

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA  
CENTRO DE TECNOLOGIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**Moises Machado Santos**

**PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE  
DISTRIBUIÇÃO CONSIDERANDO A TARIFAÇÃO DA  
TRANSMISSÃO E ASPECTOS DE CONFIABILIDADE**

**Santa Maria, RS  
2017**

CT/UFSM, RS SANTOS, Moises Machado Doutor em Engenharia Elétrica 2017

**Moises Machado Santos**

**PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE  
DISTRIBUIÇÃO CONSIDERANDO A TARIFAÇÃO DA TRANSMISSÃO E  
ASPECTOS DE CONFIABILIDADE**

Tese apresentada ao Curso de Doutorado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), Área de Concentração em Processamento de Energia, como requisito parcial para a obtenção do grau de **Doutor em Engenharia Elétrica**.

Orientadora: Dr<sup>a</sup>. Eng. Alzenira da Rosa Abaide  
Co-Orientador: Dr. Eng. Mauricio Sperandio

Santa Maria, RS  
2017

Ficha catalográfica elaborada através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Central da UFSM, com os dados fornecidos pelo(a) autor(a).

Machado Santos, Moises

PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE DISTRIBUIÇÃO CONSIDERANDO A TARIFAÇÃO DA TRANSMISSÃO E ASPECTOS DE CONFIABILIDADE / Moises Machado Santos.- 2017.

174 f.; 30 cm

Orientadora: Alzenira da Rosa Abaide,

Coorientador: Mauricio Sperandio

Tese (livre-docência) - Universidade Federal de Santa Maria, Centro de Tecnologia, RS, 2017

1. Planejamento da Expansão de Sistemas Elétricos de Distribuição 2. Tarifação do Uso do Sistema de Transmissão 3. Procedimento de Busca Gulosa Randômica Adaptativa (GRASP) 4. Confiabilidade. I. da Rosa Abaide,, Alzenira II. Sperandio, Mauricio III. Título.

**Moises Machado Santos**

**PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE  
DISTRIBUIÇÃO CONSIDERANDO A TARIFAÇÃO DA TRANSMISSÃO E  
ASPECTOS DE CONFIABILIDADE**

Tese apresentada ao Curso de Doutorado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), Área de Concentração em Processamento de Energia, como requisito parcial para a obtenção do grau de **Doutor em Engenharia Elétrica**.

**Aprovado em 26 de maio de 2017:**

---

**Alzenira da Rosa Abaide, Dr<sup>a</sup>. Eng. (UFSM)**  
(Presidente/Orientador)

---

**Mauricio Sperandio, Dr. Eng. (UFSM)**  
(Co-Orientador)

---

**Daniel Pinheiro Bernardon, Dr. Eng. (UFSM)**

---

**Jean Akilimali Sumaili, Dr. Eng. (INESC TEC PORTO)**  
(participação por videoconferência)

---

**Luciane Neves Canha, Dr<sup>a</sup>. Eng. (UFSM)**

---

**Vladimiro Henrique Barrosa Pinto de Miranda, PhD. Eng. (FEUP)**  
(participação por videoconferência)

Santa Maria, RS  
2017



## DEDICATÓRIA

*Aos meus pais Izaltemiro e Carmen.  
Aos meus irmãos Alex, Geovani, Daniel, Darlan e  
Luciano e ao meu tio Tadeu.  
À minha noiva Silvana.*





## AGRADECIMENTOS

- À Deus, que me deu força e vontade para superar os obstáculos e me fez concluir mais esta etapa da minha vida.
- À Prof<sup>a</sup>. Alzenira da Rosa Abaide registro minha profunda gratidão por ter sido minha orientadora e pelas constantes provas de apoio e de incentivo, que proporcionaram alargar os meus horizontes de saber.
- Ao Prof. Maurício Sperandio, pela co-orientação exemplar e pela amizade construída ao longo dos anos, registro meus sinceros agradecimentos e o reconhecimento da competência e desprendimento, atributos que contribuíram para a realização desta tese.
- Ao Prof. Vladimiro Henrique Barrosa Pinto de Miranda e ao Prof. Jean Akilimali Sumaili pela acolhida e pelas valiosas contribuições durante as pesquisas realizadas junto ao Instituto de Engenharia de Sistemas e Computadores, Tecnologia e Ciências (INESC TEC PORTO).
- À Prof<sup>a</sup>. Luciane Neves Canha e ao Prof. Daniel Pinheiro Bernardon do Centro de Excelência em Energia e Sistemas de Potência (CEESP) pela excelente convivência e pelos valiosos contributos.
- À Universidade Federal de Santa Maria (UFSM), ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, pela infraestrutura oferecida para o desenvolvimento deste trabalho.
- À Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto (FEUP) pela acolhida e infraestrutura disponibilizada.
- À Universidade Regional do Noroeste do Estado do Rio Grande do Sul (UNIJUÍ), aos professores e colegas do curso de energia elétrica, pelo apoio e incentivo.
- Ao Programa Erasmus Mundus Ação 2, Projeto Euro Brazilian Windows “EBW<sup>+</sup>”, coordenado pela Universidade do Porto, pelo apoio financeiro.
- Ao Departamento Municipal de Energia de Ijuí (DEMEI) agradeço pela licença concedida para realização da mobilidade doutoral e pelos dados e informações técnicas disponibilizadas.
- À minha família, pelo amor incondicional e incentivo em todos momentos de minha vida, a minha eterna gratidão.
- A minha noiva Silvana, por todo o amor, carinho, ternura e companheirismo.
- Aos meus queridos sogros, cuja companhia torna os meus dias mais felizes. Sinto-me honrado por fazer parte desta querida família.
- Aos meus amigos Daniel Kuss, Diego Moraes, Luciano Malaquias, Marciano Pietczak, Joel Pavan e Luiz Alberto, que, mesmo distantes, estiveram próximos o bastante para me incentivar e apoiar.
- Aos meus colegas e amigos do DEMEI pelo convívio e troca de experiências.
- Enfim, a todas as pessoas que porventura não tenha relacionado aqui, mas que tenham contribuído para a minha formação pessoal, moral e profissional desta minha caminhada de vida, os meus sinceros agradecimentos.



*“Todos os dias antes de dormir  
Lembro e esqueço como foi o dia  
Sempre em frente  
Não temos tempo a perder...”*

*Renato Russo*



## RESUMO

### PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE DISTRIBUIÇÃO CONSIDERANDO A TARIFAÇÃO DA TRANSMISSÃO E ASPECTOS DE CONFIABILIDADE

AUTOR : Moises Machado Santos

ORIENTADORA : Alzenira da Rosa Abaide Dr<sup>a</sup>. Eng.

CO-ORIENTADOR: Mauricio Sperandio, Dr. Eng.

Nos países que adotaram o modelo de competição nos segmentos de geração e de comercialização de energia elétrica, tem-se a desverticalização das atividades de geração, transmissão e distribuição como premissa básica. Nesta estrutura, os investimentos na expansão da geração, da transmissão e da distribuição são realizados por agentes distintos. Desse modo, a alocação apropriada dos custos de uso das redes, através de tarifas locacionais, revela-se um aspecto fundamental para o desenvolvimento dos agentes do setor elétrico. As tarifas locacionais de uso da rede visam proporcionar a adequada remuneração das empresas provedoras de serviços de transmissão. A definição dessas tarifas leva em consideração a “extensão de uso” de cada usuário, em função da sua localização. Dentre outros atributos, tais tarifas estimulam a utilização racional dos ativos de transmissão, bem como a redução de custos operacionais. Entretanto, embora a importância desses estímulos, os custos de uso do sistema de transmissão, ainda, não se encontram sistematicamente explorados no âmbito do planejamento da expansão da distribuição. Neste sentido, esta Tese apresenta uma nova perspectiva para o problema da expansão do sistema de distribuição, ao considerar a sinalização econômica locacional da tarifação da transmissão. Propõe-se a minimização de custos de uso do sistema de transmissão, investimentos, operação e Energia Não Suprida Esperada (ENSE). As alternativas de expansão consideradas compreendem: a instalação e a repotencialização de subestações; a construção e o recondutoramento de circuitos; a alocação de dispositivos de manobra; e a construção de circuitos de interconexão entre alimentadores. A alocação de dispositivos de manobra e a construção dos circuitos de interconexão visam proporcionar maior flexibilidade à operação, de modo a mitigar os impactos de faltas permanentes na rede. Este modelo é formulado como um problema de programação não linear inteiro misto (PNLIM) e a metaheurística GRASP (*Greedy Randomized Adaptive Search Procedure*) é adotada como algoritmo de solução. A metodologia é desenvolvida em linguagem AMPL (*A Modeling Language for Mathematical Programming*) e o solver KNITRO (*Nonlinear Interior-point Trust Region Optimizer*) é utilizado como ferramenta de otimização. Os testes de validação são realizados utilizando sistemas testes de 23, 54 e 182 barras. Os resultados demonstram as potencialidades da metodologia proposta, obtendo-se reduções nos custos de expansão. Verifica-se, ainda, que a metodologia desenvolvida fornece subsídios às distribuidoras, para que estas possam definir as contratações de uso do sistema de transmissão.

**Palavras-chave:** Planejamento da Expansão de Sistemas Elétricos de Distribuição. Tarifação do Uso do Sistema de Transmissão. Procedimento de Busca Gulosa Randômica Adaptativa. Confiabilidade.



