{i,w,t}$ : Demandas de potências ativa e reativa, respectivamente, na barra  $i$  no cenário de operação  $w$  do ano de planejamento  $t$ .
- $BS$ : Conjunto de barras do sistema secundário (BT).

A restrição (22) garante a factibilidade operacional dos transformadores de MT/BT para o atendimento das demandas nos diferentes cenários de operação do período planejamento sob análise.

$$\sum_{j \in BS} Sc_{j,k,w} + \sum_{ij \in LS} Sl_{ij,k,w} \leq Str_{k,i} \cdot tr_{k,i} \quad \forall k \in TR, \forall i \in BTR, \forall w \in CO \quad (22)$$

Em que:

- $Sc_{j,k,w}$ : Potência consumida na barra  $j$  conectada ao transformador da barra  $k$  no cenário de operação  $w$ .
- $Sl_{ij,k,w}$ : Perdas na linha  $ij$  conectada ao transformador da barra  $k$  no cenário de operação  $w$ .
- $Str_{k,i}$ : Capacidade dos transformadores de MT/BT do tipo  $k$  instalado na barra  $i$ .

A restrição (23) assegura que as correntes nas linhas em todas as fases dos sistemas de BT, para os diferentes cenários de operação, atendam os limites físicos dos condutores instalados.

$$|I_{ij,f,w}| \leq cso_{k,ij} \cdot I_{ij,f,\max} \quad \forall ij \in LS, \forall w \in CO, \forall f \in Fn \quad (23)$$

Em que:

$I_{ij,f,w}$ : Corrente na linha  $ij$  na fase  $f$  no cenário de operação  $w$ .

$I_{ij,f,\max}$ : Corrente máxima na linha  $ij$  na fase  $f$ .

O recurso financeiro máximo disponível que pode ser aplicado na realização do planejamento de sistemas de BT é apresentado em (24):

$$RF \leq RF_{\max} \quad (24)$$

Em que:

$RF$ ,  $RF_{\max}$ : Recurso financeiro aplicado e máximo recurso financeiro disponível, respectivamente, nos sistemas de MT.

Os limites mínimo e máximo da magnitude de tensão especificados pelas agências reguladoras dos sistemas elétricos são garantidos nas barras dos sistemas de BT através de (25):

$$V_{i,\min} \leq V_{f,i,w} \leq V_{i,\max}, \quad \forall i \in BS, \forall w \in CO, \forall f \in Fn \quad (25)$$

Em que:

$V_{i,\max}$ ,  $V_{i,\min}$ : Magnitudes de tensões máxima e mínima, respectivamente, na barra  $i$ .

$V_{f,i,w}$ : Magnitude de tensão na fase  $f$  da barra  $i$  do sistema BT no cenário de operação  $w$ .

A restrição (26) se refere ao número de linhas em operação nos sistemas BT e juntamente com as restrições (20) - (21) garante a radialidade dos sistemas de BT.

$$\sum_{ij \in LS} \varphi_{ij,\sec} = NBS - NTR \quad (26)$$

Em que:

$\varphi_{ij,\sec}$ : Número de linhas instaladas no sistema secundário (BT).

$NBS$ : Número de barras do sistema secundário (BT).

$NTR$ : Número de transformadores MT/BT do sistema de distribuição.

Em (27) é garantido que as variáveis de decisão sejam binárias.

$$cso_{k,ij}, tr_{k,i} \in \{0,1\} \quad (27)$$

As restrições (28) - (29) garantem que apenas um tipo de equipamento (linhas (28) e transformadores (29)) possa ser instalado no sistema de BT, para cada ação de planejamento.

$$\sum_{k \in CS} cso_{k,ij} \leq 1, \forall ij \in LS \quad (28)$$

$$\sum_{k \in TR} tr_{k,i} \leq 1, \forall i \in BTR \quad (29)$$

## 4.2 METODOLOGIA

Na metodologia proposta para o planejamento de sistemas de BT, a solução inicial é gerada através de uma heurística construtiva, que consiste em conectar as unidades consumidoras aos circuitos de BT, após realizar a alocação inicial de transformadores. As soluções encontradas durante o processo de busca, são geradas a partir da solução inicial, através das seguintes estruturas de vizinhanças: roteamento dos circuitos de BT, balanceamento de cargas, posição e quantidade de transformadores. Na busca de soluções para o modelo de planejamento é proposta a meta-heurística GVNS, assim como aplicada no planejamento de sistemas de MT.

### 4.2.1 Solução inicial

No planejamento de sistemas de BT, a configuração inicial é gerada através de uma heurística construtiva. Esta heurística consiste, de forma geral, em determinar a posição mais adequada para a alocação dos transformadores e conectar as unidades consumidoras nos circuitos correspondentes que estão sendo construídos, considerando o carregamento máximo dos transformadores. Os passos desta heurística são ilustrados no algoritmo 7.

---

**Algoritmo 7 - Heurística para a construção inicial dos circuitos de BT.**

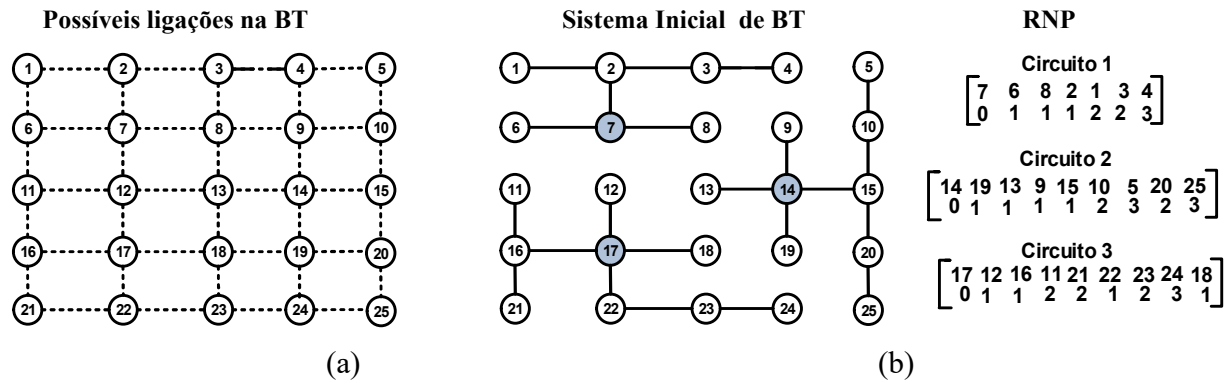

---

- Efetuar a leitura de dados dos equipamentos disponíveis para serem utilizados no sistema de BT, (transformadores, condutores, estruturas, postes, etc), demandas previstas em cada ponto de consumo, cenários de operação, etc.
- 
- Calcular a quantidade mínima de transformadores que podem ser alocados em função da demanda máxima do sistema, adicionando 10% em relação à demanda devido as perdas. Identificar, os locais mais adequados para a instalação dos  $NT$  transformadores, através das seguintes condições.
- 2:**
- a) Para cada barra candidata à alocação de transformadores definir um raio mínimo de proximidade geométrica baseado na quantidade de transformadores e nas unidades consumidoras, para a alocação dos  $NT$  transformadores.
  - b) alocar os  $NT$  transformadores sequencialmente nos pontos de maior consumo respeitando o critério de distância geométrica entre estes, definido no item 2-a). Para cada um  $k = 1, 2, \dots, NT$  transformadores faça os procedimentos de 3 até 6.
- 
- Selecionar a unidade consumidora mais próxima do transformador  $k$  que não tenha sido alimentada, ou selecionada anteriormente e adicioná-la ao circuito  $k$  (referente ao  $k$  –ésimo transformador). Verificar a radialidade do circuito. Se o circuito  $k$  com esta nova carga apresentar malha, retirar o último nó conectado no circuito e retornar ao início deste passo. Caso contrário ir ao passo 4.
- 
- Verificar se o circuito  $k$  apresenta factibilidade com relação à potência nominal do transformador (considera-se um acréscimo de 15% no carregamento do circuito que são associados às perdas elétricas). Se a solução é factível, retornar ao passo 3, caso contrário, retirar o último nó conectado no circuito e finalizar a construção deste trecho do circuito  $k$  e ir ao passo
- 
- Se ainda existem nós possíveis de serem conectados no circuito  $k$  de um dos trechos não selecionado anteriormente, volte ao passo 3, caso contrário, ir ao passo 6.
- 
- Se todos os circuitos foram construídos, finalizou-se a construção do sistema de BT inicial, caso contrário, passar para a construção do circuito referente ao próximo transformador,  $k = k + 1$  e voltar ao passo 3.
- 

As topologias geradas a partir dos circuitos de BT são codificadas através da representação nó profundidade (RNP), assim como nos sistemas de MT. Na Figura 15-a apresenta-se um sistema com 25 nós (barras) codificado através desta representação. Cada nó (barra) representa a localização de um poste no circuito de BT, nos quais estão conectadas as unidades consumidoras. Na Figura 15-a têm-se as possíveis linhas que podem ser construídas entre os postes e na Figura 15-b uma possível topologia construída para o sistema de BT, considerando que os transformadores estão alocados nos postes 7, 14 e 17, em destaque. A codificação da RNP é baseada na distância do nó raiz (nó com transformador) aos outros nós presentes no mesmo circuito. Deve-se ressaltar que a ordem em que os nós são dispostos na matriz é de extrema importância, pois representa a

hierarquia entre estes. O objetivo de utilizar a RNP deve-se ao fato da fácil aplicação dos operadores PAO e CAO para a geração de rotas diferenciadas dos circuitos de BT para o suprimento de carga.

Figura 15 - Codificação utilizada (RNP) para o sistema de BT



Fonte: Elaboração do próprio autor

A definição dos condutores utiliza a primeira etapa de uma heurística apresentada em Franco, Romero e Galego (2010), também utilizada na seção 3.2.1 para os sistemas de MT. Para a definição dos condutores de BT, além de verificar sua capacidade de fluxo de corrente, calculam-se os custos totais do condutor escolhido, considerando o próprio custo do condutor adicionado com os custos das perdas elétricas durante o horizonte de planejamento. A heurística em detalhes encontra-se na seção 3.2.1, no capítulo 3, que trata do planejamento de sistemas de MT.

#### 4.2.2 Estruturas de vizinhança

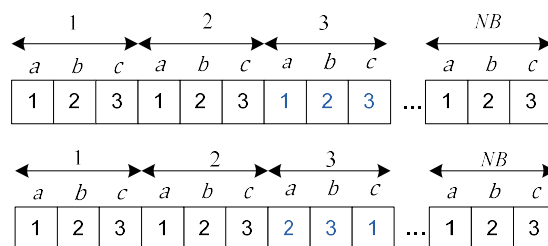
Após a construção da solução inicial, são realizadas modificações nesta solução, através das estruturas de vizinhança pertencentes aos conjuntos  $N_k$  (conjunto de estruturas do nível superior) e  $N_s$  (conjunto de estruturas do nível inferior, ou de busca local). Estas estruturas têm como objetivo explorar o espaço de busca e gerar soluções de qualidade para o problema de planejamento de sistemas de BT.

O conjunto  $N_k$  é utilizado como método de diversificação de soluções, com o objetivo de escapar de ótimos locais, enquanto o conjunto  $N_s$  é utilizado em um algoritmo do tipo VND,

responsável por realizar buscas locais na vizinhança de uma determinada solução. As estruturas de vizinhança utilizadas no processo de busca do algoritmo estão definidas a seguir.

**Balanceamento de cargas entre fases:** o desbalanceamento de cargas entre fases pode originar níveis inadequados de tensão no sistema, aumento do nível de corrente no condutor neutro e conseqüentemente aumento das perdas elétricas (SOUZA, 2006). Na metodologia proposta realiza-se o balanceamento de cargas entre fases, com o objetivo de melhorar as condições operacionais dos sistemas de BT e conseqüentemente dos sistemas de MT. As cargas nas fases  $a, b$  e  $c$  instaladas em cada barra, são codificadas através dos números 1, 2 e 3, respectivamente. A troca da seqüência destes números em uma determinada barra ( $1, 2, 3, \dots, NB$ ), em que  $NB$  é o número de barras do sistema, como ilustrado na Figura 16, determina a geração de outra solução, alterando a conexão das cargas entre as fases da rede.

Figura 16 - Estrutura de vizinhança: balanceamento de cargas entre fases

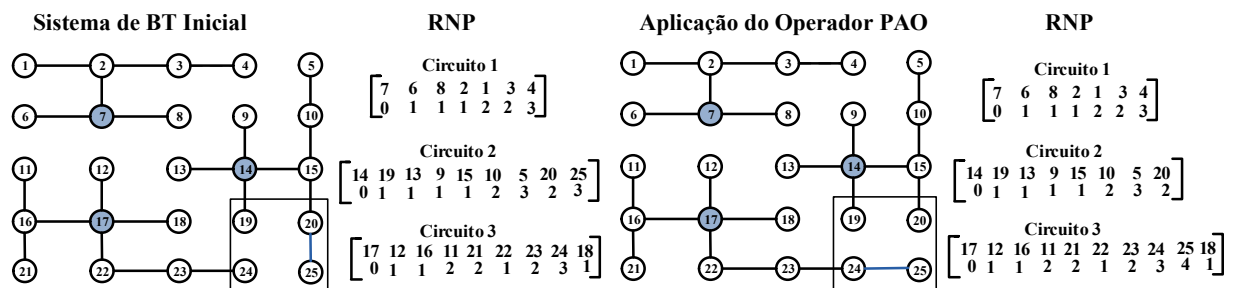


Fonte: Elaboração do próprio autor

A estrutura de vizinhança que realiza a alteração da ligação das cargas entre fases é utilizada tanto no conjunto de estruturas de vizinhança  $N_k$  quanto no conjunto  $N_s$ . A diferença entre estas estruturas de vizinhanças está na quantidade de cargas que podem ter as suas fases trocadas. Para o conjunto  $N_k$  utiliza-se uma quantidade superior de trocas de cargas entre fases em relação à estrutura do conjunto  $N_s$ , de modo que se obtenha diversificação nas soluções geradas e assim o algoritmo possa escapar de ótimos locais.

**Roteamento dos Circuitos:** a topologia dos circuitos de BT é codificada através da RNP. Através desta codificação, utilizam-se dois operadores distintos para realizar a troca de uma linha construída por outra não construída, assim como nos alimentadores de MT. Estes operadores permitem gerar somente topologias radiais, do ponto de vista dos sistemas elétricos, baseados na teoria de grafos (DELBEM et al., 2004). O operador PAO realiza uma troca simples, ou seja, a troca de linhas se realiza entre linhas adjacentes, como ilustrada na Figura 17 (troca entre os nós 24-25 e 25-20).

Figura 17 - Estrutura de vizinhança: aplicação do operador PAO



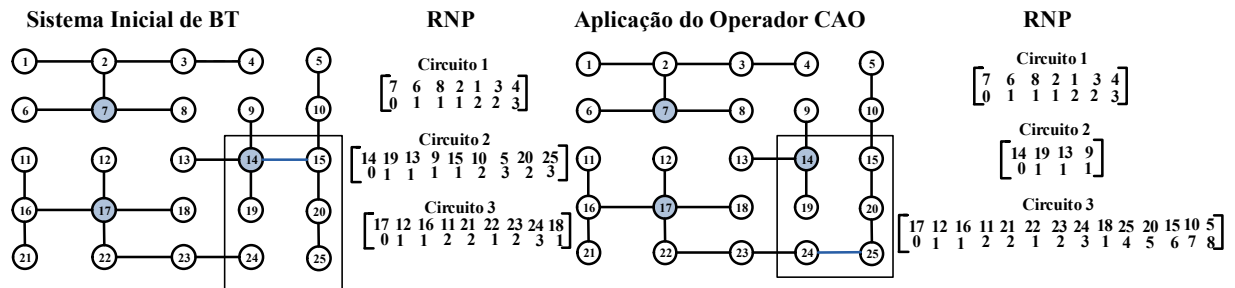
Fonte: Elaboração do próprio autor

O operador PAO é utilizado nos conjuntos de nível inferior e superior de estruturas de vizinhança,  $N_s$  e  $N_k$  respectivamente, da meta-heurística GVNS. No conjunto de nível inferior  $N_s$  de intensificação, aplica-se apenas uma vez o operador PAO na solução corrente e no conjunto de nível superior  $N_k$  aplicam-se duas vezes ou mais o operador PAO nas soluções que estão sendo obtidas.

O operador CAO realiza uma alteração mais complexa na topologia, isto é, permite que a troca de linhas se realize entre qualquer ramo que seja caminho entre os dois transformadores dos circuitos escolhidos de BT, mantendo sempre a radialidade do sistema, como ilustrado na Figura 18 (troca entre os ramos 24-25 e 14-15).



Figura 18 - Estrutura de vizinhança: aplicação do operador CAO

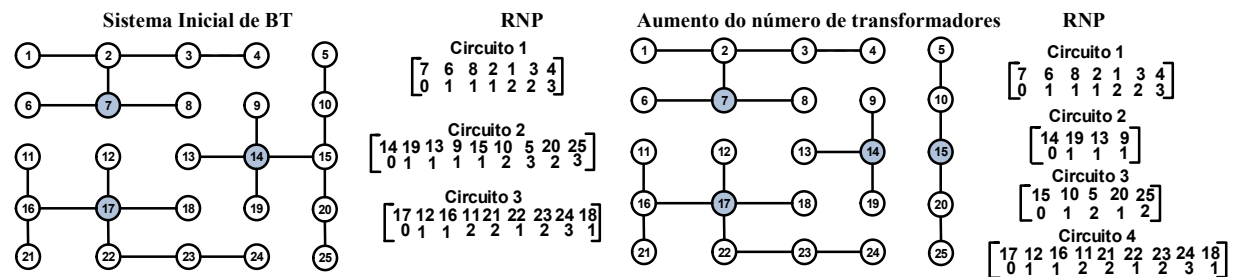


Fonte: Elaboração do próprio autor

A aplicação do operador CAO em relação a estrutura de vizinhança do conjunto  $N_s$  e  $N_k$  são análogas ao operador PAO.

**Aumento e redução do número de transformadores:** nesta estrutura de vizinhança, verifica-se a possibilidade de aumentar ou reduzir o número de transformadores dos sistemas de BT. Para aumentar o número de transformadores, realiza-se a divisão de um circuito em dois circuitos. Busca-se sempre dividir aquele circuito que possui os níveis de tensão mais críticos. Na Figura 19, ilustra-se a divisão do circuito 2 com a ampliação de um circuito, através da alocação de um novo transformador no sistema (transformador 15).

Figura 19 - Aumento do número de transformadores da topologia corrente



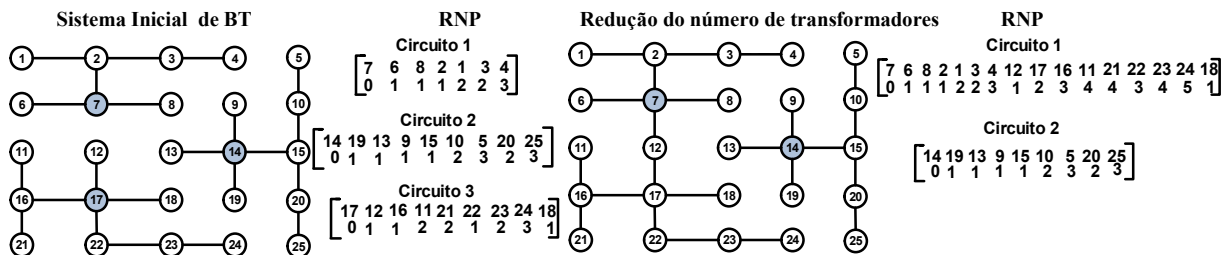
Fonte: Elaboração do próprio autor

A diferença da estrutura de vizinhança do conjunto  $N_k$  para a estrutura  $N_s$  é o aumento da quantidade de transformadores. Para a estrutura do conjunto  $N_s$  sempre é aumentado um

transformador, sendo que na estrutura do conjunto  $N_k$  pode ser aumentado um ou mais transformadores.

Na redução do número de transformadores realiza-se a junção de dois circuitos em um só circuito. Verifica-se sempre se há a possibilidade da junção de dois circuitos que possuam os melhores níveis de tensão. Na Figura 20 ilustra-se um exemplo da redução do número de transformadores, e conseqüentemente de circuitos de BT, de uma topologia corrente (o circuito 3 é adicionado ao circuito 1).

Figura 20 - Redução do número de transformadores da topologia corrente



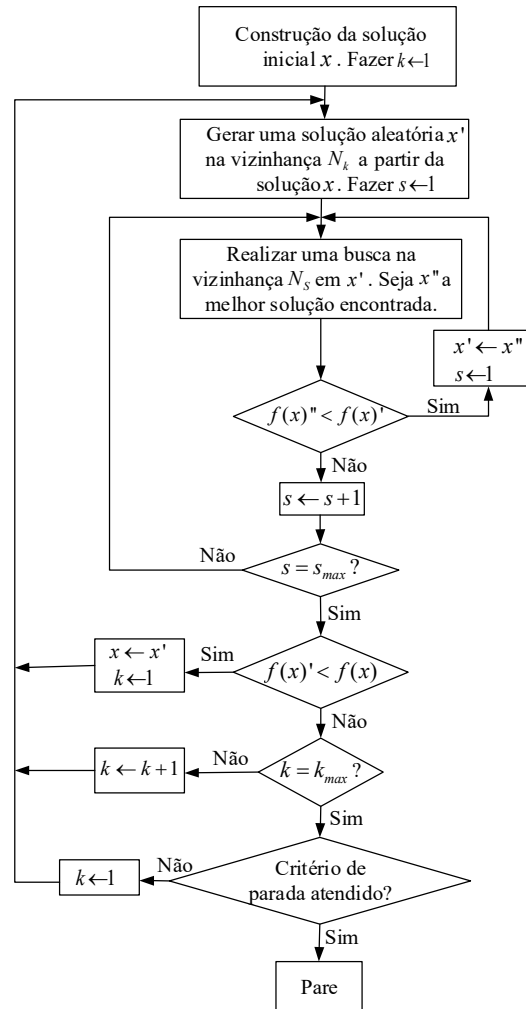
Fonte: Elaboração do próprio autor

A diferença desta estrutura do conjunto  $N_k$  para o conjunto  $N_s$  é a quantidade do número de transformadores que pode ser reduzida. Na estrutura do conjunto  $N_s$ , reduz-se sempre um transformador, enquanto que na estrutura  $N_k$  pode ser reduzido um ou mais transformadores.

#### 4.2.3 Algoritmo GVNS dedicado ao problema de planejamento de sistemas de distribuição de BT

O algoritmo GVNS dedicado ao problema de planejamento e projeto de sistemas de distribuição de energia elétrica de BT é apresentado no diagrama de blocos da Figura 21. É importante destacar, que no processo do algoritmo, busca-se sempre penalizar a função objetivo, caso uma determinada solução seja ineficaz.

Figura 21 - Algoritmo GVNS aplicado ao problema de sistemas de BT



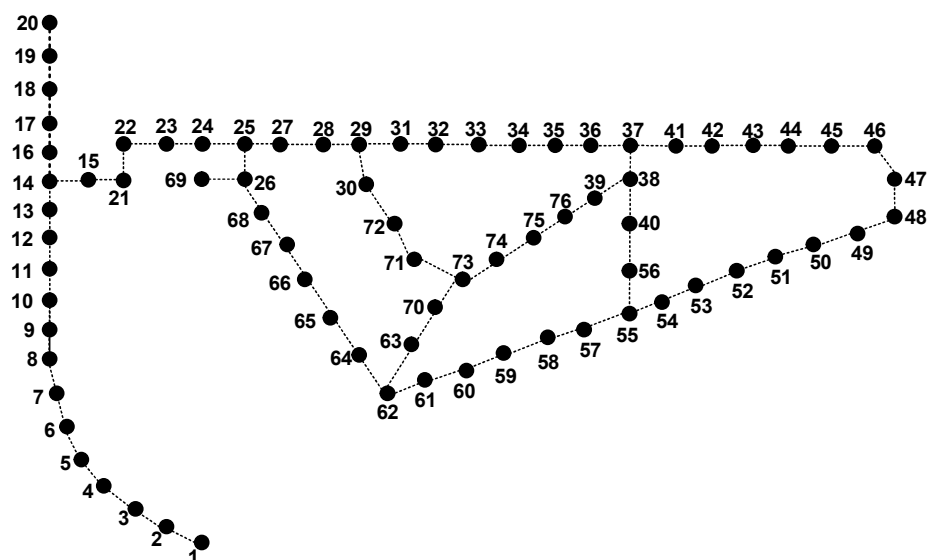
Fonte: Elaboração do próprio autor

### 4.3 RESULTADOS

O algoritmo de planejamento de sistemas de BT proposto é implementado na linguagem de programação C++, utilizando um servidor Intel (R) Xeon (R) E5-2630 v2 CPU de 3GB de memória RAM e 2,60 GHz. São realizados testes em um sistema de BT de 76 barras, conforme ilustrado na Figura 22. Este sistema possui 167 unidades consumidoras com consumo médio de 292 kWh/mês e opera com uma tensão base de 380V. As linhas tracejadas indicam as possíveis rotas onde podem ser construídos condutores de BT com objetivo de atender as unidades consumidoras. As barras de 1 a 76 indicam os pontos de conexão das unidades consumidoras (postes). No algoritmo proposto

considera-se os limites de tensão máximo e mínimo entre os valores de 1,05 pu a 0,95 pu, respectivamente. Utiliza-se também o custo do quilowatt-hora  $CkWh = US\$ 0,10$  e um período de operação do sistema  $T = 8760$  horas, divididos em três períodos de carregamento, leve, nominal e pesado.

Figura 22 - Configuração inicial do sistema de 76 barras de BT



Fonte: Cossi (2008).

Os dados elétricos, financeiros e físicos dos transformadores utilizados, para realizar o planejamento dos circuitos de BT são apresentados na Tabela 11.

Tabela 11 - Dados dos transformadores

Tipo	Potência (kVA)	Custo (US\$)
1	30	1.585,71
2	45	1.957,14
3	75	2.471,43
4	112,5	2.757,14
5	150	3.128,57
6	225	3.814,29
7	300	4.385,71

Fonte: Elaboração do próprio autor

Na Tabela 12 apresentam-se os dados físicos dos condutores utilizados no planejamento de sistemas de BT. Os custos apresentados na Tabela 12 são referentes à construção de trechos da rede

de BT com um determinado tipo de condutor, ou seja, os custos incluem os valores monetários referentes a todos os equipamentos físicos da rede de BT por quilômetro, tais como condutores, postes, estruturas de sustentação, isoladores, etc.

Tabela 12 - Dados dos condutores, postes e estruturas

<b>Tipo</b>	<b>R (<math>\Omega</math>/km)</b>	<b>X (<math>\Omega</math>/km)</b>	<b><math>I_{max}</math> (A)</b>	<b>Custo (US\$ <math>10^3</math> /km)</b>
1	0,7440	0,1092	80	15,4
2	0,5680	0,0945	120	19,3

Fonte: Adaptado de Cossi (2008).

As cargas demandadas operam em três níveis, leve, nominal e pesado, conforme apresentado na Tabela 13.

Tabela 13 - Cenários de operação do planejamento de sistemas de distribuição de BT

<b>Cenários de Operação</b>	<b>Fator de Carregamento</b>	<b>Tempo (horas)</b>
1	1	1000
2	0,7	5760
3	0,5	2000

Fonte: Elaboração do próprio autor

Na Tabela 14 apresentam-se os custos dos transformadores (TR), condutores, postes e estruturas (CCPE) e as perdas elétricas nos condutores de BT.

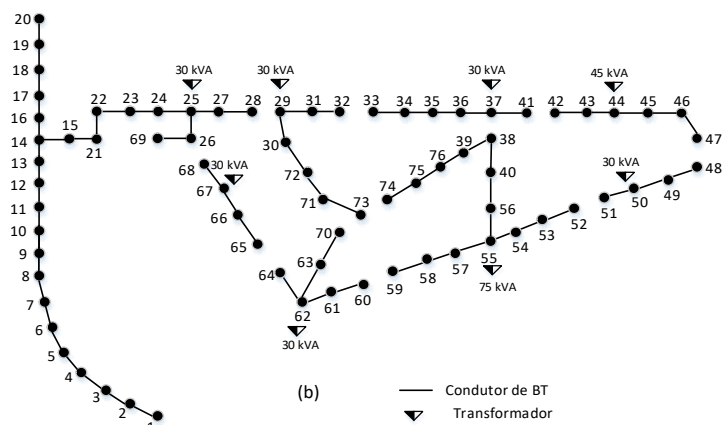
Tabela 14 - Custos totais da solução inicial e da solução otimizada

<b>Custos (<math>10^3</math> US\$)</b>				
	<b>TR</b>	<b>CCPE</b>	<b>Perdas</b>	<b>Total</b>
<b>Solução Inicial</b>	15,85	42,35	5,86	64,10
<b>Solução Otimizada</b>	13,94	41,88	2,32	58,15

Fonte: Dados do próprio autor

O tempo de processamento do algoritmo é de 128 segundos. Na Figura 23 apresenta-se a melhor topologia encontrada, a qual apresenta o roteamento dos condutores de BT construídos, além da posição e capacidade dos transformadores alocados.

Figura 23 - Melhor topologia encontrada



Fonte: Elaboração do próprio autor

Os carregamentos dos transformadores de cada circuito de BT, que consistem nas cargas demandadas pelo sistema somados às perdas elétricas nos condutores, são apresentados na Tabela 15.

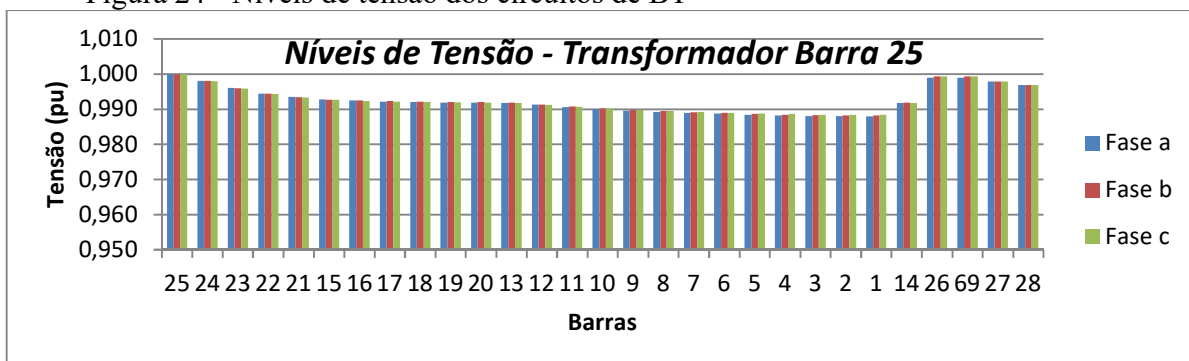
Tabela 15 - Dados dos transformadores

Circuito	Localização	Demanda	Transformador
	(Barra)	(kVA)	Utilizado (kVA)
1	25	26,97	30
2	37	29,38	30
3	62	27,39	30
4	55	71,04	75
5	50	26,81	30
6	44	39,88	45
7	67	27,13	30
8	29	27,54	30

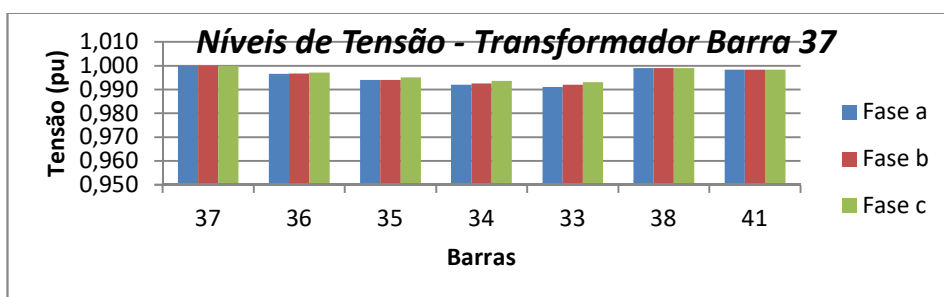
Fonte: Dados do próprio autor

Os níveis de tensão dos circuitos de BT em cada barra são representados nos gráficos da Figura 24 (a - h).

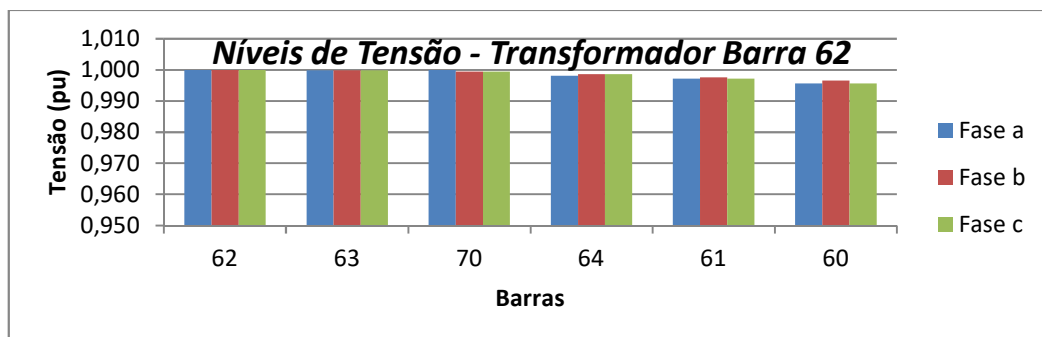
Figura 24 - Níveis de tensão dos circuitos de BT



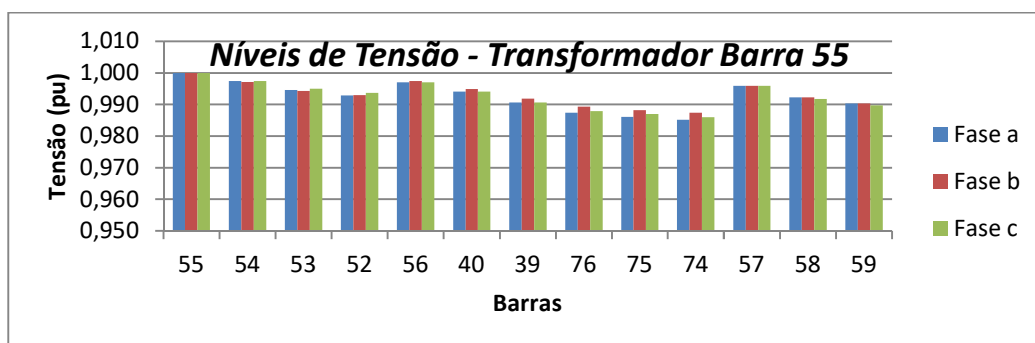
(a)



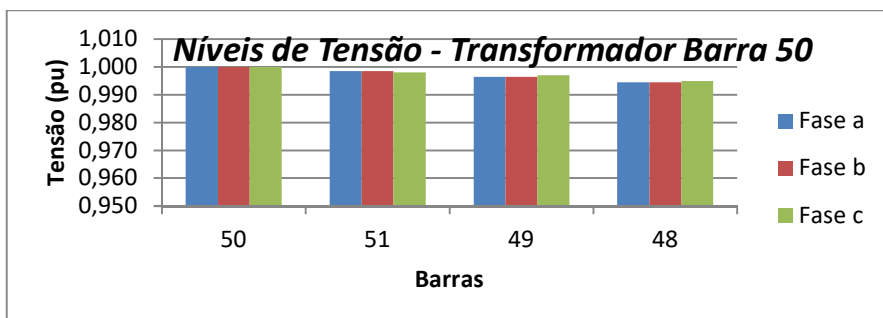
(b)



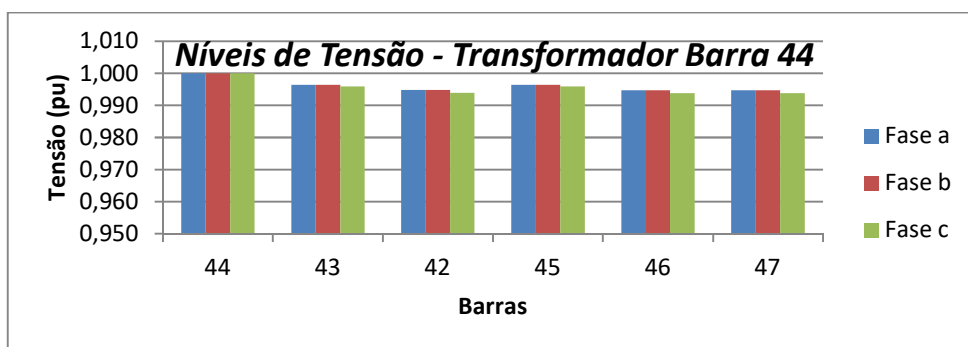
(c)



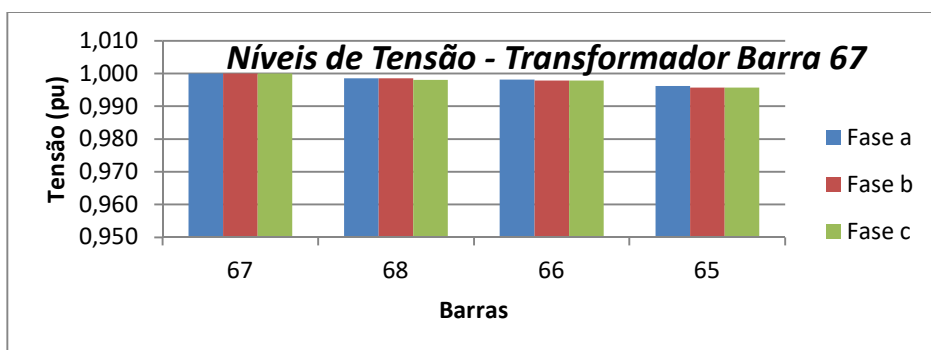
(d)



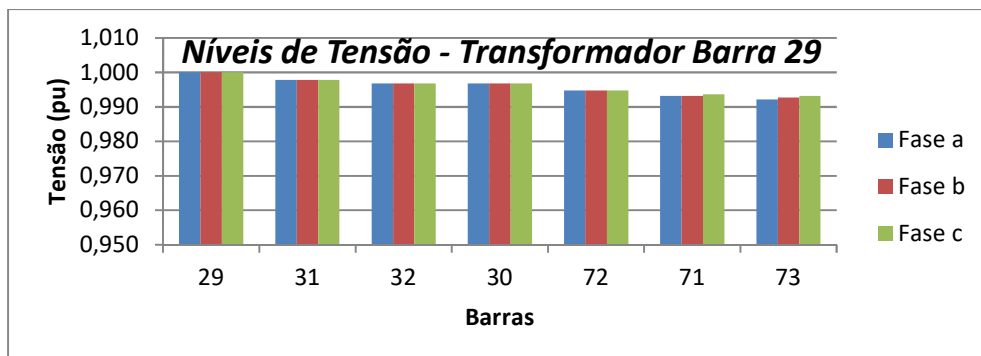
(e)



(f)



(g)



(h)

Fonte: Elaboração do próprio autor



Verifica-se que os níveis de tensão de todas as barras presentes em cada circuito estão dentro dos padrões previamente definidos. O ponto de consumo que apresenta o menor nível de tensão é na barra 74 do circuito do transformador instalado na barra 55 no valor de 0,985 pu na fase *a*. Os tipos de condutores de BT para a solução otimizada pelo algoritmo foram todos do tipo 1, devido as baixas correntes presentes no sistema de distribuição.