## ABSTRACT

### DISTRIBUTION SYSTEM EXPANSION PLANNING CONSIDERING THE TRANSMISSION SYSTEM TARIFFS AND RELIABILITY ASPECTS

AUTHOR : Moises Machado Santos  
ADVISOR: Dr.<sup>a</sup>. Eng. Alzenira da Rosa Abaide  
SUB-ADVISOR: Dr. Eng. Mauricio Sperandio

The main premise for the countries that have adopted the competition model to generation and energy market is the decentralization of activities of the generation, transmission and distribution of energy. In this structure, the investments in expansion of generation, transmission and distribution systems is performed by distinct agents. On this regard, the proper allocation of network costs through locational pricing is essential to the development of electricity sector agents. The main goal of applying locational use of system tariffs is providing an appropriate remuneration of transmission system companies. The definition of this tariffs takes into consideration the “extension of the use” of each user based on its location. Among many attributes, such tariffs promote a more rational use of transmission assets as well as the reduction of operational costs. However, the locational signal price from Transmission Network Use of System (TNUoS) is not yet systematically explored in the distribution system planning context. Regarding that, this thesis presents the development of a model for distribution system expansion planning that includes the transmission tariffs. It is proposed the minimization of costs of use of transmission system, investments, operation and Expected Energy Not Supplied (EENS). The expansion alternatives consist of: installation and repowering of substations; allocation of switching devices; and the construction of interconnection circuits between feeders. The allocation of switching devices and construction of interconnection circuits aim at providing more flexibility to the operation in order to mitigate the impacts of outages in the network. The model is formulated as a Mixed Integer Nonlinear Program (MINLP) and the metaheuristic GRASP (Greedy Randomized Adaptive Search Procedure) is adopted as solution algorithm. The methodology is developed in AMPL (A Modeling Language for Mathematical Programming) and the solver (Nonlinear Interior-point Trust Region Optimizer) is used as optimization tool. The validation tests are performed using IEEE System Tests of 23, 54 and 182 buses. The results demonstrate the potentials of the proposed methodology, which obtained reduction in expansion costs. In addition, the developed methodology provide subsidies to the distribution companies, allowing to establish agreements to use the transmission system.

**Keywords:** Distribution System Expansion Planning, Transmission System Use Tariffs, Greedy Randomized Adaptive Search Procedure, Reliability.





## LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1	CLASSIFICAÇÃO DAS ABORDAGENS DO PESD. . . . .	28
FIGURA 2	COMPOSIÇÃO DA TARIFA MÉDIA DE ENERGIA ELÉTRICA DO BRASIL – JULHO/2016. . . . .	30
FIGURA 3	ILUSTRAÇÃO DO MÉTODO DA TRAJETÓRIA CONTRATADA. . . . .	43
FIGURA 4	RELAÇÕES CONTRATUAIS DE ACESSO E DE USO DE REDES DE TRANS- MISSÃO E DE DISTRIBUIÇÃO. . . . .	51
FIGURA 5	ILUSTRAÇÃO DE TRANSFERÊNCIAS DE CARGA ENTRE ALIMENTADORES. . . . .	59
FIGURA 6	ILUSTRAÇÃO DE UM SISTEMA DESCONEXO. . . . .	64
FIGURA 7	VISÃO MACRO DAS FASES QUE COMPÕEM A ESTRATÉGIA DE SOLUÇÃO. . . . .	70
FIGURA 8	FLUXOGRAMA DA FBC - FASE I. . . . .	74
FIGURA 9	FLUXOGRAMA DA FML - SUBESTAÇÕES - FASE I. . . . .	76
FIGURA 10	FLUXOGRAMA DA FML - CIRCUITOS - FASE I. . . . .	77
FIGURA 11	SISTEMA ILUSTRATIVO - FASE I. . . . .	78
FIGURA 12	EXEMPLO DE SOMA BOOLEANA. . . . .	79
FIGURA 13	ILUSTRAÇÃO DA OBTENÇÃO DA PRIMEIRA COLUNA DA $Y_c$ . . . . .	80
FIGURA 14	ILUSTRAÇÃO DA OBTENÇÃO DA SEGUNDA COLUNA DA $Y_c$ . . . . .	80
FIGURA 15	OBTENÇÃO DO VETOR DE ABRANGÊNCIA DA SE-1 POR INSPEÇÃO. . . . .	81
FIGURA 16	OBTENÇÃO DO VETOR DE ABRANGÊNCIA DA SE-2 POR INSPEÇÃO. . . . .	81
FIGURA 17	FLUXOGRAMA DA SUBROTINA DE VERIFICAÇÃO DE RADIALIDADE. . . . .	82
FIGURA 18	SISTEMA ILUSTRATIVO - FASE II. . . . .	84
FIGURA 19	OPERAÇÕES ENTRE CHAVES DE TRANSFÊRENCIA E DE SECCIONAMENTO. . . . .	84
FIGURA 20	ILUSTRAÇÃO DE CONJUNTOS DE NÓS INTERLIGADOS. . . . .	94
FIGURA 21	ILUSTRAÇÃO DA OPERAÇÃO ENTRE AS CHAVES CH-1 E CH-3. . . . .	95
FIGURA 22	ILUSTRAÇÃO DE TRANSIÇÃO DE NÓS ENTRE CONJUNTOS . . . . .	95
FIGURA 23	SISTEMA ILUSTRATIVO - FASE III. . . . .	97
FIGURA 24	FLUXOGRAMA GRASP: FBC - FASE III. . . . .	104
FIGURA 25	FLUXOGRAMA GRASP: FML - FASE III. . . . .	106
FIGURA 26	SISTEMA ILUSTRATIVO - FASE IV. . . . .	107
FIGURA 27	SISTEMA DE TESTE DE 23 BARRAS. . . . .	111
FIGURA 28	TESTE 1 - EXPANSÃO DO SISTEMA TESTE DE 23 BARRAS. . . . .	112
FIGURA 29	TESTE 2 - EXPANSÃO CENÁRIO I. . . . .	115
FIGURA 30	TESTE 2 - EXPANSÃO CENÁRIO II. . . . .	116
FIGURA 31	TESTE 2 - EXPANSÃO CENÁRIO III. . . . .	117
FIGURA 32	TESTE 2 - CENÁRIO II - ALOCAÇÃO CONVENCIONAL - TRANSFERÊN- CIAS BLOCOS A E B. . . . .	119
FIGURA 33	TESTE 2 - CENÁRIO II - ALOCAÇÃO INTEGRADA - TRANSFERÊNCIAS BLOCOS A E B. . . . .	120
FIGURA 34	TESTE 2 - CENÁRIO II - ALOCAÇÃO INTEGRADA - TRANSFERÊNCIAS BLOCOS C E D. . . . .	121
FIGURA 35	TESTE 3 - EXPANSÃO CENÁRIO I. . . . .	122
FIGURA 36	TESTE 3 - VARIAÇÕES DE CUSTOS - ALOCAÇÃO CHAVES AUTOMÁTICAS. . . . .	123
FIGURA 37	TESTE 3 - VARIAÇÕES DE CUSTOS - ALOCAÇÃO HÍBRIDA. . . . .	123
FIGURA 38	TESTE 3 - EXPANSÃO CENÁRIO II. . . . .	124

FIGURA 39	TESTE 3 - EXPANSÃO CENÁRIO III. . . . .	125
FIGURA 40	SISTEMA TESTE DE 54 BARRAS. . . . .	127
FIGURA 41	SISTEMA TESTE DE 54 BARRAS - CENÁRIO A. . . . .	129
FIGURA 42	SISTEMA TESTE DE 54 BARRAS - CENÁRIO B. . . . .	129
FIGURA 43	SISTEMA TESTE DE 54 BARRAS - CENÁRIO C. . . . .	130
FIGURA 44	SISTEMA TESTE DE 54 BARRAS - CENÁRIO D. . . . .	130
FIGURA 45	SISTEMA TESTE DE 54 BARRAS - CENÁRIO E. . . . .	131
FIGURA 46	SISTEMA TESTE DE 54 BARRAS - VARIAÇÕES DE CUSTOS. . . . .	133
FIGURA 47	SISTEMA TESTE DE 182 BARRAS. . . . .	135
FIGURA 48	SISTEMA TESTE DE 182 BARRAS - CENÁRIO A. . . . .	137
FIGURA 49	SISTEMA TESTE DE 182 BARRAS - CENÁRIO B. . . . .	138
FIGURA 50	SISTEMA TESTE DE 182 BARRAS - CENÁRIO C. . . . .	139
FIGURA 51	SISTEMA TESTE DE 182 BARRAS - VARIAÇÕES DE CUSTOS. . . . .	142

## LISTA DE QUADROS

QUADRO 1	VALORES HISTÓRICOS ANUAIS DE PIS: 2011-2014. . . . .	53
QUADRO 2	TESTE 1 - RESULTADOS DA FBC E FML. . . . .	113
QUADRO 3	TESTE 1 - RESUMOS DE CUSTOS (US\$). . . . .	113
QUADRO 4	TESTE 2 - PARÂMETROS E CUSTOS DOS DISPOSITIVOS DE MANOBRA. . . . .	114
QUADRO 5	TESTE 2 - CENÁRIOS DE CUSTO DO DÉFICIT DE ENERGIA ELÉTRICA. . . . .	114
QUADRO 6	TESTE 2 - RESUMO DE CUSTOS (KUS\$). . . . .	118
QUADRO 7	TESTE 3 - RESUMO DE CUSTOS (KUS\$). . . . .	126
QUADRO 8	SISTEMA TESTE DE 54 BARRAS - DADOS DE SUBESTAÇÕES. . . . .	128
QUADRO 9	SISTEMA TESTE DE 54 BARRAS - CENÁRIOS DE TUSTs. . . . .	128
QUADRO 10	SISTEMA TESTE DE 54 BARRAS - MUST (MW). . . . .	131
QUADRO 11	SISTEMA TESTE DE 54 BARRAS - ÍNDICES DE CONFIABILIDADE. . . . .	132
QUADRO 12	SISTEMA TESTE DE 54 BARRAS - RESUMO DE CUSTOS (KUS\$). . . . .	132
QUADRO 13	SISTEMA TESTE DE 54 BARRAS - DADOS DE SUBESTAÇÕES. . . . .	136
QUADRO 14	SISTEMA TESTE DE 182 BARRAS - CENÁRIOS DE TUSTs. . . . .	136
QUADRO 15	SISTEMA TESTE DE 182 BARRAS - ÍNDICES DE CONFIABILIDADE. . . . .	140
QUADRO 16	SISTEMA TESTE DE 182 BARRAS - MUST (MW). . . . .	140
QUADRO 17	SISTEMA TESTE DE 182 BARRAS - RESUMO DE CUSTOS (KUS\$). . . . .	141
QUADRO 18	SISTEMA TESTE DE 23 BARRAS - DADOS DE BARRA. . . . .	159
QUADRO 19	SISTEMA TESTE DE 23 BARRAS - DADOS DE LINHA. . . . .	159
QUADRO 20	SISTEMA TESTE DE 23 BARRAS - DADOS DE CONDUTORES. . . . .	159
QUADRO 21	SISTEMA TESTE DE 54 BARRAS - DADOS DE BARRA. . . . .	161
QUADRO 22	SISTEMA TESTE DE 54 BARRAS - DADOS DE SUBESTAÇÕES. . . . .	161
QUADRO 23	SISTEMA TESTE DE 54 BARRAS - DADOS DE LINHA. . . . .	162
QUADRO 24	SISTEMA TESTE DE 54 BARRAS - DADOS DE CONDUTORES. . . . .	163
QUADRO 25	SISTEMA TESTE DE 54 BARRAS - DISPOSITIVOS DE MANOBRA. . . . .	163
QUADRO 26	SISTEMA TESTE DE 54 BARRAS - DADOS TÉCNICOS E ECONÔMICOS. . . . .	163
QUADRO 27	SISTEMA TESTE DE 182 BARRAS - DADOS DE BARRA. . . . .	165
QUADRO 28	SISTEMA TESTE DE 182 BARRAS - DADOS DE BARRA - CONTINUAÇÃO. . . . .	166
QUADRO 29	SISTEMA TESTE DE 182 BARRAS - DADOS DE LINHA. . . . .	167
QUADRO 30	SISTEMA TESTE DE 182 BARRAS - DADOS DE LINHA - CONTINUAÇÃO. . . . .	168
QUADRO 31	SISTEMA TESTE DE 182 BARRAS - DADOS DE LINHA - CONTINUAÇÃO. . . . .	169
QUADRO 32	SISTEMA TESTE DE 54 BARRAS - DADOS DE SUBESTAÇÕES. . . . .	169
QUADRO 33	SISTEMA TESTE DE 182 BARRAS - DADOS DE CONDUTORES. . . . .	170
QUADRO 34	SISTEMA TESTE DE 182 BARRAS - DADOS DISPOSITIVOS DE MANOBRA. . . . .	170
QUADRO 35	SISTEMA TESTE DE 182 BARRAS - DADOS TÉCNICOS E ECONÔMICOS. . . . .	170



## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACO	<i>Ant Colony Optimization Algorithm</i>
AG	Algoritmo Genético
AHC	Algoritmo Heurístico Construtivo
AMPL	<i>A Modeling Language for Mathematical Programming</i>
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CMCP	Custos Marginais de Curto Prazo
CMLP	Custos Marginais de Longo Prazo
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
DECE	Duração Equivalente de Interrupção Esperada por Unidade Consumidora
DEMEI	Departamento Municipal de Energia de Ijuí
DICE	Duração de Interrupção Individual Esperada por Unidade Consumidora
ENS	Energia Não Suprida
ENSE	Energia Não Suprida Esperada
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EUST	Encargos de Uso do Sistemas de Transmissão
FBC	Fase de Busca Construtiva
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
FECE	Frequência Equivalente de Interrupção Esperada por Unidade Consumidora
FICE	Frequência de Interrupção Individual Esperada por Unidade Consumidora
FML	Fase de Melhoria Local
GD	Geração Distribuída
GRASP	<i>Greedy Randomized Adaptive Search Procedure</i>
IFC	Índice de Factibilidade para Circuitos
IFCS	Índice de Factibilidade de Chaves de Seccionamento
IFCT	Índice de Factibilidade de Chaves de Transferência
IFS	Índice de Factibilidade para Subestações
ISC	Índice de Sensibilidade de Circuitos

ISCS	Índice de Sensibilidade de Chaves de Seccionamento
ISCT	Índice de Sensibilidade de Chaves de Transferência
ISS	Índice de Sensibilidade de Subestações
KNITRO	Nonlinear Interior-point Trust Region Optimizer
LRC	Lista Restrita de Candidatos
LRC-CS	Lista Restrita de Chaves de Seccionamento
LRC-CT	Lista Restrita de Chaves de Transferência
LRCC	Lista Restrita de Circuitos Candidatos
LRSC	Lista Restrita de Subestações Candidatas
MLE	Matriz Lógico-Estrutural
MME	Ministério de Minas e Energia
MUST	Montante de Uso do Sistema de Transmissão
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PNL	Programação Não Linear
PNLI	Programação Não Linear Inteira
PNLIM	Programação Não Linear Inteira Mista
PRCI	Precificação Relativa aos Custos de Investimento
PSO	Particle Swarm Optimization
SA	Simulated Annealing
SE	Subestação de distribuição
SEB	Setor Elétrico Brasileiro
TR	Tempo de Reparo
TS	Tempo de Seccionamento
TSA	Tabu Search Algorithm
TT	Tempo de Transferência
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão
PESD	Planejamento da Expansão de Sistema de Distribuição

## LISTA DE SÍMBOLOS

$\alpha_{k,ij,c}$	Variável de decisão de instalação de chaves de transferência no trecho $ij$ do alimentador $k$
$\alpha_{\max}$	Máximo valor de $\alpha_{k,ij,c}$ , referente à chaves de transferência não adicionados a solução
$\alpha_{\min}$	Mínimo valor de $\alpha_{k,ij,c}$ , referente à chaves de transferência não adicionados a solução
$B_{k,ij,a}$	Elemento da matriz de susceptância nodal do alimentador $k$ , associado ao condutor “a” (pu)
$b_{k,ij,a}$	Susceptância do trecho $ij$ do alimentador $k$ , associado ao condutor “a” (pu)
$\beta_{i,j}$	Elemento $ij$ da matriz $\mathbf{M}^\dagger$
$c_a$	Custo de construção de um circuito com condutor do tipo “a” (UM/km)
$C_{ALOC}$	Custo alocação e de energia não suprida esperada (UM)
$c_e$	Custo do déficit de energia (UM/kWh)
$C_{ESD}$	Custos de expansão e operação do sistema de distribuição (UM)
$c_{fi}$	Custo de instalação da subestação $i$ (UM)
$c_l$	Custo da perdas de energia elétrica (UM/kWh)
$C_{s,c}$	Custo de instalação de uma chave do tipo “c” (UM)
$C_{EUST}$	Custo de uso do sistema de transmissão (UM)
$c_{vi}$	Custo de operação de subestações (UM/kVA <sup>2</sup> )
$\overline{DEC}_i$	Limite máximo de Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora Esperada na subestação de fronteira $i$ (Horas)
$DECE_i$	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora Esperada na subestação de fronteira $i$ (Horas)
$\delta_{inv}$	Taxa de recuperação de capital
$\delta_l$	Fator de conversão de perdas de potência em energia e valor presente
$\delta_o$	Fator de conversão dos custos anuais de operação em valor presente
$\delta_{vp}$	Fator de conversão em valor presente de custos anuais
$DICE_i$	Duração de interrupções individual esperada dos consumidores conectados ao nó $i$ (horas/ano)
$f(alloc)$	Função de investimentos em alocação (UM)
$f(ENSE)$	Função custo da energia não suprida esperada (UM)
$f(inv)$	Função de custos em investimentos de expansão da distribuição (UM)
$f(op)$	Função de custos de operação e manutenção de subestações e os custos de perdas em circuitos (UM)
$\alpha_{FBC}$	Fator de ajuste $\alpha$ da FBC do GRASP
$\alpha_{FML}$	Fator de ajuste $\alpha$ da FML do GRASP
$\overline{FEC}_i$	Limite máximo de Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora Esperada na subestação de fronteira $i$
$FECE_i$	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora Esperada na subestação de fronteira $i$
$FICE_i$	Frequência de interrupções individual esperada dos consumidores conectados ao nó $i$ (falhas/ano)
$G_{k,ij,a}$	Elemento da matriz de condutância nodal do alimentador $k$ , associado ao condutor “a” (pu)
$g_{k,ij,a}$	Condutância do trecho $ij$ do alimentador $k$ , associado ao condutor “a” (pu)
$h$	Horizonte de planejamento (anos)

$L_i$	Carga conectada ao nó $i$ (kW)
$l_{ij}$	Comprimento do trecho $ij$ (km)
$\lambda$	Vetor de taxas de falhas anual
$\mathbf{M}^i$	Matriz Lógico-Estrutural para a “ $i$ ” operação entre chaves de seccionamento e de transferência
$\mathbf{M}^*$	Matriz Lógico-Estrutural considerando taxas de falhas anual
$m_i$	Variável de decisão para a instalação e/ou repotencialização da subestação $i$
$m_i^+$	Variável de decisão para a instalação e/ou repotencialização da subestação $i$ do processo iterativo do GRASP
$M'_{i,j}$	Elemento da linha $i$ e coluna $j$ da MLE, considerando somente taxas de falhas (falhas/ano)
$\mathbf{M}^\dagger$	Matriz Lógico-Estrutural Relaxada
$\mathbf{M}^{\dagger,i}$	Matriz Lógico-Estrutural Relaxada para a “ $i$ ” operação entre chaves de seccionamento e de transferência
$N_c$	Quantidade total de consumidores do conjunto
$n_{cs}$	Quantidade de chaves alocadas na FBC
$N_{FBC-Cir}$	Quantidade de circuitos adicionados na FBC do GRASP
$N_{FBC-Se}$	Quantidade de subestações adicionadas na FBC do GRASP
$N_i$	Quantidade de consumidores conectados ao nó $i$
$n_{ij,a}^+$	Variável de decisão para a construção e/ou recondutoramento do circuito $ij$ do alimentador $k$ , com condutor do tipo “ $a$ ” do processo iterativo do GRASP - fase I
$n_{k,ij,a}$	Variável de decisão (binárias, 0 ou 1) para a construção e/ou recondutoramento do circuito $ij$ do alimentador $k$ , com condutor do tipo “ $a$ ”
$n_{k,ij,a}$	circuito existente no trecho $ij$ do alimentador $k$ , com condutor do tipo “ $a$ ”
$\Omega_a$	Conjunto de tipos de condutores
$\Omega_b$	Conjunto de barras do sistema
$\Omega_{bk}$	Conjunto de barras atendidas pelo alimentador $k$ , em condições normais de operação
$\Omega_c$	Conjunto de tipos de chaves
$\Omega_i$	Conjunto de ramos candidatos a instalação de chaves transferência
$\Omega_{int,i}$	Conjunto de interligações $ij$ entre alimentadores da subestação $i$ .
$\Omega_k$	Conjunto de alimentadores do sistema
$\Omega_{k,i}$	Conjunto de $k$ alimentadores conectados a subestação $i$
$\Omega_l$	Conjunto de ramos existentes e candidatos
$\Omega_p$	Conjunto de ramos candidatos a instalação de chaves seccionamento
$\Omega_s$	Conjunto de barras com subestações existentes e candidatas
$P_{Di}$	Potência ativa demandada na barra $i$
$P_{ij,i}$	Fluxo de potência ativa na interligação $ij$ entre alimentadores da subestação $i$ (pu)
$P_{k,i}$	Potência ativa líquida na barra $i$ do alimentador $k$ (pu)
$P_{k,ij,a}$	Fluxo de potência ativa que sai da barra $i$ em direção à barra $j$ do alimentador $k$ , associado ao condutor do tipo $a$ (pu)
$P_{k,i}^c$	Potência ativa demandada na barra $i$ , atendida pelo alimentador $k$ , em condição de contingência (pu)
$P_{Dk,i}$	Potência ativa demandada na barra $i$ do alimentador $k$ (pu)
$\phi_l$	Fator de perdas típico anual do sistema
$\Phi_{\max}$	Máximo fluxo de potência aparente nos trechos não adicionados a solução (pu)
$\Phi_{\min}$	Mínimo fluxo de potência aparente nos trechos não adicionados a solução (pu)
$\phi_c$	Fator de carga típico anual do sistema



$PA_{k,i}$	Potência ativa máxima demandada no alimentador $k$ , conectado a subestação $i$ (pu)
$PS_i^\dagger$	Potência ativa total demandada na subestação de fronteira $i$ (pu)
$\psi_{ij,c}$	Variável de decisão de instalação de chaves de seccionamento no trecho $ij$
$\alpha_{\max}$	Máximo valor de $\psi_{ij,c}$ , referente à chaves de seccionamento não adicionados a solução
$\alpha_{\min}$	Mínimo valor de $\psi_{ij,c}$ , referente à chaves de seccionamento não adicionados a solução
$Q_{ij,i}$	Fluxo de potência reativa na interligação $ij$ entre alimentadores da subestação $i$ (pu)
$Q_{k,i}$	Potência reativa líquida na barra $i$ do alimentador $k$ (pu)
$Q_{k,i,j,a}$	Fluxo de potência reativa que sai da barra $i$ em direção à barra $j$ do alimentador $k$ , associado ao condutor do tipo $a$ (pu)
$QC_{k,i}^c$	Potência reativa demandada na barra $i$ , atendida pelo alimentador $k$ , em condição de contingência (pu)
$QD_{k,i}$	Potência reativa demandada na barra $i$ do alimentador $k$ (pu)
$QA_{k,i}$	Potência reativa máxima demandada no alimentador $k$ , conectado a subestação $i$ (pu)
$\bar{S}_i$	Limite máximo de potência aparente para a construção ou recapacitação de uma subestação na barra $i$ (pu)
$\bar{S}_i^0$	Limite máximo de potência aparente em uma subestação existente na barra $i$ (pu)
$\bar{S}_{ij,a}$	Limite máximo de fluxo de potência aparente no ramo $ij$ , associado ao condutor do tipo $a$ (pu)
$S_{\max}$	Máxima potência aparente demandada entre as subestações não adicionadas a solução (pu)
$S_{\min}$	Mínima potência aparente demandada entre as subestações não adicionadas a solução (pu)
$SC_{k,i}^c$	Potência aparente demandada na barra $i$ , atendida pelo alimentador $k$ , em condição de contingência (pu)
$SC_i$	Potência aparente da barra $i$ (pu)
$\mathbf{s}^k$	Vetor de abrangência de suprimento referente ao nó $k$
$\bar{\mathbf{s}}^k$	Vetor de suprimento referente ao nó $k$
$\tau$	Taxa de atratividade anual (%)
$\theta_{k,i}$	Ângulo da tensão na barra $i$ do alimentador $k$ (rad)
$TR_i$	Tempo de reparo do nó $i$ (horas)
$TS_i$	Tempo de seccionamento associado à chave seccionamento $i$ (horas)
$TT_i$	Tempo de transferência associado à chave de transferência $i$ (horas)
$TUST_i$	TUST na subestação de fronteira $i$
$U_i$	Indisponibilidade de suprimento associada à barra $i$ (horas)
$V_{k,i}$	Magnitude da tensão na barra $i$ do alimentador $k$ (pu)
$\mathbf{Y}_c$	Matriz de conectividade
$\mathbf{Y}_c^i$	Matriz de conectividade para a “ $i$ ” operação entre chaves de seccionamento e de transferência
$\mathbf{Y}_u$	Matriz de admitância binária



## SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	27
1.1	CONTEXTUALIZAÇÃO	27
1.2	MOTIVAÇÕES E JUSTIFICATIVAS	29
1.3	OBJETIVOS DA TESE	31
1.4	PRINCIPAIS CONTRIBUIÇÕES	31
1.5	ESTRUTURA DA TESE	32
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	33
2.1	MODELOS DE EXPANSÃO	33
2.2	ESTRATÉGIAS DE SOLUÇÃO	35
2.3	ABORDAGENS DE PLANEJAMENTO INTEGRADO	38
2.4	TARIFAÇÃO DO USO DE SISTEMAS DE TRANSMISSÃO	40
2.4.1	METODOLOGIAS DE CUSTO FIXO	42
2.4.1.1	Método Selo Postal	42
2.4.1.2	Método da Trajetória Contratada	43
2.4.1.3	Método MW-Milha Baseado em Fluxo de Potência	44
2.4.1.4	Método do Módulo	45
2.4.2	MÉTODOS DE TARIFAÇÃO DO TIPO MARGINAL	45
2.4.2.1	Método do Custo Marginal de Curto Prazo	46
2.4.2.2	Método do Custo Marginal de Longo Prazo	46
2.4.3	MÉTODO NODAL	47
2.4.4	CONTRATOS DE ACESSO AO SISTEMA DE TRANSMISSÃO	49
2.4.4.1	Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica - CCVE	50
2.4.4.2	Contratação de uso de rede	50
2.4.4.3	Eficiência na contratação do uso do sistema de transmissão	52
2.5	CONSIDERAÇÕES FINAIS	54
3	FORMULAÇÃO DO PROBLEMA	57
3.1	FUNÇÃO OBJETIVO	58
3.2	CONJUNTO DE RESTRIÇÕES	62
3.2.1	RESTRIÇÕES DE OPERACIONAIS	63
3.2.2	RESTRIÇÕES FÍSICAS	64
3.2.3	RESTRIÇÃO DE CONFIABILIDADE	65
3.3	CONSIDERAÇÕES FINAIS	66
4	METODOLOGIA PROPOSTA	67
4.1	METAHEURÍSTICA GRASP	67
4.2	ESTRATÉGIA DE SOLUÇÃO	70
4.2.1	FASE I - DEFINIÇÃO DA TOPOLOGIA INICIAL	72
4.2.1.1	Fase de Melhoria Local	75
4.2.1.2	Análise de radialidade	78
4.2.2	FASE II - RELAXAÇÃO DA MATRIZ LÓGICO-ESTRUTURAL	83
4.2.2.1	Matriz Lógico-Estrutural	83
4.2.2.2	Análise descritiva do processo de relaxação da MLE	88
4.2.2.3	Estratégia de relaxação da MLE	93

4.2.3	FASE III - ALOCAÇÃO INTEGRADA AO PROBLEMA DA EXPANSÃO DA DISTRIBUIÇÃO . . . . .	96
4.2.3.1	Solução do problema da alocação integrado ao planejamento da expansão . . . . .	99
4.2.4	FASE IV - RECONFIGURAÇÃO . . . . .	107
4.3	FERRAMENTAS COMPUTACIONAIS . . . . .	108
4.4	CONSIDERAÇÕES FINAIS . . . . .	109
5	RESULTADOS E DISCUSSÃO . . . . .	111
5.1	SISTEMA TESTE DE DISTRIBUIÇÃO DE 23 BARRAS . . . . .	111
5.1.1	TESTE 1 - ANÁLISE COMPARATIVA DE RESULTADOS - GRASP . . . . .	112
5.1.2	TESTE 2 - ALOCAÇÃO INTEGRADA AO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO . . . . .	114
5.1.3	TESTE 3 - ALOCAÇÃO HÍBRIDA . . . . .	122
5.2	SISTEMA TESTE DE 54 BARRAS . . . . .	127
5.3	SISTEMA TESTE DE 182 BARRAS . . . . .	135
5.3.1	ANÁLISE DE CUSTOS . . . . .	141
5.4	CONCLUSÕES . . . . .	143
6	CONCLUSÕES E PERSPECTIVAS FUTURAS . . . . .	145
6.1	PRINCIPAIS CONTRIBUIÇÕES . . . . .	146
6.2	TRABALHOS FUTUROS . . . . .	148
	REFERÊNCIAS . . . . .	149
	APÊNDICE A - DADOS DO SISTEMA TESTE DE 23 BARRAS . . . . .	159
	APÊNDICE B - DADOS DO SISTEMA TESTE DE 54 BARRAS . . . . .	161
	APÊNDICE C - DADOS DO SISTEMA TESTE DE 182 BARRAS . . . . .	165
	ÍNDICE . . . . .	171

# 1 INTRODUÇÃO

Este capítulo introduz o tema desta tese, apresentando uma visão geral da interação entre os sinais locacionais da transmissão e o Planejamento da Expansão de Sistemas Elétricos de distribuição (PESD), em ambientes desregulamentados. Apresenta-se uma breve contextualização acerca da expansão dos sistemas elétricos de distribuição e discutem-se os novos desafios que emergem da reestruturação do setor elétrico. Nesse sentido, destaca-se a importância de concatenar decisões de planejamento à estrutura tarifária, com ênfase nas tarifas locacionais do sistema de transmissão. Por fim, são definidos os objetivos e a estrutura desta tese.

## 1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO

O PESD é um problema clássico dos sistemas elétricos de potência que tem como objetivo indicar o local, a capacidade e o momento em que as expansões devem ser realizadas, de modo a atender o crescimento da demanda com o mínimo custo. Em termos gerais, esse problema é descrito como um problema matemático de otimização, que minimiza os custos atrelados aos investimentos e à operação do sistema, atendendo um a conjunto de restrições operacionais (WILLIS, 1997).