As cargas distribuídas pelas fases do sistema em cada barra, como resultado do balanceamento dos circuitos de BT são apresentadas na tabela 16. Os números 1, 2 e 3, nessa ordem representam a posição das cargas iniciais nas fases *a*, *b* e *c* respectivamente. Portanto, qualquer troca desta sequência representa a mudança das cargas em relação as cargas inicialmente instaladas, apresentadas na Tabela 43, no anexo A.

Tabela 16 - Posição final das cargas entre as fases do sistema

Barras	Fases			Barras	Fases			Barras	Fases			Barras	Fases		
	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>c</i>		<i>a</i>	<i>b</i>	<i>c</i>		<i>a</i>	<i>b</i>	<i>c</i>		<i>a</i>	<i>b</i>	<i>c</i>
1	1	2	3	20	1	2	3	39	1	2	3	58	1	2	3
2	1	2	3	21	1	2	3	40	1	2	3	59	1	2	3
3	1	2	3	22	1	2	3	41	1	2	3	60	1	3	2
4	1	2	3	23	3	2	1	42	2	3	1	61	1	2	3
5	1	2	3	24	1	2	3	43	1	2	3	62	1	2	3
6	1	2	3	25	1	2	3	44	1	2	3	63	1	2	3
7	1	2	3	26	2	3	1	45	1	2	3	64	1	2	3
8	1	2	3	27	1	2	3	46	2	1	3	65	1	2	3
9	1	2	3	28	1	2	3	47	1	2	3	66	1	2	3
10	1	2	3	29	1	3	2	48	1	2	3	67	1	2	3
11	1	2	3	30	1	2	3	49	2	3	1	68	1	2	3
12	1	2	3	31	1	2	3	50	1	2	3	69	1	2	3
13	1	2	3	32	1	2	3	51	1	2	3	70	2	1	3
14	1	2	3	33	2	3	1	52	1	2	3	71	3	2	1
15	1	2	3	34	1	2	3	53	1	2	3	72	2	3	1
16	1	2	3	35	3	1	2	54	2	1	3	73	3	1	2
17	1	2	3	36	1	2	3	55	1	2	3	74	1	2	3
18	1	2	3	37	1	2	3	56	1	3	2	75	2	1	3
19	1	2	3	38	2	3	1	57	1	3	2	76	1	2	3

Fonte: Dados do próprio autor

#### 4.4 CONCLUSÕES

Neste capítulo foi proposta uma metodologia baseada em técnicas heurísticas construtivas e um algoritmo de busca em vizinhança variável do tipo GVNS para o planejamento de sistemas de distribuição de energia elétrica de BT.

O problema sob análise permite definir fisicamente várias estruturas de vizinhanças, o que levou à decisão de escolher para sua solução a meta-heurística GVNS. Testes foram realizados em um sistema de 76 barras de BT, com o objetivo de mostrar o bom funcionamento da metodologia proposta. Analisando o desempenho desta meta-heurística, constata-se que ela é robusta numericamente e eficiente computacionalmente, encontrando soluções de qualidade para o problema sob estudo. Dessa forma, comprova-se a potencialidade do método e sua aplicação em planejamentos de sistemas de distribuição de energia elétrica de BT.

O desenvolvimento do planejamento de sistemas de BT apresentado neste capítulo, assim como o planejamento de sistemas de MT, apresentado no capítulo 3, tem como objetivo auxiliar a formulação do modelo de planejamento integrado MT/BT, que é apresentado no capítulo 5.

## **5 PLANEJAMENTO INTEGRADO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DE MT/BT**

Na prática, o planejamento dos sistemas de MT e BT de distribuição de energia elétrica são executados de forma hierárquica, obtendo-se assim soluções sub-ótimas. Neste trabalho, a proposta é executar o planejamento da rede de BT visando a sua integração otimizada com a rede de MT e as possibilidades de expansão da rede de MT em função das necessidades de expansão da rede de BT. Dessa forma, o planejamento integrado MT/BT tem como objetivo encontrar uma única solução que atenda as condições de mínimo custo para ambos os sistemas.

Os modelos matemáticos propostos nos capítulos 3 e 4, relacionados ao planejamento de sistemas de MT e BT, respectivamente, são utilizados na formulação genérica do modelo de planejamento integrado MT/BT. Neste capítulo, são formulados alguns modelos de planejamento integrado MT/BT que diferem entre si basicamente pela inclusão ou não de geradores distribuídos. Os modelos com GD levam em consideração os parâmetros incertos da rede, através da geração de cenários baseados em dados históricos do sistema e uma metodologia de análise de risco.

Os modelos matemáticos propostos para o planejamento integrado MT/BT são formulados genericamente como problemas de programação não linear inteiro misto (PNLIM) e tem como objetivo minimizar os custos de investimento relacionados à construção de novos alimentadores de MT e circuitos de BT, estruturas de sustentação das redes de MT e BT tais como postes, cruzetas, isoladores, espaçadores de redes compactas, além do recondutoramento dos alimentadores e circuitos existentes; a instalação de transformadores MT/BT, construção e repotencialização das subestações; os custos de operação e manutenção representados pelos custos das perdas nos alimentadores de MT e circuitos de BT, nos transformadores de distribuição (MT/BT) e nas subestações; os custos de confiabilidade do sistema representados pelo custo da energia não suprida (CENS); os custos de compra de potência das subestações e geradores distribuídos e os custos relacionados com as fontes de incertezas dos geradores distribuídos.

As restrições consideradas no modelo de planejamento integrado MT/BT incluem as restrições apresentadas nos capítulos 3 e 4, relacionados ao planejamento de sistemas de MT e BT respectivamente, (balanço das equações estáticas de fluxo de potência, radialidade, limites físicos dos equipamentos tais como condutores, transformadores, subestações, restrições econômicas, etc.), além das restrições relacionadas com as relações de transformação de tensão e de corrente no

ponto de conexão entre os transformadores MT/BT e as restrições relacionadas aos geradores distribuídos presentes no sistema.

No planejamento integrado são consideradas fontes renováveis de geração distribuída, eólica na MT e solar na BT. Neste contexto, são utilizados dois métodos distintos para modelar a estocasticidade dos parâmetros incertos no sistema. O primeiro método é baseado na geração de cenários, levando em consideração dados históricos de demanda, velocidade do vento e irradiação solar. O segundo método baseia-se na avaliação de incertezas através de uma metodologia de análise de risco, denominada *CVar (Conditional Value at Risk)*, amplamente utilizada na literatura (ROCKAFELLAR; URYASEV, 1999).

Devido à possibilidade de geração de soluções através de diferentes estruturas de vizinhança para o planejamento, assim como apresentado nos capítulos 3 e 4, decide-se pela utilização do algoritmo de busca geral em vizinhança variável GVNS, (*General Variable Neighborhood Search*), com a finalidade de encontrar soluções de boa qualidade para os modelos apresentados (MLADENOVIC; HANSEN, 1997). As estruturas de vizinhanças especificadas, juntamente com o algoritmo escolhido, permitem também, desenvolver uma metodologia que encontre soluções visando as necessidades integradas de ambos os subsistemas de MT e BT.

Este capítulo está organizado da seguinte forma. Na seção 5.1 apresenta-se o modelo matemático geral do planejamento integrado MT/BT. Na seção 5.2 apresenta-se a metodologia proposta para o planejamento integrado MT/BT. Na seção 5.3 são apresentados os dados dos sistemas testados. Na seção 5.4 são apresentados os resultados e discussões para os sistemas testes integrado MT/BT de 172 e 412 barras, considerando indicadores de confiabilidade. Na seção 5.5 são apresentados os resultados e discussões para o planejamento integrado MT/BT considerando os métodos estocásticos (geração de cenários e análise de risco) na avaliação de incertezas das fontes renováveis de geração distribuída.

## 5.1 MODELO MATEMÁTICO

O modelo matemático genérico proposto para o problema de planejamento integrado de sistemas de distribuição de energia elétrica é formulado como um problema de programação não linear inteiro misto (PNLIM). A função objetivo consiste em minimizar os custos de investimento (subestações, transformadores, condutores, postes e estruturas de sustentação das redes MT e BT

incluindo os custos compartilhados entre estas duas redes), custos de operação e manutenção (perdas nos condutores e transformadores) e custos referentes à confiabilidade da rede planejada (CENS), sendo apresentada em (30).

$$Fo = \text{Min} \left[ (F_1 + F_2) + (F_3 + F_4 + F_5) \right] + F_6 \quad (30)$$

A função  $F_1$  representa os custos fixos de investimentos em subestações e transformadores e a função  $F_2$  representa o valor dos custos de condutores, postes, estruturas de redes de MT e BT, espaçadores, cruzetas, isoladores e trechos compartilhados entre as redes de MT e BT.

$$F_1 = \left[ \sum_{i \in BSE} \sum_{k \in SE} CFS_{k,i} \cdot se_{k,i} + \sum_{i \in BTR} \sum_{k \in TR} CFTR_{k,i} \cdot tr_{k,i} \right] \quad (31)$$

$$F_2 = \left[ \sum_{ij \in LPS} \sum_{m \in CP} \sum_{n \in CS} \sum_{p \in CP} \sum_{q \in CS} CCPE_{(m,n),(p,q),ij} \right] \quad (32)$$

Em que:

- $BSE$  : Conjunto de barras com subestações propostas ou existentes.
- $SE$  : Conjunto de subestações.
- $CFS_{k,i}$  : Custo fixo para a construção e/ou repotencialização da subestação  $k$  instalada na barra  $i$ .
- $se_{k,i}$  : Variável de decisão binária para construção/repotencialização da subestação  $k$  instalada na barra  $i$ .
- $BTR$  : Conjunto de barras do sistema de BT com proposta de alocação de transformadores, e com transformadores previamente alocados.
- $TR$  : Conjunto de tipos de transformadores.
- $CFTR_{k,i}$  : Custo fixo do transformador  $k$  instalado na barra  $i$ .
- $tr_{k,i}$  : Variável de decisão binária para a instalação do transformador  $k$  na barra  $i$ .
- $LPS$  : Linhas existentes e futuras das redes de MT/BT.
- $CP$  : Condutores existentes ou possíveis de serem alocados nos sistemas de MT.

- $CS$  : Condutores existentes ou possíveis de serem alocados nos sistemas de BT.
- $CCPE_{(m,n),(p,q),ij}$  : Custo da troca de um trecho com condutor do tipo  $m$  de MT e  $n$  de BT por um trecho com condutor do tipo  $p$  de MT e  $q$  de BT no trecho  $ij$  .

As funções  $F_3$  ,  $F_4$  e  $F_5$  apresentadas em (33)-(36) são os custos variáveis do problema. As funções  $F_3$  e  $F_4$  são os custos referentes às perdas nos condutores dos sistemas de MT e BT, respectivamente, para o período do planejamento e  $F_5$  são os custos das perdas nos transformadores da subestação e nos transformadores dos sistemas de distribuição (MT/BT) para o horizonte de planejamento.

$$F_3 = \sum_{t=1}^{nap} \sum_{w \in CO} \sum_{ij \in LP} \sum_{k \in CP} \left[ 3 \cdot Ckwh_w \cdot T_w \cdot (V_{i,w}^r - V_{j,w}^r) \cdot I_{ij,w} \cdot cpo_{k,ij} \cdot \left( \frac{1}{1+tj} \right)^t \right] \quad (33)$$

$$F_4 = \sum_{t=1}^{nap} \sum_{w \in CO} \sum_{ij \in LS} \sum_{f \in Fn} \sum_{k \in CS} \left[ Ckwh_w \cdot T_w \cdot (V_{f,i,w}^r - V_{f,j,w}^r) \cdot I_{ij,f,w} \cdot cso_{k,ij} \cdot \left( \frac{1}{1+tj} \right)^t \right] \quad (34)$$

$$F_5 = \sum_{t=1}^{nap} \left[ \sum_{w \in CO} \sum_{i \in BSE} \sum_{k \in SE} PeTr_{k,i,w} \cdot se_{k,i} + \sum_{w \in CO} \sum_{i \in BTR} \sum_{k \in TR} PeTr_{k,i,w} \cdot tr_{k,i} \right] \cdot T_w \cdot CkWh_w \cdot \left( \frac{1}{1+tj} \right)^t \quad (35)$$

Em que:

- $nap$  : Número de anos de planejamento.
- $CO$  : Conjunto de cenários de operação do sistema.
- $Ckwh_k$  : Custo fixo do quilowatt/hora (US\$).
- $T_w$  : Período do planejamento, em horas, no cenário de operação  $w$ .
- $V_{i,w}^r$  ,  
 $V_{j,w}^r$  : Parte real da magnitude de tensão das barras  $i$  e  $j$  da rede de MT, respectivamente, no cenário de operação  $w$ .

$I_{ij,w}$ :	Corrente na linha $ij$ no cenário de operação $w$ .
$cpo_{k,ij}$ :	Variável de decisão binária que indica a operação do condutor de MT, $k$ , instalado no ramo $ij$ .
$tj$ :	Taxa de juros anual.
$Fn$ :	Fases $a, b, c$ e neutro do sistema de BT.
$V_{f,i,w}^r$ :	Parte real da magnitude de tensão na fase $f$ das barras $i$ e $j$ , respectivamente, da rede de BT, no cenário de operação $w$ .
$V_{f,j,w}^r$	
$I_{ij,f,w}$ :	Corrente na linha $ij$ na fase $f$ no cenário de operação $w$ .
$cso_{k,ij}$ :	Variável de decisão binária que indica a operação do condutor de BT, $k$ , instalado no ramo $ij$ .
$PeTr_{k,i,w}$ :	Perdas no transformador $k$ instalado na barra $i$ no cenário de operação $w$ .
$LP$ :	Conjunto de linhas do sistema de primário (MT).
$LS$ :	Conjunto de linhas do sistema secundário (BT).

As perdas nos transformadores das subestações e nos transformadores de MT/BT são determinadas pela equação (36). São consideradas as perdas no cobre e no ferro do transformador. As perdas no cobre dependem diretamente da demanda no transformador e de sua potência nominal, enquanto que as perdas no ferro dependem somente da potência nominal do transformador utilizado (COSSI, 2009).

$$PeTr_k = \left[ PFe_k + \left( \frac{PDT_r_k}{PNtr_k} \right)^2 \cdot PCu_k \right] \quad (36)$$

Em que:

$PCu_k$ ,  $PFe_k$  : Perdas no cobre e no ferro, respectivamente, no transformador do tipo  $k$ .

$PDT_r_k$  : Potência demandada pelo transformador  $k$ .

$PNtr_k$ : Potência nominal do transformador do tipo  $k$ .

Os custos de confiabilidade do sistema,  $F_6$ , são representados através do custo da energia não suprida (CENS) (37) - (40), considerando o desligamento das linhas de MT à jusante da falta e o desligamento do transformador MT/BT em caso de uma contingência em qualquer um dos circuitos de BT alimentados pelo transformador.

$$F_6 = CENS = \sum_{t=1}^{nap} \left[ \sum_{w \in CO} \sum_{ij \in LP} \lambda \cdot L_{ij} \cdot T_w \cdot CE_{i,ij} \cdot cpo_{ij} + \sum_{w \in CO} \sum_{k \in TR} \lambda tr_k \cdot T_w \cdot CETr_k \cdot tr_k \right] \cdot \left( \frac{1}{1+tj} \right)^t \quad (37)$$

$$CE_{i,ij} = \sum_{i \in BPJ_{ij}} (Sc_{i,ind} \cdot CI_{ind}) \quad (38)$$

$$CETr_k = \sum_{i \in BST} (Sc_{i,res} \cdot CI_{res} + Sc_{i,com} \cdot CI_{com}) \quad (39)$$

$$\lambda tr_k = \sum_{ij \in LST} L_{ij} \cdot \lambda \quad (40)$$

Em que:

$\lambda$ : Taxa de faltas permanentes para a linha do sistema MT/BT (faltas/km/ano).

$L_{ij}$ : Comprimento da linha  $ij$  onde ocorre a falta

$CE_{i,ij}$ : Custo de energia não suprida na barra  $i$  conectada na MT a jusante da falta na linha  $ij$ .

$\lambda tr_k$ : Taxa média de faltas nos circuitos ligados ao transformador  $k$ .

$CETr_k$ : Custo de energia não suprida pelo transformador  $k$ .

$BPJ_{ij}$ : Barras primárias a jusante da falta da linha  $ij$ .

$Sc_{i,res}$ ,  
 $Sc_{i,com}$ ,  
 $Sc_{i,ind}$ : Potência consumida na barra  $i$  considerando consumidores dos tipos residencial, comercial e industrial, respectivamente.

$CI_{res}$ ,  
 $CI_{com}$ ,  
 $CI_{ind}$ : Custos de interrupção residencial, comercial e industrial (US\$/MVA/ano).



*LST* : Linhas em operação no circuito alimentado pelo transformador MT/BT.

*BST* : Barras do sistema secundário ligadas ao transformador MT/BT onde ocorre a falta.

As restrições do modelo matemático são apresentadas em (41) - (60). As equações estáticas de fluxo de potência dos sistemas MT/BT são apresentadas em (41) - (44).

$$P_{i,w,t}(V, \theta, cpo) - Pg_{i,w,t} + Pd_{i,w,t} = 0, \quad \forall i \in BP, \forall w \in CO, \forall t \in nap \quad (41)$$

$$Q_{i,w,t}(V, \theta, cpo) - Qg_{i,w,t} + Qd_{i,w,t} = 0, \quad \forall i \in BP, \forall w \in CO, \forall t \in nap \quad (42)$$

$$P_{i,w,t}(V, \theta, cso) - Pg_{i,w,t} + Pd_{i,w,t} = 0, \quad \forall i \in BS, \forall w \in CO, \forall t \in nap \quad (43)$$

$$Q_{i,w,t}(V, \theta, cso) - Qg_{i,w,t} + Qd_{i,w,t} = 0, \quad \forall i \in BS, \forall w \in CO, \forall t \in nap \quad (44)$$

Em que:

$\begin{matrix} P_{i,w,t} \\ Q_{i,w,t} \end{matrix}$  : Injeções de potências ativa e reativa na barra  $i$ , respectivamente, no cenário de operação  $w$  no ano de planejamento  $t$ .

$\theta$  : Ângulo de fase da tensão nodal.

$V$  : Tensão do sistema.

$\begin{matrix} Pg_{i,w,t} \\ Qg_{i,w,t} \end{matrix}$  : Potências ativa e reativa, respectivamente, geradas na barra  $i$  no cenário de operação  $w$  do ano de planejamento  $t$ .

$\begin{matrix} Pd_{i,w,t} \\ Qd_{i,w,t} \end{matrix}$  : Demanda de potências ativa e reativa, respectivamente, na barra  $i$  no cenário de operação  $w$  do ano de planejamento  $t$ .

*BP* : Conjunto de barras do sistema primário (MT).

*BS* : Conjunto de barras do sistema secundário (BT).

O acoplamento físico e elétrico entre os sistemas MT/BT encontra-se na relação existente entre o conjunto de equações de fluxo de potência de MT (41) e (42) e o conjunto de equações de fluxo de potência de BT (42) - (43). Este acoplamento é modelado pelas restrições apresentadas em (45) - (47). Estas restrições, são as relações de transformação de tensão e corrente no ponto de conexão entre os sistemas de MT/BT. As correntes e as tensões de ambos os sistemas são

relacionadas matematicamente pelo conjunto de equações (45) - (47), o qual é capaz de representar adequadamente o ponto de conexão entre os sistemas de MT/BT.

$$Vs_{i,w} = a \cdot Vp_{i,w} - Z_{k,i} \cdot Is_{i,w}, \forall k \in TR, \forall i \in BTR, \forall w \in CO \quad (45)$$

$$a = 1 \pm \Delta_{tap}, \Delta_{tap} \in CT \quad (46)$$

$$Is_{i,w} = \frac{1}{a} \cdot Ip_{i,w} + Im_{i,w}, \forall i \in BTR, \forall w \in CO \quad (47)$$

Em que:

$Vp_{i,w}$ ,  $Vs_{i,w}$ : Magnitude de tensão de entrada do sistema MT e saída do sistema BT, respectivamente, no transformador  $i$  no cenário de operação  $w$ .

$Z_{k,i}$ : Impedância do transformador  $k$  instalado na barra  $i$ .

$Ip_{i,w}$ ,  $Is_{i,w}$ : Correntes no primário e secundário, respectivamente, no transformador  $i$  no cenário de operação  $w$ .

$\Delta_{tap}$ : Intervalo de discretização do  $tap$  do transformador.

$CT$ : Conjunto de posições do  $tap$  do transformador.

$Im_{i,w}$ : Corrente de magnetização do transformador de MT/BT no ponto de transformação  $i$  no cenário de operação  $w$ .

As restrições (48) e (49) garantem a factibilidade da operação das subestações e dos transformadores de MT/BT para o atendimento das demandas nos diferentes cenários de operação do período planejamento sob análise.

$$\sum_{j \in BP} Sc_{j,k,w} + \sum_{ij \in LP} Sl_{ij,k,w} \leq Ss_{k,i} \cdot se_{k,i} \quad \forall k \in SE, \forall i \in BSE, \forall w \in CO \quad (48)$$

$$\sum_{j \in BS} Sc_{j,k,w} + \sum_{ij \in LS} Sl_{ij,k,w} \leq Str_{k,i} \quad \forall k \in TR, \forall i \in BTR, \forall w \in CO \quad (49)$$

Em que:

$Sc_{j,k,w}$ : Potência consumida na barra  $j$  conectada à subestação/transformador da barra  $k$  no cenário de operação  $w$ .

$Sl_{ij,k,w}$  : Perdas na linha  $ij$  conectada ao transformador da barra no cenário de operação  $w$ .

$Ss_{k,i}$  : Capacidade da subestação do tipo  $k$  instalada na barra  $i$ .

$Str_{k,i}$  : Capacidade do transformador de MT/BT do tipo  $k$  instalado na barra  $i$ .

As restrições (50) e (51) asseguram que as correntes nas linhas dos sistemas de MT/BT para os diferentes cenários de operação atendem os limites físicos dos condutores instalados.

$$|I_{ij,w}| \leq cpo_{ij} \cdot I_{ij,max} \quad \forall ij LP, \forall w CO \quad (50)$$

$$|I_{ij,f,w}| \leq cso_{ij} \cdot I_{ij,max} \quad \forall ij LS, \forall w CO \quad (51)$$

Em que:

$I_{ij,w}$  : Corrente na linha  $ij$  no cenário de operação  $w$ .

$I_{ij,max}$  : Corrente máxima na linha  $ij$ .

$I_{ij,f,w}$  : Corrente na linha  $ij$  na fase  $f$  no cenário de operação  $w$ .

$I_{ij,f,max}$  : Corrente máxima na linha  $ij$  na fase  $f$ .

O recurso financeiro máximo disponível que pode ser investido na realização do planejamento integrado é apresentado em (52).

$$RF \leq RF_{max} \quad (52)$$

Em que:

$RF$ ,  $RF_{max}$  : Recurso financeiro investido e máximo recurso financeiro disponível, respectivamente, nos sistemas de MT.

Os limites mínimo e máximo da magnitude de tensão especificados pelas agências reguladoras dos sistemas elétricos são garantidos nas barras dos sistemas MT/BT através de (53) e (54), respectivamente.

$$V_{i,min} \leq V_{i,w} \leq V_{i,max}, \quad \forall i \in BP, \forall w CO \quad (53)$$

$$V_{i,min} \leq V_{f,i,w} \leq V_{i,max}, \quad \forall i \in BS, \forall w CO \quad (54)$$

Em que:

- $V_{i,max}$  : Magnitudes de tensões máxima e mínima, respectivamente, na barra  $i$ .  
 $V_{i,min}$   
 $V_{i,w}$  : Magnitude de tensão da barra  $i$  do sistema MT no cenário de operação  $w$ .  
 $V_{f,i,w}$  Magnitude de tensão  $f$  na fase da barra  $i$  do sistema BT no cenário de operação  $w$ .

A topologia geral do sistema de distribuição pode ser malhada, mas a topologia de operação da rede é radial. Assim as restrições (55) e (56) que se referem ao número de linhas em operação nos sistemas MT/BT, juntamente com as restrições (41) - (44) garantem a radialidade dos sistemas de MT e BT.

$$\sum_{ij \in LP} \varphi_{ij,prim} = NBP - NSE \quad (55)$$

$$\sum_{ij \in LS} \varphi_{ij,sec} = NBS - NTR \quad (56)$$

Em que:

$NBP$ , : Número de barras do sistema primário (MT) e secundário (BT), respectivamente.  
 $NBS$

$NSE$ , : Número de subestações e transformadores, respectivamente.  
 $NTR$

$\varphi_{ij,prim}$  : Número de linhas instaladas no sistema de primário (MT) e secundário (BT),  
 $\varphi_{ij,sec}$  respectivamente.

Em (57) é garantido que as variáveis de decisão sejam binárias.

$$cpo_{k,ij}, cso_{k,ij}, se_k, tr_{k,i} \in \{0,1\} \quad (57)$$

As restrições (58) - (60) garantem que apenas um tipo de equipamento (linhas, estruturas e postes (58)-(59), subestações e transformadores (60)) possa ser instalado no sistema para cada ação de planejamento.

$$\sum_{k \in CP} cpo_{k,ij} \leq 1, \forall ij \in LP \quad (58)$$

$$\sum_{k \in CS} cso_{k,ij} \leq 1, \forall ij \in LS \quad (59)$$

$$\sum_{k \in SE} se_{k,i} \leq 1, \forall i \in BSE; \sum_{k \in TR} tr_{k,i} \leq 1, \forall i \in BTR \quad (60)$$

## 5.2 TÉCNICA DE SOLUÇÃO

Para a solução do problema de planejamento integrado de MT/BT apresentado em (30) - (60), propõe-se a meta-heurística de busca em vizinhança variável GVNS (MLADENOVIC; HANSEN, 1997). A escolha da meta-heurística GVNS deve-se ao fato de que as ações de planejamento de MT e BT propostas no modelo podem ser facilmente representadas através de estruturas de vizinhança, que consistem na base conceitual do algoritmo GVNS, assim como utilizadas nos capítulos 3 e 4. O algoritmo GVNS é um método iterativo que busca encontrar a solução ótima de um problema de otimização através de repetidas buscas em diferentes estruturas de vizinhanças, evitando a convergência prematura do método. A estrutura do algoritmo GVNS proposto para o planejamento de sistemas MT/BT de distribuição de energia elétrica é ilustrado no diagrama de blocos da Figura 25. Nas subseções a seguir são apresentados os detalhes importantes da metodologia proposta: geração da solução inicial através de uma heurística construtiva; o processo de busca através das estruturas de vizinhanças e o critério de parada.

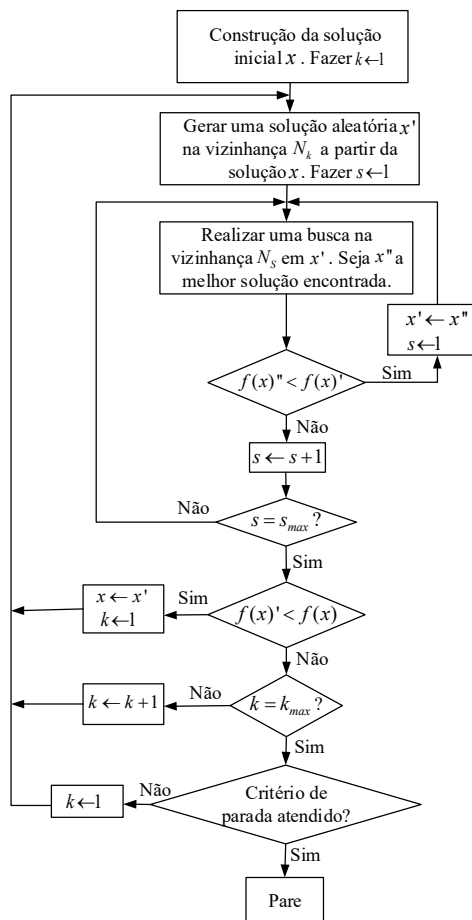
### 5.2.1 Geração da configuração inicial

A configuração inicial do sistema MT/BT é gerada a partir de uma heurística construtiva e consiste nas duas etapas de geração da topologia inicial dos sistemas de MT e BT, apresentadas nos capítulos 3 e 4. Na primeira etapa são realizadas as conexões dos nós da rede de BT nos transformadores de distribuição preservando a factibilidade em relação à sua potência nominal e radialidade da topologia (algoritmo 7). Após a construção dos circuitos de BT, inicia-se a segunda etapa do algoritmo, que consiste na conexão das cargas de MT e transformadores de BT nos alimentadores de MT conectados às subestações, considerando a restrição de radialidade e de carregamento máximo das subestações (algoritmo 6).

## 5.2.2 Codificação do sistema de distribuição

As ações de planejamento dos sistemas de MT/BT são codificadas utilizando base decimal que possibilita representar de forma fácil e prática todas as ações de planejamento dos sistemas de MT e BT (RAMÍREZ-ROSADO; DOMINGUEZ-NAVARRO, 2006; COSSI; ROMERO; MANTOVANI; 2009; PEREIRA-JÚNIOR; COSSI; CONTRERAS et al., 2013). A codificação da topologia é realizada através da estrutura de dados denominada RNP (DELBEM; CARVALHO; POLICASTRO et al., 2004). Esta representação possibilita a aplicação do fluxo de potência de varredura (SHIRMOHAMMAD; CHENG; 1995; CIRIC; PADILHA; OCHOA; 2003) para a avaliação das soluções de maneira rápida e eficiente, além de permitir analisar apenas a região do sistema alterada pela estrutura de vizinhança, reduzindo o esforço computacional.

Figura 25 - Diagrama de blocos do algoritmo GVNS



Fonte: Elaboração do próprio autor

### 5.2.3 Estruturas de vizinhança

No algoritmo GVNS proposto são utilizados dois conjuntos de estruturas de vizinhanças,  $N_k$  e  $N_s$ . O conjunto de estruturas  $N_k$  é responsável pela diversificação do processo de busca, ou seja, possibilita que sejam realizadas grandes alterações na solução sob análise. Por outro lado, o conjunto de estruturas  $N_s$  é responsável pelo processo de intensificação, ou seja, realiza uma busca local através de pequenas modificações na solução obtida. As estruturas de vizinhanças utilizadas no processo de busca do algoritmo GVNS são:

- Conjunto de estruturas de vizinhanças  $N_s$  :

- Balanceamento de cargas entre fases: realiza alterações na conexão da carga entre fases em um ponto de consumo de BT. Por exemplo, uma carga com conexão  $(a, b, c)$  ligadas respectivamente nas fases 1, 2 e 3 podem ser realocada das seguintes formas:  $(a, c, b)$ ,  $(b, a, c)$ ,  $(b, c, a)$ ,  $(c, a, b)$  ou  $(c, b, a)$ .

- Roteamento dos alimentadores de MT: troca de uma linha construída por uma linha não construída da topologia atual, considerando a radialidade da topologia obtida, através dos operadores PAO e CAO.

- Roteamento dos circuitos de BT: troca de uma linha construída por uma linha não construída na topologia atual, considerando a radialidade do circuito obtido, através dos operadores PAO e CAO.

- Aumento/Redução da quantidade de transformadores MT/BT: redução ou aumento de um transformador da topologia atual.

- Aumento/Redução da quantidade de subestações (transformadores AT/MT); redução ou aumento/repotencialização de uma subestação no sistema, quando necessário.

- Conjunto de estruturas de vizinhanças  $N_k$  :

- Balanceamento de cargas entre fases: realiza alterações na conexão da carga, em três pontos de consumo de BT.

- Roteamento dos alimentadores de MT: troca-se uma linha construída por outra não construída, considerando a radialidade da topologia obtida. Este processo é repetido três vezes através dos operadores PAO e CAO.

- Roteamento dos circuitos BT: troca-se uma linha construída por outra não construída, considerando a radialidade da topologia obtida. Este processo é repetido três vezes através dos operadores PAO e CAO.

A especificação dos condutores do sistema integrado MT/BT é baseada em uma heurística adaptada de Franco, Romero e Gallego (2010), que leva em consideração a soma dos custos fixos e variáveis (perdas elétricas) do equipamento, considerando todo o horizonte de planejamento. Dessa forma, seleciona-se sempre o condutor com o menor custo e que atendam às restrições físicas de operação. A heurística é a mesma utilizada para o planejamento de sistemas de MT e BT apresentada na seção 3.2.1 do capítulo 3. Para cada topologia do sistema gerada, busca-se também encontrar a melhor posição dos *taps* dos transformadores, através de um algoritmo VND.

#### **5.2.4 Avaliação das soluções**

As soluções geradas pelas estruturas de vizinhanças são avaliadas através de um algoritmo de fluxo potência de varredura direta/inversa que contempla as relações de transformação de tensão e corrente entre os sistemas MT/BT, apresentadas em (45) - (47). O algoritmo de fluxo de potência utilizado consiste em um único fluxo de potência, com um único processo de convergência, sendo trifásico na BT, com o objetivo de equilibrar as cargas trifásicas e monofásico na MT, devido ao equilíbrio das cargas na BT. Dessa forma, é possível realizar a análise completa da topologia do sistema integrado MT/BT através de um único processo de varredura direta/inversa e avaliar as influências das ações de planejamento entre os sistemas de MT e BT. Durante o processo de avaliação das soluções, caso alguma das restrições do modelo matemático seja violada, incorpora-se na função objetivo técnicas de penalização, amplamente utilizadas na literatura (MIRANDA; RANITO; PROENÇA, 1994; COSSI; ROMERO; MANTOVANI, 2009; YOSEF; SAYED; HOSAM, 2015).

#### **5.2.5 Critério de parada**

O critério de parada da meta-heurística GVNS consiste em verificar se existe ou não melhoria na solução incumbente durante um número pré-determinado de iterações. Caso não ocorram melhorias, o processo iterativo é finalizado.



### 5.3 DADOS DOS SISTEMAS TESTADOS

O algoritmo proposto é implementado na linguagem de programação C++, utilizando um servidor Intel (R) Xeon (R) CPU E5-2630 v2 de 3GB de memória RAM e 2,60 GHz. Para comprovar a eficiência e robustez da metodologia proposta são realizados testes em dois sistemas integrados MT/BT de 172 e 412 barras.

Na Tabela 17, apresentam-se os dados elétricos, financeiros e físicos das subestações dos sistemas de 172 e 412 barras e na Tabela 18 os dados físicos dos transformadores, utilizados no planejamento integrado MT/BT.

Tabela 17 - Dados das subestações

SUBESTAÇÕES					
Barra	Potência Instalada (MVA)	CFI/CFR (10 <sup>3</sup> US\$)	Nova Capacidade (MVA)	PCu (KW)	PFe (KW)
21	10	800	22	2,25	0,62
23	0	1500	22	2,25	0,62

CFI: custo fixo de instalação. CFR: custo fixo de repotencialização  
Fonte: Dados do próprio autor

Tabela 18 - Dados dos transformadores MT/BT

Tipo	Potência (kVA)	Custo (US\$)	PCu <sub>k</sub> (KW)	PFe <sub>k</sub> (KW)	Z <sub>k,i</sub> (%)
1	30	1.585,71	0,56	0,18	2,15+j4,25
2	45	1.957,14	0,76	0,22	1,84+j3,78
3	75	2.471,43	1,11	0,34	1,52+j3,15
4	112,5	2.757,14	1,49	0,46	1,27+j2,72
5	150	3.128,57	1,91	0,64	1,15+j2,22
6	225	3.814,29	2,70	0,90	1,01+1,98
7	300	4.375,81	3,36	1,12	0,91+1,63

Fonte: Adaptado de Cossi (2009).

Na Tabela 19, apresentam-se os dados físicos dos condutores de MT e BT. Os tipos 1 e 2 são referentes aos condutores do sistema de BT e os tipos 3, 4, 5, 6 são referentes aos condutores do sistema de MT. Os parâmetros referentes às condições de operação do sistema utilizados nos casos de estudo são dados na Tabela 20.

Tabela 19 - Dados dos condutores de MT e BT

Tipo	R ( $\Omega$ /km)	X ( $\Omega$ /km)	$I_{max}$ (A)
<b>CONDUTORES BT</b>			
1	0,7440	0,1092	80
2	0,5680	0,0945	120
<b>CONDUTORES MT</b>			
3	0,3655	0,2520	150
4	0,2921	0,2466	250
5	0,2359	0,2402	350
6	0,1932	0,1140	500

Fonte: Adaptado de Cossi(2008).

Tabela 20 - Parâmetros utilizados nos testes

<b>PARÂMETROS DE OPERAÇÃO</b>			
$V_{max}$ (pu)/ $V_{min}$ (pu)	1,05/0,95	$nap$	5
Fator de penalidade	10	$tj$ (%)	10
<b>CUSTOS DE INTERRUÇÃO (US\$/MVA/ano)</b>			
$C_{res}$			2.000
$C_{com}$			4.400
$C_{ind}$			4.200

Fonte: Dados do próprio autor

Na Tabela 21 apresentam-se os custos de construção e recondutoramento de todas as possíveis combinações entre os tipos de linhas de MT e BT. Nestes valores são considerados os custos de instalação e recondutoramento dos condutores, postes e estruturas de sustentação, bem como os custos compartilhados entre as linhas de MT e BT.

Tabela 21 - Custos de instalação/recondutoramento dos circuitos MT/BT ( $10^3$  US\$/km)

Tipo*	0-1	0-2	3-0	3-1	3-2	4-0	4-1	4-2	5-0	5-1	5-2	6-0	6-1	6-2
<b>0-0</b>	15,45	19,33	26,13	37,95	42,16	37,99	49,97	53,48	51,24	61,59	65,60	64,34	74,17	78,18
<b>0-1</b>	0	17,32	$\infty$	24,22	33,15	$\infty$	35,69	50,42	$\infty$	48,56	60,54	$\infty$	60,63	76,52
<b>0-2</b>	$\infty$	0	$\infty$	$\infty$	24,14	$\infty$	$\infty$	35,21	$\infty$	$\infty$	46,85	$\infty$	$\infty$	58,01
<b>3-0</b>	$\infty$	$\infty$	0	12,16	17,89	32,98	37,65	44,28	46,24	53,28	58,32	54,34	57,88	68,85
<b>3-1</b>	$\infty$	$\infty$	$\infty$	0	16,35	$\infty$	24,85	34,01	$\infty$	42,41	57,56	$\infty$	52,45	67,23
<b>3-2</b>	$\infty$	$\infty$	$\infty$	$\infty$	0	$\infty$	$\infty$	33,85	$\infty$	$\infty$	46,3	$\infty$	$\infty$	55,2
<b>4-0</b>	$\infty$	$\infty$	$\infty$	$\infty$	$\infty$	0	12,08	18,32	44,24	48,98	55,2	55,34	58,89	60,23
<b>4-1</b>	$\infty$	$\infty$	$\infty$	$\infty$	$\infty$	$\infty$	0	17,03	$\infty$	47,65	54,78	$\infty$	55,58	58,25
<b>4-2</b>	$\infty$	$\infty$	$\infty$	$\infty$	$\infty$	$\infty$	$\infty$	0	$\infty$	$\infty$	48,23	$\infty$	$\infty$	54,18
<b>5-0</b>	$\infty$	$\infty$	$\infty$	$\infty$	$\infty$	$\infty$	$\infty$	$\infty$	0	12,85	17,45	42,34	44,45	46,25
<b>5-1</b>	$\infty$	$\infty$	$\infty$	$\infty$	$\infty$	$\infty$	$\infty$	$\infty$	$\infty$	0	12,56	$\infty$	26,14	44,89
<b>5-2</b>	$\infty$	$\infty$	$\infty$	$\infty$	$\infty$	$\infty$	$\infty$	$\infty$	$\infty$	$\infty$	0	$\infty$	$\infty$	42,74
<b>6-0</b>	$\infty$	$\infty$	$\infty$	$\infty$	$\infty$	$\infty$	$\infty$	$\infty$	$\infty$	$\infty$	$\infty$	0	12,78	18,36
<b>6-1</b>	$\infty$	$\infty$	$\infty$	$\infty$	$\infty$	$\infty$	$\infty$	$\infty$	$\infty$	$\infty$	$\infty$	$\infty$	0	13,25

\*Cada célula representa o custo de instalação ou troca de um trecho com condutor do tipo  $m$  de MT e  $n$  de BT, por um trecho com condutor  $p$  de MT e  $q$  de BT.

Fonte: Dados do próprio autor

Na Tabela 22 apresentam-se os cenários de operação utilizados no planejamento proposto com as respectivas durações e custos.

Tabela 22 - Cenários de operação

Tipos de carregamento	Fator de carregamento	Horas	$CkWh_w$ (US\$)
Leve	0,5	2000	0,030
Nominal	0,7	5760	0,040
Pesado	1	1000	0,050

Fonte: Dados do próprio autor

No ajuste dos taps consideram-se que os números 1, 2 e 3 e -1, -2 e -3 representam o acréscimo e decréscimo, respectivamente, de 2%, 4% e 6% do valor de tensão nominal no ponto de transformação. O valor 0 considera que não houve ajuste do *tap* do transformador. No caso em que se considera a confiabilidade no planejamento, a taxa média de faltas/km/ano utilizada é  $\lambda = 0,4$ .

#### 5.4 PLANEJAMENTO DE SISTEMAS MT/BT CONSIDERANDO CONFIABILIDADE

Nesta seção, são realizados testes nos sistemas de 172 e 412 barras considerando o modelo de planejamento integrado MT/BT apresentado nas equações (30) - (60). Este modelo busca minimizar os custos instalação/repotencialização de transformadores e subestações, condutores, postes e trechos compartilhados MT/BT que incluem postes, isoladores, espaçadores, etc., além dos custos de perdas dos condutores e transformadores na BT e os custos das perdas nos condutores e transformadores das subestações na MT.

Utilizando este modelo, dois casos de estudos foram considerados para verificar o desempenho e eficiência da metodologia proposta para planejamento integrado MT/BT. Os casos de estudos são os seguintes:

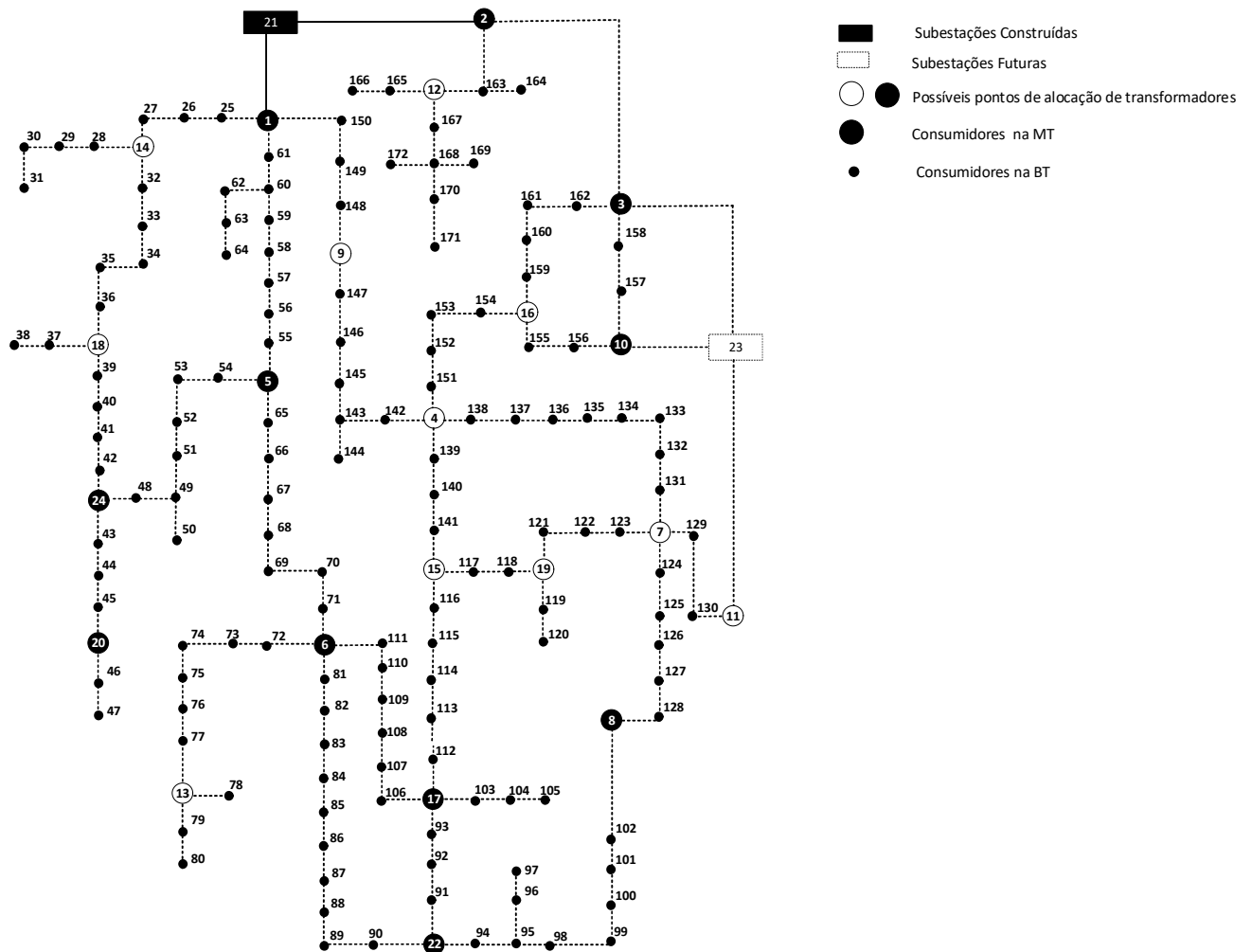
- *Caso I:* é realizado o planejamento integrado dos sistemas MT/BT sem minimizar o CENS.
- *Caso II:* é realizado o planejamento integrado do sistema MT/BT considerando a confiabilidade (CENS).

##### 5.4.1 Resultados - sistema teste de 172 barras

O sistema teste de 172 barras permite a construção de uma nova subestação e a repotencialização da subestação existente, instalação de novos transformadores (MT/BT), além da adição de circuitos MT e BT para o atendimento das novas demandas de MT e BT. A tensão nominal do sistema de MT é de 13,8 kV e

do sistema de BT é 380V. A potência base é de 100 kVA para ambos os sistemas de distribuição. O diagrama unifilar do sistema teste integrado MT/BT está ilustrado na Figura 26.

Figura 26 - Sistema teste integrado MT/BT de 172 barras



Fonte: Elaboração do próprio autor

Os custos das soluções obtidas para os casos I e II são apresentados na Tabela 23. O tempo de processamento do algoritmo é de 5245 segundos para o caso I e 5425 segundos para o caso II.

Tabela 23 - Custos ( $10^3$  US\$) das soluções otimizadas

<b>Custos</b>	<b>Caso I</b>	<b>Caso II</b>
Subestações	1.500,00	1.500,00
Transformadores	44,728	44,357
Condutores, Postes e Estruturas	223,21	230,02
Perdas nos condutores MT e BT	102,13	129,27
Perdas na SE	35,61	35,64
Perdas nos transformadores (MT/BT)	2,81	2,93
CENS	1.102,55	842,70
<b>F.O sem o CENS*</b>	1.908,51	1.932,45
<b>Função objetivo</b>	3.011,06	2.784,95

\* Calcula-se o CENS da topologia otimizada encontrada para o caso I.

Fonte: Dados do próprio autor

A posição, a potência máxima demandada e instalada nas subestações para os casos I e II são apresentadas na Tabela 24.

Tabela 24 - Posição, demanda máxima e potência instalada das subestações

<b>Barra</b>	<b>Potência instalada (MVA)</b>	<b>Demanda (MVA)</b>	
		<b>Caso I</b>	<b>Caso II</b>
<b>21</b>	10,00	8,57	8,73
<b>23</b>	20,00	15,23	15,18

Fonte: Dados do próprio autor

A posição dos transformadores instalados, a potência máxima demandada e os ajustes dos taps dos transformadores para os casos I e II são apresentados na Tabela 25.

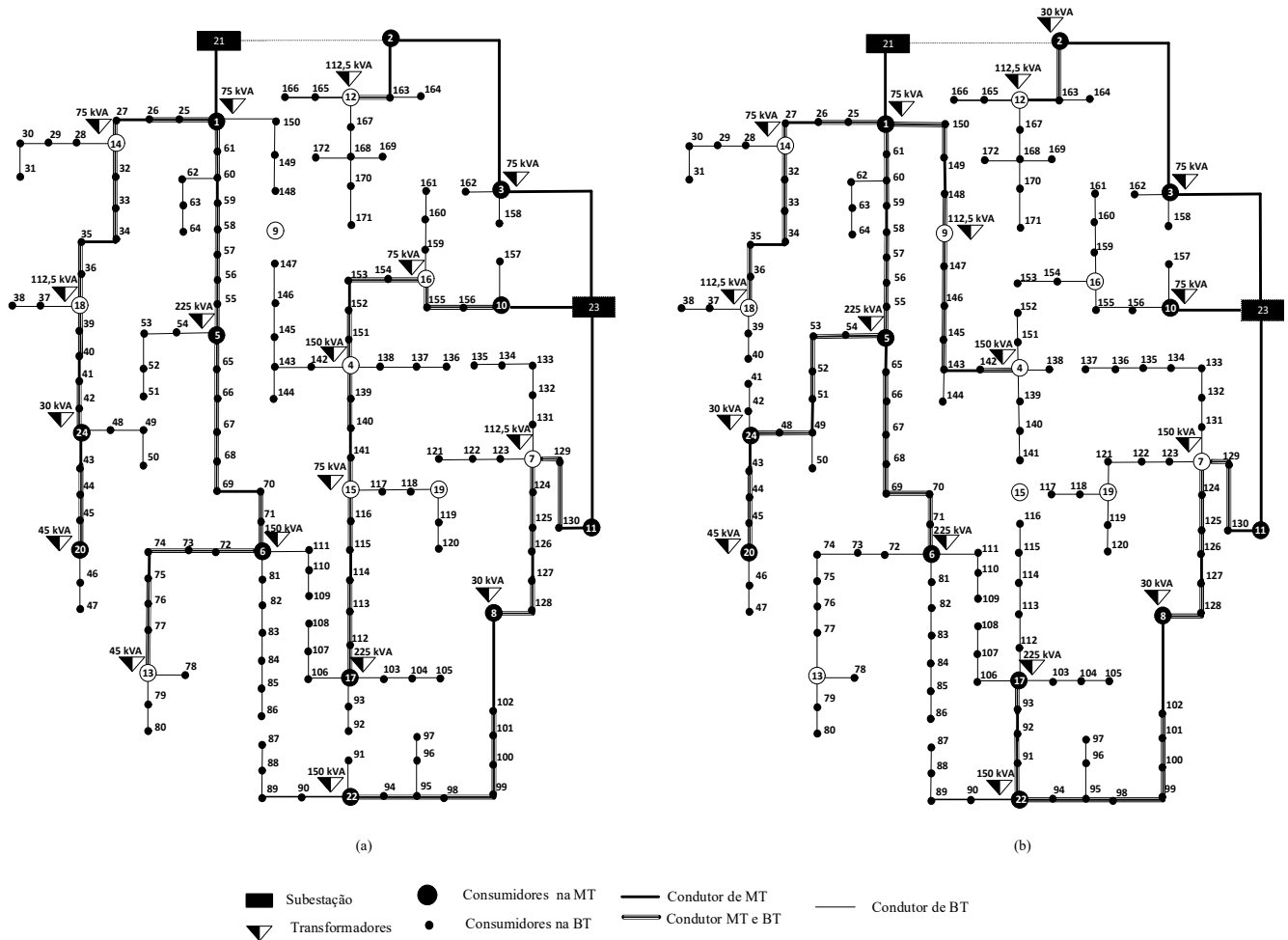
Tabela 25 - Posição, demanda (kVA) e tap dos transformadores de distribuição MT/BT

<b>Barra</b>	<b>Caso I</b>		<b>Caso II</b>		<b>Barra</b>	<b>Caso I</b>		<b>Caso II</b>	
	<b>Demanda/Tap</b>		<b>Demanda/Tap</b>			<b>Demanda/Tap</b>		<b>Demanda/Tap</b>	
<b>1</b>	68,24	2	74,84	2	<b>12</b>	109,46	2	93,40	2
<b>2</b>	-	-	16,42	2	<b>13</b>	33,72	2	-	-
<b>3</b>	69,27	2	69,27	2	<b>14</b>	72,78	2	72,78	2
<b>4</b>	145,15	2	72,56	2	<b>15</b>	73,12	2	-	-
<b>5</b>	178,31	2	126,51	2	<b>16</b>	67,88	2	-	-
<b>6</b>	145,46	2	214,23	3	<b>17</b>	185,42	2	200,79	3
<b>7</b>	105,30	2	147,84	2	<b>18</b>	82,43	2	82,544	2
<b>8</b>	29,35	2	29,35	2	<b>19</b>	-	-	-	-
<b>9</b>	-	-	86,48	2	<b>20</b>	38,19	2	38,19	2
<b>10</b>	-	-	70,81	2	<b>22</b>	127,52	3	137,05	3
<b>11</b>	-	-	-	-	<b>24</b>	28,71	2	28,72	2

Fonte: Dados do próprio autor

As topologias encontradas para os respectivos casos de estudo são ilustradas Figura 27.

Figura 27 - Topologias otimizadas: (a) Caso I; (b) Caso II



Fonte: Elaboração do próprio autor

Na Tabela 26, apresentam-se os valores de tensão de entrada e saída no ponto de transformação para os casos I e II, devido ao ajuste dos *taps* dos transformadores.

Tabela 26 - Tensões do sistema MT/BT no ponto de transformação (pu)

Barra	Caso I	Caso II	Barra	Caso I	Caso II
	MT/BT	MT/BT		MT/BT	MT/BT
1	0,998/1,036	0,998/1,036	12	0,995/1,033	0,995/1,034
2	-	0,995/1,037	13	0,993/1,035	
3	0,997/1,035	0,997/1,035	14	0,996/1,035	0,998/1,036
4	0,996/1,033	0,998/1,036	15	0,995/1,034	-
5	0,995/1,032	0,993/1,032	16	0,997/1,036	-
6	0,994/1,032	0,992/1,049	17	0,994/1,031	0,984/1,046
7	0,994/1,033	0,996/1,032	18	0,994/1,035	0,998/1,032
8	0,991/1,034	0,990/1,033	19	-	-
9	-	0,998/1,036	20	0,991/1,033	0,990/1,033
10	-	0,999/1,036	22	0,988/1,049	0,985/1,048
11	-		24	0,992/1,034	0,991/1,033

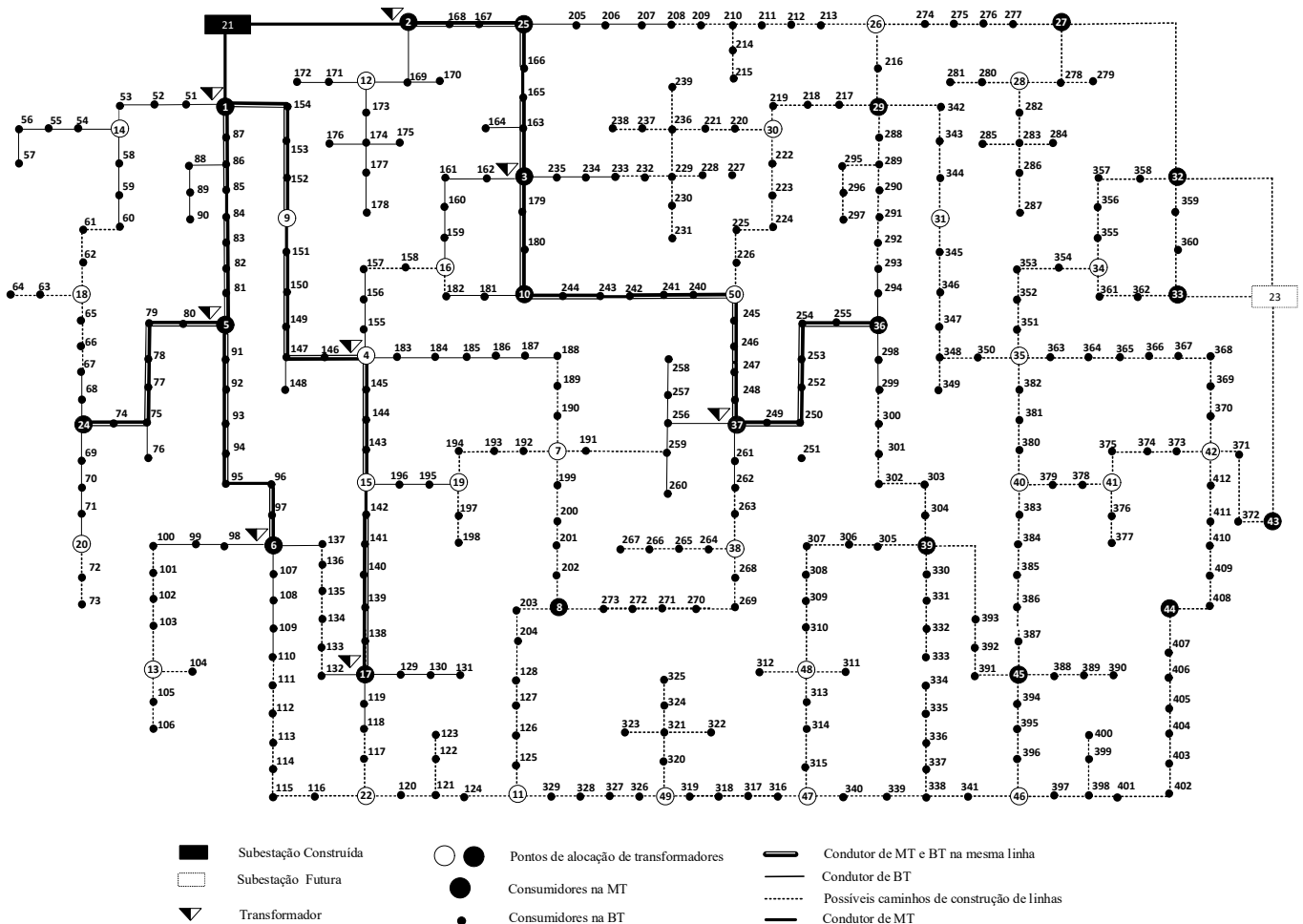
Fonte: Dados do próprio autor

### 5.4.2 Resultados - sistema teste de 412 barras

O sistema teste de 412 barras permite a construção de uma nova subestação e a repotencialização da subestação existente, instalação de novos transformadores (MT/BT) e troca dos existentes, além da adição de circuitos MT e BT para o atendimento das novas demandas de MT e BT. A tensão nominal do sistema de MT é de 13,8 kV e do sistema de BT é 380V. A potência base é de 100 kVA para ambos os sistemas de distribuição.

Os dados elétricos, financeiros e físicos das subestações, transformadores, cenários de operação e custos de condutores, são os dados apresentados na seção 5.3. O diagrama unifilar do sistema teste integrado MT/BT está ilustrado na Figura 28.

Figura 28 - Sistema teste integrado MT/BT de 412 barras



Fonte: Elaboração do próprio autor

Os custos das soluções obtidas para os casos I e II são apresentados na Tabela 27. O tempo de processamento do algoritmo é de 9363 segundos para o caso I e 9894 segundos para o caso II.

Tabela 27 - Custos ( $10^3$  US\$) das soluções

<b>Custos</b>	<b>Caso I</b>	<b>Caso II</b>
Subestações	2.300,00	2.300,00
Transformadores	81,71	82,29
Condutores, Postes e Estruturas	392,74	415,32
Perdas	175,74	179,50
Perdas na SE	61,09	61,08
Perdas nos transformadores (MT/BT)	5,88	5,73
CENS	4.257,95	3.835,11
<b>F.O sem o CENS*</b>	3.017,17	3.043,96
<b>Função objetivo</b>	7.275,12	6.879,07

\* Calcula-se o CENS da topologia otimizada encontrada para o caso I.

Fonte: Dados do próprio autor

A posição, a potência máxima demandada e instalada nas subestações para os casos I e II são apresentadas na Tabela 28.

Tabela 28 - Posição, demanda máxima e potência instalada das subestações

<b>Barra</b>	<b>Potência instalada (MVA)</b>	<b>Demanda (MVA)</b>	
		<b>Caso I</b>	<b>Caso II</b>
<b>21</b>	20,00	19,91	17,03
<b>23</b>	20,00	17,18	19,73

Fonte: Dados do próprio autor

A posição dos transformadores instalados, a potência máxima demandada e os ajustes dos taps dos transformadores para os casos I e II são apresentados na Tabela 29.



Tabela 29 - Posição, demandas (kVA) e tap's dos transformadores de distribuição MT/BT

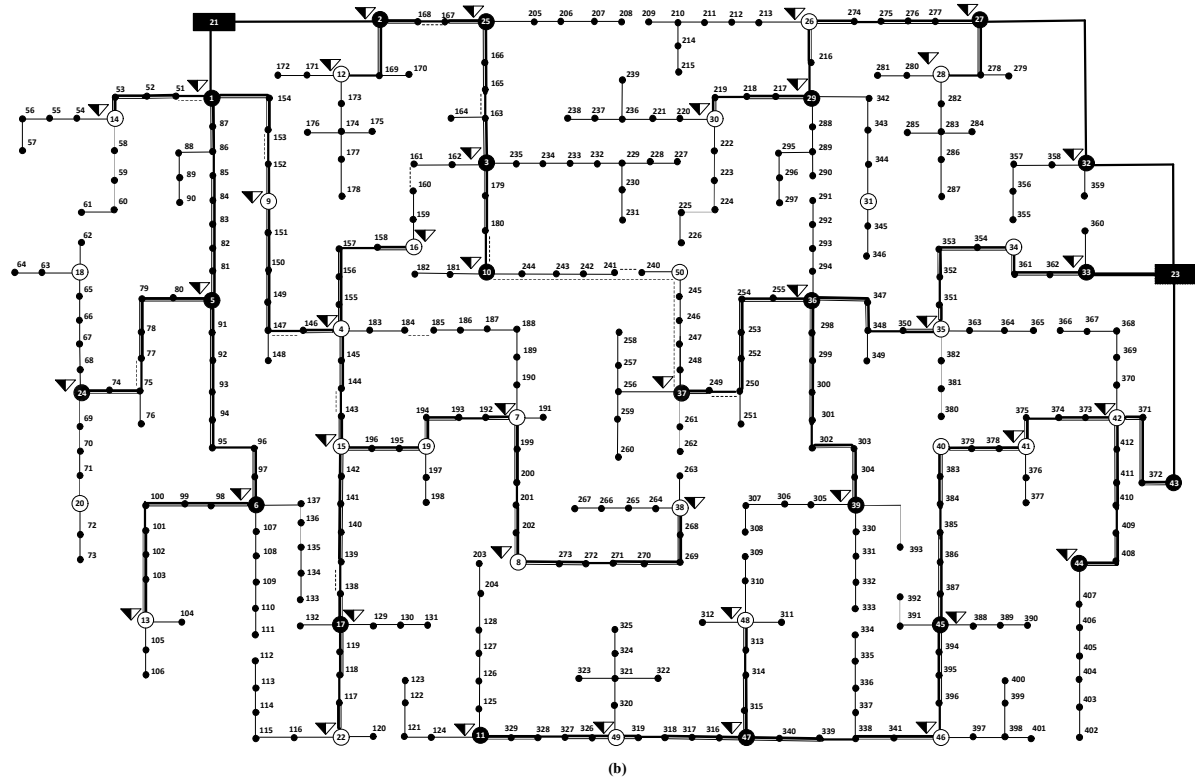
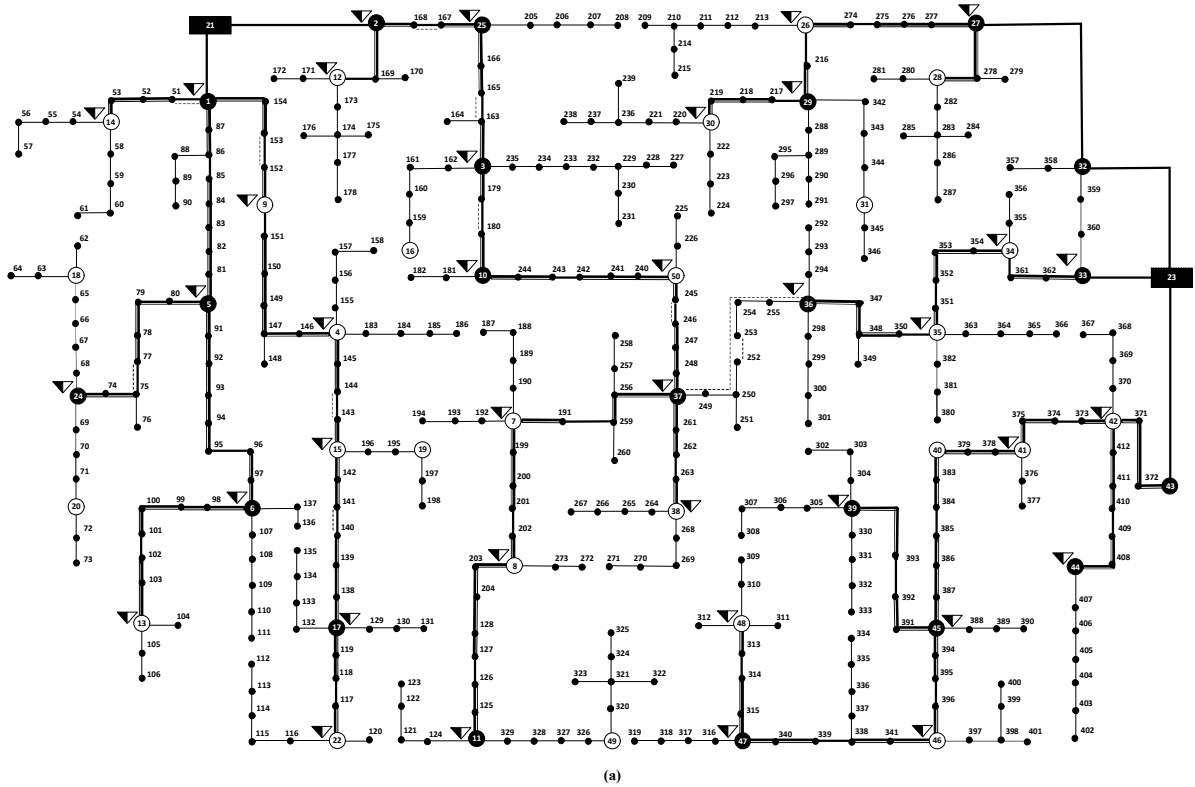
<b>N</b>	<b>Caso I</b>		<b>Caso II</b>		<b>N</b>	<b>Caso I</b>		<b>Caso II</b>	
	<b>Dem</b>	<b>Tap</b>	<b>Dem</b>	<b>Tap</b>		<b>Dem</b>	<b>Tap</b>	<b>Dem</b>	<b>Tap</b>
<b>1</b>	74,19	2	74,19	2	<b>27</b>	109,22	-	47,28	2
<b>2</b>	32,61	2	32,58	2	<b>28</b>	104,10	2	26,21	-
<b>3</b>	149,14	2	131,85	2	<b>29</b>	108,94	2	111,80	2
<b>4</b>	132,50	2	74,81	2	<b>30</b>	141,31	2	126,02	2
<b>5</b>	71,48	2	71,48	2	<b>31</b>	-	-	-	-
<b>6</b>	110,04	2	110,17	2	<b>32</b>	-	-	57,20	2
<b>7</b>	70,16	2	72,98	2	<b>33</b>	21,16	-	42,55	2
<b>8</b>	102,75	3	73,01	2	<b>34</b>	43,51	2	-	-
<b>9</b>	6,53	2	33,36	2	<b>35</b>	72,51	2	70,17	2
<b>10</b>	35,39	2	43,39	2	<b>36</b>	109,18	2	146,92	3
<b>11</b>	103,35	3	108,67	3	<b>37</b>	144,65	3	147,48	3
<b>12</b>	28,17	2	28,17	2	<b>38</b>	60,52	2	60,52	2
<b>13</b>	42,00	2	48,50	2	<b>39</b>	110,06	3	110,06	3
<b>14</b>	134,31	2	134,31	2	<b>40</b>	-	-	-	-
<b>15</b>	74,03	2	104,56	2	<b>41</b>	69,36	2	57,79	2
<b>16</b>	-	-	31,87	2	<b>42</b>	98,20	2	112,10	2
<b>17</b>	64,60	2	38,20	2	<b>43</b>	-	-	-	-
<b>18</b>	-	-	-	-	<b>44</b>	67,83	2	67,83	2
<b>19</b>	-	-	-	-	<b>45</b>	111,72	2	111,95	2
<b>20</b>	-	-	-	2	<b>46</b>	110,24	3	111,94	3
<b>22</b>	71,48	2	71,76	2	<b>47</b>	71,44	2	63,18	3
<b>24</b>	137,66	2	137,66	2	<b>48</b>	69,50	2	69,48	2
<b>25</b>	73,26	2	73,26	2	<b>49</b>	-	-	28,31	2
<b>26</b>	64,95	2	67,60	2	<b>50</b>	64,33	2	57,79	2

Dem: Demanda dos transformadores (MT/BT).

Fonte: dados do próprio autor

Na Tabela 30, apresentam-se os valores de tensão de entrada e saída no ponto de transformação para os casos I e II, devido ao ajuste dos taps dos transformadores. As topologias encontradas para os respectivos casos de estudo são ilustradas na Figura 29.