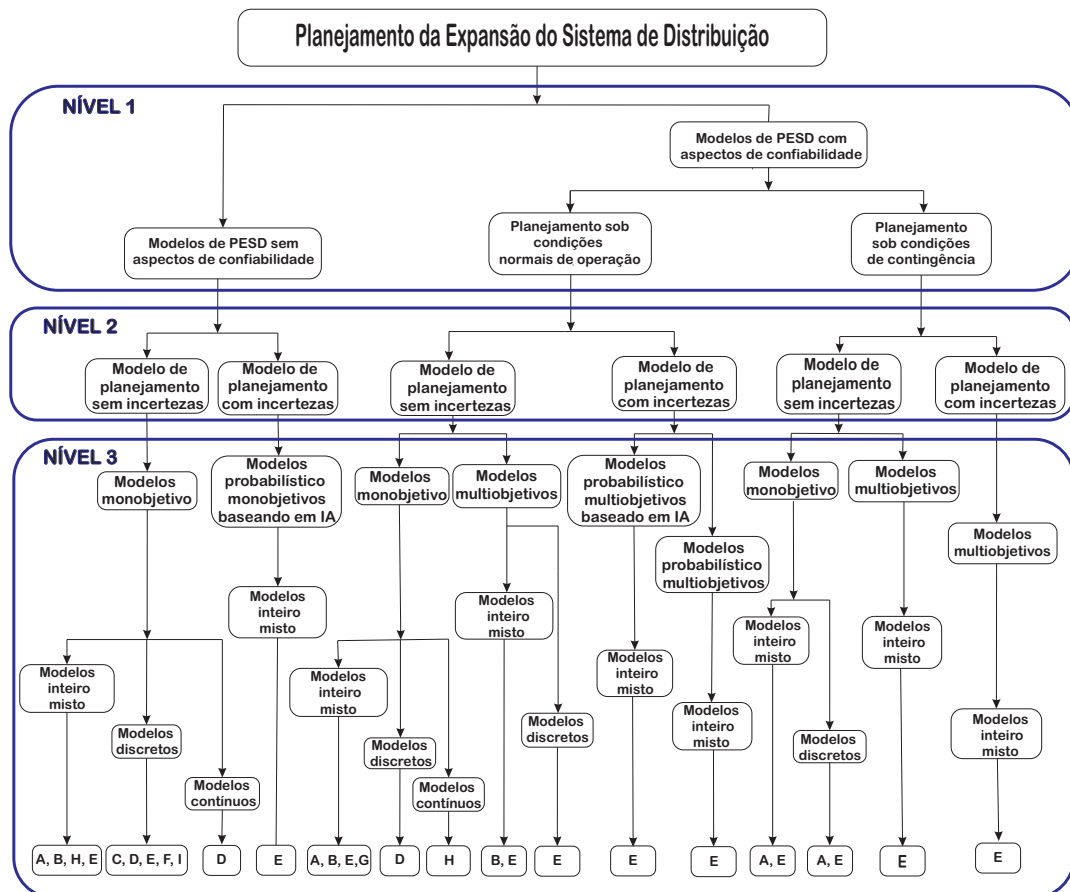
Além da economicidade, a confiabilidade e a flexibilidade são requisitos indispensáveis na expansão do sistema. Segundo Billinton e Allan (1992, p. 8), a confiabilidade pode ser avaliada sob dois aspectos: “adequação” e “segurança”. A “adequação” está associada à existência de recursos suficientes dentro do sistema para satisfazer a demanda de carga e os seus requisitos operacionais. Por outro lado, a segurança está relacionada à habilidade do sistema responder a perturbações, tais como transitórios, que resultariam em desligamentos expressivos de carga. Com relação à flexibilidade, as expansões devem conferir ao sistema a habilidade de se adaptar aos avanços tecnológicos e às diversas incertezas intrínsecas ao problema, sejam elas operacionais, regulatórias ou econômicas.

Alcançar soluções de expansão que atendam os requisitos de economicidade, de confiabilidade e de flexibilidade é uma tarefa de significativa complexidade. Dentre as principais características, os sistemas de distribuição apresentam: variações em tempo real, na demanda e na geração; crescimento geográfico e temporal da demanda; e falhas randômicas em tempo real. Adicionalmente, a inserção de fontes de energia renováveis, principalmente a geração eólica e a solar nas redes elétricas de distribuição, tem sido um dos desafios contemporâneos do planejamento da expansão dos sistemas de distribuição (SANTOS ET AL., 2017). A geração de energia eólica e a solar caracterizam-se pela volatilidade na produção, em função de condições meteorológicas incontrolláveis. Em algumas situações, os montantes gerados podem estar sujeitos a alterações abruptas, em poucos segundos, bastando, para tanto, uma interrupção momentânea dos ventos ou a entrada de uma massa de ar, trazendo nebulosidade sobre uma região. Esses fatores aumentam de forma expressiva as incertezas envolvidas no planejamento do sistema.

Mais recentemente, os impactos de veículos elétricos nos sistemas de distribuição e a utilização de sistemas de armazenamento de energia vêm despertando grande interesse da comunidade científica (HUMAYD E BHATTACHARYA, 2017; SHAABAN E EL-SAADANY, 2014; SHEN ET AL., 2017; YAO ET AL., 2016).

No intuito de obter soluções eficientes, o PESD tem sido explorado por vários pesquisadores ao redor do globo, através das mais diversas formulações matemáticas, tais como: não-linear e linear; mono e multiobjetivos; determinísticas e estocástica; estática, pseudo-dinâmica e dinâmica (GANGULY, SAHOO E DAS, 2013; GEORGILAKIS E HATZIARGYRIOU, 2015). A Figura 1 sintetiza algumas das principais abordagens propostas na literatura, classificadas segundo Ganguly, Sahoo e Das (2013).

Figura 1 – Classificação das abordagens do PESD.



**Legenda:**  
**A** - Programação inteira mista; **B** - Branch and Bound; Decomposição de Bender's; **C** Branch Exchange, **D** - Programação Dinâmica, **E** - Técnicas de Inteligência Artificial - ex: Sistemas Especialistas, Simulated Annealing e Algoritmos Evolucionários (AG, Busca Tabu, PSO, ACS, AIS); **F** = RNA; **G** - Programação de fluxo de redes; **H** - programação não-linear; e **I** = Algoritmo baseado em múltiplas tarefas; IA= Inteligência Artificial, AG= Algoritmo Genético, SIA= Sistemas Imunológicos Artificiais.  
**Nível 1** - Atribuição do modelo (classificação em função das características de confiabilidade).  
**Nível 2** - Abordagem em função da modelagem de incertezas.  
**Nível 3** - Categorização segundo a formulação do problema e as estratégia de solução.

Assim como a vasta gama de formulações matemáticas, encontra-se na literatura uma grande diversidade de técnicas de solução do PESD. Propõem-se métodos de programação matemáticas (métodos exatos) (HAFFNER ET AL., 2008A,b; SOUSA, 2013; XING ET AL., 2016), técnicas heurísticas (COSSI, ROMERO E MANTOVANI, 2009; MOREIRA ET AL., 2011) e metaheurísticas (JIA-MEI E HONG-E, 2010; MAZHARI, MONSEF E ROMERO, 2016; SHAN ET AL., 2011; TABARES ET AL., 2016). Não obstante aos estudos realizados, os modelos e as estratégias de solução mais adequadas a serem aplicadas ao PESD estão longe de um consenso, o que torna o tema instigante e desafiador.

Outro desafio de grande relevância emerge das modificações estruturais e organizacionais da indústria de energia elétrica, sobretudo após os processos de desregulamentação, ocorridos em diversos países (BIGGAR E HESAMZADEH, 2014). Dentre as principais motivações para esse processo de reestruturação, está o aumento da eficiência na produção e na distribuição da energia. A reestruturação do setor elétrico alicerçou-se no conceito de que é possível tratar a energia elétrica como um produto e, do ponto de vista comercial, separá-lo dos serviços de transporte - transmissão e distribuição (monopólios naturais) (FALCÃO, 2007). Esta concepção deu origem à estruturação desverticalizada, de modo a criar um ambiente favorável à competição no setor elétrico. Em uma estrutura desverticalizada, os investimentos na expansão da geração, da transmissão e da distribuição são feitos por agentes distintos (HARRIS, 2006). Desse modo, conciliar os interesses comerciais dos agentes e garantir a expansão do sistema a mínimo custo, do ponto de vista sistêmico, constituem-se em objetivos a ser perseguidos pelos órgãos de planejamento do setor elétrico.

## 1.2 MOTIVAÇÕES E JUSTIFICATIVAS

A recente liberalização da indústria da energia, em muitas partes do mundo, levou à concorrência aberta entre as empresas de energia, de modo que os investimentos em expansão da geração, da transmissão e da distribuição são feitos por agentes distintos (BIGGAR E HESAMZADEH, 2014). Neste ambiente concorrencial, cada segmento busca minimizar seus próprios custos de expansão e de operação. Dessa forma, os sinais locacionais e econômicos das tarifas de uso da rede de transmissão surgem como mecanismos fundamentais para conciliar interesses comerciais dos diversos agentes envolvidos, visando à otimização dos resultados do planejamento da expansão, do ponto de vista sistêmico (E. L. D. SILVA, 2001).

As tarifas de uso da rede elétrica de transmissão visam recuperar os investimentos decorrentes da expansão e as despesas com a operação e a manutenção da rede de transmissão. A definição dessas tarifas leva em consideração o uso da capacidade das instalações de transmissão, o qual é fortemente influenciado pela localização dos pontos de conexão dos usuários (geradores, distribuidoras e grandes consumidores). Um gerador que atende uma carga eletricamente próxima não faz um uso significativo do sistema de transmissão (utiliza um número

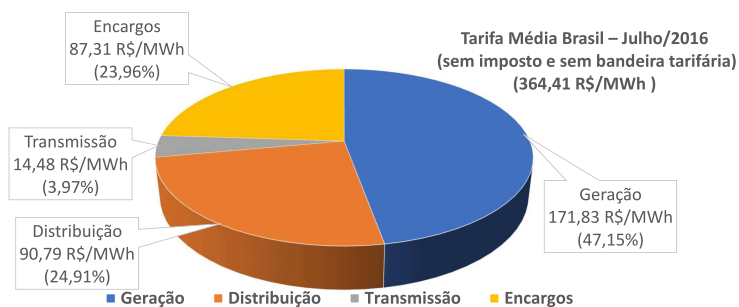
reduzido de linhas, SEs, etc.). Por outro lado, se a carga e o gerador estiverem distantes, o uso das instalações de transmissão será mais intenso. Conseqüentemente, o custo pelo uso das instalações de transmissão é distinto para cada ponto de conexão. Portanto, deve-se considerar tarifas diferenciadas em função da localização dos usuários, conhecida como tarifa locacional (ZHANG, 2010).