Figura 29 - Topologias otimizadas: (a) Caso I; (b) Caso II



- Subestação
- Consumidores de BT
- Conductor de BT
- Carga de MT e BT
- Transformador
- Conductor de MT e BT no mesmo trecho
- Conductor de MT
- Sem carga de MT

Fonte: Elaboração do próprio autor

Tabela 30 - Tensões do sistema MT/BT no ponto de transformação (pu)

Barra	Caso I	Caso II	Barra	Caso I	Caso II
	MT/BT	MT/BT		MT/BT	MT/BT
1	0,998/1,031	0,998/1,031	27	0,995/1,027	0,995/1,031
2	0,997/1,035	0,997/1,035	28	-	0,995/1,031
3	0,993/1,023	0,994/1,026	29	0,993/1,026	0,994/1,025
4	0,994/1,026	0,994/1,028	30	0,993/1,024	0,993/1,025
5	0,993/1,027	0,993/1,027	31	-	-
6	0,991/1,023	0,991/1,023	32	-	0,996/1,031
7	0,987/1,021	0,993/1,026	33	0,998/1,035	0,997/1,032
8	0,986/1,038	0,993/1,026	34	0,996/1,032	-
9	0,996/1,035	0,996/1,033	35	0,995/1,028	0,991/1,025
10	0,991/1,027	0,993/1,029	36	0,993/1,025	0,989/1,039
11	0,985/1,037	0,984/1,035	37	0,988/1,038	0,988/1,038
12	0,997/1,034	0,997/1,034	38	0,988/1,022	0,992/1,027
13	0,991/1,027	0,991/1,027	39	0,988/1,039	0,988/1,039
14	0,998/1,029	0,998/1,029	40	-	-
15	0,993/1,027	0,993/1,025	41	0,991/1,026	0,992/1,027
16	-	0,994/1,031	42	0,994/1,026	0,994/1,025
17	0,991/1,026	0,991/1,027	43	-	-
18	-	-	44	0,992/1,026	0,992/1,026
19	-	-	45	0,988/1,020	0,988/1,038
20	-	-	46	0,988/1,039	0,985/1,031
22	0,991/1,025	0,991/1,025	47	0,987/1,020	0,983/1,037
24	0,992/1,023	0,992/1,023	48	0,987/1,020	0,985/1,039
25	0,995/1,029	0,996/1,029	49	-	0,985/1,021
26	0,994/1,028	0,994/1,028	50	0,989/1,020	-

Fonte: Dados do próprio autor

### 5.4.3 Discussão dos resultados

Os testes foram realizados em dois sistemas, 172 barras com apenas duas linhas em operação, atendendo a 2 pontos de consumo e o sistema de 412 barras, que possui linhas MT/BT e transformadores em operação, atendendo a vários consumidores de MT e BT. Os resultados obtidos mostram a eficiência do algoritmo em encontrar soluções de qualidade para o modelo matemático proposto. A metodologia proposta é capaz de fornecer a quantidade, localização e capacidade otimizada de transformadores para o sistema proposto, bem como o dimensionamento e topologia otimizada dos alimentadores de MT e circuitos de BT. A metodologia também é capaz de propor as trocas necessárias de transformadores e condutores instalados no sistema e indicar quais linhas de MT e BT devem ser desconectadas.

Para fins de comparação, realizou-se um teste de planejamento no sistema de 412 barras considerando apenas 33 transformadores, instalados respectivamente nas barras 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 10, 11, 13, 14, 15, 16, 17, 22, 24, 25, 26, 28, 29, 30, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 42, 44, 45, 46 e 48. Este planejamento, sem minimizar o CENS, resulta em um custo de  $\$3.030,74 \times 10^3$ , que

é superior ao encontrado pela metodologia proposta no caso I (sistema de 412 barras) e como as cargas estão mais concentradas o valor do CENS desta topologia é mais elevado,  $\$4.397,48 \times 10^3$ . Verifica-se, portanto, que a redução da quantidade de transformadores implica em um aumento dos custos de investimentos do sistema em 1,89%, sem considerar os custos da subestação. Desta forma, verifica-se que o modelo matemático proposto contempla de forma otimizada esta ação de planejamento, alocando para o sistema de 412 barras um número adequado de transformadores e consequentemente de circuitos de BT que contempla a relação otimizada entre confiabilidade, perdas de energia e custos de investimentos. A quantidade de transformadores é um ponto crítico para o planejamento de MT e BT, pois o número de transformadores caracteriza tanto a topologia do sistema BT, assim como a topologia do sistema MT, e informações de ambos os sistemas são necessárias para determinar o número otimizado de transformadores para o sistema planejado.

Comparando o sistema teste inicial e as soluções otimizadas encontradas pelo algoritmo nos casos I e II, verifica-se que no sistema de 172 barras houve recondução de linha instalada e desligamento de linha de MT. No sistema de 412 barras houve troca do tipo de transformadores, condutores de MT e BT e o desligamento de linhas de MT e BT. As trocas de transformadores no sistema de 412 barras ocorreram nas barras 3, 4, 37 (75 → 150 kVA) e 6 (75 → 112,5 kVA) no caso I e nas barras 3, 37 (75 → 150 kVA) e 6 (75 → 112,5 kVA) no caso II, por transformadores de maior potência nominal, devido as demandas dos circuitos encontrados.

No sistema de 172 barras foi recondução a linha de MT 21-1, do condutor tipo 2 para o condutor tipo 4, e o houve o desligamento da linha de MT 21-2. No sistema de 412 barras ocorre o recondução nas linhas de MT, no caso I, para os respectivos condutores: linha 21-1, tipo 4 para tipo 6; linha 21-2, tipo 3 para tipo 6; linha 2-25 e linha 25-3, tipo 3 para tipo 5; linhas 1-5 e 3-10, tipo 3 para tipo 4. No caso II, os reconduções foram: linha 21-1, tipo 4 para tipo 6; linha 21-2, tipo 3 para tipo 5; linhas 1-5, 2-25 e 25-3, tipo 3 para tipo 4. Na BT, no sistema de 412 barras foram recondução as linhas: tipo 1 para tipo 2: linhas 1-87, 3-162, 6-107, 107-108, 14-54 e 37-256 no caso I; linhas 1-87, 14-54 e 37-256 no caso II. Na MT, sistema de 412 barras, foram desconectadas as linhas: 37-36 no caso I e 10-50, 50-37 no caso II. No sistema de BT, sistema de 412 barras, as linhas desconectadas foram: 1-51, 75-77, 152-153, 143-144, 140-141, 168-167, 165-163, 179-180, e 245-246, no caso I e as linhas 1-51, 152-153, 146-147, 143-144, 138-139, 75-77, 168-167, 165-163, 180-10, 161-160, 241-240 e 249-250 no caso II. Os desligamentos de linhas de BT no sistema de 412 barras ocorrem

principalmente devido a instalação dos transformadores mais próximos dos pontos de carga, reduzindo assim a extensão dos circuitos anteriormente instalados no sistema inicial.

Comparando os casos I e II também é possível verificar quantitativamente como a confiabilidade interfere na solução do problema de planejamento integrado de sistemas de distribuição. Considerar a confiabilidade na função objetivo proporciona uma topologia com a distribuição mais uniforme das cargas, diferentes rotas dos alimentadores de MT e circuitos de BT, instalação de mais transformadores MT/BT (sistema de 412 barras), alocação de transformadores em pontos distintos e menor custo do planejamento. Os custos de investimentos e de operação do caso em que se considera a confiabilidade são ligeiramente maiores que os custos do caso em que não se considera, porém levam a uma redução considerável nos custos da energia não suprida, como pode ser observado na Tabela 23 (sistema de 172 barras) e na Tabela 27 (sistema de 412 barras) e, conseqüentemente um menor custo do sistema para todo o período de planejamento.

O ajuste de *tap* dos transformadores MT/BT permitiu elevar os níveis de tensão nos pontos de carga dentro dos padrões definido pelas normas reguladoras, conforme apresentado na Tabela 26 (sistema de 172 barras) e Tabela 30 (sistema de 412 barras). No sistema de 172 barras, no caso I, a tensão mínima ocorre na barra 147, no valor de 0,951 p.u. no caso II, na barra 80, no valor de 0,951 pu. Para o sistema de 412 barras, no caso I, a tensão mínima ocorre na barra 73 e tem o valor de 0,969 pu. No caso II a tensão mínima é de 0,966 pu e também ocorre na barra 73.

Através dos casos de estudos apresentados, contudo, verifica-se a eficiência da metodologia proposta, sendo que o caso II possui uma abordagem mais completa, pois considera a confiabilidade do sistema e tem um menor custo de investimento no período considerado. O algoritmo GVNS proposto para a solução do problema é robusto numericamente e eficiente computacionalmente, encontrando soluções de qualidade para os sistemas de distribuição de 172 e 412 barras. Nos dois casos de estudo, a solução otimizada foi obtida em tempo computacional adequado para soluções de problemas de planejamento.

Os resultados encontrados permitem concluir sobre a importância de obter uma única solução para o planejamento integrado, que atenda o planejamento dos sistemas de MT e BT e de se considerar a confiabilidade do sistema, pois esta modelagem pode influenciar diretamente na quantidade de transformadores a serem instalados, no roteamento dos alimentadores e conseqüentemente na distribuição de cargas entre os alimentadores para o sistema operando tanto em condições normais como sob contingências. Portanto, verifica-se a necessidade de

planejar o sistema de MT e BT de maneira integrada, ao invés do planejamento prático, sequencial ou hierárquico, devido ao acoplamento físico entre os sistemas de MT e BT. Desta forma, o planejamento integrado permite encontrar topologias que contemplam as necessidades dos sistemas de MT e BT ao mesmo tempo, diferentemente dos demais trabalhos encontrados na literatura.

## 5.5 PLANEJAMENTO INTEGRADO DE SISTEMAS DE MT/BT CONSIDERANDO GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Os geradores distribuídos podem influenciar na operação futura dos sistemas de distribuição, trazendo benefícios ou prejuízos ao sistema. Estas influências estão diretamente relacionada aos valores de perdas elétricas, tensão, fluxo de corrente, entre outros, que se refletem no sistema devido a posição da geração distribuída, capacidade de geração, características da rede elétrica, influenciando diretamente no planejamento (PEREIRA-JÚNIOR, 2014).

Na metodologia de planejamento proposta, busca-se considerar a penetração de fontes renováveis de geração distribuída no planejamento integrado MT/BT. São considerados geradores solares nas redes de BT e geradores eólicos nas redes de MT. Os geradores distribuídos são modelados no sistema de distribuição como propriedade de terceiros. Dessa forma, na operação futura dos sistemas de distribuição poderá ser realizada a compra da energia fornecida pelos geradores integrados ao sistema de distribuição, ao invés de realizar a compra de energia somente pelas subestações.

Os geradores solares modelados neste trabalho, utilizam a irradiação solar para a geração de potência que é calculada através das equações (61) - (62) (MONTROYA-BUENO; MUÑOZ; CONTRERAS, 2015):

$$P^{PV} = P_{SRC} \left[ \frac{G}{1000} [1 + \delta(T_{cel} - 25)] \right] \quad (61)$$

$$T_{cel} = T_{amb} + \left( \frac{NOCT - 20}{800} \right) G \quad (62)$$

Em que:

- $P^{PV}$  : Potência solar gerada ( $W$ ).
- $P_{STC}$ : Potência sobre condições padrão de testes ( $W$ ).
- $G$  : Irradiação solar ( $W/m^2$ ).
- $\delta$  : Coeficiente de potência-temperatura ( $\%C^\circ$ ).
- $T_{cel}$  : Temperatura da célula ( $C^\circ$ ).
- $T_{amb}$  : Temperatura ambiente ( $C^\circ$ ).
- $NOCT$  : Temperatura da célula sobre condições normais de operação ( $C^\circ$ ).

Os geradores eólicos modelados neste trabalho utilizam a velocidade do vento para a geração de potência cujos valores são obtidos através da equação (63) (MONTROYA-BUENO; MUÑOZ; CONTRERAS, 2015):

$$P^{wd} = \left\{ \begin{array}{ll} 0, & v < v_i \\ \frac{P_R}{v_R - v_I} v + P_R \left( 1 - \frac{v_R}{v_R - v_I} \right), & v_I \leq v < v_R \\ P_R, & v_R \leq v < v_O \\ 0, & v \geq v_O \end{array} \right\} \quad (63)$$

Em que:

- $P^{wd}$  : Potência gerada pela turbina eólica ( $kW$ ).
- $P_R$ : Potência elétrica máxima da turbina eólica ( $kW$ ).
- $v$ : Velocidade do vento em ( $m/s$ ).
- $v_R$ : Velocidade do vento para gerar a máxima potência eólica da turbina ( $m/s$ ).
- $v_I$ : Velocidade do vento em que se inicia a geração de potência da turbina ( $m/s$ ).
- $v_O$ : Velocidade do vento em que as pás da turbina travam devido à alta velocidade ( $m/s$ ).

A inserção de fontes renováveis de geração distribuída traz diversas incertezas aos sistemas de distribuição de energia elétrica. Estas incertezas estão diretamente associadas à velocidade do vento e aos índices de irradiação solar, que dependem diretamente de variáveis

climáticas. Dessa forma, é praticamente impossível determinar de maneira exata a geração de potência dos geradores eólicos e solares em um determinado período de tempo. Outro fator incerto relacionado aos sistemas de distribuição, são as demandas de potência ativa e reativa que precisam ser fornecidas aos consumidores. Estas demandas por sua vez dependem de variáveis climáticas, econômicas, políticas e sociais, alterando-se constantemente, sendo extremamente difícil determiná-las de maneira exata ao longo do dia.

Tradicionalmente, são utilizados na modelagem dos parâmetros incertos dos sistemas de distribuição métodos determinísticos, que calculam os níveis de tensão, fluxo de potência e perdas ativas, através de valores fixos de demanda e geração. Porém, na literatura especializada podem ser encontradas três principais categorias de métodos que procuram modelar as incertezas nas variáveis e parâmetros existentes nos problemas de planejamento e expansão de sistemas de distribuição: métodos analíticos, simulação de Monte Carlo e métodos aproximados (MORALES, 2007; ZHANG; GIANNAKIS, 2013).

No planejamento de sistemas de distribuição, a operação futura dos geradores distribuídos pode reduzir os custos relacionados à instalação ou troca dos equipamentos físicos dos sistemas, tais como condutores, transformadores, subestações, etc, além da compra de energia. Porém, como a geração de potência por fontes de geração de energias renováveis são variáveis incertas, o risco do planejamento realizado não atender as condições físicas e operacionais do sistema se torna maior. Dessa forma, métodos baseado na avaliação dos parâmetros incertos de demanda e geração de potência tornam-se necessários (MONTROYA-BUENO; MUÑOZ; CONTRERAS, 2015; ROCKAFELLAR; URYASEV, 1999; SAMPER; VARGAS, 2013; ZHANG; GIANNAKIS, 2013). Na seção 5.5.1 apresenta-se uma metodologia baseada em geração de cenários e na seção 5.5.2 apresenta-se uma metodologia de análise de riscos, com o objetivo de avaliar as incertezas relacionadas aos parâmetros incertos dos problemas de planejamento de sistemas de distribuição.

### **5.5.1 Geração de cenários**

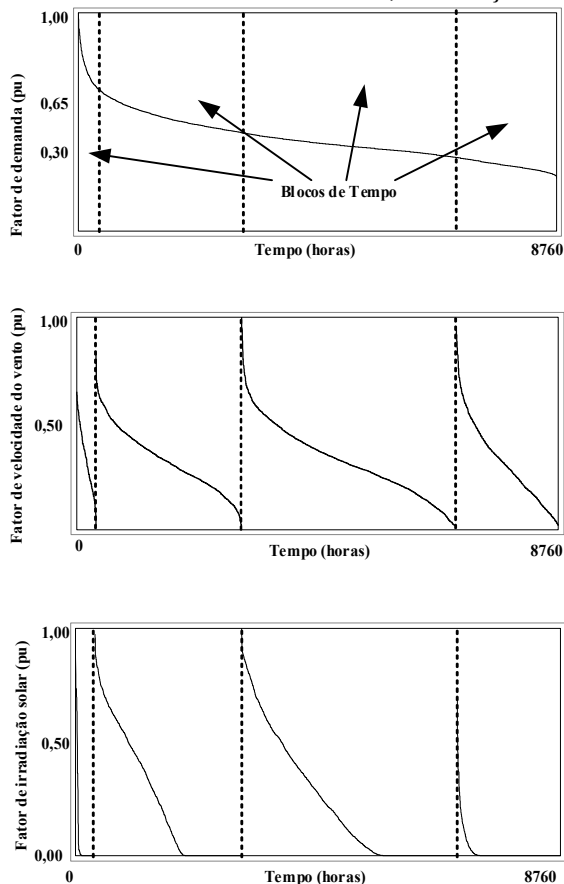
Nesta seção é apresentada uma metodologia de geração de cenários, baseada em dados históricos de demanda, irradiação solar e velocidade do vento, para modelar a estocasticidade das fontes de energias renováveis no planejamento dos sistemas integrado MT/BT. De maneira geral, o método de geração de cenários, consiste na combinação de blocos de tempo de dados históricos de demanda, velocidade do vento e irradiação solar (MONTROYA-BUENO;



MUÑOZ; CONTRERAS, 2015). Estes cenários tem como objetivo modelar os parâmetros incertos dos sistemas de distribuição com valores mais próximos possíveis da realidade. Esta metodologia está descrita nos passos de 1 a 6.

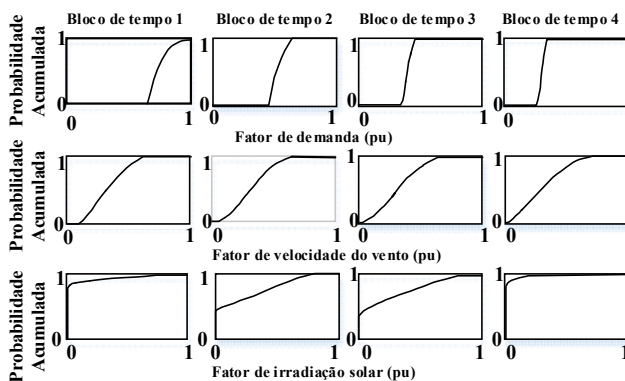
- 1) Dados históricos de demanda, irradiação solar e velocidade do vento são expressos em pu, dividindo cada tipo de dado (demanda, irradiação solar e velocidade do vento) pelo seu valor máximo.
- 2) Ordenar os dados de demanda, de maneira descendente, mantendo a correlação entre os dados de irradiação solar e velocidade do vento. Construir uma curva com os dados de demanda ordenados de maneira descendente. Os dados ordenados de demanda mostram intervalos onde os valores de demanda são altos, ou seja, indicam as zonas que realizam um forte impacto nas decisões do planejamento.
- 3) Definir blocos de tempo, onde os valores de demanda são mais uniformes, com o objetivo de modelar os impactos das decisões do planejamento. Em cada bloco de tempo, ordenar os dados de velocidade do vento e irradiação de maneira descendente. Na Figura 30 apresentam-se os dados de demanda ordenados, juntamente com a correlação dos dados de irradiação solar e velocidade do vento, ordenados em cada bloco de tempo.
- 4) Para cada bloco de tempo, de cada tipo de dados (demanda, irradiação solar e velocidade do vento) uma função de distribuição acumulada é calculada. Na Figura 31 apresentam-se as funções de distribuição acumulada para bloco de tempo de cada tipo de dado (demanda, velocidade do vento e irradiação solar).
- 5) Cada função de distribuição acumulada é dividida em um número pré-especificado de segmentos com suas correspondentes probabilidades, que são parâmetros pré-especificados pelos usuários. Uma vez determinado os segmentos, os fatores de demanda, irradiação solar e velocidade do vento são determinados pela média dos valores presentes neste segmento.
- 6) A produção de potência das fontes de energia renováveis eólicas e solares são modeladas através das equações (61) - (63).

Figura 30 - Dados ordenados de demanda, irradiação solar e velocidade do vento



Fonte: Adaptado de Muñoz-Delgado, Contreras e Arroyo (2015).

Figura 31 - Blocos de demanda, irradiação solar e velocidade do vento



Fonte: Adaptado de Muñoz-Delgado, Contreras e Arroyo (2015).

### 5.5.2 Análise de risco

Apesar da modelagem dos parâmetros incertos dos sistemas de distribuição através de dados históricos de demanda, irradiação solar e velocidade do vento, estes dados dependem de

variáveis climáticas que podem se alterar constantemente. Diante disso, existem ainda incertezas relacionadas aos índices de geração de potência eólica e solar na operação futura dos geradores distribuídos presentes nos sistemas integrados MT/BT, propiciando risco ao sistema de distribuição ao considerar determinados índices de penetração de potência durante a fase de planejamento. Por outro lado, fontes de energias renováveis podem reduzir os custos relacionados com os investimentos em equipamento físicos do sistema como transformadores, condutores, subestações, além dos custos relacionados com a compra de energia necessária para o sistema. Portanto, metodologias de análise de risco devem ser efetuadas, com o objetivo de analisar as ações de planejamento a serem tomadas.

Uma metodologia que pode ser considerada para esta análise, são métodos baseados em análise de risco, tais como *Var* (*Value at Risk*) e *CVar* (*Conditional Value at Risk*) (ROCKAFELLAR; URYASEV, 1999; ZHANG; GIANNAKIS, 2013; LOPEZ; CONTRERAS; MANTOVANI, 2014; ASENSIO; CONTRERAS, 2016). Na análise econômica, o risco pode ser definido como a probabilidade que o retorno real de um determinado investimento seja diferente do valor esperado. Risco inclui tanto valores negativos, quando o retorno é menor que o valor esperado, como valores positivos. A análise de risco aplicada neste trabalho está diretamente associada com a robustez da rede de distribuição em condições de operação futura, com o objetivo de verificar que as restrições físicas tais como limites de quedas de tensões, fluxos nos alimentadores, capacidade de subestações e transformadores, entre outras, sejam atendidas. Dessa forma é necessário realizar um planejamento que atenda as condições de operação futuras das redes de distribuição.

Na literatura são propostas algumas metodologias para análise de riscos de investimentos em planejamento de sistemas de distribuição (ROCKAFELLAR; URYASEV, 1999; SAMPER; VARGAS, 2013; ZHANG; GIANNAKIS, 2013; ASENSIO; CONTRERAS, 2016). Neste trabalho, utiliza-se uma metodologia baseada no cálculo do *CVar* (ROCKAFELLAR; URYASEV, 1999). O cálculo do *CVar* consiste em minimizar os custos dos piores cenários de incertezas relacionadas à geração de potência das fontes de energia renováveis, sendo expresso pelas equações (64) e (65):

$$F_7 = Var + \frac{1}{1-\alpha} \sum_{t=1}^{nap} \sum_{i \in GD} \sum_{w \in CO} (PGD_{i,w} \cdot CPGD_w - Var) \left( \frac{1}{1+j} \right)^t \quad (64)$$

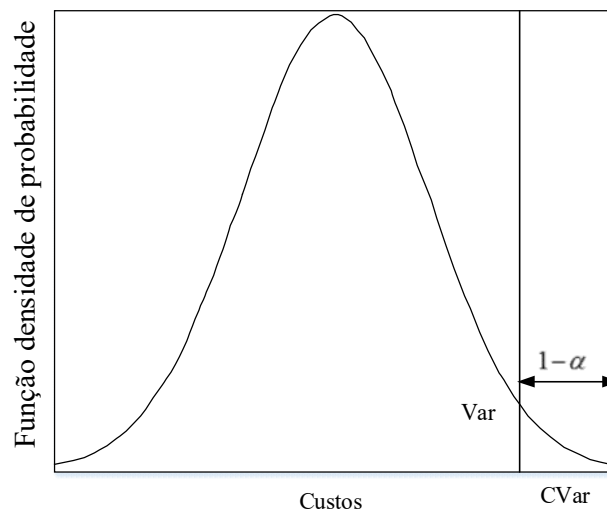
$$Var = \min \{ \beta \in R : (P\{f(x, y)\} \leq \beta) \geq \alpha \text{ para } 0 \leq \alpha \leq 1 \} \quad (65)$$

Em que:

- $PGD_{i,w}$ : Injeção de potência ativa do gerador  $i$  no cenário de operação  $w$ .
- $\beta$  : Mínimo custo especificado do  $Var$ .
- $\alpha$  : Nível de confiança especificado do parâmetro  $CVar$ .
- $GD$ : Conjunto de geradores distribuídos (eólicos e solares) do sistema de distribuição.
- $CPSe_w$ : Custo da compra de energia da subestação no cenário de operação  $w$ .
- $CPGD_w$ : Custo de compra de energia dos geradores no cenário de operação  $w$ .
- $P\{f(x, y)\}$ : Probabilidade da função de distribuição.

Para um dado nível de confiança  $\alpha$ ,  $Var$  é definido como o mínimo custo  $\beta$ , tal que a probabilidade de perdas acima deste nível é  $(1 - \alpha)$ . O  $CVar$  é definido como a quantidade esperada que excede a probabilidade  $\alpha$ . Na Figura 32 ilustra-se a representação do  $Var$  e  $CVar$ . Portanto, o objetivo é minimizar os piores cenários, ou seja, os valores que excedem a probabilidade  $\alpha$ .

Figura 32 - Ilustração de  $Var$  e  $CVar$ .



Fonte: Adaptado de Asensio (2016).

Devido ao conflito de objetivos entre custo de investimentos, operação, confiabilidade e incertezas é utilizada neste trabalho uma técnica de ponderação de pesos. A função objetivo do modelo, utilizando a análise de risco, é composta pelo custo de construção/repotencialização das subestações e instalação/realocação de transformadores MT/BT (31), custos

compartilhados de trechos de MT/BT (equação (32)), custos de confiabilidade (equações (37) a (40)), os custos de compra de energia das subestações e geradores, além dos custos relacionados ao  $CVar$  (64). Portanto, a função objetivo é expressa pela equação (66).

$$\begin{aligned}
 Min Fo = & \left( \lambda \left[ \sum_{i \in BSE} \sum_{k \in SE} CFS_{k,i} \cdot se_{k,i} + \sum_{i \in BST} \sum_{k \in TR} CFTR_{k,i} \cdot tr_{k,i} \right] + \left[ \sum_{ij \in LPS} \sum_{m \in CP} \sum_{n \in CS} \sum_{p \in CP} \sum_{q \in CS} CCPE_{(m,n),(p,q)ij} \right] + \right. \\
 & + \sum_{t=1}^{nap} \left[ \sum_{w \in CO} \sum_{i \in SE} PSe_{i,w,t} \cdot T_w \cdot CPSe_w \right] \cdot \left( \frac{1}{1+tj} \right)^t + \sum_{t=1}^{nap} \left[ \sum_{w \in CO} \sum_{i \in GD} PGD_{i,w,t} \cdot T_w \cdot CPGD_w \right] \cdot \left( \frac{1}{1+tj} \right)^t \\
 & \left. + \sum_{t=1}^{nap} \left[ \sum_{w \in CO} \sum_{ij \in LP} \lambda \cdot L_{ij} \cdot T_w \cdot CE_i \cdot cpo_{ij} + \sum_{w \in CO} \sum_{k \in TR} \lambda tr_k \cdot T_w \cdot CETr_k \cdot tr_k \right] \cdot \left( \frac{1}{1+tj} \right)^t \right) \\
 & + (1-\lambda) \left( Var + \frac{1}{1-\alpha} \sum_{t=1}^{nap} \sum_{i \in GD} \sum_{w \in CO} (PGD_{i,w} \cdot CPGD_w \cdot T_w - Var) \cdot \left( \frac{1}{1+tj} \right)^t \right) \quad (66)
 \end{aligned}$$

Em que:

$PSe_{i,w,t}$ : Potência fornecida pela subestação  $i$ , no cenário de operação  $w$ , no ano de planejamento  $t$ .

$PGD_{i,w,t}$ : Potência fornecida pela gerador instalado na barra  $i$ , no cenário de operação  $w$ , no ano de planejamento  $t$ .

As restrições consideradas no modelo de planejamento incluem todas as restrições apresentadas em (41) - (60). Além disso, são consideradas as restrições de potência máxima ativa e reativa dos geradores distribuídos eólicos e solares apresentadas em (67)-(68).

$$PGD_{i,w} \leq PGD_{i,w}^{\max}, \forall w \in CO, \forall i \in GD \quad (67)$$

$$0 \leq QGD_{i,w} \leq PGD_{i,w} \cdot \tan(\phi), \forall w \in CO, \forall i \in GD \quad (68)$$

Em que:

$PGD_{i,w}^{\max}$ : Potência máxima gerada pelo gerador  $i$  no cenário de operação  $w$ .

$\tan(\phi)$ : Fator de potência.

Na análise de risco, para cada topologia gerada, o algoritmo genético de Chu Beasley realiza uma busca com diferentes índices de geradores eólicos e solares para todos os cenários. O algoritmo genético de Chu Beasley minimiza o custo do risco da solução obtido através do cálculo do  $CVar$ , adicionados das demais componentes da função objetivo (custos de

investimentos, operação e confiabilidade). O objetivo é encontrar a solução que tenha o menor custo da função objetivo que atenda o conjunto de todos os cenários analisados, sendo que a função objetivo leva em consideração os custos de investimentos, operação, confiabilidade e incertezas (*CVar*). No cálculo do *CVar* foi utilizado um índice  $\alpha = 0,95$ . Os parâmetros utilizados são os valores de geração eólica e solar modificados a partir dos valores apresentados. Para a geração de cenários, na análise de risco, efetuada pelo algoritmo Genético de Chu Beasley, considera-se que os fatores de velocidade do vento e irradiação solar possam sofrer alterações na ordem de 100% em relação ao seu valor apresentado na Tabela 33, para mais ou para menos. Devido aos fatores de velocidade do vento e irradiação solar serem valores contínuos, estes são discretizados em passos de 10% para cada cenário gerado. Portanto, a codificação utilizada permite a obtenção dos valores percentuais de velocidade do vento e irradiação solar apresentados na Figura 33. Cada valor de variável no vetor corresponde a uma porcentagem em relação ao fator de geração (eólica e solar) original da Tabela 33.

Figura 33 - Codificação da porcentagem relacionada aos índices de geração

<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>...</i>	<i>10</i>
10	40	100	30	20	200	120	80	0	...	10

↑  
% em relação ao  
parâmetro original

Fonte: Dados do próprio autor

Portanto, estes fatores são utilizados para os cenários gerados no processo de busca do algoritmo Chu Beasley, com o objetivo de encontrar a solução que minimiza os riscos da topologia do sistema.

### 5.5.3 Resultados

Para realizar o planejamento integrado MT/BT considerando geração de cenários e análise de risco é utilizado o sistema integrado de 172 barras. Os geradores distribuídos eólicos e solares considerados no planejamento são apresentados nas Tabelas 31 e 32 respectivamente. Na MT são consideradas 4 barras com geradores eólicos conectados à rede de MT. Na BT são consideradas 30 barras com geradores solares. As quantidade específicas de turbinas eólicas e painéis solares também são apresentadas nas Tabelas 31 e 32.

Tabela 31 - Fontes de Energias Eólicas presentes no Sistema

Barra	Quantidade Turbina Eólica	Barra	Quantidade Turbina Eólica
6	1	22	1
17	1	24	1

Fonte: Dados do próprio autor

Tabela 32 - Fontes de Energia Solar presentes no sistema

Barra	Quantidade de Painéis Solares	Barra	Quantidade de Painéis Solares	Barra	Quantidade de Painéis Solares
<b>35</b>	15	<b>86</b>	14	<b>128</b>	15
<b>36</b>	20	<b>91</b>	15	<b>133</b>	20
<b>44</b>	8	<b>92</b>	10	<b>138</b>	20
<b>52</b>	15	<b>96</b>	10	<b>140</b>	13
<b>59</b>	15	<b>100</b>	15	<b>146</b>	8
<b>66</b>	15	<b>106</b>	15	<b>148</b>	12
<b>70</b>	18	<b>108</b>	20	<b>157</b>	15
<b>76</b>	12	<b>114</b>	12	<b>159</b>	8
<b>80</b>	14	<b>119</b>	15	<b>163</b>	10
<b>84</b>	15	<b>127</b>	10	<b>171</b>	10

Fonte: Dados do próprio autor

Nesta seção, com a finalidade de realizar o planejamento integrado MT/BT modelando os parâmetros incertos de demanda, irradiação solar e velocidade do vento, foram utilizados dados de 8760 horas de demanda, irradiação solar e velocidade do vento, com uma probabilidade de cada segmento de 50%. Os cenários utilizados encontram-se na Tabela 33 e consistem na combinação dos valores de demanda, irradiação solar e velocidade do vento de cada bloco, gerando assim 8 cenários equiprováveis por cada bloco, em um total de 32 cenários.

Tabela 33 - Cenários utilizados para o planejamento

Blocos de Tempo	Fator de demanda	Fator de velocidade do vento	Fator de irradiação solar	Tempo (horas)	CESe (US\$/MWh)	CEGD (US\$/MWh)
1	0.802039	0.459825	0.147268	350	57,70	20,00
	0.681935	0.210045	0.000000			
2	0.569212	0.446324	0.476003	2650	45,60	20,00
	0.480558	0.209563	0.012502			
3	0.416947	0.456580	0.430219	3900	45,60	20,00
	0.365972	0.190538	0.012925			
4	0.319803	0.471223	0.041415	1860	31,20	20,00
	0.282316	0.164164	0.000000			

Legendas: CESe: Custo de compra de energia da Subestação, CEGD: Custo de compra de energia dos GD's

Fonte: Dados do próprio autor

São considerados três casos distintos para análise do planejamento.

Caso I e II: são consideradas duas soluções da fronteira encontrada para mostrar a relação de compromisso entre os custos de investimentos, operação e confiabilidade versus o risco de se planejar o sistema considerando fontes de energias renováveis.

Caso III: considera-se o planejamento com os valores de demanda e geração apresentados na Tabela 33, obtidos através da metodologia de geração de cenários.

Na Tabela 34 apresenta-se a relação de compromisso entre os custos de investimentos, operação e confiabilidade (CIOC), versus análise de risco para os valores discretos de  $\lambda = 0,1$  a  $\lambda = 0,9$ , com passo de  $\lambda = 0,1$ .

Tabela 34 - Resultados CIOC X Análise de Risco

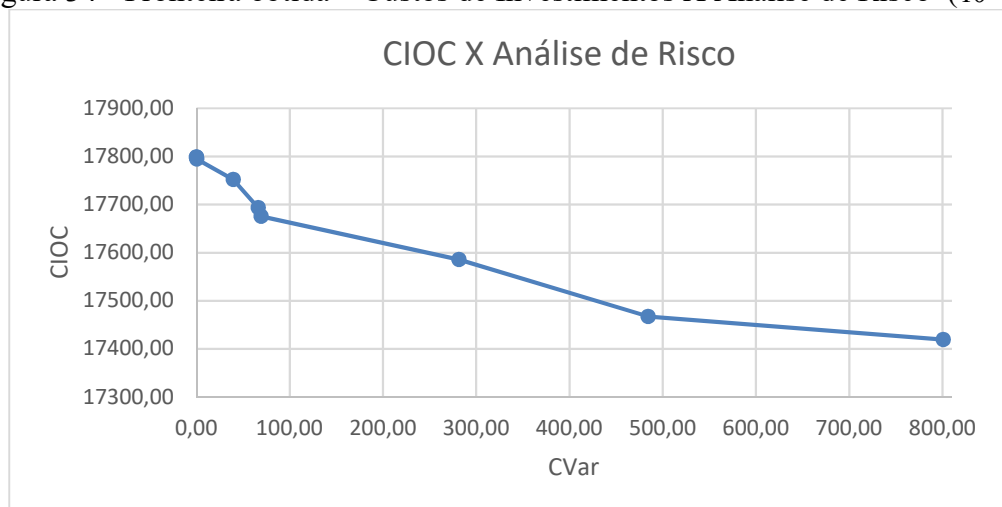
$\lambda$	CIOC	CVar	CESE	CEGD
0,1	17.807,20	0	15.253,55	0
0,2	17.807,20	0	15.253,55	0
0,3	17.803,45	0,13	15.253,02	0,19
0,4	17.763,04	39,17	15.138,71	39,92
0,5	17.693,95	66,04	15.078,99	67,30
0,6	17.683,86	67,75	15.069,26	69,05
0,7	17.593,54	276,06	14.728,89	281,33
0,8	17.474,42	484,36	14.444,16	493,62
0,9	17.430,53	785,57	14.082,04	800,58

Legendas: CIOC: custos de investimento, operação e confiabilidade. CESE: Custo de compra de energia da Subestação, CEGD: Custo de compra de energia dos GD's

Fonte: Dados do próprio autor

A fronteira eficiente obtida apresenta a relação de compromisso entre os custos de investimentos, operação e confiabilidade (CIOC), versus análise de risco obtido através do cálculo do *CVar*.



Figura 34 - Fronteira obtida – Custos de Investimentos X Análise de Risco ( $10^3$  US\$)

Fonte: Dados do próprio autor

Com base no gráfico, são escolhidas duas soluções com penetrações distintas de geração distribuída, caso I ( $\lambda = 0,6$ ) com pouca penetração de geração distribuída e o caso II, ( $\lambda = 0,8$ ) com índices maiores de penetração de geração distribuída e o caso III, com os parâmetros obtidos através da metodologia de geração de cenários. Os resultados das três soluções analisadas são apresentados na Tabela 35.

Tabela 35 - Custos das soluções otimizadas ( $10^3$  US\$)

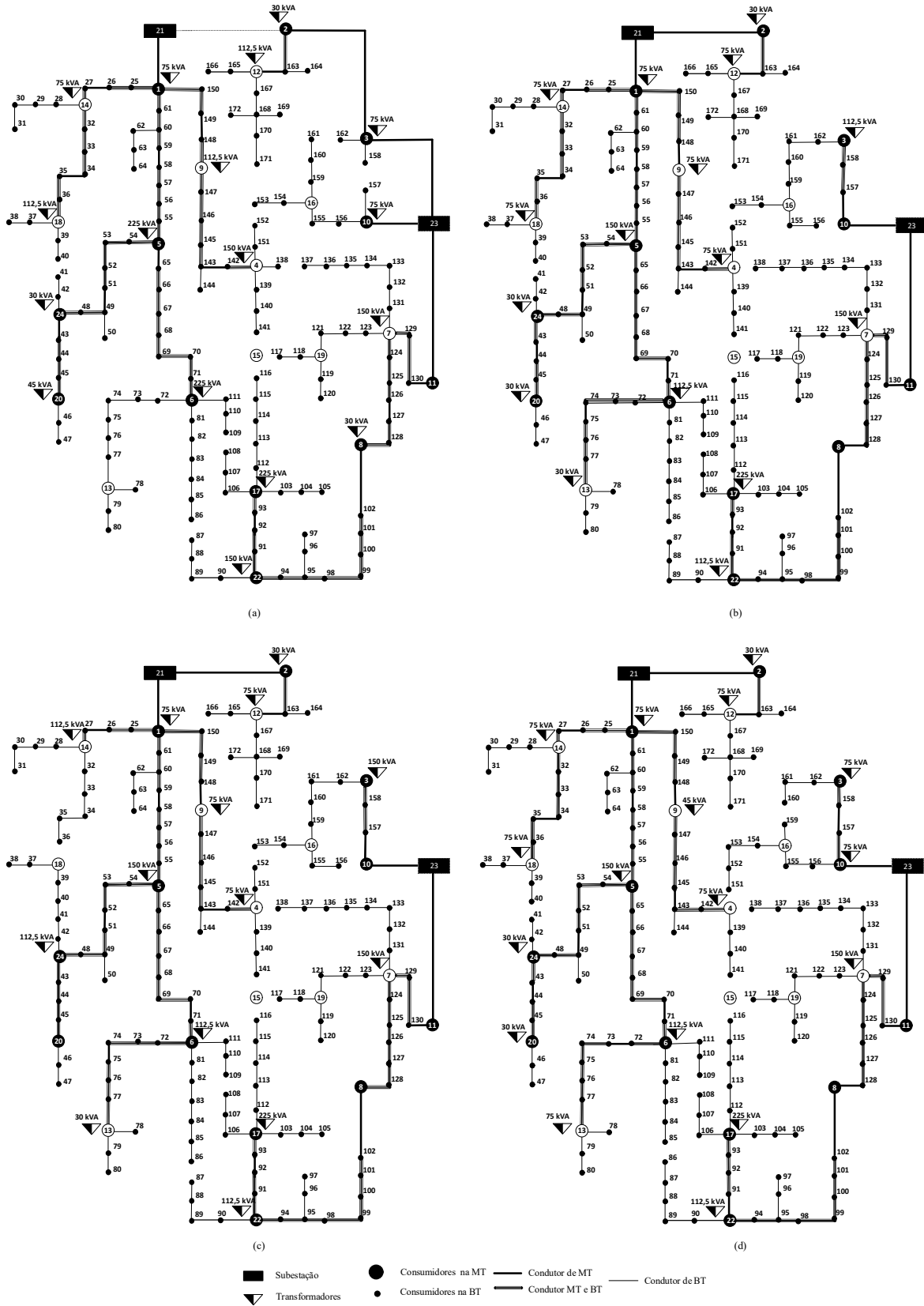
Custos	Caso I	Caso II	Caso III
Subestações	1.500,00	1.500,00	1.500,00
Transformadores	39,51	36,91	41,78
Condutores, Postes e Estruturas	210,82	205,26	215,22
CENS	795,26	794,46	795,97
CESE	15.069,26	14.444,16	14.515,46
CEGD	69,05	493,62	481,94
<b>CVar</b>	<b>67,75</b>	<b>484,36</b>	<b>472,90</b>
<b>CIOC</b>	<b>17.683,86</b>	<b>17.474,42</b>	<b>17.550,37</b>

Legendas: CESE: Custo de compra de energia da Subestação, CEGD: Custo de compra de energia dos Geradores Distribuídos.

Fonte: Dados do próprio autor

Na Figura 35 apresentam-se as topologias encontradas: (a) caso base da seção 5.4.1, a qual não foi considerada a presença de geradores distribuídos; (b), caso I, (c) caso II e (d) caso III.

Figura 35 - Topologias: caso determinístico (a), casos I (b), II (c) e III (d).



Fonte: Elaboração do próprio autor

#### 5.5.4 Discussão dos resultados

Os resultados encontrados considerando o planejamento integrado com fontes de energias renováveis, mostram a relação de compromisso entre os custos de investimentos, operação e confiabilidade versus análise de risco. Verifica-se que quanto mais potência injetada pelas fontes de energias renováveis tem-se um maior risco, porém, com um menor custo total de investimento, refletido principalmente no custo de compra de energia das subestações. Por outro lado, quanto menor a injeção de potência pelas fontes de energias renováveis, têm-se um custo maior de investimento no sistema de distribuição, porém com um menor valor de risco.

Comparando-se os casos I e II, verifica-se que quanto maior a injeção de potência, têm-se um menor custo de transformadores, condutores, postes e estruturas, custo de energia não suprida e principalmente custos menores de compra total de energia. Isto ocorre devido as fontes renováveis de geração distribuída estarem mais próximas aos pontos de cargas do sistema, diminuindo assim os valores de perdas e correntes.

As topologias encontradas, para as linhas de MT, quanto de BT são diferentes para as soluções encontradas nos casos I, II e III, assim como a quantidade de transformadores. Isto mostra que a presença de fontes de energia renováveis influencia diretamente nas tomadas de decisões de planejamento. A solução do caso I possui 16 transformadores, enquanto que a solução do caso II possui 14 transformadores. Dessa forma, a solução do caso II possui um menor custo de transformadores e um menor custo dos condutores, postes e estruturas, pois o roteamento das linhas de MT são expandidas até os pontos de transformação. Também se verifica-se que em uma mesma linha existem condutores com maior bitola na MT para a solução do caso I, do que na solução do caso II, o que também influenciou em um custo menor de condutores, postes e estruturas. A solução do caso III possui um custo maior de transformadores, devido a uma maior quantidade de transformadores instalados. A vantagem de se utilizar uma maior quantidade de transformadores se traduz em um menor custo de perdas na BT, que estão indiretamente consideradas no custo de compra de energia, o que ocorre no caso III. Dessa forma, o algoritmo sempre é capaz de escolher a mais vantajosa opção, sendo que mais transformadores implica em um menor índice de perdas e menos transformadores, inclui gastos mais baixos com o equipamento.

Comparando as soluções com GD (casos I , II e III) com a solução do caso determinístico, nota-se a diferença entre as topologias (Figura 35), principalmente em relação ao roteamento dos circuitos de MT e BT, quantidade de transformadores, etc. Os custos dos

equipamentos físicos (condutores, postes, estruturas, transformadores) apresentaram-se menores quando-se compara os casos I, II e III, com a modelagem determinística, devido a modelagem baseada em dados históricos de demanda e a presença de geradores distribuídos na MT e BT.

Analisando a solução do caso III, verifica-se que os valores de custos de geração obtidos a partir de dados históricos, forneceu uma solução intermediária entre os custos máximo e mínimo de geração. Portanto, o método foi capaz de analisar cenários de geração acima e abaixo dos parâmetros obtidos a partir de dados históricos, mostrando assim a relação de compromisso entre custos de investimentos e análise de risco, quando se obtém geração acima e abaixo destes parâmetros.

Portanto, a metodologia de planejamento proposta neste trabalho permite considerar os impactos relacionados às fontes de energias renováveis no sistema de distribuição, durante a fase de planejamento, fornecendo resultados satisfatórios, de modo que os engenheiros responsáveis pelo planejamento possam tomar as decisões necessárias para o planejamento integrado de sistemas de distribuição.

## 5.6 CONCLUSÕES

Este capítulo teve como objetivo formular uma metodologia para o planejamento integrado de sistemas MT/BT, considerando fontes de energias renováveis na MT e BT. Portanto, o objetivo do capítulo foi obter uma única solução que atenda de maneira simultânea do planejamento de ambos os sistemas MT e BT. Também se considerou a presença de geradores distribuídos, modelados através de uma metodologia de geração de cenários e análise de risco. O algoritmo apresentado mostrou eficaz, encontrando soluções para o planejamento sob diferentes casos de estudo. Portanto, este capítulo teve como objetivo contribuir e ao mesmo tempo suprir as deficiências encontradas na literatura, quando se trata do planejamento integrado de sistemas MT/BT.

## 6 CONCLUSÕES E SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS

Neste trabalho foram propostas metodologias para realizar o planejamento da expansão de sistemas de MT, BT e o planejamento integrado MT/BT de ambos os subsistemas. A metodologia desenvolvida permitiu encontrar soluções de qualidade para o planejamento dos sistemas de MT, BT e integrado (MT/BT). Devido à possibilidade de geração de soluções através de diferentes critérios de vizinhanças, optou-se por utilizar um algoritmo de busca geral em vizinhança variável (GVNS). Esta meta-heurística se mostrou robusta e eficiente para solução do problema de planejamento encontrando resultados satisfatórios para os testes empregados.

A metodologia proposta para o planejamento integrado dos sistemas de MT/BT, a partir dos modelos de planejamento de MT e BT tornou-se uma ferramenta eficiente, considerando o sistema integrado como um único sistema e assim, obtendo soluções únicas que contemplam o planejamento de ambos os sistemas simultaneamente. As relações de conexão de tensão e corrente propostas permitiu modelar o ponto de transformação do sistema MT/BT, o que não é considerado nos trabalhos da literatura em planejamento de sistemas integrados. Conclui-se também que a consideração do balanceamento de cargas entre fases na BT, a consideração das perdas nos condutores e transformadores das subestações e do sistema de distribuição, torna o modelo mais próximo da realidade e fornece soluções de melhor qualidade além de mostrar a importância dessas ações de planejamento para os profissionais do setor de planejamento de sistemas elétricos.

A metodologia de geração de cenários baseada nos dados históricos do sistema, permitiu encontrar parâmetros que atendem aos índices de demanda, velocidade do vento e irradiação solar de forma mais realista. O planejamento integrado MT/BT considerando análise de risco permitiu modelar as incertezas relacionadas às fontes renováveis de geração distribuída eólica e solar do sistema de distribuição, e a partir dos resultados obtidos, apresentar à concessionária do sistema de distribuição as possibilidades existentes na tomada de decisão ao se realizar o planejamento contemplando fontes de energias renováveis.

O objetivo principal deste trabalho foi realizar o planejamento integrado dos sistemas de MT e BT de forma unificada, com a finalidade de obter uma única solução que buscasse otimizar os custos de planejamento de ambos os sistemas de forma simultânea e atendesse as necessidades do sistema de MT em relação ao sistema de BT e vice versa. Portanto, a pesquisa desenvolvida buscou contribuir de forma significativa na área relacionada ao planejamento de

sistemas integrados MT/BT, buscando assim suprir as deficiências encontradas na literatura. Destaca-se também o uso da meta-heurística GVNS na solução do problema de planejamento de sistemas de distribuição com uma outra contribuição deste trabalho.

## 6.1 TRABALHOS FUTUROS

Como trabalhos futuros, tem-se ainda as seguintes perspectivas de contribuições:

- Realizar o planejamento integrado de sistemas MT/BT através de um algoritmo multiobjetivo do tipo MOGVNS (*Multi-Objective General Variable Neighborhood Search*), considerando o compromisso entre os custos de investimentos, confiabilidade e análise de risco.

- Considerar o carregamento de veículo elétricos no modelo de planejamento integrado de sistemas MT/BT.

- Utilizar fontes de armazenamento das potência geradas a partir das energias renováveis presentes no planejamento integrado de sistemas de distribuição MT/BT.

- Utilizar fontes de energias não renováveis no modelo de planejamento integrado de sistemas MT/BT.

- Implementar o modelo multiestágios para o planejamento integrado de sistemas MT/BT.

- Modelar a confiabilidade do sistema baseada em índices de corte de carga e conectividade.

- Utilizar programação paralela, com o objetivo de reduzir o tempo computacional do algoritmo e assim modelar o problema com uma maior quantidade de cenários através dos parâmetros incertos dos sistemas de distribuição (demanda e geração).

## REFERÊNCIAS

- ADAMS, R.; LAUGHTON, M. 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, Feb. 1974.
- ASENSIO M; CONTRERAS, J. Stochastic unit commitment in isolated systems with renewable penetration under CVaR assessment. *IEEE Transactions on Smart Grid*, Argonne, v. 7, n. 3, p. 1356 -1367, May 2016.
- ASSIS, S. G. P. *Investigação de metaheurísticas aplicadas do problema de roteamento de veículos multiobjetivo com coleta opcional*. 2013. 202 f. Tese (Doutorado) - Escola de Engenharia, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2013.
- BENETTI, S. G. P. *Planejamento de sistemas de distribuição de energia elétrica de média tensão através de um algoritmo de busca dispersa*. 2014. 192 f. Tese (Doutorado) - Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista ‘Júlio de Mesquita Filho’UNESP, Ilha Solteira, 2014.
- BARAN, M. E.; WU, F. F. Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing. *IEEE Transactions on Power Delivery*, New York, v. 4, n. 2, p. 1401-1407, 1989.
- BARAN M. E; STATON E. A. Distribution transformer models for branch current based feeder analys. *IEEE Transactions on Power Systems*, New York, v. 12, n. 2, p. 698 -703, May 1997.
- BERNAL AGUSTÍN, J. L.; RAMIREZ ROSADO, I. J. Genetic algorithm applied to the design of large power distribution systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, New York, v. 13, n. 2, p. 696-703, 1998.
- CAMARGO, V. L. V. *Algoritmo genético especializado aplicado ao planejamento da expansão de sistemas de distribuição de energia elétrica*. 2014. 179 f. Tese (Doutorado)- Faculdade Engenharia, Universidade Estadual Paulista ‘Júlio de Mesquita Filho’UNESP, Ilha Solteira, 2014.
- CRAWFORD, D. M.; HOLT JUNIOR, S. B. A mathematical optimization technique for locating and sizing distribution substations, and deriving their optimal service areas. *IEEE Trans PAS*, Anaheim, v. 94, n. 2, 1975, p. 230- 234.
- CIRIC, R.; PADILHA, A.; OCHOA, L. F. Power flow in four-wire distribution networks - general approach. *IEEE Transactions on Power Systems*, New York, v. 18, n. 4, p. 1263-1290, 2003.
- COSSI, A. M. *Planejamento de circuitos secundários de distribuição usando um algoritmo evolutivo especializado*. 2003. 65 f. Dissertação (Mestrado)- Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista ‘Júlio de Mesquita Filho’- UNESP, Ilha Solteira, 2003.

COSSI, A. M.; ROMERO, R. MANTOVANI, J. R. S. Planning of secondary distribution circuits through evolutionary algorithms. *IEEE Transactions on Power Delivery*, New York, v. 20, n. 1, p. 205–213, January, 2005.

COSSI, A. M, *Planejamento de redes de distribuição de energia elétrica de média e baixa tensão*. 2008. 233 f. Tese (Doutorado) - Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista ‘Júlio de Mesquita Filho’- UNESP, Ilha Solteira, 2008.

COSSI, A. M.; ROMERO. R.; MANTOVANI, J. R. S. Planning and projects of secondary electric power distribution systems. *IEEE Transactions on Power System*, New York, v. 24, n. 3, p. 1599 -1608, August 2009.

COSSI, A. M; SILVA, L. G. W.; MANTOVANI, J. R. S. Primary power distribution systems planning taking into account reliability, operation and expansions costs. *IET Generation, Transmission and Distribution*, Stevenage, v. 6, n. 3, p. 274–284, 2012.

COSTA, A. M. *Otimização do planejamento de redes secundárias de distribuição de energia elétrica*. 2002. 73f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Engenharia e de Computação, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2002.

COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ- CPFL. *GED-3735*: projeto - loteamentos e núcleos habitacionais. Campinas, 2013.

COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ- CPFL. *GED-11847*: rede primária compacta 15kV e 25kV – estruturas básicas - montagem, Campinas, 2013.

COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ- CPFL. *GED-3597*: rede secundária com cabos multiplexados - montagem, Campinas, 2013.

COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ- CPFL. *GED-3648*: projeto de rede de distribuição-cálculo mecânico, Campinas, 2013.

COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ- CPFL. *GED-3648*: projeto de rede de distribuição-cálculo elétrico, Campinas, 2013.

DELBEM, A. C. B.; CARVALHO, A. de; POLICASTRO, C. A; PINTO, A. K. O.; HONDA, K.; GARCIA A. C. *Node-depth encoding for evolutionary algorithms applied to network design*. São Carlos: Escola de Engenharia de São Carlos - Universidade de São Paulo, 2004. p. 678-687.

FAWZI, T. H; EL-SOBKI, S. M. A. New planning model for distribution systems. *IEEE Trans PAS*, Anaheim, v. 102, n. 9, p. 3010-3017, 1983.

FLETCHER R.; STRUNZ, K. H. Optimal distribution system horizon planning–part I: formulation. *IEEE Transactions on Power Systems*, New York, v. 22, n. 2, p. 791-799, may 2007.

FLETCHER R.; STRUNZ, K. H. Optimal distribution system horizon planning–part ii: application. *IEEE Transactions on Power Systems*, New York, v. 22, n. 2, p. 862-870, may 2007.



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*, Athens, v. 28, n. 1, p. 10-20, February, 2013.

GALLEGO, L. A. *Fluxo de potência em redes de distribuição de energia elétrica considerando incertezas*. 2009. 161 f. Tese (Doutorado)- Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”- UNESP, Ilha Solteira, 2009.

GARCIA, V. J.; FRANÇA, P. M.; GONZALEZ, J. F. V.; YOSHIMOTO, E.; LYRA FILHO, C.; CAVELLUCCI, C. GRASP para o problema de planejamento de redes secundárias de distribuição de energia elétrica. In: SIMPÓSIO BRASILEIRO DE PESQUISA OPERACIONAL, 35., 2003, Natal: SBPO, 2003. p.1427-1437.

GÖNEN, T. *Electric power distribution system engineering*. New York: McGraw-Hill, 1986. 856 p.

GÖNEM, T.; RAMIRES-ROSADO, I. J. Review of distribution systems planning models: a model for multistage planning. *IEE Proceedings Generation and Distribution*, New York, v. 133, n. 9, p. 397-408, 1986.

GÓMEZ, J. F.; KHODR, H. M.; 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*, New York, v.19, n. 2, p. 996-1004, 2004.

GOSWAMI, S. K. Distribution system planning using branch exchange technique. *IEEE Transactions on Power Systems*, New York, v.12, n. 2, p.718-723, 1997.

HINDI, K. S.; BRAMELLER, A. Design of low-voltage distribution networks: a mathematical programming method. *Proc. IEE*, New York, v. 124, n. 1, p. 54-58, 1977.

JOSHUA, A. T. *Convex optimization of power systems*. Cambridge: Cambridge University Press, 2015. 197 p.

KAGAN, N.; ADAMS, R. N. A Benders decomposition approach to the multi-objective distribution planning problem, department of electronic engineering. *International Journal of Electric Power & Energy Systems*, London, v. 15, n. 5, p. 259 – 271, 1993.

KHATOR, S. R.; LEUNG, L.C. Power distribution planning: a review of models and issues. *IEEE Transactions on Power Systems*, New York, v. 12, n. 4, p. 1151-1158, 1997.

LAVORATO, M.; FRANCO, J. F.; RIDER, M. J.; ROMERO, R. Imposing radiality constraints in distribution system optimization problems. *IEEE Transaction on Power Systems*, New York, v. 27, n. 1, p. 172-180, 2012.

LIMA, T. W. *Estrutura de dados eficientes para algoritmos evolutivos aplicados a projetos de rede*. 2009. 188 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Engenharia, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2009.

- LOPEZ, J. C; MANTOVANI, J. R. S; CONTRERAS J. Var planning problem considering conditional value-at-risk assessment. In: IEEE PES T&D CONFERENCE AND EXPOSITION, [s.n.], 2014, Chicago. *Conference*, Chicago: [n. 1.], 2014. p. 1-5
- LOTERO, R. C. CONTRERAS, J. Distribution system planning with reliability. *IEEE Transactions on Power Systems*, New York, v. 26, n. 2, p. 2552-2562, 2011.
- MASUD, E. An Interactive procedure for sizing and timing distribution substations using optimization techniques. *IEEE Trans PAS*, Anaheim, v. 93, n. 5, 1974, p. 1281-1286, ano de publicação.
- MIKIC, O. M. Mathematical Dynamic model for long-term distribution system planning. *IEEE Transactions on Power Systems*, New York, v. 1, n. 1, p. 34-40, 1986.
- MENDOZA, F.; BERNAL AGUSTÍN, J. L.; DOMÍNGUEZ-NAVARRO, J. A. NSGA and SPEA applied to multiobjective design of power distribution systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, New York, v. 21, n. 4, p. 1938-1945, 2006.
- MLADENOVIC, N.; HANSEN, P. *Handbook of metaheuristics*. New York: [s.n.], 1997. Chapter 8- Variable Neighborhood Search.
- MIRANDA, V.; RANITO, J. V.; PROENCA, L. M. Genetic algorithms in optimal multistage distribution network planning. *IEEE Transactions on Power Systems*, New York, v. 9, n. 4, p. 1927-1933, Nov. 1994.
- MONTICELLI, A. J. *Fluxo de carga em redes de energia elétrica*. São Paulo: Edgard Blucher, 1983. p. 1-187.
- MONTOYA-BUENO, S.; MUÑOZ J. I.; CONTRERAS J. A stochastic investment model for renewable generation in distribution systems, *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, London, v. 6, n. 4, p. 1466-1474, October 2015.
- MORALES, J. M.; Pérez-Ruiz, J. Point estimate schemes to solve the probabilistic power flow. *IEEE Transactions on Power System*, New York, v. 22, n. 4, p. 1594-1601, 2007.
- 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*, New York, v. 31, n. 5, p. 3715-3728, 2015.
- PAIVA, P.C.; DOMÍNGUEZ-NAVARRO, J.A.; URDANETA, A. J. Integral planning of primary-secondary distribution systems using mixed integer linear programming. *IEEE Transactions on power System*, New york, v. 20, v. 2, p. 1134-1143, May 2005.
- 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*. 2014. 194 f. Tese (Doutorado)- Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho- UNESP, Ilha Solteira, 2014.

- PONNAVAIKKO, M.; RAO, P. Distribution system planning through a quadratic mixed integer programming approach. *IEEE Transactions on Power Delivery*, New York, v. 2, n. 4, p. 1157- 1163, 1987.
- RAMIREZ-ROSADO, I. J.; BERNAL-AUGUSTÍN, J. L. Genetic algorithms applied of large power distribution Systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, Zaragoza, v. 13, n. 2, p. 696-703, May, 1998.
- RAMIREZ-ROSADO, I. J.; DOMINGUEZ-NAVARRO, J. A. New multiobjective tabu search algorithm for fuzzy optimal planning of power distribution systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, New York, v. 21, n. 1, p. 224–233, 2006.
- RAMIREZ-ROSADO, I. J.; BERNAL-AUGUSTIN, J. L. Reliability and costs optimization for distribution networks expansion using and evolutionary algorithm. *IEEE Transactions on Power Systems*, New York, v. 16, n. 1, p. 111-118, 2001.
- RICHARDSON, P.; FLYNN, D.; KEANE, A. Optimal charging of electric vehicles in low-voltage distribution systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, Dublin, v. 27, n. 1, p. 268-279, February, 2012.
- ROCKAFELLAR R. T.; URYASEV S. *Optimization of conditional value-at-risk*. Washington: University of Washington- Dept. of Applied Mathematics, 1999. 21 p.
- RUPOLO, D.; MANTOVANI, J. R. S. Reconfiguration of radial electric power distribution system via a scatter search algorithm. *IEEE Latin America Transactions*, Ilha Solteira, v. 13, n. 4, p. 1022-1028, April, 2015.
- RUPOLO, D. Reconfiguração de redes de distribuição de energia elétrica através de um algoritmo de busca dispersa, 2013. 108 f. Dissertação (Mestrado)- Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista – UNESP, Ilha Solteira, 2013.
- SAMUI, A.; SAMANTARAY, S. R.; PANDA, G. Distribution system planning considering reliable feeder routing. *IET Generation Transmission Distribution*, Stevenage, v. 6, n. 6, p. 503-514, 2012.
- SANCHES, D. S. *Algoritmo evolutivo multiobjetivo para reconfiguração de redes em sistemas de distribuição de energia elétrica*. 2013. 151 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica)- Escola de engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2013.
- SANTOS, A. C. *Algoritmo evolutivo computacionalmente eficiente para reconfiguração de sistemas de distribuição*. 2009. 186 f. Tese (Doutorado em engenharia Elétrica)– Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2009.
- SAMPER M.; VARGAS A. Investment decisions in distribution networks under uncertainty with distributed generation - part i: model formulation. *IEEE Transaction on Power Systems*, New York, v. 28, n. 3, p 2331-2340, 2013.

- SEXAUER, J. MCBEE. K. D.; BLOCH, K. A. Applications of probability model to analyze the effects of electric vehicle chargers on distribution transformers. *IEEE Transactions on Power Systems*, Golden, v. 3, n. 2, p. 847-854, May 2013.
- SHIRMOHAMMAD, D. A.; HONG, H. W.; SEMLEY, A.; LUO, G. X. A Compensation-based power flow method for weakly meshed distribution and transmission networks. *IEEE Transactions on Power Systems*, Montreal, v. 28, n. 2, p. 753-762, 1988.
- SHIRMOHAMMADI, D.; CHENG, C. S. A three-phase power flow method for real-time distribution system analysis. *IEEE Transactions on Power Systems*, New York, v. 10, v. 2, p. 671-679, May 1995.
- SILVA, M. C. *Planejamento a longo prazo em sistemas de distribuição de energia elétrica*. 1990. 193f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica)– Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 1990.
- SHAFIEE, S.; FOTUHI-FIRUZABAD, M.; RASTEGAR, M. Investigating the impacts of plug-in hybrid electric vehicles on power distribution systems. *IEEE Transactions On Smart Grid*, Argonne v. 4, n. 3, p. 1351-1360, September 2013.
- SOUZA, C. H. *Planejamento e projeto de circuitos secundários de distribuição de energia elétrica por meio de algoritmo busca tabu*. 2006. 83 f. Dissertação (Mestrado)- Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho- UNESP, Cidade de Defesa, 2006.
- SOUZA, R. F. F. *Planejamento da expansão de sistemas de distribuição usando a metaheurística de busca em vizinhança Variável*. 2011. 116 f. Dissertação (Mestrado)- Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho- UNESP, Ilha Solteira, 2011.
- THOMPSON, G. L.; WALL, D. L. A branch and bound model for choosing optimal substation locations. *IEEE Trans PAS*, Pittsburgh, v. 100, n. 5, p. 2683-2688, 1981.
- VÉLEZ, V. M. M.; HINCANPIÉ. R. A. I.; Gallego R. A. R. Low voltage distribution system planning using diversified demand. *Electric Power and Energy System*, Manchester, v. 61, n. 1, p. 691-700, 2014.
- WILLIS, H. L.; NORTHCOTE-GREEN, J. E. D. Comparison of several computerized distribution planning methods. *IEEE Trans PAS*, Pittsburgh, v. 104, n.1, p. 233-240, 1985.
- WALL, D. L.; THOMPSON, G. L.; NORTHCOTE-GREEN, J. E. D. An optimization model for planning radial distribution networks. *IEEE Trans PAS*, Anaheim, v. 98, n. 3, p. 1061-1065, 1979.
- YOSEF, M; SAYED, M.M., Y. K. M. HOSAM, Allocation and sizing of distribution transformers and feeders for optimal planning of MV/LV distribution networks using optimal integrated biogeography based optimization method. *Electric Power Systems Research*, Cairo, v. 128, n. 1, p. 100 -112, 2015.

ZHANG, Y; GIANNAKIS, G. B. Robust optimal power flow with wind integration using conditional value-at-risk. In: IEEE SMARTGRIDCOMM SYMPOSIUM, 8., 2013, Dresden. *Symposium...* Dresden: [s.n.], 2013. p. 654 - 659.

## ANEXO – DADOS DOS SISTEMAS TESTADOS

### PLANEJAMENTO DE SISTEMAS DE MT

#### SISTEMA TESTE DE 54 BARRAS

Tabela 36 - Dados de potência ativa e reativa do sistema de 54 barras

Barra	P (kW)	Q (kVar)	Barra	P (kW)	Q (kVar)
1	3780	1830,7	28	630	305,1
2	1350	653,8	29	1260	610,2
3	630	305,1	30	2340	1133,3
4	990	479,5	31	630	305,1
5	2340	1133,3	32	1530	741
6	630	305,1	33	2610	1264,1
7	900	435,9	34	1080	523,1
8	1710	828,2	35	810	392,3
9	1080	523,1	36	270	130,8
10	2610	1264,1	37	1890	915,4
11	270	130,8	38	990	479,5
12	1620	784,6	39	900	435,9
13	990	479,5	40	1260	610,2
14	900	435,9	41	810	392,3
15	1260	610,2	42	1080	523,1
16	1710	828,2	43	1170	566,7
17	630	305,1	44	1260	610,2
18	1080	523,1	45	720	348,7
19	1260	610,2	46	1620	784,6
20	720	348,7	47	900	435,9
21	1620	784,6	48	720	348,7
22	990	479,5	49	450	217,9
23	900	435,9	50	720	348,7
24	450	217,9	51	0	0
25	810	392,3	52	0	0
26	1080	523,1	53	0	0
27	1350	653,8	54	0	0

Fonte: Benetti (2014)

Tabela 37 - Dados de linha do sistema de 54 barras

<b>Linha</b>	<b>De</b>	<b>Para</b>	<b>Tipo Conductor</b>	<b>Comprimento (km)</b>	<b>Linha</b>	<b>De</b>	<b>Para</b>	<b>Tipo Conductor</b>	<b>Comprimento (km)</b>
<b>1</b>	1	51	1	0,562	<b>32</b>	28	6	0	1
<b>2</b>	3	51	1	0,436	<b>33</b>	30	54	0	0,562
<b>3</b>	4	3	1	0,624	<b>34</b>	29	30	0	0,624
<b>4</b>	7	4	1	0,5	<b>35</b>	43	30	0	0,812
<b>5</b>	5	4	1	0,624	<b>36</b>	37	43	0	0,5
<b>6</b>	8	7	1	0,624	<b>37</b>	31	37	0	0,374
<b>7</b>	6	5	1	0,5	<b>38</b>	10	31	0	0,624
<b>8</b>	9	1	1	0,686	<b>39</b>	43	13	0	0,75
<b>9</b>	2	1	1	0,624	<b>40</b>	45	12	0	0,5
<b>10</b>	10	9	1	1,436	<b>41</b>	44	45	0	0,436
<b>11</b>	14	52	1	0,75	<b>42</b>	38	44	0	0,624
<b>12</b>	15	14	1	0,75	<b>43</b>	39	38	0	0,686
<b>13</b>	16	15	1	0,562	<b>44</b>	32	39	0	0,812
<b>14</b>	11	52	1	0,562	<b>45</b>	33	39	0	0,562
<b>15</b>	12	11	1	0,624	<b>46</b>	8	33	0	0,936
<b>16</b>	13	12	1	0,874	<b>47</b>	34	33	0	0,374
<b>17</b>	20	19	0	0,624	<b>48</b>	35	34	0	0,436
<b>18</b>	19	18	0	0,5	<b>49</b>	36	35	0	0,436
<b>19</b>	18	17	0	0,812	<b>50</b>	36	53	0	0,5
<b>20</b>	17	9	0	0,86	<b>51</b>	28	53	0	0,624
<b>21</b>	21	18	0	0,624	<b>52</b>	41	53	0	0,624
<b>22</b>	21	54	0	0,5	<b>53</b>	40	41	0	0,75
<b>23</b>	22	54	0	0,75	<b>54</b>	16	40	0	0,5
<b>24</b>	22	9	0	0,936	<b>55</b>	42	41	0	0,75
<b>25</b>	23	22	0	0,686	<b>56</b>	48	42	0	0,5
<b>26</b>	24	23	0	0,562	<b>57</b>	49	48	0	0,75
<b>27</b>	25	24	0	0,436	<b>58</b>	50	49	0	0,436
<b>28</b>	8	25	0	0,562	<b>59</b>	47	42	0	0,624
<b>29</b>	27	8	0	0,75	<b>60</b>	46	47	0	0,624
<b>30</b>	26	27	0	0,686	<b>61</b>	14	46	0	0,686
<b>31</b>	28	27	0	0,624					

Fonte: Benetti (2014)

Tabela 38 - Custos para recondutoramento e instalação: sistema de 54 barras

<b>Tipo</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>
0	20	30	42	50	67	85
1	-	23	37	40	58	76
2	-	-	30	35	50	66
3	-	-	29	43	53	53
4	-	-	-	-	35	45
5	-	-	-	-	-	38

Fonte: Benetti (2014)



## SISTEMA TESTE DE 182 BARRAS

Tabela 39 - Dados de potência ativa e reativa do sistema de 182 barras

Barra	P (kW)	Q (kVar)	Barra	P (kW)	Q (kVar)	Barra	P (kW)	Q (kVar)
1	276,970	71,860	62	36,560	14,700	123	163,120	61,340
2	266,300	122,190	63	37,670	8,880	124	31,460	9,730
3	87,430	27,980	64	0,000	0,000	125	132,470	45,110
4	97,480	20,210	65	233,590	111,480	126	96,430	30,810
5	147,430	52,600	66	457,100	97,890	127	174,210	83,720
6	142,810	51,770	67	194,940	64,180	128	28,120	10,410
7	364,630	156,520	68	152,370	48,020	129	36,530	7,910
8	191,170	65,680	69	8,650	2,690	130	154,380	47,990
9	135,600	55,630	70	41,810	9,600	131	15,240	3,520
10	68,820	15,590	71	74,340	33,660	132	79,140	18,330
11	27,470	9,340	72	71,160	32,590	133	135,370	61,190
12	27,420	12,750	73	166,370	77,310	134	148,010	52,260
13	5,800	2,470	74	138,710	61,270	135	431,420	174,040
14	142,860	52,610	75	161,730	68,070	136	100,010	46,700
15	66,450	24,440	76	246,560	90,230	137	240,260	84,330
16	76,640	29,100	77	11,710	5,580	138	172,080	59,240
17	0,000	0,000	78	158,850	39,570	139	11,670	4,800
18	40,830	15,940	79	216,780	80,590	140	37,120	17,810
19	169,040	41,190	80	340,410	163,840	141	18,210	7,410
20	165,090	67,350	81	104,150	39,480	142	27,740	12,580
21	237,760	50,670	82	162,740	69,700	143	49,330	20,180
22	46,190	15,130	83	23,730	9,980	144	12,560	3,230
23	106,690	43,140	84	15,200	4,070	145	45,130	20,580
24	138,260	66,810	85	96,130	38,840	146	6,060	2,220
25	287,350	75,030	86	115,210	43,450	147	9,440	4,270
26	24,170	6,710	87	143,820	52,530	148	86,650	37,810
27	258,020	107,540	88	146,080	64,530	149	99,270	31,830
28	133,980	28,450	89	0,000	0,000	150	24,660	9,030
29	226,930	98,040	90	41,940	18,210	151	23,180	9,570
30	224,700	92,630	91	111,950	33,180	152	192,050	72,380
31	140,050	57,600	92	74,750	23,280	153	15,280	3,360
32	258,130	115,230	93	177,340	44,800	154	229,050	81,440
33	0,000	0,000	94	197,670	67,230	155	483,900	176,210
34	179,430	82,030	95	228,580	94,130	156	199,340	48,830
35	464,100	223,200	96	62,070	29,050	157	0,000	0,000
36	266,010	79,950	97	45,170	15,700	158	107,870	23,370
37	139,940	56,990	98	237,530	98,550	159	205,020	88,740
38	0,000	0,000	99	88,070	39,920	160	0,000	0,000
39	32,070	13,740	100	201,980	95,460	161	158,830	71,720
40	12,410	4,200	101	543,970	211,840	162	111,170	52,960
41	5,570	1,680	102	93,280	29,860	163	157,720	43,880

42	0,000	0,000	103	15,690	6,240	164	23,470	10,590
43	19,840	7,240	104	4,290	1,130	165	161,770	64,820
44	54,090	18,920	105	0,000	0,000	166	109,520	39,050
45	34,720	15,870	106	90,970	21,940	167	152,030	39,030
46	74,500	31,000	107	0,000	0,000	168	0,000	0,000
47	97,590	36,670	108	65,650	27,000	169	0,000	0,000
48	150,460	52,200	109	124,370	27,120	170	157,400	74,140
49	26,740	8,740	110	23,920	7,550	171	18,000	7,910
50	18,680	5,250	111	23,980	8,390	172	114,080	46,360
51	20,520	9,280	112	76,540	34,730	173	154,880	37,080
52	158,180	44,080	113	22,250	10,560	174	11,770	4,560
53	5,360	1,360	114	38,540	17,770	175	145,000	67,060
54	34,150	10,100	115	27,140	9,420	176	84,350	21,560
55	24,300	9,970	116	41,290	18,590	177	90,780	39,200
56	158,890	44,810	117	57,510	18,340	178	12,120	4,600
57	108,870	23,960	118	60,650	13,780	179	231,220	106,630
58	0,000	0,000	119	57,610	20,830	180	115,130	54,290
59	149,950	45,830	120	156,270	53,970	181	0,000	0,000
60	45,760	16,500	121	151,690	35,220	182	0,000	0,000
61	0,000	0,000	122	220,310	98,900			

Fonte: Ramírez-Rosado e Bernal-Agustín, (1998).