O produto das tarifas locacionais de uso do sistema e a potência demandada ou injetada resultam no custo incorrido por cada usuário da rede. Como consequência, os usuários que impõem maiores custos de expansão e operação da rede terão maiores encargos de uso do sistema de transmissão (EUST). Essa forma de alocação de custos incentiva a instalação de unidades geradoras e/ou incremento de geração em regiões em que os equipamentos de transmissão estejam mais próximos aos seus limites operacionais. Por outro lado, induzem incrementos de cargas em regiões do sistema em que os equipamentos apresentem maior disponibilidade. Desse modo, a sinalização econômica das tarifas locacionais favorece a utilização racional dos ativos de transmissão (E. L. D. SILVA, 2001).

A discussão sobre a tarifação da transmissão remete, ainda, à outra questão de grande relevância, associada aos contratos de uso do sistema de transmissão. No Brasil, esses contratos estão sujeitos à regras de sobrecontratação e subcontratação, podendo implicar em eventuais penalidades às distribuidoras (ANEEL, 2015B). Diante dessas regras, compete aos agentes de distribuição a tarefa de responder aos seguintes questionamentos: onde, quando e quanto de uso do sistema de transmissão deve ser contratado, de forma a garantir eficiência na contratação. As respostas para esses questionamentos são uma tarefa desafiadora e estão intimamente relacionadas ao planejamento da expansão, pois é a partir do mesmo que se realizam as projeções das potências demandadas nas conexões de fronteira entre os sistemas de transmissão e distribuição.

Ressalta-se, por fim, que os encargos de transmissão compõem a formação de custos das tarifas de energia elétrica aplicadas aos consumidores finais. Na Figura 2, apresenta-se a composição média das tarifas de energia elétrica do Brasil, vigente até julho de 2016.

Figura 2 – Composição da Tarifa Média de Energia Elétrica do Brasil – Julho/2016.





Nota-se que os custos da transmissão representavam, em média, 3,97% do valor final da tarifa, em 2016. Nesse caso, o desenvolvimento eficiente do planejamento, bem como a adequada contratação do uso do sistema de transmissão, favorece a redução de custos repassados aos consumidores finais, assim como o equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras.

Em síntese, as considerações realizadas ressaltam a importância da tarifação da transmissão em modelos do setor elétrico que adotam a estrutura organizacional desverticalizada. Em especial, no segmento de distribuição, acredita-se que o desenvolvimento de modelos de planejamento que contemplem os sinais econômicos das tarifas locais podem conduzir a investimentos mais prudentes em expansão, do ponto de vista sistêmico. Ademais, tornam-se importantes instrumentos de apoio à tomada de decisão relacionada aos aspectos contratuais de uso da rede de transmissão por parte das distribuidoras. Essas características são extremamente relevantes e tendem a abrir uma nova perspectiva para o PESD.

### 1.3 OBJETIVOS DA TESE

O objetivo central desta tese é o desenvolvimento de um modelo de planejamento da expansão da distribuição que contemple a sinalização econômica das tarifas locais de transmissão e aspectos de confiabilidade. Para alcançar os resultados esperados, têm-se como objetivos específicos:

- investigar o estado-da-arte relacionado ao PESD, de modo a contextualizar as motivações e contribuições do trabalho proposto;
- analisar os modelos de tarifação do uso do sistema de transmissão e aspectos contratuais de suprimento;
- formular um modelo de PESD que considere, como alternativas de expansão: a instalação e a repotencialização de subestações, a construção e o recondução de circuitos, a alocação de chaves e a construção de circuitos de interconexão entre alimentadores;
- desenvolver uma metodologia para a solução do PESD, considerando o regime de operação normal e de contingência; e
- realizar estudos computacionais para a validação da metodologia proposta e a análise dos impactos dos sinais locais na expansão da distribuição.

### 1.4 PRINCIPAIS CONTRIBUIÇÕES

Como contribuições desta tese apresenta-se um modelo PESD sob a perspectiva dos sinais econômicos locais das tarifas de uso do sistema de transmissão, como ferramenta de apoio à tomada de decisão relacionada às condições operacionais e contratuais de suprimento.

Propõe-se a aplicação deste modelo para a minimização da função custo: investimentos; operação; perdas; energia não suprida esperada (ENSE); e encargos de uso do sistema de transmissão (EUST). Além disso, apresenta-se o desenvolvimento de uma metodologia para a solução do PESD utilizando-se a metaheurística GRASP. Consideram-se nessa metodologia condições normais de operação e de contingência. Outra contribuição refere-se ao desenvolvimento da técnica de relaxação da Matriz Lógico-Estrutural para resolver o problema de alocação de dispositivos de manobra integrado ao planejamento da expansão da distribuição, considerando a alocação híbrida.

### 1.5 ESTRUTURA DA TESE

A tese está organizada da seguinte forma: o capítulo subsequente apresenta a revisão bibliográfica sobre os modelos e as técnicas de solução do problema do PESD, bem como o estudo dos modelos de tarifação do uso da rede, com ênfase no método Nodal e aspectos contratuais; No **capítulo 3**, detalha-se a formulação matemática do modelo de planejamento, considerando a sinalização econômica das tarifas locacionais de transmissão e aspectos de confiabilidade; O **capítulo 4** apresenta a metodologia proposta, que consiste de quatro fases fundamentais: a definição da topologia inicial; a relaxação da Matriz Lógico-Estrutural; a alocação integrada ao problema da expansão da distribuição; e a reconfiguração. No **capítulo 5** são apresentados e discutidos os resultados alcançados. Por fim, no **capítulo 6** são apresentadas as principais conclusões e contribuições desta tese, assim como sugestões para trabalhos futuros.

## 2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Este capítulo apresenta a revisão bibliográfica relacionada ao PESD e à tarifação da transmissão. A pesquisa bibliográfica sobre o PESD encontra-se estruturada em três tópicos: modelos de expansão; estratégias de solução; e abordagens de planejamento integrado. Este último tópico é direcionado às pesquisas que contemplam o planejamento na sua concepção mais abrangente, envolvendo a geração distribuída (GD), a alocação de bancos de capacitores e reguladores de tensão, a alocação de chaves, os sistemas de armazenamento de energia (*Energy Storage Systems* - EES) e os veículos elétricos (*Plug-in Electric Vehicles* - PEVs). A discussão sobre as metodologias de tarifação do uso dos sistemas de transmissão reporta-se às metodologias clássicas de custo fixo e de custo marginal. De modo especial, aborda-se o método Nodal, em uso no Setor Elétrico Brasileiro (SEB), e arranjos contratuais de acesso ao sistema de transmissão. Ao final deste capítulo, as principais constatações e conclusões da revisão são discutidas, de modo a contextualizar as motivações e contribuições do trabalho proposto.

### 2.1 MODELOS DE EXPANSÃO

Como apresentado no capítulo anterior, há uma diversidade de modelos matemáticos propostos na literatura para a abordagem do PESD. Esses modelos podem ser classificados como: Programação Linear Inteira Mista (PLIM) e Programação Não Linear Inteira Mista (PN-LIM), e subdivididos, ainda, em abordagens monobjetivo, multiobjetivos, monoestágio, multiestágios, determinística e estocástica (GANGULY, SAHOO E DAS, 2013; GEORGILAKIS E HATZIARGYRIOU, 2015).

Os modelos de PLIM baseiam-se em linearizações de algumas restrições (ex. equação de balanço de potência) e termos da função objetivo (ex. custo de perdas elétricas). Normalmente, as ferramentas utilizadas para essas linearizações são a formulação linear disjuntiva e a linearização por partes (SOUSA, 2013). Dentre as vantagens dos modelos lineares, destacam-se a garantia de otimalidade no ponto de operação linearizado e a redução de esforço computacional. Essas características são extremamente desejáveis, sobretudo na solução de problemas de grande porte. No entanto, como desvantagem, esses modelos representam de forma aproximada o comportamento real do sistema.

A formulação via PLIM tem sido amplamente utilizada em estudos do PESD, sobretudo para resolver problemas de grande porte (GEORGILAKIS E HATZIARGYRIOU, 2015). Em Haffner et al. (2008a,b) o PESD é formulado através de um modelo linear multiestágios, considerando a GD. A função objetivo a ser minimizada representa o valor presente dos custos totais de instalação (alimentadores e subestações), de operação e de manutenção da rede e da GD. Utiliza-se uma extensão da formulação linear disjuntiva, que permite considerar a inclusão, remoção e a substituição dos ramos. Para evitar a formação de malhas, adotou-se um conjunto de restrições adicionais (novos caminhos e cerca). A técnica de solução adotada foi o *Branch*

& *Bound*. Dentre os benefícios da metodologia proposta, destaca-se a garantia de otimalidade no ponto de operação. Em Heidari, Fotuhi-Firuzabad e Kazemi (2015), o modelo linear é empregado no problema de expansão de redes primárias, considerando funções de automação, tais como reguladores automáticos de tensão e dispositivos de manobra. O problema é resolvido utilizando AG. A metodologia é avaliada para um sistema teste de 24 barras. Em Tabares et al. (2016) é apresentado um modelo de PLIM para a expansão da capacidade de subestações existentes, a construção de novas subestações, alocação de banco de capacitores, reguladores de tensão, GD e a opção de reconfiguração da rede existente. A metodologia foi desenvolvida em linguagem AMPL e resolvido com o *solver* CPLEX. Utilizou-se um sistema teste de 24 barras para validar o modelo.