Tabela 40 - Dados de linha do sistema de 182 barras

Barra	De	Para	Distância (m)	Barra	De	Para	Distância (m)
1	181	150	620	105	114	110	228
2	181	149	620	106	110	103	288
3	149	2	64	107	95	59	131
4	150	178	64	108	59	86	98
5	2	3	175	109	59	123	295
6	3	4	170	110	123	125	15
7	2	5	354	111	123	65	284
8	178	179	354	112	123	124	132
9	5	6	205	113	123	122	240
10	182	174	30	114	122	121	185
11	7	8	105	115	121	120	260
12	8	9	320	116	120	98	192
13	8	10	153	117	98	95	104
14	182	10	154	118	121	128	86
15	174	1	410	119	128	129	73
16	181	1	1320	120	129	130	114
17	172	151	285	121	130	131	75
18	151	11	311	122	128	132	160
19	151	152	585	123	64	138	186
20	152	12	550	124	64	166	24

21	152	13	137	125	166	139	3
22	181	14	951	126	139	140	75
23	14	15	290	127	140	141	310
24	15	16	340	128	133	134	153
25	15	17	180	129	140	167	490
26	17	18	8	130	29	175	95
27	18	19	220	131	167	142	25
28	19	22	243	132	167	144	315
29	22	36	280	133	144	145	160
30	36	37	213	134	144	168	145
31	36	171	184	135	168	146	360
32	38	39	20	136	168	169	570
33	38	42	286	137	169	147	325
34	42	154	15	138	169	50	80
35	154	153	350	139	7	76	184
36	153	41	50	140	76	77	90
37	153	40	200	141	34	35	115
38	42	155	25	142	7	35	210
39	155	156	140	143	31	148	260
40	156	43	35	144	148	6	110
41	156	44	15	145	179	28	141
42	42	45	125	146	28	27	216
43	45	46	144	147	31	30	265
44	46	47	199	148	31	92	205
45	42	48	167	149	92	35	190
46	113	108	191	150	20	143	80
47	108	112	215	151	177	176	305
48	112	116	187	152	103	177	161
49	116	118	338	153	108	106	270
50	118	117	182	154	113	116	223
51	117	114	190	155	113	117	198
52	109	104	226	156	100	104	120
53	48	157	118	157	67	68	233
54	157	158	15	158	68	164	300
55	158	49	55	159	164	165	70
56	158	50	385	160	165	69	275
57	50	51	515	161	165	70	45
58	50	159	270	162	164	162	205
59	159	52	136	163	162	161	80
60	52	53	157	164	162	180	720
61	53	160	161	165	161	71	45
62	160	55	110	166	182	161	125
63	53	54	75	167	182	163	780
64	53	56	270	168	163	83	285
65	56	57	290	169	163	84	160

66	56	82	184	170	180	67	847
67	82	81	227	171	67	126	105
68	33	81	190	172	126	127	150
69	32	33	95	173	67	96	138
70	175	32	40	174	96	95	138
71	29	30	156	175	95	94	203
72	27	29	90	176	95	97	103
73	27	170	160	177	94	93	62
74	170	173	135	178	93	91	251
75	173	26	10	179	67	91	270
76	173	25	8	180	91	89	46
77	25	24	75	181	89	90	15
78	24	23	190	182	89	88	172
79	23	21	190	183	88	87	128
80	21	20	240	184	87	99	511
81	20	19	230	185	99	85	300
82	182	72	39	186	181	172	76
83	182	73	316	187	99	84	222
84	73	74	229	188	99	100	255
85	74	8	382	189	100	101	152
86	74	75	317	190	101	102	124
87	75	63	315	191	102	103	272
88	62	63	188	192	103	104	570
89	61	62	216	193	104	107	138
90	60	61	130	194	107	115	607
91	58	60	175	195	115	111	288
92	56	58	188	196	111	106	198
93	171	38	91	197	106	99	214
94	64	63	198	198	103	105	190
95	64	65	195	199	105	109	346
96	65	66	272	200	109	119	35
97	66	67	428	201	109	113	198
98	132	133	114	202	76	78	132
99	133	135	195	203	78	79	94
100	135	122	150	204	79	80	170
101	135	136	177	205	34	80	135
102	136	137	80	206	80	81	147
103	137	138	115	207	33	34	228
104	109	114	168				

---

Fonte: Ramírez-Rosado e Bernal-Agustín, (1998)

Tabela 41 - Dados dos condutores utilizados para o sistema de 182 barras

<b>Tipo</b>	<b>I<sub>max</sub></b>	<b>R (Ω/km)</b>	<b>X (Ω/km)</b>
1	150	0,3655	0,2520
2	250	0,2359	0,2402
3	350	0,1827	0,1260
4	400	0,1460	0,1233
5	500	0,1180	0,1201
6	600	0,0966	0,1140

Fonte: Benetti (2014)

Tabela 42 - Custos para recondutoramento e instalação: sistema de 182 barras

<b>Tipo</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>
0	20	30	42	50	67	85
1	-	23	37	40	58	76
2	-	-	30	35	50	66
3	-	-	29	43	53	53
4	-	-	-	-	35	45
5	-	-	-	-	-	38

Fonte: Benetti (2014)

**PLANEJAMENTO DE SISTEMAS DE BT****SISTEMA TESTE DE 76 BARRAS**

Tabela 43 - Dados de potência ativa e reativa

<b>Barra</b>	<b>Pa (W)</b>	<b>Qa (Var)</b>	<b>Pb (W)</b>	<b>Qb (Var)</b>	<b>Pc (W)</b>	<b>Qc (Var)</b>
1	142,60	60,75	142,60	60,75	0,00	0,00
2	142,60	60,75	0,00	0,00	142,60	60,75
3	0,00	0,00	142,60	60,75	142,60	60,75
4	142,60	60,75	142,60	60,75	0,00	0,00
5	142,60	60,75	0,00	0,00	142,60	60,75
6	0,00	0,00	142,60	60,75	142,60	60,75
7	142,60	60,75	142,60	60,75	0,00	0,00
8	142,60	60,75	0,00	0,00	142,60	60,75
9	0,00	0,00	142,60	60,75	142,60	60,75
10	142,60	60,75	142,60	60,75	0,00	0,00
11	142,60	60,75	0,00	0,00	142,60	60,75
12	0,00	0,00	142,60	60,75	142,60	60,75
13	142,60	60,75	142,60	60,75	0,00	0,00
14	142,60	60,75	0,00	0,00	142,60	60,75
15	0,00	0,00	142,60	60,75	142,60	60,75
16	142,60	60,75	142,60	60,75	0,00	0,00
17	142,60	60,75	0,00	0,00	142,60	60,75
18	0,00	0,00	142,60	60,75	142,60	60,75
19	142,60	60,75	142,60	60,75	0,00	0,00
20	142,60	60,75	0,00	0,00	142,60	60,75
21	0,00	0,00	142,60	60,75	142,60	60,75
22	1533,30	653,17	1533,30	653,17	1533,30	653,17
23	142,60	60,75	142,60	60,75	0,00	0,00
24	142,60	60,75	0,00	0,00	142,60	60,75
25	818,80	348,79	818,80	348,79	0,00	0,00
26	848,70	361,53	1697,40	723,06	848,70	361,53
27	1677,50	714,56	1677,50	714,56	1677,50	714,56
28	1677,50	714,56	1677,50	714,56	1677,50	714,56
29	2501,30	1065,50	2501,30	1065,50	1667,50	710,32
30	1677,50	714,56	1677,50	714,56	1677,50	714,56
31	1677,50	714,56	1677,50	714,56	1677,50	714,56
32	1677,50	714,56	1677,50	714,56	1677,50	714,56
33	848,70	361,53	1697,40	723,06	848,70	361,53
34	1677,50	714,56	1677,50	714,56	1677,50	714,56
35	1697,40	723,06	848,70	361,53	848,70	361,53
36	1677,50	714,56	1677,50	714,56	1677,50	714,56
37	1677,50	714,56	1677,50	714,56	1677,50	714,56
38	59,80	25,47	59,80	25,47	0,00	0,00
39	848,70	361,53	848,70	361,53	1697,40	723,06

40	0,00	0,00	59,80	25,47	59,80	25,47
41	3315,10	1412,10	3315,10	1412,10	3315,10	1412,10
42	3323,00	1415,50	2492,30	1061,70	2492,30	1061,70
43	3315,10	1412,10	3315,10	1412,10	3315,10	1412,10
44	2501,30	1065,50	2501,30	1065,50	1667,50	710,32
45	3315,10	1412,10	3315,10	1412,10	3315,10	1412,10
46	2492,30	1061,70	2492,30	1061,70	3323,00	1415,50
47	59,80	25,47	59,80	25,47	0,00	0,00
48	3210,80	1367,70	3210,80	1367,70	3210,80	1367,70
49	1667,50	710,32	2501,30	1065,50	2501,30	1065,50
50	2492,30	1061,70	3323,00	1415,50	2492,30	1061,70
51	2492,30	1061,70	2492,30	1061,70	3323,00	1415,50
52	3323,00	1415,50	2492,30	1061,70	2492,30	1061,70
53	2492,30	1061,70	3323,00	1415,50	2492,30	1061,70
54	2501,30	1065,50	1667,50	710,32	2501,30	1065,50
55	1677,50	714,56	1677,50	714,56	1677,50	714,56
56	59,80	25,47	0,00	0,00	59,80	25,47
57	2501,30	1065,50	1667,50	710,32	2501,30	1065,50
58	2492,30	1061,70	2492,30	1061,70	3323,00	1415,50
59	3315,10	1412,10	3315,10	1412,10	3315,10	1412,10
60	2501,30	1065,50	2501,30	1065,50	1667,50	710,32
61	3315,10	1412,10	3315,10	1412,10	3315,10	1412,10
62	4600,00	1959,50	5478,60	2333,80	5478,60	2333,80
63	59,80	25,47	59,80	25,47	0,00	0,00
64	3323,00	1415,50	2492,30	1061,70	2492,30	1061,70
65	3315,10	1412,10	3315,10	1412,10	3315,10	1412,10
66	1667,50	710,32	2501,30	1065,50	2501,30	1065,50
67	2492,30	1061,70	3323,00	1415,50	2492,30	1061,70
68	2492,30	1061,70	2492,30	1061,70	3323,00	1415,50
69	0,00	0,00	59,80	25,47	59,80	25,47
70	59,80	25,47	0,00	0,00	59,80	25,47
71	848,70	361,53	1697,40	723,06	848,70	361,53
72	1697,40	723,06	848,70	361,53	848,70	361,53
73	848,70	361,53	848,70	361,53	1697,40	723,06
74	1677,50	714,56	1677,50	714,56	1677,50	714,56
75	848,70	361,53	1697,40	723,06	848,70	361,53
76	1677,50	714,56	1677,50	714,56	1677,50	714,56

---

Fonte: Souza (2006)

Tabela 44 - Dados de linha do Sistema de 76 barras

<b>Linha</b>	<b>Nó Inicial</b>	<b>Nó Final</b>	<b>Linha</b>	<b>Nó Inicial</b>	<b>Nó Final</b>
<b>1</b>	1	2	<b>41</b>	39	40
<b>2</b>	2	3	<b>42</b>	41	42
<b>3</b>	3	4	<b>43</b>	42	43
<b>4</b>	4	5	<b>44</b>	43	44
<b>5</b>	5	6	<b>45</b>	44	45
<b>6</b>	6	7	<b>46</b>	45	46
<b>7</b>	7	8	<b>47</b>	46	47
<b>8</b>	8	9	<b>48</b>	47	48
<b>9</b>	9	10	<b>49</b>	48	49
<b>10</b>	10	11	<b>50</b>	49	50
<b>11</b>	11	12	<b>51</b>	50	51
<b>12</b>	12	13	<b>52</b>	51	52
<b>13</b>	13	14	<b>53</b>	52	53
<b>14</b>	13	15	<b>54</b>	53	54
<b>15</b>	15	16	<b>55</b>	54	55
<b>16</b>	15	21	<b>56</b>	55	56
<b>17</b>	16	17	<b>57</b>	55	57
<b>18</b>	17	18	<b>58</b>	56	40
<b>19</b>	18	19	<b>59</b>	57	58
<b>20</b>	19	20	<b>60</b>	58	59
<b>21</b>	21	22	<b>61</b>	59	60
<b>22</b>	22	23	<b>62</b>	60	61
<b>23</b>	23	24	<b>63</b>	61	62
<b>24</b>	24	25	<b>64</b>	62	63
<b>25</b>	25	26	<b>65</b>	62	64
<b>26</b>	25	27	<b>66</b>	63	70
<b>27</b>	26	69	<b>67</b>	64	65
<b>28</b>	27	28	<b>68</b>	65	66
<b>29</b>	28	29	<b>69</b>	66	67
<b>30</b>	29	30	<b>70</b>	67	68
<b>31</b>	29	31	<b>71</b>	68	26
<b>32</b>	31	32	<b>72</b>	70	71
<b>33</b>	32	33	<b>73</b>	71	72
<b>34</b>	33	34	<b>74</b>	71	73
<b>35</b>	34	35	<b>75</b>	72	30
<b>36</b>	35	36	<b>76</b>	73	74
<b>37</b>	36	37	<b>77</b>	74	75
<b>38</b>	37	38	<b>78</b>	75	76
<b>39</b>	37	41	<b>79</b>	76	39
<b>40</b>	38	40			

Fonte: Souza (2006)



**PLANEJAMENTO INTEGRADO MT/BT****SISTEMA TESTE DE 172 BARRAS**

Tabela 45 - Dados de barra de MT do sistema integrado MT/BT

<b>Barra</b>	<b>P (kw)</b>	<b>Q (kVar)</b>	<b>Barra</b>	<b>P (kw)</b>	<b>Q (kVar)</b>
<b>1</b>	14,582	8,807	<b>13</b>	0,000	0,000
<b>2</b>	13,681	14,676	<b>14</b>	0,000	0,000
<b>3</b>	13,681	14,676	<b>15</b>	0,000	0,000
<b>4</b>	0,000	0,000	<b>16</b>	0,000	0,000
<b>5</b>	7,200	4,462	<b>17</b>	16,582	8,807
<b>6</b>	14,582	8,807	<b>18</b>	0,000	0,000
<b>7</b>	0,000	0,000	<b>19</b>	0,000	0,000
<b>8</b>	14,280	8,850	<b>20</b>	13,681	14,676
<b>9</b>	0,000	0,000	<b>21</b>	0,000	0,000
<b>10</b>	16,660	10,325	<b>22</b>	24,681	14,676
<b>11</b>	16,660	10,325	<b>23</b>	0,000	0,000
<b>12</b>	0,000	0,000	<b>24</b>	14,582	8,807

Obs: Todas as cargas conectadas na MT são consideradas como cargas industriais.

Fonte: Dados do próprio autor

Tabela 46 - Dados de barra de BT do sistema integrado MT/BT

Barra	Pa (kW)	Qa(kVar)	Pb(kW)	Qb(kVar)	Pc(kW)	Qc(kVar)	Tipo
1	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	-
2	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	-
3	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	-
4	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	-
5	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	-
6	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	-
7	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	-
8	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	-
9	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	-
10	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	-
11	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	-
12	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	-
13	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	-
14	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	-
15	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	-
16	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	-
17	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	-
18	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	-
19	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	-
20	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	-
21	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	-
22	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	-
23	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	-
24	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	-
25	0,131100	0,055848	0,131100	0,055848	0,000000	0,000000	1
26	1,338600	0,570241	0,000000	0,000000	1,338600	0,570241	1
27	1,338600	0,570241	2,587500	1,102270	1,338600	0,570241	1
28	0,000000	0,000000	1,338600	0,570241	1,338600	0,570241	1
29	2,442600	1,040543	2,442600	1,040543	2,311500	0,984695	1
30	1,221300	0,520272	0,000000	0,000000	1,221300	0,520272	1
31	3,401700	1,449118	3,401700	1,449118	2,180400	0,928847	1
32	4,491900	1,913541	4,491900	1,913541	4,360800	1,857693	1
33	4,491900	1,913541	4,360800	1,857693	4,491900	1,913541	1
34	4,360800	1,857693	4,491900	1,913541	4,491900	1,913541	1
35	5,451000	2,322116	5,582100	2,377965	6,672300	2,842388	1
36	4,491900	1,913541	4,360800	1,857693	4,491900	1,913541	1
37	4,491900	1,913541	4,360800	1,857693	4,491900	1,913541	2
38	2,180400	0,928847	3,401700	1,449118	3,401700	1,449118	1
39	4,491900	1,913541	4,491900	1,913541	4,360800	1,857693	1
40	3,401700	1,449118	3,401700	1,449118	2,180400	0,928847	1
41	0,131100	0,055848	0,131100	0,055848	0,000000	0,000000	1
42	0,131100	0,055848	0,000000	0,000000	0,131100	0,055848	1
43	2,546100	1,084634	2,546100	1,084634	2,415000	1,028786	1

44	2,546100	1,084634	2,415000	1,028786	2,546100	1,084634	1
45	2,415000	1,028786	2,546100	1,084634	2,546100	1,084634	1
46	2,415000	1,028786	1,338600	0,570241	1,200600	0,511453	1
47	2,546100	1,084634	2,546100	1,084634	2,415000	1,028786	1
48	0,131100	0,055848	0,000000	0,000000	0,131100	0,055848	1
49	3,484500	1,484391	4,471200	1,904723	3,484500	1,484391	1
50	4,602300	1,960572	4,471200	1,904723	4,602300	1,960572	1
51	4,471200	1,904723	4,602300	1,960572	4,602300	1,960572	1
52	3,484500	1,484391	2,235600	0,952362	3,484500	1,484391	1
53	2,546100	1,084634	2,415000	1,028786	2,546100	1,084634	2
54	16,773900	7,145651	16,767000	7,142712	15,821700	6,740016	1
55	2,546100	1,084634	2,546100	1,084634	2,415000	1,028786	1
56	2,415000	1,028786	2,546100	1,084634	2,546100	1,084634	1
57	2,546100	1,084634	2,415000	1,028786	2,546100	1,084634	1
58	4,602300	1,960572	4,602300	1,960572	4,471200	1,904723	1
59	4,602300	1,960572	4,602300	1,960572	4,471200	1,904723	1
60	4,471200	1,904723	4,602300	1,960572	4,602300	1,960572	1
61	4,471200	1,904723	3,484500	1,484391	3,484500	1,484391	1
62	4,133100	1,760693	4,002000	1,704845	4,133100	1,760693	1
63	3,484500	1,484391	2,235600	0,952362	3,484500	1,484391	1
64	1,117800	0,476181	0,131100	0,055848	1,248900	0,532029	1
65	3,401700	1,449118	4,360800	1,857693	3,401700	1,449118	1
66	2,311500	0,984695	2,311500	0,984695	2,180400	0,928847	1
67	1,221300	0,520272	0,131100	0,055848	1,090200	0,464423	1
68	1,090200	0,464423	1,221300	0,520272	0,131100	0,055848	1
69	3,401700	1,449118	3,401700	1,449118	4,360800	1,857693	2
70	4,491900	1,913541	4,360800	1,857693	4,491900	1,913541	1
71	4,360800	1,857693	4,491900	1,913541	4,491900	1,913541	1
72	5,451000	2,322116	6,672300	2,842388	5,582100	2,377965	1
73	4,491900	1,913541	4,491900	1,913541	4,360800	1,857693	1
74	4,360800	1,857693	4,491900	1,913541	4,491900	1,913541	1
75	4,491900	1,913541	4,360800	1,857693	4,491900	1,913541	1
76	2,311500	0,984695	2,442600	1,040543	2,442600	1,040543	1
77	2,311500	0,984695	2,180400	0,928847	2,311500	0,984695	1
78	0,131100	0,055848	0,000000	0,000000	0,131100	0,055848	1
79	0,131100	0,055848	0,131100	0,055848	0,000000	0,000000	1
80	1,338600	0,570241	0,000000	0,000000	1,338600	0,570241	1
81	1,338600	0,570241	2,587500	1,102270	1,338600	0,570241	1
82	0,000000	0,000000	1,338600	0,570241	1,338600	0,570241	1
83	2,442600	1,040543	2,442600	1,040543	2,311500	0,984695	1
84	1,221300	0,520272	0,000000	0,000000	1,221300	0,520272	1
85	3,401700	1,449118	3,401700	1,449118	2,180400	0,928847	1
86	4,491900	1,913541	4,491900	1,913541	4,360800	1,857693	1
87	4,491900	1,913541	4,360800	1,857693	4,491900	1,913541	2
88	4,360800	1,857693	4,491900	1,913541	4,491900	1,913541	1

89	5,451000	2,322116	5,582100	2,377965	6,672300	2,842388	1
90	4,491900	1,913541	4,360800	1,857693	4,491900	1,913541	1
91	4,491900	1,913541	4,360800	1,857693	4,491900	1,913541	1
92	2,180400	0,928847	3,401700	1,449118	3,401700	1,449118	1
93	4,491900	1,913541	4,491900	1,913541	4,360800	1,857693	1
94	3,401700	1,449118	3,401700	1,449118	2,180400	0,928847	1
95	0,131100	0,055848	0,131100	0,055848	0,000000	0,000000	1
96	0,131100	0,055848	0,000000	0,000000	0,131100	0,055848	1
97	2,546100	1,084634	2,546100	1,084634	2,415000	1,028786	1
98	2,546100	1,084634	2,415000	1,028786	2,546100	1,084634	1
99	2,415000	1,028786	2,546100	1,084634	2,546100	1,084634	1
100	2,415000	1,028786	1,338600	0,570241	1,200600	0,511453	1
101	2,546100	1,084634	2,546100	1,084634	2,415000	1,028786	1
102	0,131100	0,055848	0,000000	0,000000	0,131100	0,055848	1
103	3,484500	1,484391	4,471200	1,904723	3,484500	1,484391	1
104	4,602300	1,960572	4,471200	1,904723	4,602300	1,960572	1
105	4,471200	1,904723	4,602300	1,960572	4,602300	1,960572	1
106	3,484500	1,484391	2,235600	0,952362	3,484500	1,484391	1
107	2,546100	1,084634	2,415000	1,028786	2,546100	1,084634	1
108	16,773900	7,145651	16,767000	7,142712	15,821700	6,740016	1
109	2,546100	1,084634	2,546100	1,084634	2,415000	1,028786	2
110	2,415000	1,028786	2,546100	1,084634	2,546100	1,084634	1
111	2,546100	1,084634	2,415000	1,028786	2,546100	1,084634	1
112	4,602300	1,960572	4,602300	1,960572	4,471200	1,904723	1
113	4,602300	1,960572	4,602300	1,960572	4,471200	1,904723	1
114	4,471200	1,904723	4,602300	1,960572	4,602300	1,960572	1
115	4,471200	1,904723	3,484500	1,484391	3,484500	1,484391	1
116	4,133100	1,760693	4,002000	1,704845	4,133100	1,760693	1
117	3,484500	1,484391	2,235600	0,952362	3,484500	1,484391	1
118	1,117800	0,476181	0,131100	0,055848	1,248900	0,532029	1
119	3,401700	1,449118	4,360800	1,857693	3,401700	1,449118	1
120	2,311500	0,984695	2,311500	0,984695	2,180400	0,928847	1
121	1,221300	0,520272	0,131100	0,055848	1,090200	0,464423	1
122	1,090200	0,464423	1,221300	0,520272	0,131100	0,055848	1
123	3,401700	1,449118	3,401700	1,449118	4,360800	1,857693	1
124	4,491900	1,913541	4,360800	1,857693	4,491900	1,913541	1
125	4,360800	1,857693	4,491900	1,913541	4,491900	1,913541	1
126	5,451000	2,322116	6,672300	2,842388	5,582100	2,377965	1
127	4,491900	1,913541	4,491900	1,913541	4,360800	1,857693	2
128	4,360800	1,857693	4,491900	1,913541	4,491900	1,913541	1
129	4,491900	1,913541	4,360800	1,857693	4,491900	1,913541	1
130	2,311500	0,984695	2,442600	1,040543	2,442600	1,040543	1
131	2,311500	0,984695	2,180400	0,928847	2,311500	0,984695	1
132	0,131100	0,055848	0,000000	0,000000	0,131100	0,055848	1
133	0,131100	0,055848	0,131100	0,055848	0,000000	0,000000	1

134	1,338600	0,570241	0,000000	0,000000	1,338600	0,570241	1
135	1,338600	0,570241	2,587500	1,102270	1,338600	0,570241	1
136	0,000000	0,000000	1,338600	0,570241	1,338600	0,570241	1
137	2,442600	1,040543	2,442600	1,040543	2,311500	0,984695	1
138	1,221300	0,520272	0,000000	0,000000	1,221300	0,520272	1
139	3,401700	1,449118	3,401700	1,449118	2,180400	0,928847	1
140	4,491900	1,913541	4,491900	1,913541	4,360800	1,857693	1
141	4,491900	1,913541	4,360800	1,857693	4,491900	1,913541	1
142	4,360800	1,857693	4,491900	1,913541	4,491900	1,913541	1
143	5,451000	2,322116	5,582100	2,377965	6,672300	2,842388	1
144	4,491900	1,913541	4,360800	1,857693	4,491900	1,913541	1
145	4,491900	1,913541	4,360800	1,857693	4,491900	1,913541	1
146	2,180400	0,928847	3,401700	1,449118	3,401700	1,449118	1
147	4,491900	1,913541	4,491900	1,913541	4,360800	1,857693	2
148	3,401700	1,449118	3,401700	1,449118	2,180400	0,928847	1
149	0,131100	0,055848	0,131100	0,055848	0,000000	0,000000	1
150	0,131100	0,055848	0,000000	0,000000	0,131100	0,055848	1
151	2,546100	1,084634	2,546100	1,084634	2,415000	1,028786	1
152	2,546100	1,084634	2,415000	1,028786	2,546100	1,084634	1
153	2,415000	1,028786	2,546100	1,084634	2,546100	1,084634	1
154	2,415000	1,028786	1,338600	0,570241	1,200600	0,511453	1
155	2,546100	1,084634	2,546100	1,084634	2,415000	1,028786	1
156	0,131100	0,055848	0,000000	0,000000	0,131100	0,055848	1
157	3,484500	1,484391	4,471200	1,904723	3,484500	1,484391	1
158	4,602300	1,960572	4,471200	1,904723	4,602300	1,960572	1
159	4,471200	1,904723	4,602300	1,960572	4,602300	1,960572	1
160	3,484500	1,484391	2,235600	0,952362	3,484500	1,484391	1
161	2,546100	1,084634	2,415000	1,028786	2,546100	1,084634	1
162	16,773900	7,145651	16,767000	7,142712	15,821700	6,740016	1
163	2,546100	1,084634	2,546100	1,084634	2,415000	1,028786	1
164	2,415000	1,028786	2,546100	1,084634	2,546100	1,084634	1
165	2,546100	1,084634	2,415000	1,028786	2,546100	1,084634	2
166	4,602300	1,960572	4,602300	1,960572	4,471200	1,904723	1
167	4,602300	1,960572	4,602300	1,960572	4,471200	1,904723	1
168	4,471200	1,904723	4,602300	1,960572	4,602300	1,960572	1
169	4,471200	1,904723	3,484500	1,484391	3,484500	1,484391	1
170	4,133100	1,760693	4,002000	1,704845	4,133100	1,760693	1
171	3,484500	1,484391	2,235600	0,952362	3,484500	1,484391	1
172	1,117800	0,476181	0,131100	0,055848	1,248900	0,532029	1

Obs: Tipo de carga – 1 (residencial), 2 (comercial).

Fonte: Dados do próprio autor

Tabela 47 - Dados de linha de MT do sistema integrado MT/BT

<b>Ramo</b>	<b>De</b>	<b>Para</b>	<b>Cond.</b>	<b>Dist. (m)</b>	<b>Ramo</b>	<b>De</b>	<b>Para</b>	<b>Cond.</b>	<b>Dist. (m)</b>
<b>1</b>	21	1	2	150	<b>17</b>	24	5	0	350
<b>2</b>	21	2	1	250	<b>18</b>	24	18	0	250
<b>3</b>	1	14	0	200	<b>19</b>	24	20	0	200
<b>4</b>	1	5	0	400	<b>20</b>	5	6	0	400
<b>5</b>	1	9	0	200	<b>21</b>	6	13	0	350
<b>6</b>	2	12	0	100	<b>22</b>	6	17	0	350
<b>7</b>	2	3	0	350	<b>23</b>	22	6	0	550
<b>8</b>	3	23	0	300	<b>24</b>	22	17	0	200
<b>9</b>	23	10	0	150	<b>25</b>	22	8	0	500
<b>10</b>	23	11	0	350	<b>26</b>	8	7	0	300
<b>11</b>	3	10	0	150	<b>27</b>	7	11	0	150
<b>12</b>	3	16	0	250	<b>28</b>	7	19	0	200
<b>13</b>	9	4	0	300	<b>29</b>	15	19	0	150
<b>14</b>	4	7	0	450	<b>30</b>	14	18	0	300
<b>15</b>	4	15	0	200	<b>31</b>	15	17	0	300
<b>16</b>	4	16	0	250	<b>32</b>	16	10	0	150

Fonte: Dados do próprio autor

Tabela 48 - Dados de linha de BT do sistema integrado MT/BT

<b>Linha</b>	<b>De</b>	<b>Para</b>	<b>Linha</b>	<b>De</b>	<b>Para</b>	<b>Linha</b>	<b>De</b>	<b>Para</b>	<b>Linha</b>	<b>De</b>	<b>Para</b>
<b>1</b>	14	27	<b>45</b>	61	1	<b>89</b>	17	103	<b>133</b>	15	141
<b>2</b>	27	26	<b>46</b>	1	25	<b>90</b>	103	104	<b>134</b>	4	142
<b>3</b>	26	25	<b>47</b>	5	65	<b>91</b>	104	105	<b>135</b>	142	143
<b>4</b>	14	28	<b>48</b>	65	66	<b>92</b>	17	106	<b>136</b>	143	144
<b>5</b>	28	29	<b>49</b>	66	67	<b>93</b>	106	107	<b>137</b>	143	145
<b>6</b>	29	30	<b>50</b>	67	68	<b>94</b>	107	108	<b>138</b>	145	146
<b>7</b>	30	31	<b>51</b>	68	69	<b>95</b>	108	109	<b>139</b>	146	147
<b>8</b>	14	32	<b>52</b>	69	70	<b>96</b>	109	110	<b>140</b>	9	147
<b>9</b>	32	33	<b>53</b>	70	71	<b>97</b>	110	111	<b>141</b>	9	148
<b>10</b>	33	34	<b>54</b>	6	71	<b>98</b>	6	111	<b>142</b>	148	149
<b>11</b>	34	35	<b>55</b>	6	72	<b>99</b>	17	112	<b>143</b>	149	150
<b>12</b>	35	36	<b>56</b>	72	73	<b>100</b>	112	113	<b>144</b>	1	150
<b>13</b>	18	36	<b>57</b>	73	74	<b>101</b>	113	114	<b>145</b>	1	25
<b>14</b>	18	37	<b>58</b>	74	75	<b>102</b>	114	115	<b>146</b>	4	151
<b>15</b>	37	38	<b>59</b>	75	76	<b>103</b>	115	116	<b>147</b>	151	152
<b>16</b>	18	39	<b>60</b>	76	77	<b>104</b>	15	116	<b>148</b>	152	153
<b>17</b>	39	40	<b>61</b>	13	77	<b>105</b>	15	117	<b>149</b>	153	154
<b>18</b>	40	41	<b>62</b>	13	78	<b>106</b>	117	118	<b>150</b>	16	154
<b>19</b>	41	42	<b>63</b>	13	79	<b>107</b>	19	118	<b>151</b>	16	155
<b>20</b>	24	42	<b>64</b>	79	80	<b>108</b>	19	119	<b>152</b>	155	156
<b>21</b>	24	43	<b>65</b>	6	81	<b>109</b>	119	120	<b>153</b>	10	156
<b>22</b>	43	44	<b>66</b>	81	82	<b>110</b>	19	121	<b>154</b>	10	157
<b>23</b>	44	45	<b>67</b>	82	83	<b>111</b>	121	122	<b>155</b>	157	158

<b>24</b>	20	45	<b>68</b>	83	84	<b>112</b>	122	123	<b>156</b>	3	158
<b>25</b>	20	46	<b>69</b>	84	85	<b>113</b>	7	123	<b>157</b>	16	159
<b>26</b>	46	47	<b>70</b>	85	86	<b>114</b>	7	124	<b>158</b>	159	160
<b>27</b>	24	48	<b>71</b>	86	87	<b>115</b>	124	125	<b>159</b>	160	161
<b>28</b>	48	49	<b>72</b>	87	88	<b>116</b>	125	126	<b>160</b>	161	162
<b>29</b>	49	50	<b>73</b>	88	89	<b>117</b>	126	127	<b>161</b>	3	162
<b>30</b>	49	51	<b>74</b>	89	90	<b>118</b>	127	128	<b>162</b>	12	167
<b>31</b>	51	52	<b>75</b>	22	90	<b>119</b>	7	129	<b>163</b>	167	168
<b>32</b>	52	53	<b>76</b>	22	91	<b>120</b>	129	130	<b>164</b>	168	169
<b>33</b>	53	54	<b>77</b>	91	92	<b>121</b>	7	131	<b>165</b>	168	170
<b>34</b>	5	54	<b>78</b>	92	93	<b>122</b>	131	132	<b>166</b>	170	171
<b>35</b>	5	55	<b>79</b>	22	94	<b>123</b>	132	133	<b>167</b>	168	172
<b>36</b>	55	56	<b>80</b>	94	95	<b>124</b>	133	134	<b>168</b>	12	165
<b>37</b>	56	57	<b>81</b>	95	96	<b>125</b>	134	135	<b>169</b>	165	166
<b>38</b>	57	58	<b>82</b>	96	97	<b>126</b>	135	136	<b>170</b>	12	163
<b>39</b>	58	59	<b>83</b>	95	98	<b>127</b>	136	137	<b>171</b>	163	164
<b>40</b>	59	60	<b>84</b>	98	99	<b>128</b>	137	138	<b>172</b>	163	2
<b>41</b>	60	61	<b>85</b>	99	100	<b>129</b>	4	138	<b>173</b>	128	8
<b>42</b>	60	62	<b>86</b>	100	101	<b>130</b>	4	139	<b>174</b>	130	11
<b>43</b>	62	63	<b>87</b>	101	102	<b>131</b>	139	140			
<b>44</b>	63	64	<b>88</b>	17	93	<b>132</b>	140	141			

Observação: A distância entre todas as linhas de BT (distância entre barras) é de 50 metros.

Fonte: Dados do próprio autor

## SISTEMA TESTE DE 412 BARRAS

Tabela 49 - Dados de barra de MT do Sistema Integrado MT/BT

Barra	P (kw)	Q (kVar)	Barra	P (kw)	Q (kVar)
1	20,832	12,581	26	0,000	0,000
2	10,285	6,374	27	10,285	6,374
3	10,285	6,374	28	0,000	0,000
4	0,000	0,000	29	10,285	6,374
5	10,285	6,374	30	0,000	0,000
6	20,832	12,581	31	0,000	0,000
7	0,000	0,000	32	20,400	12,643
8	0,000	0,000	33	10,285	6,374
9	0,000	0,000	34	0,000	0,000
10	20,400	12,643	35	0,000	0,000
11	10,285	6,374	36	20,400	12,643
12	0,000	0,000	37	10,285	6,374
13	0,000	0,000	38	0,000	0,000
14	0,000	0,000	39	10,285	6,374
15	0,000	0,000	40	0,000	0,000
16	0,000	0,000	41	0,000	0,000
17	20,832	12,581	42	0,000	0,000
18	0,000	0,000	43	10,285	6,374
19	0,000	0,000	44	20,400	12,642
20	0,000	0,000	45	10,285	6,374
21	0,000	0,000	46	0,000	0,000
22	0,000	0,000	47	10,285	6,374
23	0,000	0,000	48	0,000	0,000
24	10,285	6,374	49	0,000	0,000
25	20,832	12,581	50	0,000	0,000

Obs: Todas as cargas conectadas na MT são do tipo industriais.

Fonte: Dados do próprio autor



Tabela 50 - Dados de barra de MT do sistema integrado MT/BT

Barra	Pa (kW)	Qa (kVar)	Pb (kW)	Qb (kVar)	Pc (kW)	Qc (kVar)	Tipo
1	0,104880	0,044679	0,104880	0,044679	0,000000	0,000000	1
2	1,070880	0,456193	0,000000	0,000000	1,070880	0,456193	1
3	1,070880	0,456193	2,070000	0,881816	1,070880	0,456193	2
4	0,000000	0,000000	1,070880	0,456193	1,070880	0,456193	1
5	1,954080	0,832435	1,954080	0,832435	1,849200	0,787756	1
6	0,977040	0,416217	0,000000	0,000000	0,977040	0,416217	1
7	2,721360	1,159295	2,721360	1,159295	1,744320	0,743077	1
8	3,593520	1,530833	3,593520	1,530833	3,488640	1,486154	1
9	3,593520	1,530833	3,488640	1,486154	3,593520	1,530833	1
10	3,488640	1,486154	3,593520	1,530833	3,593520	1,530833	1
11	4,360800	1,857693	4,465680	1,902372	5,337840	2,273910	1
12	3,593520	1,530833	3,488640	1,486154	3,593520	1,530833	1
13	3,593520	1,530833	3,488640	1,486154	3,593520	1,530833	1
14	1,744320	0,743077	2,721360	1,159295	2,721360	1,159295	1
15	3,593520	1,530833	3,593520	1,530833	3,488640	1,486154	1
16	2,721360	1,159295	2,721360	1,159295	1,744320	0,743077	1
17	0,104880	0,044679	0,104880	0,044679	0,000000	0,000000	1
18	0,104880	0,044679	0,000000	0,000000	0,104880	0,044679	1
19	2,036880	0,867707	2,036880	0,867707	1,932000	0,823029	2
20	2,036880	0,867707	1,932000	0,823029	2,036880	0,867707	1
21	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	1
22	0,104880	0,044679	0,000000	0,000000	0,104880	0,044679	1
23	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	1
24	2,036880	0,867707	1,932000	0,823029	2,036880	0,867707	2
25	0,104880	0,044679	0,104880	0,044679	0,000000	0,000000	1
26	1,070880	0,456193	0,000000	0,000000	1,070880	0,456193	1
27	1,070880	0,456193	2,070000	0,881816	1,070880	0,456193	1
28	0,000000	0,000000	1,070880	0,456193	1,070880	0,456193	1
29	1,954080	0,832435	1,954080	0,832435	1,849200	0,787756	1
30	0,977040	0,416217	0,000000	0,000000	0,977040	0,416217	1
31	2,721360	1,159295	2,721360	1,159295	1,744320	0,743077	1
32	3,593520	1,530833	3,593520	1,530833	3,488640	1,486154	1
33	3,593520	1,530833	3,488640	1,486154	3,593520	1,530833	1
34	3,488640	1,486154	3,593520	1,530833	3,593520	1,530833	1
35	4,360800	1,857693	4,465680	1,902372	5,337840	2,273910	1
36	3,593520	1,530833	3,488640	1,486154	3,593520	1,530833	1
37	3,593520	1,530833	3,488640	1,486154	3,593520	1,530833	1
38	1,744320	0,743077	2,721360	1,159295	2,721360	1,159295	1
39	3,593520	1,530833	3,593520	1,530833	3,488640	1,486154	1
40	2,721360	1,159295	2,721360	1,159295	1,744320	0,743077	2
41	0,104880	0,044679	0,104880	0,044679	0,000000	0,000000	1
42	0,104880	0,044679	0,000000	0,000000	0,104880	0,044679	1
43	2,036880	0,867707	2,036880	0,867707	1,932000	0,823029	1

44	2,036880	0,867707	1,932000	0,823029	2,036880	0,867707	1
45	1,932000	0,823029	2,036880	0,867707	2,036880	0,867707	2
46	1,932000	0,823029	1,070880	0,456193	0,960480	0,409163	1
47	2,036880	0,867707	2,036880	0,867707	1,932000	0,823029	1
48	0,104880	0,044679	0,000000	0,000000	0,104880	0,044679	1
49	2,787600	1,187513	3,576960	1,523779	2,787600	1,187513	1
50	3,681840	1,568457	3,576960	1,523779	3,681840	1,568457	1
51	3,576960	1,523779	3,681840	1,568457	3,681840	1,568457	1
52	2,787600	1,187513	1,788480	0,761889	2,787600	1,187513	1
53	2,036880	0,867707	1,932000	0,823029	2,036880	0,867707	1
54	13,419120	5,716521	13,413600	5,714170	12,657360	5,392013	1
55	2,036880	0,867707	2,036880	0,867707	1,932000	0,823029	1
56	1,932000	0,823029	2,036880	0,867707	2,036880	0,867707	1
57	2,036880	0,867707	1,932000	0,823029	2,036880	0,867707	1
58	3,681840	1,568457	3,681840	1,568457	3,576960	1,523779	1
59	3,681840	1,568457	3,681840	1,568457	3,576960	1,523779	1
60	3,576960	1,523779	3,681840	1,568457	3,681840	1,568457	1
61	3,576960	1,523779	2,787600	1,187513	2,787600	1,187513	2
62	3,306480	1,408555	3,201600	1,363876	3,306480	1,408555	1
63	2,787600	1,187513	1,788480	0,761889	2,787600	1,187513	1
64	0,894240	0,380945	0,104880	0,044679	0,999120	0,425623	1
65	2,721360	1,159295	3,488640	1,486154	2,721360	1,159295	1
66	1,849200	0,787756	1,849200	0,787756	1,744320	0,743077	1
67	0,977040	0,416217	0,104880	0,044679	0,872160	0,371539	1
68	0,872160	0,371539	0,977040	0,416217	0,104880	0,044679	1
69	2,721360	1,159295	2,721360	1,159295	3,488640	1,486154	2
70	3,593520	1,530833	3,488640	1,486154	3,593520	1,530833	1
71	3,488640	1,486154	3,593520	1,530833	3,593520	1,530833	1
72	4,360800	1,857693	5,337840	2,273910	4,465680	1,902372	1
73	3,593520	1,530833	3,593520	1,530833	3,488640	1,486154	1
74	3,488640	1,486154	3,593520	1,530833	3,593520	1,530833	1
75	3,593520	1,530833	3,488640	1,486154	3,593520	1,530833	1
76	1,849200	0,787756	1,954080	0,832435	1,954080	0,832435	1
77	1,849200	0,787756	1,744320	0,743077	1,849200	0,787756	1
78	0,104880	0,044679	0,000000	0,000000	0,104880	0,044679	1
79	0,104880	0,044679	0,104880	0,044679	0,000000	0,000000	1
80	1,070880	0,456193	0,000000	0,000000	1,070880	0,456193	1
81	1,070880	0,456193	2,070000	0,881816	1,070880	0,456193	1
82	0,000000	0,000000	1,070880	0,456193	1,070880	0,456193	1
83	1,954080	0,832435	1,954080	0,832435	1,849200	0,787756	1
84	0,977040	0,416217	0,000000	0,000000	0,977040	0,416217	1
85	2,721360	1,159295	2,721360	1,159295	1,744320	0,743077	1
86	3,593520	1,530833	3,593520	1,530833	3,488640	1,486154	1
87	3,593520	1,530833	3,488640	1,486154	3,593520	1,530833	2
88	3,488640	1,486154	3,593520	1,530833	3,593520	1,530833	1

89	4,360800	1,857693	4,465680	1,902372	5,337840	2,273910	1
90	3,593520	1,530833	3,488640	1,486154	3,593520	1,530833	1
91	3,593520	1,530833	3,488640	1,486154	3,593520	1,530833	1
92	1,744320	0,743077	2,721360	1,159295	2,721360	1,159295	1
93	3,593520	1,530833	3,593520	1,530833	3,488640	1,486154	1
94	2,721360	1,159295	2,721360	1,159295	1,744320	0,743077	1
95	0,104880	0,044679	0,104880	0,044679	0,000000	0,000000	1
96	0,104880	0,044679	0,000000	0,000000	0,104880	0,044679	1
97	2,036880	0,867707	2,036880	0,867707	1,932000	0,823029	1
98	2,036880	0,867707	1,932000	0,823029	2,036880	0,867707	1
99	1,932000	0,823029	2,036880	0,867707	2,036880	0,867707	1
100	1,932000	0,823029	1,070880	0,456193	0,960480	0,409163	1
101	2,036880	0,867707	2,036880	0,867707	1,932000	0,823029	1
102	0,104880	0,044679	0,000000	0,000000	0,104880	0,044679	1
103	2,787600	1,187513	3,576960	1,523779	2,787600	1,187513	1
104	3,681840	1,568457	3,576960	1,523779	3,681840	1,568457	1
105	3,576960	1,523779	3,681840	1,568457	3,681840	1,568457	1
106	2,787600	1,187513	1,788480	0,761889	2,787600	1,187513	1
107	2,036880	0,867707	1,932000	0,823029	2,036880	0,867707	1
108	13,419120	5,716521	13,413600	5,714170	12,657360	5,392013	1
109	2,036880	0,867707	2,036880	0,867707	1,932000	0,823029	2
110	1,932000	0,823029	2,036880	0,867707	2,036880	0,867707	1
111	2,036880	0,867707	1,932000	0,823029	2,036880	0,867707	1
112	3,681840	1,568457	3,681840	1,568457	3,576960	1,523779	1
113	3,681840	1,568457	3,681840	1,568457	3,576960	1,523779	1
114	3,576960	1,523779	3,681840	1,568457	3,681840	1,568457	1
115	3,576960	1,523779	2,787600	1,187513	2,787600	1,187513	1
116	3,306480	1,408555	3,201600	1,363876	3,306480	1,408555	1
117	2,787600	1,187513	1,788480	0,761889	2,787600	1,187513	1
118	0,894240	0,380945	0,104880	0,044679	0,999120	0,425623	1
119	2,721360	1,159295	3,488640	1,486154	2,721360	1,159295	1
120	1,849200	0,787756	1,849200	0,787756	1,744320	0,743077	1
121	0,977040	0,416217	0,104880	0,044679	0,872160	0,371539	1
122	0,872160	0,371539	0,977040	0,416217	0,104880	0,044679	1
123	2,721360	1,159295	2,721360	1,159295	3,488640	1,486154	1
124	3,593520	1,530833	3,488640	1,486154	3,593520	1,530833	1
125	3,488640	1,486154	3,593520	1,530833	3,593520	1,530833	1
126	4,360800	1,857693	5,337840	2,273910	4,465680	1,902372	1
127	3,593520	1,530833	3,593520	1,530833	3,488640	1,486154	2
128	3,488640	1,486154	3,593520	1,530833	3,593520	1,530833	1
129	3,593520	1,530833	3,488640	1,486154	3,593520	1,530833	1
130	1,849200	0,787756	1,954080	0,832435	1,954080	0,832435	1
131	1,849200	0,787756	1,744320	0,743077	1,849200	0,787756	1
132	0,104880	0,044679	0,000000	0,000000	0,104880	0,044679	1
133	0,104880	0,044679	0,104880	0,044679	0,000000	0,000000	1

134	1,070880	0,456193	0,000000	0,000000	1,070880	0,456193	1
135	1,070880	0,456193	2,070000	0,881816	1,070880	0,456193	1
136	0,000000	0,000000	1,070880	0,456193	1,070880	0,456193	1
137	1,954080	0,832435	1,954080	0,832435	1,849200	0,787756	1
138	0,977040	0,416217	0,000000	0,000000	0,977040	0,416217	1
139	2,721360	1,159295	2,721360	1,159295	1,744320	0,743077	1
140	3,593520	1,530833	3,593520	1,530833	3,488640	1,486154	1
141	3,593520	1,530833	3,488640	1,486154	3,593520	1,530833	1
142	3,488640	1,486154	3,593520	1,530833	3,593520	1,530833	1
143	4,360800	1,857693	4,465680	1,902372	5,337840	2,273910	1
144	3,593520	1,530833	3,488640	1,486154	3,593520	1,530833	1
145	3,593520	1,530833	3,488640	1,486154	3,593520	1,530833	1
146	1,744320	0,743077	2,721360	1,159295	2,721360	1,159295	1
147	3,593520	1,530833	3,593520	1,530833	3,488640	1,486154	2
148	2,721360	1,159295	2,721360	1,159295	1,744320	0,743077	1
149	0,104880	0,044679	0,104880	0,044679	0,000000	0,000000	1
150	0,104880	0,044679	0,000000	0,000000	0,104880	0,044679	1
151	2,036880	0,867707	2,036880	0,867707	1,932000	0,823029	1
152	2,036880	0,867707	1,932000	0,823029	2,036880	0,867707	1
153	1,932000	0,823029	2,036880	0,867707	2,036880	0,867707	1
154	1,932000	0,823029	1,070880	0,456193	0,960480	0,409163	1
155	2,036880	0,867707	2,036880	0,867707	1,932000	0,823029	1
156	0,104880	0,044679	0,000000	0,000000	0,104880	0,044679	1
157	2,787600	1,187513	3,576960	1,523779	2,787600	1,187513	1
158	3,681840	1,568457	3,576960	1,523779	3,681840	1,568457	1
159	3,576960	1,523779	3,681840	1,568457	3,681840	1,568457	1
160	2,787600	1,187513	1,788480	0,761889	2,787600	1,187513	1
161	2,036880	0,867707	1,932000	0,823029	2,036880	0,867707	1
162	13,419120	5,716521	13,413600	5,714170	12,657360	5,392013	1
163	2,036880	0,867707	2,036880	0,867707	1,932000	0,823029	1
164	1,932000	0,823029	2,036880	0,867707	2,036880	0,867707	1
165	2,036880	0,867707	1,932000	0,823029	2,036880	0,867707	2
166	3,681840	1,568457	3,681840	1,568457	3,576960	1,523779	1
167	3,681840	1,568457	3,681840	1,568457	3,576960	1,523779	1
168	3,576960	1,523779	3,681840	1,568457	3,681840	1,568457	1
169	3,576960	1,523779	2,787600	1,187513	2,787600	1,187513	1
170	3,306480	1,408555	3,201600	1,363876	3,306480	1,408555	1
171	2,787600	1,187513	1,788480	0,761889	2,787600	1,187513	1
172	0,894240	0,380945	0,104880	0,044679	0,999120	0,425623	1
173	0,104880	0,044679	0,104880	0,044679	0,000000	0,000000	1
174	1,070880	0,456193	0,000000	0,000000	1,070880	0,456193	1
175	1,070880	0,456193	2,070000	0,881816	1,070880	0,456193	2
176	0,000000	0,000000	1,070880	0,456193	1,070880	0,456193	1
177	1,954080	0,832435	1,954080	0,832435	1,849200	0,787756	1
178	0,977040	0,416217	0,000000	0,000000	0,977040	0,416217	1

179	2,721360	1,159295	2,721360	1,159295	1,744320	0,743077	1
180	3,593520	1,530833	3,593520	1,530833	3,488640	1,486154	1
181	3,593520	1,530833	3,488640	1,486154	3,593520	1,530833	1
182	3,488640	1,486154	3,593520	1,530833	3,593520	1,530833	1
183	4,360800	1,857693	4,465680	1,902372	5,337840	2,273910	1
184	3,593520	1,530833	3,488640	1,486154	3,593520	1,530833	1
185	3,593520	1,530833	3,488640	1,486154	3,593520	1,530833	1
186	1,744320	0,743077	2,721360	1,159295	2,721360	1,159295	1
187	3,593520	1,530833	3,593520	1,530833	3,488640	1,486154	1
188	2,721360	1,159295	2,721360	1,159295	1,744320	0,743077	1
189	0,104880	0,044679	0,104880	0,044679	0,000000	0,000000	1
190	0,104880	0,044679	0,000000	0,000000	0,104880	0,044679	1
191	2,036880	0,867707	2,036880	0,867707	1,932000	0,823029	1
192	2,036880	0,867707	1,932000	0,823029	2,036880	0,867707	2
193	1,932000	0,823029	2,036880	0,867707	2,036880	0,867707	1
194	1,932000	0,823029	1,070880	0,456193	0,960480	0,409163	1
195	2,036880	0,867707	2,036880	0,867707	1,932000	0,823029	1
196	0,104880	0,044679	0,000000	0,000000	0,104880	0,044679	1
197	2,787600	1,187513	3,576960	1,523779	2,787600	1,187513	1
198	3,681840	1,568457	3,576960	1,523779	3,681840	1,568457	1
199	3,576960	1,523779	3,681840	1,568457	3,681840	1,568457	1
200	2,787600	1,187513	1,788480	0,761889	2,787600	1,187513	1
201	2,036880	0,867707	1,932000	0,823029	2,036880	0,867707	1
202	13,419120	5,716521	13,413600	5,714170	12,657360	5,392013	1
203	2,036880	0,867707	2,036880	0,867707	1,932000	0,823029	1
204	1,932000	0,823029	2,036880	0,867707	2,036880	0,867707	1
205	2,036880	0,867707	1,932000	0,823029	2,036880	0,867707	1
206	3,681840	1,568457	3,681840	1,568457	3,576960	1,523779	1
207	3,681840	1,568457	3,681840	1,568457	3,576960	1,523779	1
208	3,576960	1,523779	3,681840	1,568457	3,681840	1,568457	1
209	3,576960	1,523779	2,787600	1,187513	2,787600	1,187513	2
210	3,306480	1,408555	3,201600	1,363876	3,306480	1,408555	1
211	2,787600	1,187513	1,788480	0,761889	2,787600	1,187513	1
212	0,894240	0,380945	0,104880	0,044679	0,999120	0,425623	1
213	2,721360	1,159295	3,488640	1,486154	2,721360	1,159295	1
214	1,849200	0,787756	1,849200	0,787756	1,744320	0,743077	1
215	0,977040	0,416217	0,104880	0,044679	0,872160	0,371539	1
216	0,872160	0,371539	0,977040	0,416217	0,104880	0,044679	1
217	2,721360	1,159295	2,721360	1,159295	3,488640	1,486154	1
218	3,593520	1,530833	3,488640	1,486154	3,593520	1,530833	1
219	3,488640	1,486154	3,593520	1,530833	3,593520	1,530833	1
220	4,360800	1,857693	5,337840	2,273910	4,465680	1,902372	1
221	3,593520	1,530833	3,593520	1,530833	3,488640	1,486154	1
222	3,488640	1,486154	3,593520	1,530833	3,593520	1,530833	1
223	3,593520	1,530833	3,488640	1,486154	3,593520	1,530833	1

224	1,849200	0,787756	1,954080	0,832435	1,954080	0,832435	1
225	1,849200	0,787756	1,744320	0,743077	1,849200	0,787756	1
226	0,104880	0,044679	0,000000	0,000000	0,104880	0,044679	1
227	0,104880	0,044679	0,104880	0,044679	0,000000	0,000000	1
228	1,070880	0,456193	0,000000	0,000000	1,070880	0,456193	1
229	1,070880	0,456193	2,070000	0,881816	1,070880	0,456193	1
230	0,000000	0,000000	1,070880	0,456193	1,070880	0,456193	1
231	1,954080	0,832435	1,954080	0,832435	1,849200	0,787756	2
232	0,977040	0,416217	0,000000	0,000000	0,977040	0,416217	1
233	2,721360	1,159295	2,721360	1,159295	1,744320	0,743077	1
234	3,593520	1,530833	3,593520	1,530833	3,488640	1,486154	1
235	3,593520	1,530833	3,488640	1,486154	3,593520	1,530833	1
236	3,488640	1,486154	3,593520	1,530833	3,593520	1,530833	1
237	4,360800	1,857693	4,465680	1,902372	5,337840	2,273910	1
238	3,593520	1,530833	3,488640	1,486154	3,593520	1,530833	1
239	3,593520	1,530833	3,488640	1,486154	3,593520	1,530833	1
240	1,744320	0,743077	2,721360	1,159295	2,721360	1,159295	1
241	3,593520	1,530833	3,593520	1,530833	3,488640	1,486154	1
242	2,721360	1,159295	2,721360	1,159295	1,744320	0,743077	1
243	0,104880	0,044679	0,104880	0,044679	0,000000	0,000000	1
244	0,104880	0,044679	0,000000	0,000000	0,104880	0,044679	1
245	2,036880	0,867707	2,036880	0,867707	1,932000	0,823029	1
246	2,036880	0,867707	1,932000	0,823029	2,036880	0,867707	1
247	1,932000	0,823029	2,036880	0,867707	2,036880	0,867707	1
248	1,932000	0,823029	1,070880	0,456193	0,960480	0,409163	1
249	2,036880	0,867707	2,036880	0,867707	1,932000	0,823029	2
250	0,104880	0,044679	0,000000	0,000000	0,104880	0,044679	1
251	2,787600	1,187513	3,576960	1,523779	2,787600	1,187513	1
252	3,681840	1,568457	3,576960	1,523779	3,681840	1,568457	1
253	3,576960	1,523779	3,681840	1,568457	3,681840	1,568457	1
254	2,787600	1,187513	1,788480	0,761889	2,787600	1,187513	1
255	2,036880	0,867707	1,932000	0,823029	2,036880	0,867707	1
256	13,419120	5,716521	13,413600	5,714170	12,657360	5,392013	1
257	2,036880	0,867707	2,036880	0,867707	1,932000	0,823029	1
258	1,932000	0,823029	2,036880	0,867707	2,036880	0,867707	1
259	2,036880	0,867707	1,932000	0,823029	2,036880	0,867707	1
260	3,681840	1,568457	3,681840	1,568457	3,576960	1,523779	1
261	3,681840	1,568457	3,681840	1,568457	3,576960	1,523779	1
262	3,576960	1,523779	3,681840	1,568457	3,681840	1,568457	1
263	3,576960	1,523779	2,787600	1,187513	2,787600	1,187513	1
264	3,306480	1,408555	3,201600	1,363876	3,306480	1,408555	1
265	2,787600	1,187513	1,788480	0,761889	2,787600	1,187513	1
266	0,894240	0,380945	0,104880	0,044679	0,999120	0,425623	1
267	2,721360	1,159295	3,488640	1,486154	2,721360	1,159295	1
268	1,849200	0,787756	1,849200	0,787756	1,744320	0,743077	1

269	0,977040	0,416217	0,104880	0,044679	0,872160	0,371539	2
270	0,872160	0,371539	0,977040	0,416217	0,104880	0,044679	1
271	2,721360	1,159295	2,721360	1,159295	3,488640	1,486154	1
272	3,593520	1,530833	3,488640	1,486154	3,593520	1,530833	1
273	3,488640	1,486154	3,593520	1,530833	3,593520	1,530833	1
274	4,360800	1,857693	5,337840	2,273910	4,465680	1,902372	1
275	3,593520	1,530833	3,593520	1,530833	3,488640	1,486154	1
276	3,488640	1,486154	3,593520	1,530833	3,593520	1,530833	1
277	3,593520	1,530833	3,488640	1,486154	3,593520	1,530833	1
278	1,849200	0,787756	1,954080	0,832435	1,954080	0,832435	1
279	1,849200	0,787756	1,744320	0,743077	1,849200	0,787756	1
280	0,104880	0,044679	0,000000	0,000000	0,104880	0,044679	1
281	0,104880	0,044679	0,104880	0,044679	0,000000	0,000000	1
282	1,070880	0,456193	0,000000	0,000000	1,070880	0,456193	1
283	1,070880	0,456193	2,070000	0,881816	1,070880	0,456193	1
284	0,000000	0,000000	1,070880	0,456193	1,070880	0,456193	1
285	1,954080	0,832435	1,954080	0,832435	1,849200	0,787756	1
286	0,977040	0,416217	0,000000	0,000000	0,977040	0,416217	1
287	2,721360	1,159295	2,721360	1,159295	1,744320	0,743077	2
288	3,593520	1,530833	3,593520	1,530833	3,488640	1,486154	1
289	3,593520	1,530833	3,488640	1,486154	3,593520	1,530833	1
290	3,488640	1,486154	3,593520	1,530833	3,593520	1,530833	1
291	4,360800	1,857693	4,465680	1,902372	5,337840	2,273910	1
292	3,593520	1,530833	3,488640	1,486154	3,593520	1,530833	1
293	3,593520	1,530833	3,488640	1,486154	3,593520	1,530833	1
294	1,744320	0,743077	2,721360	1,159295	2,721360	1,159295	1
295	3,593520	1,530833	3,593520	1,530833	3,488640	1,486154	1
296	2,721360	1,159295	2,721360	1,159295	1,744320	0,743077	1
297	0,104880	0,044679	0,104880	0,044679	0,000000	0,000000	2
298	0,104880	0,044679	0,000000	0,000000	0,104880	0,044679	1
299	2,036880	0,867707	2,036880	0,867707	1,932000	0,823029	1
300	2,036880	0,867707	1,932000	0,823029	2,036880	0,867707	1
301	1,932000	0,823029	2,036880	0,867707	2,036880	0,867707	1
302	1,932000	0,823029	1,070880	0,456193	0,960480	0,409163	1
303	2,036880	0,867707	2,036880	0,867707	1,932000	0,823029	1
304	0,104880	0,044679	0,000000	0,000000	0,104880	0,044679	1
305	2,787600	1,187513	3,576960	1,523779	2,787600	1,187513	1
306	3,681840	1,568457	3,576960	1,523779	3,681840	1,568457	1
307	3,576960	1,523779	3,681840	1,568457	3,681840	1,568457	1
308	2,787600	1,187513	1,788480	0,761889	2,787600	1,187513	1
309	2,036880	0,867707	1,932000	0,823029	2,036880	0,867707	1
310	13,419120	5,716521	13,413600	5,714170	12,657360	5,392013	1
311	2,036880	0,867707	2,036880	0,867707	1,932000	0,823029	1
312	1,932000	0,823029	2,036880	0,867707	2,036880	0,867707	1
313	2,036880	0,867707	1,932000	0,823029	2,036880	0,867707	2

314	3,681840	1,568457	3,681840	1,568457	3,576960	1,523779	1
315	3,681840	1,568457	3,681840	1,568457	3,576960	1,523779	1
316	3,576960	1,523779	3,681840	1,568457	3,681840	1,568457	1
317	3,576960	1,523779	2,787600	1,187513	2,787600	1,187513	1
318	3,306480	1,408555	3,201600	1,363876	3,306480	1,408555	1
319	2,787600	1,187513	1,788480	0,761889	2,787600	1,187513	1
320	0,894240	0,380945	0,104880	0,044679	0,999120	0,425623	1
321	0,104880	0,044679	0,000000	0,000000	0,104880	0,044679	1
322	0,104880	0,044679	0,104880	0,044679	0,000000	0,000000	1
323	1,070880	0,456193	0,000000	0,000000	1,070880	0,456193	1
324	1,070880	0,456193	2,070000	0,881816	1,070880	0,456193	1
325	0,000000	0,000000	1,070880	0,456193	1,070880	0,456193	1
326	1,954080	0,832435	1,954080	0,832435	1,849200	0,787756	1
327	0,977040	0,416217	0,000000	0,000000	0,977040	0,416217	1
328	2,721360	1,159295	2,721360	1,159295	1,744320	0,743077	1
329	3,593520	1,530833	3,593520	1,530833	3,488640	1,486154	1
330	3,593520	1,530833	3,488640	1,486154	3,593520	1,530833	1
331	3,488640	1,486154	3,593520	1,530833	3,593520	1,530833	2
332	4,360800	1,857693	4,465680	1,902372	5,337840	2,273910	1
333	3,593520	1,530833	3,488640	1,486154	3,593520	1,530833	1
334	3,593520	1,530833	3,488640	1,486154	3,593520	1,530833	1
335	1,744320	0,743077	2,721360	1,159295	2,721360	1,159295	1
336	3,593520	1,530833	3,593520	1,530833	3,488640	1,486154	1
337	2,721360	1,159295	2,721360	1,159295	1,744320	0,743077	1
338	0,104880	0,044679	0,104880	0,044679	0,000000	0,000000	1
339	0,104880	0,044679	0,000000	0,000000	0,104880	0,044679	1
340	2,036880	0,867707	2,036880	0,867707	1,932000	0,823029	1
341	2,036880	0,867707	1,932000	0,823029	2,036880	0,867707	1
342	1,932000	0,823029	2,036880	0,867707	2,036880	0,867707	1
343	1,932000	0,823029	1,070880	0,456193	0,960480	0,409163	1
344	2,036880	0,867707	2,036880	0,867707	1,932000	0,823029	1
345	0,104880	0,044679	0,000000	0,000000	0,104880	0,044679	1
346	2,787600	1,187513	3,576960	1,523779	2,787600	1,187513	1
347	3,681840	1,568457	3,576960	1,523779	3,681840	1,568457	1
348	3,576960	1,523779	3,681840	1,568457	3,681840	1,568457	1
349	2,787600	1,187513	1,788480	0,761889	2,787600	1,187513	1
350	2,036880	0,867707	1,932000	0,823029	2,036880	0,867707	1
351	13,419120	5,716521	13,413600	5,714170	12,657360	5,392013	1
352	2,036880	0,867707	2,036880	0,867707	1,932000	0,823029	1
353	1,932000	0,823029	2,036880	0,867707	2,036880	0,867707	2
354	2,036880	0,867707	1,932000	0,823029	2,036880	0,867707	1
355	3,681840	1,568457	3,681840	1,568457	3,576960	1,523779	1
356	3,681840	1,568457	3,681840	1,568457	3,576960	1,523779	1
357	3,576960	1,523779	3,681840	1,568457	3,681840	1,568457	1
358	3,576960	1,523779	2,787600	1,187513	2,787600	1,187513	1



359	3,306480	1,408555	3,201600	1,363876	3,306480	1,408555	1
360	2,787600	1,187513	1,788480	0,761889	2,787600	1,187513	1
361	0,894240	0,380945	0,104880	0,044679	0,999120	0,425623	1
362	0,104880	0,044679	0,000000	0,000000	0,104880	0,044679	1
363	0,104880	0,044679	0,104880	0,044679	0,000000	0,000000	1
364	1,070880	0,456193	0,000000	0,000000	1,070880	0,456193	1
365	1,070880	0,456193	2,070000	0,881816	1,070880	0,456193	1
366	0,000000	0,000000	1,070880	0,456193	1,070880	0,456193	1
367	1,954080	0,832435	1,954080	0,832435	1,849200	0,787756	1
368	0,977040	0,416217	0,000000	0,000000	0,977040	0,416217	1
369	2,721360	1,159295	2,721360	1,159295	1,744320	0,743077	1
370	3,593520	1,530833	3,593520	1,530833	3,488640	1,486154	1
371	3,593520	1,530833	3,488640	1,486154	3,593520	1,530833	2
372	3,488640	1,486154	3,593520	1,530833	3,593520	1,530833	1
373	4,360800	1,857693	4,465680	1,902372	5,337840	2,273910	1
374	3,593520	1,530833	3,488640	1,486154	3,593520	1,530833	1
375	3,593520	1,530833	3,488640	1,486154	3,593520	1,530833	1
376	1,744320	0,743077	2,721360	1,159295	2,721360	1,159295	1
377	3,593520	1,530833	3,593520	1,530833	3,488640	1,486154	1
378	2,721360	1,159295	2,721360	1,159295	1,744320	0,743077	1
379	0,104880	0,044679	0,104880	0,044679	0,000000	0,000000	1
380	0,104880	0,044679	0,000000	0,000000	0,104880	0,044679	1
381	2,036880	0,867707	2,036880	0,867707	1,932000	0,823029	1
382	2,036880	0,867707	1,932000	0,823029	2,036880	0,867707	1
383	1,932000	0,823029	2,036880	0,867707	2,036880	0,867707	1
384	1,932000	0,823029	1,070880	0,456193	0,960480	0,409163	1
385	2,036880	0,867707	2,036880	0,867707	1,932000	0,823029	1
386	0,104880	0,044679	0,000000	0,000000	0,104880	0,044679	1
387	2,787600	1,187513	3,576960	1,523779	2,787600	1,187513	1
388	3,681840	1,568457	3,576960	1,523779	3,681840	1,568457	1
389	3,576960	1,523779	3,681840	1,568457	3,681840	1,568457	1
390	2,787600	1,187513	1,788480	0,761889	2,787600	1,187513	1
391	2,036880	0,867707	1,932000	0,823029	2,036880	0,867707	2
392	13,419120	5,716521	13,413600	5,714170	12,657360	5,392013	1
393	2,036880	0,867707	2,036880	0,867707	1,932000	0,823029	1
394	1,932000	0,823029	2,036880	0,867707	2,036880	0,867707	1
395	2,036880	0,867707	1,932000	0,823029	2,036880	0,867707	1
396	3,681840	1,568457	3,681840	1,568457	3,576960	1,523779	1
397	3,681840	1,568457	3,681840	1,568457	3,576960	1,523779	1
398	3,576960	1,523779	3,681840	1,568457	3,681840	1,568457	1
399	3,576960	1,523779	2,787600	1,187513	2,787600	1,187513	1
400	3,306480	1,408555	3,201600	1,363876	3,306480	1,408555	1
401	2,787600	1,187513	1,788480	0,761889	2,787600	1,187513	1
402	0,894240	0,380945	0,104880	0,044679	0,999120	0,425623	1
403	2,036880	0,867707	2,036880	0,867707	1,932000	0,823029	1

404	1,932000	0,823029	2,036880	0,867707	2,036880	0,867707	1
405	2,036880	0,867707	1,932000	0,823029	2,036880	0,867707	1
406	3,681840	1,568457	3,681840	1,568457	3,576960	1,523779	1
407	3,681840	1,568457	3,681840	1,568457	3,576960	1,523779	1
408	3,576960	1,523779	3,681840	1,568457	3,681840	1,568457	1
409	3,576960	1,523779	2,787600	1,187513	2,787600	1,187513	2
410	3,306480	1,408555	3,201600	1,363876	3,306480	1,408555	1
411	2,787600	1,187513	1,788480	0,761889	2,787600	1,187513	1
412	1,932000	0,823029	2,036880	0,867707	2,036880	0,867707	1

Obs: Tipo de carga – 1 ( Residencial), 2 (Comercial).