No intuito de representar de forma mais realística o PESD, a aplicação de modelos de PNLIM tem aumentado substancialmente (GEORGILAKIS E HATZIARGYRIOU, 2015). Embora a solução desses modelos requeira maior esforço computacional, os avanços tecnológicos das áreas de processamento de dados, paralelamente ao desenvolvimento de novas técnicas de otimização, têm viabilizado e impulsionado a utilização dos mesmos (GANGULY, SAHOO E DAS, 2013). Citam-se alguns trabalhos, como Borges e Martins (2012), em que a formulação não-linear é adotada no planejamento de expansão de redes de distribuição ativa. A alternativa de inserção de GD é considerada, juntamente, com as alternativas convencionais de expansão, como a reconfiguração de rede e a instalação de novos dispositivos de proteção. São modeladas as incertezas na demanda e na potência fornecida por unidades de GD. Tais incertezas são representadas através da análise de múltiplos cenários. A metodologia é validada, baseada em um sistema teste de 33 barras e um sistema real, de grande porte. Em Aghaei et al. (2014) propõe-se a formulação não linear para descrever um modelo de expansão com a minimização de custos de investimentos, Energia Não Suprida Esperada (ENSE) e perdas de energia. Em Hemmati, Hooshmand e Taheri (2015) a formulação não linear é empregada no PESD, considerando as incertezas na demanda e no preço da energia elétrica. O planejamento proposto visa minimizar investimentos e custos operacionais simultaneamente. Para resolver o problema propõe-se o uso de um algoritmo PSO. As incertezas são modeladas a partir de funções de distribuição de probabilidade e no método de Monte-Carlo (*Monte Carlo Simulation - MCS*).

A característica temporal é outro aspecto que diferencia as formulações do problema de planejamento. De acordo com o horizonte de planejamento, os modelos podem ser estáticos e multiestágios - dinâmicos e pseudo-dinâmicos (GEORGILAKIS E HATZIARGYRIOU, 2015). No modelo estático, assume-se que todos os investimentos podem ser realizados em um único estágio. Essa consideração reduz, significativamente, o esforço computacional. Normalmente, os modelos estáticos são utilizados na avaliação e teste de novos métodos e metodologias. Alguns trabalhos que adotam o modelo estático são encontrados em (KUMAR E SAMANTARAY, 2014; LIN ET AL., 2014; Ž. POPOVIĆ, KERLETA E D. POPOVIĆ, 2014).

No modelo multiestágios considera-se que os recursos necessários para o horizonte de planejamento podem ser distribuídos, de acordo com as necessidades previstas para cada está-

gio. A partir dessa concepção, os investimentos definidos para as etapas iniciais são efetivamente executados, enquanto os investimentos definidos para as etapas finais são reavaliados no futuro, considerando previsões atualizadas (COSSI, 2008). Assim, o horizonte de planejamento se desloca, dinamicamente, de modo que o estágio inicial sempre coincida com o período (mês ou ano) de execução. A abordagem multiestágios pode ser subdividida em pseudo-dinâmica e dinâmica. A formulação do planejamento pseudo-dinâmico compreende a solução de vários modelos de planejamento estáticos consecutivos. Assim, cada estágio é resolvido como se fosse um único estágio. Cada estágio subsequente é inicializado com o sistema resultante do estágio anterior. Por outro lado, nos modelos dinâmicos procede-se à otimização de todos os estágios de planejamento de forma simultânea (BAGHERI, MONSEF E LESANI, 2015). Uma das características dos modelos multiestágios (pseudo-dinâmicos e dinâmicos) é que a dimensão do problema cresce de acordo com a quantidade de estágios considerados. Aplicações de modelos multiestágios são apresentadas em (HEMMATI, SABOORI E JIRDEHI, 2016; RAVADANEGH E ROSHANAGH, 2014; SABOORI, HEMMATI E ABBASI, 2015; EL-ZONKOLY, 2013).

Outra abordagem que encontra ampla aplicação no PESD é a modelagem multiobjetivos (MARLER E ARORA, 2004). Esses modelos caracterizam-se por disponibilizar um conjunto de soluções admissíveis. Diante desse conjunto de soluções, o decisor tem a autonomia de escolher a que julgar mais conveniente. Tais aspectos propiciam maior flexibilidade no processo de decisão e no equacionamento de objetivos muitas vezes antagônicos. Alguns trabalhos dedicados ao PESD multiobjetivos são encontrados em (BAGHERI, MONSEF E LESANI, 2015; MAZHARI, MONSEF E ROMERO, 2016; RAVADANEGH, JAHANYARI ET AL., 2016; TARÔCO, TAKAHASHI E CARRANO, 2016; ZIDAN, SHAABAN E EL-SAADANY, 2013).

A programação estocástica ou probabilística, também, tem despertado o interesse da comunidade científica no âmbito do PESD. Tais modelos possibilitam lidar com situações em que alguns parâmetros do problema de otimização são descritos por variáveis estocásticas. Normalmente, assume-se que a distribuição de probabilidade dos parâmetros incertos é conhecida ou pode ser estimada (RAO, 1996). A aplicação desses modelos ao PESD propicia avaliar a solução de expansão em termos de robustez/risco frente às diversas incertezas do problema, tais como o comportamento da demanda e da GD. As aplicações recentes da abordagem estocástica são encontradas em (BAGHERI, MONSEF E LESANI, 2015; RAVADANEGH, JAHANYARI ET AL., 2016; ZAKARIAZADEH, JADID E SIANO, 2014).

## 2.2 ESTRATÉGIAS DE SOLUÇÃO

As estratégias propostas na literatura para a solução do PESD baseiam-se em métodos exatos e métodos aproximados (heurísticas e metaheurísticas). Os métodos exatos caracterizam-se por se basearem em cálculos de derivadas de primeira ou segunda ordem ou, ainda, aproximações dessas derivadas. Esses métodos têm como vantagem a garantia de otimalidade, quando

aplicados à análise de sistemas de pequeno e médio porte. Entretanto, quando aplicados à solução de PESD reais de grande porte, considerando modelos não lineares, podem levar a soluções ótimos locais e, em alguns casos, tornarem-se impraticáveis (à exceção da programação linear) devido à explosão combinatória do problema (LOPES, 2013).

Dentre os métodos de programação matemática clássicos aplicados à solução do problema do PESD, destacam-se: o método do Gradiente (FAWZI, ALI E EL-SOBKI, 1982); a técnica de Relaxação Lagrangiana (YOUSSEF, HACKAM E ABU-EL-MAGD, 1985); a aplicação de Multiplicadores de Lagrange (YOUSSEF E HACKAM, 1988) e o algoritmo *Branch & Bound*, de uso mais difundido (HAFFNER ET AL., 2008A,b; EL-KADY, 1984; LAVORATO, 2010).

Uma alternativa aos métodos clássicos de otimização é a aplicação de técnicas heurísticas e metaheurísticas. Tais técnicas baseiam-se em processos de busca, diretamente, no espaço de soluções viáveis e não empregam o cálculo de derivadas. Essas características conferem robustez aos métodos heurísticos e metaheurísticos. Essa robustez se reflete na obtenção de soluções de boa qualidade em problemas de grande porte, com características combinatoriais e não lineares. No entanto, as técnicas heurísticas renunciam, pelo menos do ponto de vista teórico, de encontrar a solução ótima global de um problema complexo (LÁZARO E OLIVEIRA, 2012). A seguir são apresentados alguns trabalhos voltados à aplicação de heurísticas e metaheurísticas na solução PESD.

Míguez et al. (2002) propõem uma metodologia que utiliza a técnica *Branch Exchange*, juntamente com uma heurística baseada na teoria Árvore de Steiner, para a solução de sistemas de grande porte. Trabalho semelhante é apresentado em Moreira et al. (2011), que utiliza a técnica *Branch Exchange*, aliada à programação dinâmica, para otimizar o roteamento de redes de distribuição e o tipo de condutor. Os autores utilizam uma plataforma de computação paralela para resolver o problema.

Cossi, Romero e Mantovani (2009) desenvolveram um PESD integrado de redes de média e baixa tensão. O AHC é utilizado para determinar uma configuração inicial a ser processado por um algoritmo de Busca Tabu. Foi desenvolvido um algoritmo de fluxo de potência trifásico, para determinar as condições operacionais e os tipos de condutores, e um algoritmo de cálculo de esforços mecânicos, para determinar os tipos de estrutura primária e secundária.

Lavorato et al. (2010) apresentam um Algoritmo Heurístico Construtivo (AHC) para resolver o PESD, considerando a instalação de novas subestações e a ampliação de subestações existentes, assim como a construção e o recondutoramento de alimentadores. Adotou-se a estratégia de relaxação das variáveis de decisão binárias, transformando o problema de PNLIM em um modelo de PNL. A cada iteração do AHC é adicionado um elemento, baseado nos índices de sensibilidade ISS (índice de sensibilidade para subestações) e ISC (índice de sensibilidade para circuitos), calculados a partir da solução de modelo relaxado. O ISS está associado à máxima injeção de potência nas barras, e o ISC ao máximo fluxo de potência nos ramos. O modelo foi desenvolvido em linguagem AMPL (*A Modeling Language for Mathematical Programming*) e

resolvido utilizando o *solver* KNITRO (*Nonlinear Interior-point Trust Region Optimizer*). Em Nikmehr e Ravadanegh (2015) é proposto um algoritmo de fluxo de potência probabilístico heurístico para operação e planejamento de microrredes. O problema é representado através de fluxo de carga probabilístico, considerado o comportamento estocástico da GD. O algoritmo de otimização *Imperialist Competitive Algorithm* (ICA,) baseado em heurística, é aplicado para resolver o fluxo de potência probabilístico. Os resultados obtidos são comparados com o método de Monte Carlo, demonstrando o bom desempenho da metodologia desenvolvida. Em ambos os trabalhos, a alocação de dispositivos de manobras não faz parte do planejamento e os custos de uso do sistema de transmissão são negligenciados.

No que se refere às metaheurísticas, essas podem ser compreendidas como a integração, coordenada, de heurísticas de busca construtiva e de busca em vizinhança, de modo que seja possível encontrar soluções de qualidade percorrendo de forma eficiente o espaço de busca. Glover e Kochenberge (2003, p. 22, tradução nossa) definem metaheurísticas da seguinte maneira:

Metaheurísticas são métodos de solução que coordenam procedimentos de busca locais com estratégias de mais alto nível, de modo a criar um processo capaz de escapar de mínimos locais e realizar uma busca robusta no espaço de soluções de um problema.