Fonte: Dados do próprio autor

**Tabela 51 - Dados de linha de MT do sistema integrado MT/BT**

<b>Linha</b>	<b>De</b>	<b>Para</b>	<b>Cond</b>	<b>Dist. (m)</b>	<b>Linha</b>	<b>De</b>	<b>Para</b>	<b>Cond</b>	<b>Dist. (m)</b>
1	21	1	2	150	33	25	26	0	500
2	21	2	1	200	34	26	27	0	250
3	1	14	0	200	35	26	29	0	100
4	1	5	1	400	36	29	30	0	200
5	1	9	1	200	37	30	50	0	300
6	2	12	0	100	38	50	37	1	250
7	2	25	1	150	39	10	50	1	300
8	32	23	0	300	40	3	30	0	450
9	23	33	0	250	41	29	36	0	400
10	23	43	0	300	42	39	48	0	350
11	3	10	1	150	43	37	38	0	200
12	3	16	0	250	44	38	8	0	350
13	9	4	1	300	45	11	49	0	250
14	4	7	0	450	46	49	47	0	250
15	4	15	1	200	47	47	48	0	200
16	4	16	0	250	48	47	46	0	250
17	24	5	1	350	49	46	45	0	200
18	24	18	0	250	50	45	40	0	300
19	24	20	0	200	51	35	34	0	250
20	5	6	1	400	52	34	33	0	250
21	6	13	0	350	53	40	41	0	150
22	22	17	0	200	54	41	42	0	200
23	22	11	0	500	55	42	43	0	150
24	8	7	0	300	56	42	44	0	300
25	7	37	0	150	57	39	45	0	200
26	7	19	0	200	58	37	36	1	350
27	15	19	0	150	59	29	31	0	200
28	14	18	0	300	60	36	35	0	250
29	15	17	1	300	61	27	28	0	100
30	16	10	0	150	62	27	32	0	250
31	25	3	1	200	63	36	39	0	400
32	11	8	0	350	64	35	40	0	200

Legendas - Cond: Condutor, Dist: Distância.

Fonte: Dados do próprio autor

Tabela 52 - Dados de linha de BT do sistema integrado MT/BT

Linha	De	Para	Linha	De	Para	Linha	De	Para	Linha	De	Para
1	1	51	108	11	125	215	359	360	322	46	397
2	51	52	109	125	126	216	360	33	323	397	398
3	52	53	110	126	127	217	23	33	324	398	401
4	53	14	111	127	128	218	29	288	325	401	402
5	1	87	112	128	204	219	288	289	326	402	403
6	87	86	113	204	203	220	289	290	327	403	404
7	86	85	114	203	8	221	290	291	328	404	405
8	85	84	115	8	202	222	291	292	329	405	406
9	84	83	116	202	201	223	292	293	330	406	407
10	83	82	117	201	200	224	293	294	331	407	44
11	82	81	118	200	199	225	294	36	332	44	408
12	81	5	119	199	7	226	37	249	333	408	409
13	1	154	120	7	192	227	249	250	334	409	410
14	154	153	121	192	193	228	250	252	335	410	411
15	153	152	122	193	194	229	252	253	336	411	412
16	152	9	123	194	19	230	253	254	337	412	42
17	2	169	124	15	196	231	254	255	338	34	361
18	169	12	125	196	195	232	255	36	339	361	362
19	3	179	126	195	19	233	36	298	340	362	33
20	179	180	127	14	58	234	298	299	341	31	345
21	180	10	128	58	59	235	299	300	342	345	346
22	3	162	129	59	60	236	300	301	343	14	54
23	162	161	130	60	61	237	301	302	344	54	55
24	161	160	131	61	62	238	302	303	345	55	56
25	160	159	132	62	18	239	303	304	346	56	57
26	159	16	133	15	142	240	304	39	347	18	63
27	9	151	134	142	141	241	39	305	348	63	64
28	151	150	135	141	140	242	305	306	349	20	72
29	150	149	136	140	139	243	306	307	350	72	73
30	149	147	137	139	138	244	307	308	351	75	76
31	147	146	138	138	17	245	308	309	352	86	88
32	146	4	139	16	182	246	309	310	353	88	89
33	4	183	140	182	181	247	310	48	354	89	90
34	183	184	141	181	10	248	48	313	355	13	105
35	184	185	142	2	168	249	313	314	356	105	106
36	185	186	143	168	167	250	314	315	357	13	104
37	186	187	144	167	25	251	315	47	358	12	171
38	187	188	145	25	166	252	47	316	359	171	172
39	188	189	146	166	165	253	316	317	360	12	173
40	189	190	147	165	163	254	317	318	361	173	174
41	190	7	148	163	3	255	318	319	362	174	175
42	4	145	149	25	205	256	319	49	363	174	177
43	145	144	150	205	206	257	49	326	364	177	178

44	144	143	151	206	207	258	326	327	365	174	176
45	143	15	152	207	208	259	327	328	366	169	170
46	4	155	153	208	209	260	328	329	367	163	164
47	155	156	154	209	210	261	329	11	368	19	197
48	156	157	155	210	211	262	47	340	369	197	198
49	157	158	156	211	212	263	340	339	370	17	129
50	158	16	157	212	213	264	339	338	371	129	130
51	24	74	158	213	26	265	338	341	372	130	131
52	74	75	159	26	216	266	341	46	373	121	122
53	75	77	160	216	29	267	45	394	374	122	123
54	77	78	161	29	217	268	394	395	375	210	214
55	78	79	162	217	218	269	395	396	376	214	215
56	79	80	163	218	219	270	396	46	377	236	237
57	80	5	164	219	30	271	45	391	378	237	238
58	24	68	165	26	274	272	391	392	379	236	239
59	68	67	166	274	275	273	392	393	380	229	230
60	67	66	167	275	276	274	393	39	381	230	231
61	66	65	168	276	277	275	29	342	382	289	295
62	65	18	169	277	27	276	342	343	383	295	296
63	24	69	170	27	32	277	343	344	384	296	297
64	69	70	171	27	278	278	344	31	385	28	280
65	70	71	172	278	28	279	36	347	386	280	281
66	71	20	173	30	222	280	347	348	387	278	279
67	5	91	174	222	223	281	348	350	388	28	282
68	91	92	175	223	224	282	350	35	389	282	283
69	92	93	176	224	225	283	34	355	390	283	284
70	93	94	177	225	226	284	355	356	391	283	286
71	94	95	178	226	50	285	356	357	392	286	287
72	95	96	179	50	240	286	357	358	393	283	285
73	96	97	180	240	241	287	358	32	394	256	257
74	97	6	181	241	242	288	35	351	395	257	258
75	6	98	182	242	243	289	351	352	396	259	260
76	98	99	183	243	244	290	352	353	397	38	264
77	99	100	184	244	10	291	353	354	398	264	265
78	100	101	185	50	245	292	354	34	399	265	266
79	101	102	186	245	246	293	40	380	400	266	267
80	102	103	187	246	247	294	380	381	401	49	320
81	103	13	188	247	248	295	381	382	402	320	321
82	6	137	189	248	37	296	382	35	403	321	322
83	137	136	190	37	256	297	40	383	404	321	323
84	136	135	191	256	259	298	383	384	405	321	324
85	135	134	192	259	191	299	384	385	406	324	325
86	134	133	193	191	7	300	385	386	407	48	311
87	133	132	194	37	261	301	386	387	408	48	312
88	132	17	195	261	262	302	387	45	409	39	330

89	6	107	196	262	263	303	42	371	410	330	331
90	107	108	197	263	38	304	371	372	411	331	332
91	108	109	198	38	268	305	372	43	412	332	333
92	109	110	199	268	269	306	35	363	413	338	337
93	110	111	200	269	270	307	363	364	414	337	336
94	111	112	201	270	271	308	364	365	415	336	335
95	112	113	202	271	272	309	365	366	416	335	334
96	113	114	203	272	273	310	366	367	417	348	349
97	114	115	204	273	8	311	367	368	418	250	251
98	115	116	205	30	220	312	368	369	419	41	376
99	116	22	206	220	221	313	369	370	420	376	377
100	22	117	207	221	236	314	370	42	421	45	388
101	117	118	208	236	229	315	42	373	422	388	389
102	118	119	209	229	232	316	373	374	423	389	390
103	119	17	210	232	233	317	374	375	424	398	399
104	22	120	211	233	234	318	375	41	425	399	400
105	120	121	212	234	235	319	41	378	426	229	228
106	121	124	213	235	3	320	378	379	427	228	227
107	124	11	214	32	359	321	379	40	428	147	148

Observação: A distância entre as barras da BT é de 50 metros.

Fonte: Dados do próprio autor

## APÊNDICE A – FLUXO DE POTÊNCIA

O fluxo de potência é um método que permite a obtenção dos dados elétricos do sistema, tais como o fluxo de potências ativa e reativa que fluem pelos condutores, as correntes que circulam pelas linhas, os valores de tensão nos pontos de cargas, etc. Na literatura existem vários métodos de fluxo de potência como Gauss, Gauss- Seidel, Método de Newton e suas demais versões (MONTICELLI, 1983). Devido as diferentes características dos sistemas de distribuição em relação aos sistemas de transmissão, como alta relação resistência/reatância, opta-se neste trabalho por utilizar neste trabalho um fluxo de potência de varredura baseado no método de Shirmohammadi (1995).

O fluxo de carga de varredura consiste em um processo iterativo de varredura direta e reversa. Os cálculos iniciam partir dos nós fontes até as barras terminais e vice-versa, até que um critério de convergência pré-estabelecido seja alcançado.

Neste trabalho é utilizado um fluxo de potência monofásico para o sistema de MT (SHIRMOHAMMADI; HONG; 1988) e um fluxo de potência trifásico a quatro fios para os sistemas de BT (SHIRMOHAMMADI; CHENG, 1995; CIRIC; PADILHA; OCHOA, 2003). O uso do sistema trifásico a quatro fios nos sistemas de BT é indispensável devido a necessidade do balanceamento de cargas entre fases. No sistema de MT é utilizado um fluxo monofásico equivalente, tendo em vista que os sistemas de BT foram equilibrados através do balanceamento de cargas.

Inicialmente o método de varredura de Shirmohammadi realiza uma enumeração das barras do sistema, com a finalidade de facilitar os cálculos relacionados as correntes nos ramos. Devido a utilização da representação nó-profundidade (RNP), esta renumeração não é necessária, haja vista que a codificação baseada na RPN é adequada para realizar os cálculos. Os passos do fluxo de potência monofásico estão descritos a seguir. O fluxo trifásico, segue a mesma metodologia e pode ser encontrado em Shirmohammad (1995) e Ciric Padilha, Ochoa (2003).

### *Fluxo monofásico:*

*i.* Partindo-se de uma codificação inicial dada pela RNP, atribui-se uma estimativa inicial das tensões nodais a todas as barras do sistema, sendo igual à tensão da subestação.

$$V_i^0 = V_{ref} \quad i = 1, 2, \dots, nb \quad (69)$$

em que:

$V_i^0$  : tensão na barra  $i$  na iteração 0;

$V_{ref}$  : tensão na barra de referência;

$nb$  : número de barras do sistema;

ii. Baseado nas leis de Kirchhoff calcula-se a corrente nodal injetada em cada barra  $i$  na iteração  $k$  definida como:

$$I_i^k = \left( \frac{S_i}{V_i^{(k-1)}} \right)^* - Y_i^{sh} \cdot V_i^{k-1} \quad i = 1, 2, \dots, nb \quad (70)$$

em que:

\* : operador conjugado complexo;

$I_i^k$  : injeção de corrente complexa especificada na barra  $i$ ;

$V_i^{(k-1)}$  : tensão na barra  $i$  na iteração  $(k - 1)$ ;

$Y_i^{sh}$  : soma de todos os elementos shunt da barra  $i$ ;

$S_i$  : injeção de potência complexa na barra  $i$ ;

iii. Processo *backward*: através da varredura reversa, ou seja, iniciando das barras terminais (barras com maiores profundidades) e movendo-se em direção à subestação (profundidade zero), calcula-se a injeção de corrente em cada linha do sistema (Figura 36).

*Fluxo monofásico:*

$$J_L^k = -I_{L_2}^k + \sum \text{correntes das linhas que saem do nó } L_2 \quad (71)$$

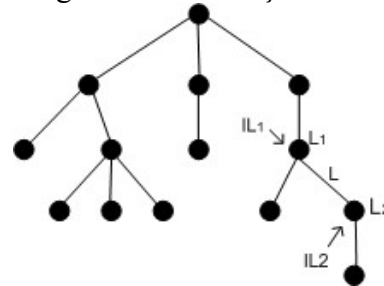
em que:

$L = p, p - 1, \dots, 1$  ;

$I_{L_2}^k$  : injeção de corrente no nó  $L_2$  (nós terminais do SDR);

$p$ : número de linhas que o sistema possui;

Figura 36 - Ilustração das somas das correntes



Fonte: Elaboração do próprio autor

iv. Processo *forward*: iniciando das barras que estão conectadas a subestação, procede-se à varredura direta e calcula-se o valor da tensão de todas as barras do sistema até às barras terminais:

$$V_{L2}^k = V_{L1-1}^k - Z_L \cdot J_L^k \quad L = 1, 2, \dots, p \quad (72)$$

em que:

$Z_L$  : impedância série da linha  $L$ ;

v. Para o critério de convergência é utilizado o valor máximo da variação de potência ativa e reativa  $\Delta S_i$ . Se  $\Delta S_i$  for menor que uma tolerância preestabelecida  $\epsilon$ , para todas as barras do sistema, o algoritmo converge, caso contrário volte ao passo ii.

A variação de potência ativa e reativa na barra  $i$  na iteração  $k$  é calculada da seguinte forma:

$$\Delta P_i^k = \text{Re}[S_i^k - S_i] \quad (73)$$

$$\Delta Q_i^k = \text{Im}[S_i^k - S_i] \quad (74)$$

em que:  $i = 1, 2, \dots, nb$ .

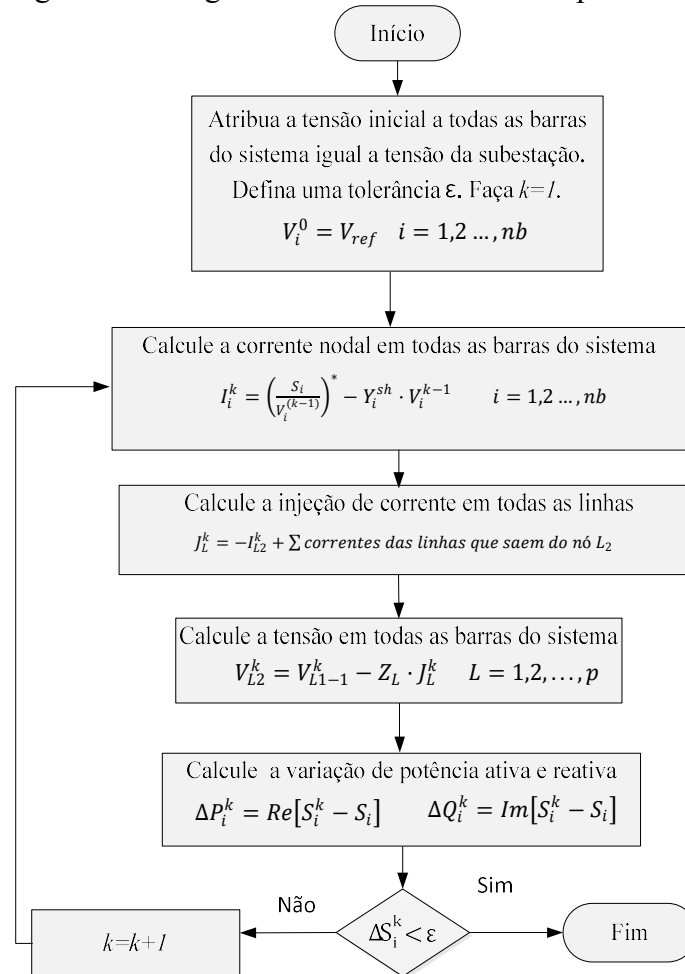
De modo que a potência complexa injetada na barra  $i$  na iteração  $k$  é calculada como:

$$S_i^k = V_i^k \cdot (I_i^k)^* - Y_i |V_i^k|^2 \quad i = 1, 2, \dots, nb \quad (75)$$

O diagrama de blocos da Figura 37 ilustra o processo do fluxo de carga monofásico de Shirmohammad para redes de distribuição radiais.



Figura 37 - Diagrama de blocos do fluxo de potência de Shirmohammad



Fonte: Elaboração do próprio autor

Nos sistemas de BT, foi utilizado o fluxo trifásico apresentado em Cirici, Padilha e Ochoa (2003), que utiliza a mesma estrutura do fluxo de potência de Shirmohammad.

## APÊNDICE B – OPERADORES DA RNP

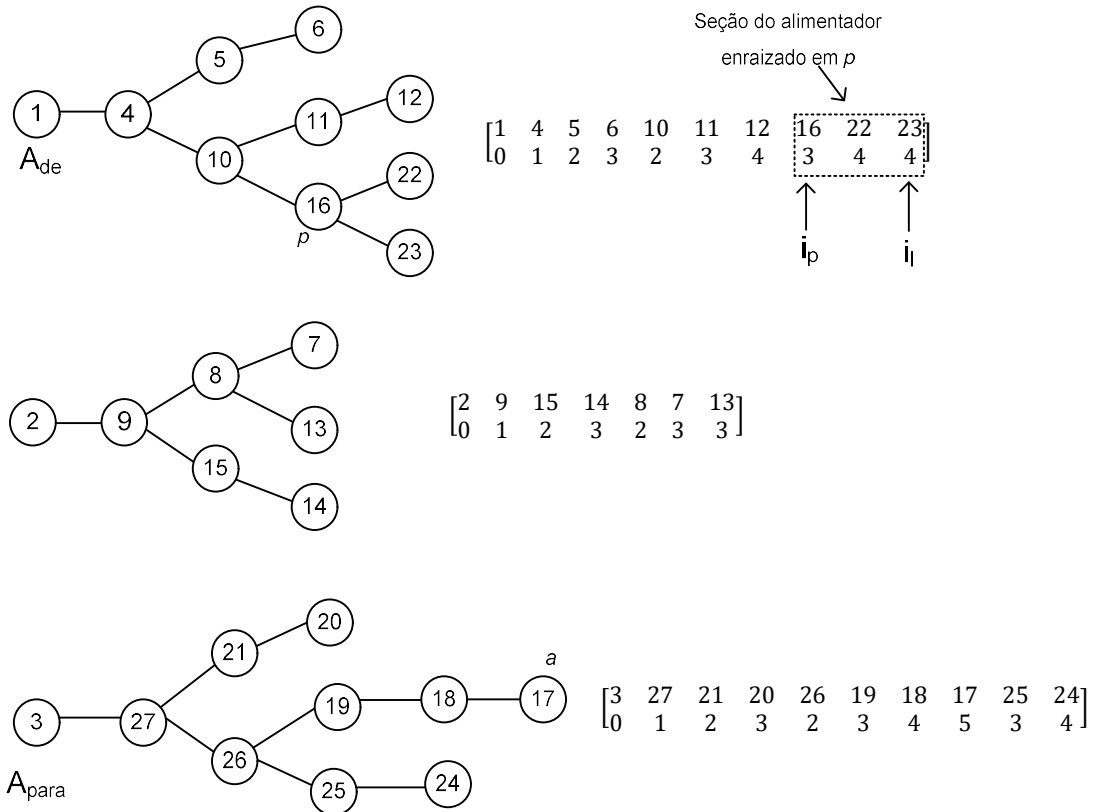
Os operadores PAO (*Preserve Ancestor Operator*) e CAO (*Change Ancestor Operator*) da representação nó profundidade (RNP) são utilizados para gerar rotas diferenciadas dos alimentadores dos sistemas de MT e de BT. A seguir descreve-se os procedimentos básicos para a aplicação destes operadores. Os procedimentos da completa aplicação dos operadores pode ser encontrado em (DELBEM et al., 2004).

### OPERADOR PAO

O operador PAO utiliza duas matrizes denominadas de  $A_{para}$  (alimentador de origem) e  $A_{de}$  (alimentador de destino) e dois nós de um sistema de distribuição previamente definidos como  $a$  e  $p$ , sendo o nó  $a$  adjacente do nó  $p$  e seus índices denotados por  $i_a$  e  $i_p$  respectivamente. O operador PAO segue os seguintes passos para realizar a transferência de nós de um sistema de distribuição entre seus alimentadores:

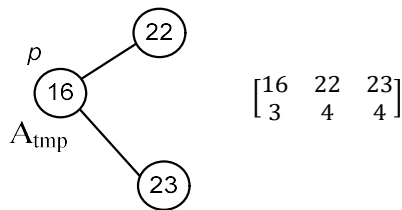
- i.* Determine a posição dos índices  $(i_p, i_l)$ , entre as linhas tracejadas da Figura 38, que corresponde a matriz  $A_{de}$ , sendo  $i_l$  o índice do último nó da seção do alimentador correspondente ao alimentador de origem que contém o nó  $p$  como raiz.
  
- ii.* Armazene as posições com a respectiva profundidade  $(i_p, i_l)$  da matriz  $A_{de}$  em uma matriz temporária chamada  $A_{tmp}$  (Figura 39). A profundidade de cada nó dessa matriz temporária é atualizada segundo a equação:  $p_x = p_x - p_p + p_a + 1$ , onde  $p_x$ ,  $p_p$  e  $p_a$  são as profundidades dos nós  $x$ ,  $p$  e  $a$  respectivamente, sendo que os nós  $x$  são formados pelo nó  $p$  e os nós consecutivos da matriz  $A_{de}$  entre o conjunto  $(i_p, i_l)$  com profundidade maior que  $p_p$ .

Figura 38 - Ilustração dos nós de poda do operador PAO



Fonte: Elaboração do próprio autor

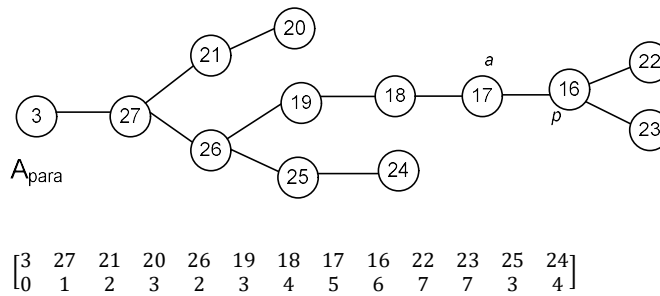
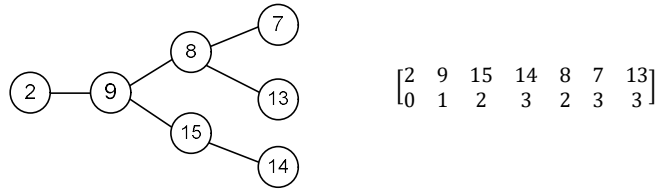
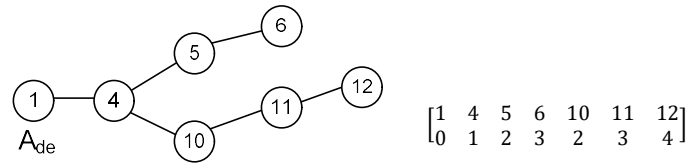
Figura 39 - Ilustração da matriz temporária do operador PAO



Fonte: Elaboração do próprio autor

- iii. Construa a matriz  $A_{para}$ , contendo os nós de  $A_{para}$  mais a matriz temporária  $A_{tmp}$  que é incorporada na posição  $i_a + 1$  dessa matriz.
- iv. Construa a matriz  $A_{de}$  que possua os nós de  $A_{de}$  sem os nós da matriz temporária  $A_{tmp}$ .
- v. Atualizam-se os dados dos alimentadores de origem e destino, de modo que o sistema correspondente após a aplicação do operador PAO é mostrado na Figura 40.

Figura 40 - Ilustração das matrizes finais do operador PAO



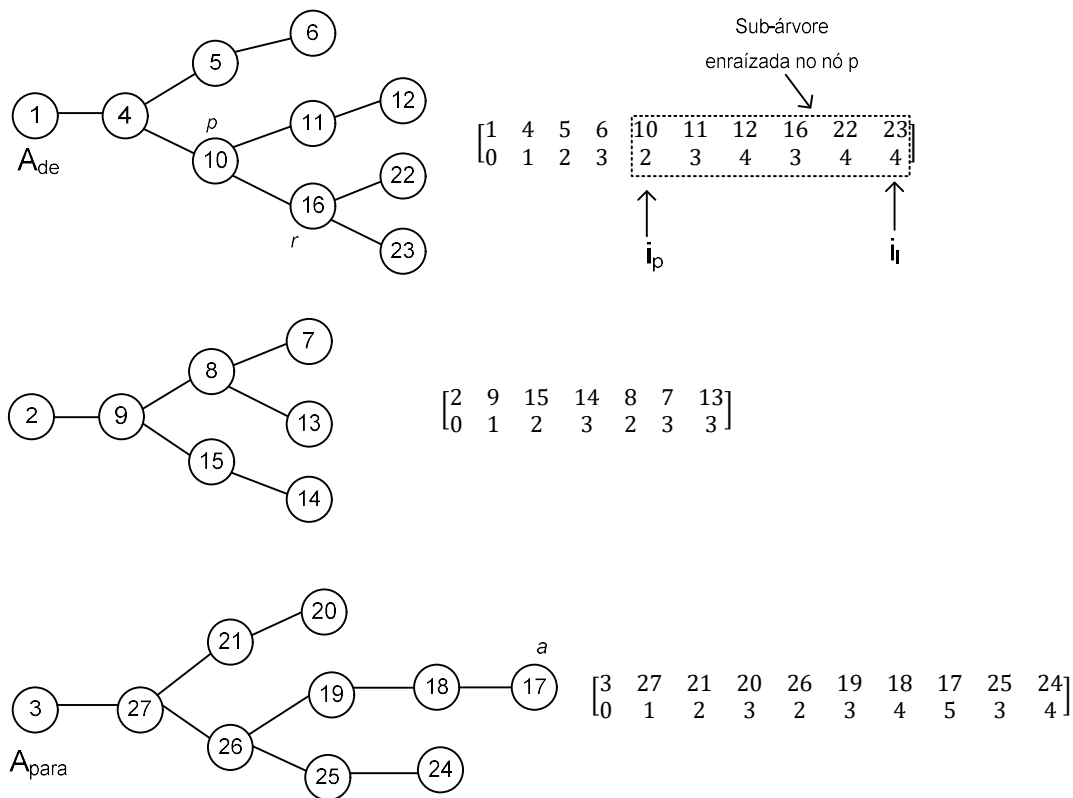
Fonte: Elaboração do próprio autor

## OPERADOR CAO

O operador CAO é bem similar ao operador PAO apresentado anteriormente. O operador trabalha com o nó de poda  $p$  e o nó raiz  $r$  pertencente à matriz  $A_{de}$  e o nó adjacente  $a$  pertencente à matriz  $A_{para}$ , sendo estes nós previamente definidos.

O procedimento do operador CAO é diferente do operador PAO nos passos 2 e 3, ou seja, na formação da matriz correspondente à seção do alimentador a ser podada e no armazenamento da matriz temporária. No primeiro passo deve-se trocar o índice  $i_p$  por  $i_r$ , do operador PAO. No próximo passo consideram-se os nós de  $r$  até  $p$  da matriz  $A_{de}$  (Figura 41), sendo  $r_0, r_1, r_2, \dots, r_n$ , onde  $r_0 = r$  e  $r_n = p$ .

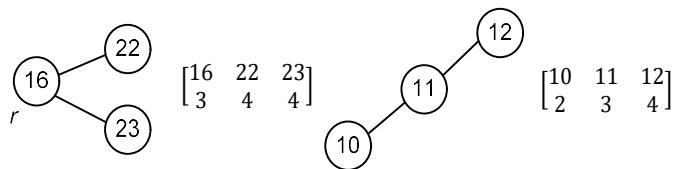
Figura 41 - Ilustração dos nós de poda do operador CAO



Fonte: Elaboração do próprio autor

A matriz temporária  $A_{tmp1}$  (Figura 42) é formada pela seção do alimentador enraizada em  $r_i = 1, 2, \dots, n$  sem a seção do alimentador enraizada em  $r_{i-1}$ .

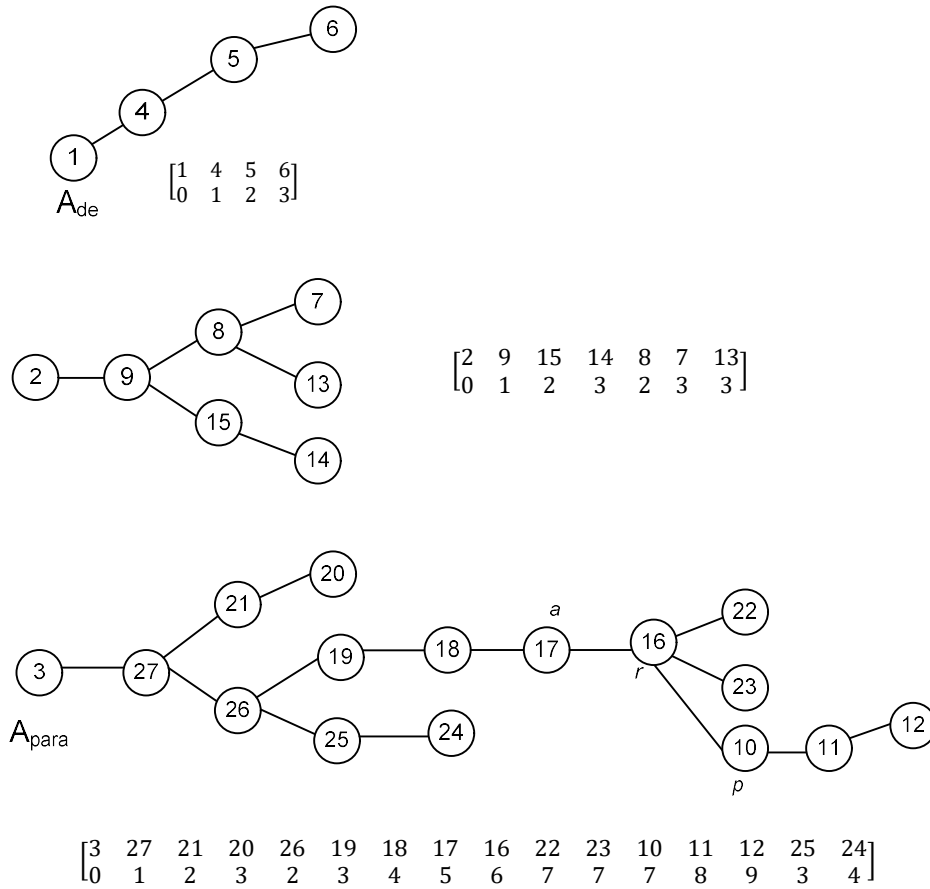
Figura 42 - Ilustração da matriz temporária do operador CAO



Fonte: do próprio autor

O próximo passo consiste em criar a matriz  $A_{para}'$ , a qual contém os nós de  $A_{para}$ . Insere-se a matriz temporária  $A_{tmp1}$  na posição  $i_a + 1$ . Portanto, tem-se um novo sistema de distribuição radial após a atualização das matrizes  $A_{de}'$  e  $A_{para}'$  (Figura 43).

Figura 43 - Ilustração das matrizes finais do operador CAO



Fonte: Elaboração do próprio autor

### DETERMINAÇÃO DE UM VÉRTICE NA REPRESENTAÇÃO NÓ PROFUNDIDADE

A determinação de um nó na RNP utiliza duas estruturas: a matriz  $II_x$  que contém a identificação do vértice na RNP e o vetor  $pi$  que armazena em cada posição o ancestral da codificação gerada (SANCHES, 2013). Seja  $T_0$  a topologia inicial do sistema de distribuição radial dado pela RNP.

Para a codificação inicial, a matriz  $II_x$  possui a seguinte estrutura.

$$II_x = \begin{bmatrix} 0 \\ i_0 \\ j_0 \\ k_0 \end{bmatrix} \tag{76}$$

em que a primeira linha da matriz  $II_x$  representa o número da codificação gerada,  $i_0$  é o índice do alimentador que contém o nó  $x$ , sendo que  $x$  representa as barras de um sistema de distribuição radial,  $j_0$  é o índice correspondente a  $x$  no alimentador  $A_{i_0}$  e  $k_0$  é a profundidade de  $x$  no alimentador  $A_{i_0}$ .

Se uma topologia posterior  $T_{posterior}$  é obtida de uma topologia anterior  $T_{anterior}$ , então  $x$  tem uma posição diferente na nova topologia do sistema de distribuição. Para armazenar essa mudança, inserem-se na matriz  $II_x$  as posições conforme as topologias estão sendo geradas.

$$II_x = \begin{bmatrix} 0 & \dots & anterior & \dots & posterior \\ i_0 & \dots & i_{anterior} & \dots & i_{posterior} \\ j_0 & \dots & j_{anterior} & \dots & j_{posterior} \\ k_0 & \dots & k_{anterior} & \dots & k_{posterior} \end{bmatrix} \quad (77)$$

A cada vez que uma seção do alimentador é podada de um alimentador e gerada uma nova topologia, os vértices desta seção devem ser atualizados. O último predecessor  $T_{anterior}$  de  $T_{posterior}$  pode ser determinado a partir do vetor  $pi$ . Assim, para localizar a posição de um vértice  $x$  em uma dada topologia do sistema de distribuição, primeiro busca-se em  $II_x$ , caso contrário localiza-se no vetor  $pi$  (DELBEM et al., 2004).

Portanto para localizar a posição de um nó  $x$  em  $T_i$ , primeiro busca-se na matriz  $II_x$ . Caso  $T_i$  não exista, busca-se no vetor  $pi$  o predecessor de  $T_i$  chamado de  $T_k$  com  $k < i$ . Contudo procura-se encontrar  $T_k$  na matriz  $II_x$ . Caso não seja possível, busca-se o predecessor de  $T_k$  até encontrar uma coluna para  $x$ .

## DETERMINAÇÃO DA TRIPLA DE VÉRTICES NA REPRESENTAÇÃO NÓ PROFUNDIDADE

Para determinar a tripla de vértices  $p, r$  e  $a$  na RNP devem-se considerar as duas estruturas citadas anteriormente, a matriz  $II_x$  e o vetor  $pi$ . O algoritmo para determinação desses nós segue os seguintes passos:

- i.* Escolha aleatoriamente um índice de  $A$  diferente da raiz e chame esse vértice de  $p$ ;
- ii.* Se for o operador CAO, escolha aleatoriamente um índice no intervalo de  $(i_p, i_l)$ , e chame o nó da posição de  $r$ ;

- iii.* Escolha aleatoriamente um nó da lista de adjacências de  $p$ , no caso do operador PAO, ou da lista de adjacências de  $r$ , no caso do operador CAO, e chame de  $a$ ;
- iv.* Se  $a$  não pertence à matriz  $A_{de}$ , determine a posição de  $a$  utilizando a matriz  $II_a$  e o vetor  $pi$ ; caso contrário, selecione aleatoriamente outro  $a$  ou retorne ao passo  $i$ ;



**APÊNDICE C – ARTIGOS PUBLICADOS**

RUPOLO, D.; PEREIRA-JÚNIOR, B. R.; CONTRERAS, J.; MANTOVANI, J. R. S. Medium- and low-voltage planning of radial electric power distribution systems considering reliability, *IET Generation, Distribution and Transmission*, Stevenage, Vol. 11 Iss. 9, pp. 2212-2221 2017.

RUPOLO, D.; MANTOVANI, J. R. S. Planejamento e projeto de sistemas secundários de distribuição de energia elétrica através de um algoritmo de busca em vizinhança variável, XLVII SBPO, Pesquisa Operacional e a Saúde, Porto de galinhas, p. 1086 - 1097, 2015.