Dentre as metaheurísticas exploradas no PESD, destacam-se: algoritmo de otimização de colônia de formigas (*Ant Colony Optimization Algorithm* - ACO), Algoritmos Genéticos (*Algorithm Genetic* - AG), Arrefecimento Simulado (*Simulated Annealing* - SA), Busca Tabu (*Tabu Search Algorithm* - TSA), Método do Enxame de Partículas (*Particle Swarm Optimization* - PSO) e Procedimento de Busca Gulosa Randômica Adaptativa (*Greedy Randomized Adaptive Search Procedure* - GRASP). Sumarizam-se a seguir alguns trabalhos que se reportam às metaheurísticas como estratégia de solução.

Em Gomez et al. (2004) propõem-se a aplicação do algoritmo ACO para resolver o problema de expansão de redes primárias de distribuição. Os testes realizados são baseados em sistemas testes de 23 e 201 barras. O ACO resultou em tempos de solução menores se comparados com os AGs. Os autores não detalham o tratamento da restrição de radialidade e não apresentam os resultados comparativos entre as técnicas de ACO e AGs. Alvarado et al. (2009) apresentam uma versão melhorada de um ACO, que permite gerar vários roteamentos de alimentadores e selecionar a rota mais adequada, a partir de um conjunto de soluções de Pareto. O algoritmo desenvolvido foi testado para análise de um sistema real de 139 barras.

Shan et al. (2011) apresentam uma metodologia híbrida utilizando um AG e o SA para minimizar perdas e desvios de tensão, através da otimização do fluxo de potência reativa. A fim de manter a diversidade da população, e evitar convergência prematura, os autores adotaram o algoritmo SA como estratégia para gerar novos indivíduos, considerando a evolução da função de aptidão dos indivíduos de diferentes populações. Foram apresentados os resultados

comparativos entre o AG convencional e o algoritmo híbrido AG e SA, demonstrando melhor desempenho o algoritmo híbrido.

Wang, Ochoa e Harrison (2011) desenvolveram um AG, denominado *balanced genetic algorithm* (BGA), para resolver um PESD multiestágios, sujeito à incertezas na localização das cargas. Propuseram uma estratégia para melhorar a intensificação do processo de busca, limitando à quantidade de troca de informações entre populações. Para avaliar a eficiência e realizar a seleção das soluções utilizaram o método de *Modified Data Envelopment Analysis* (MDEA). Os resultados apresentados demonstraram o melhor desempenho do BGA em relação ao AG convencional.

Franco, Romero e Lavorato (2010) apresentam resultados da aplicação de um algoritmo de Busca Tabu para resolver um modelo de multiestágios, que consiste na seleção de subestações, de topologia do sistema e do dimensionamento de condutores. A metodologia permite a aplicação de computação paralela.

Mohammadian et al. (2012) utilizam o PSO em um modelo de minimização de perdas, considerando o dimensionamento de condutores e a alocação de bancos de capacitores. Sedghi, Aliakbar-Golvar e Haghifam (2012) apresentam um algoritmo PSO para resolver um problema multiestágios. Esse modelo contempla as alternativas de expansão relacionadas à construção de alimentadores principais e reservas, à conexão de GD e à instalação de unidades de armazenamento. A função objetivo inclui custos em investimentos, operação e confiabilidade.

O algoritmo GRASP tem sido explorado com mais intensidade na solução de problemas de planejamento da expansão de sistemas de transmissão (PENG ET AL., 2010; RAHMANI, ROMERO E RIDER, 2013). Também são encontrados alguns estudos de reconfiguração de redes de distribuição, utilizando o GRASP (GUEDES ET AL., 2012; SOUZA, LAVORATO E ROMERO, 2013). Entretanto, a aplicação desta metaheurística para resolver o PESD é, ainda, pouco explorada. Dentre os trabalhos encontrados, destacam-se (ARIAS ET AL., 2016; GARCIA ET AL., 2003).

### 2.3 ABORDAGENS DE PLANEJAMENTO INTEGRADO

Na última década, as pesquisas têm-se direcionado para uma concepção mais abrangente, envolvendo a geração distribuída, a expansão integrada de subestações e circuitos de média e de baixa tensão, a alocação de chaves, os sistemas de armazenamento de energia e os impactos dos veículos elétricos.

Cossi (2008) apresenta o problema do planejamento que integra os sistemas de média tensão e baixa tensão utilizando a formulação multiobjetivos. Os objetivos considerados compreendem a minimização de custos em investimentos e em ENSE. Como estratégia de solução é utilizado o algoritmo TSA reativo, de modo a mapear o conjunto ótimo de Pareto no espaço de objetivos.



Hu e Li (2012) apresentam uma formulação incluindo fontes de geração eólica. Propõe-se o controle do despacho de geração, de modo a evitar eventuais sobrecargas na rede. A função objetivo a ser minimizada considera custos em construção e reforços de rede e em ENSE. O problema é resolvido utilizando o método de Decomposição de Benders. Os resultados obtidos demonstraram que a adoção de sistemas de controle de despacho mostra-se uma alternativa economicamente atraente.

Em Sousa (2013) o PESD é formulado como um PLIM pseudo-dinâmico que contempla a alocação de chaves. Utiliza-se como ferramentas a formulação linear disjuntiva e a linearização por partes. A função objetivo considera a soma dos custos em investimentos, operação e ENSE. O problema é subdividido em dois subproblemas: i) expansão da rede em condições normais de operação e; ii) alocação de chaves e construção de interligação e reforços de rede, para atender condições de contingência. O modelo proposto é desenvolvido na plataforma AMPL e resolvido utilizando o *solver* CPLEX. O autor não considera a alocação de dispositivos de manobra manuais, bem como a ENSE é calculada utilizando-se taxas de falhas por km. Os limites de confiabilidade, em termos de duração e frequência das interrupções, também não são considerados como restrições no modelo.

Junior et al. (2014) apresentaram o problema de planejamento PESD que considera a alocação de chaves, utilizando um PNLIM multiobjetivos e multiestágios. As funções compreendem: i) minimização em investimentos (instalação e repotencialização de subestações; construções e recondução de circuitos, alocação de chaves e construção de trechos de interligação) e custos de operação; e ii) minimização da ENSE. No cálculo da ENSE consideram-se taxas de falha por km, e não são modeladas restrições relativas aos limites de confiabilidade. Um algoritmo Busca Tabu multiobjetivos é proposto para a solução do problema.

Em Muñoz-Delgado, Contreras e Arroyo (2016), aborda-se a incorporação de incerteza e confiabilidade ao PESD. O modelo proposto contempla a geração eólica e solar. Uma estrutura de programação estocástica, baseada em cenários, é proposta para modelar as incertezas associadas à demanda e à geração. A metodologia proposta é desenvolvida em linguagem GAMS (*General Algebraic Modelling*) e resolvido utilizando o *solver* CPLEX. A metodologia é validada utilizando sistemas testes de 54, 86 e 138 barras. Os autores discutem a necessidade de quantificar a confiabilidade no problema de tomada de decisão na expansão da distribuição.

Em Yao et al. (2016) é desenvolvido um modelo de PESD considerando a demanda adicional de potência dos PEVs. Consideram-se as incertezas nos níveis de carga convencional, nos níveis de penetração de PEVs e na estratégia de tarifação coordenada. O problema proposto é resolvido utilizando um AG com a estratégia elitista. A metodologia é testada utilizando sistemas testes de 54 e 123 barras. Os resultados numéricos demonstram que a estratégia de tarifação de PEVs proporciona a postergação de investimentos na expansão.

Shen et al. (2017) apresentam um modelo de PESD multiestágios ativo, com a inserção de sistemas de armazenamento de energia. O modelo considera a minimização de custos de longo e curto prazo. Os custos de longo prazo referem-se aos investimentos em instalação e

substituição de circuitos e sistemas de armazenamento de energia. Os custos de curto prazo envolvem os custos operacionais de carga e descarga de sistemas de armazenamento de energia. Uma análise multicenários é implementada para o planejamento de longo e curto prazo. Para a análise de curto prazo, curvas de carga típicas para otimizar a estratégia de operação dos sistemas de armazenamento de energia. No longo prazo, cenários de máxima demanda são considerados para definir a expansão.

Em Humayd e Bhattacharya (2017) propõe-se um modelo de PESD considerando os impactos dos veículos elétricos na expansão da distribuição. Avaliam-se as estratégias de recarga controlada e não controlada, bem como programas de resposta à demanda. As alternativas de expansão consideram GD, subestações, capacitores e alimentadores. O problema é resolvido por meio de um algoritmo de retropropagação combinado. Os estudos são realizados utilizando sistemas testes de 33 e 69 barras. Os resultados obtidos mostram um impacto significativo dos veículos elétricos na operação dos sistemas de distribuição, sendo que a estratégia de recarga controlada ajuda a aliviar alguns investimentos em expansão.

Neto (2017) apresenta metodologias para estimar curvas de carga, considerando a integração de GD, RD e VEs, para diferentes grupos de consumidores. As curvas estimativas são aplicadas para avaliar os impactos da demanda ativa no PESD. Os resultados indicam uma tendência de redução de investimentos, sobretudo quando se consideram políticas de incentivo à resposta a demanda. Entretanto, no caso da geração fotovoltaica, um elevado nível de integração de GD e baixos custos de investimentos na rede só podem ser atingidos se o excesso da geração for armazenado localmente pelo consumidor. Em relação à integração de veículos elétricos, pode trazer tanto contribuições positivas, ao reduzir o impacto da GD durante o dia, quanto negativos, ao contribuir para o aumento de consumo no horário de ponta.

Neste ponto da tese é importante destacar que em nenhuma das pesquisas citadas considera os encargos de transmissão, bem como a sinalização econômica locacional das tarifas de uso do sistema transmissão. Além disso, não são encontradas aplicações da metaheurística GRASP para a solução do PESD. No tocante à formulação do problema, a confiabilidade tem sido mensurada utilizando, fundamentalmente, a ENSE. A representação de limites de confiabilidade, em termos de duração e frequência das interrupções, não foi encontrada nos trabalhos pesquisados. Adicionalmente, a ENSE é calculada considerando, apenas, as taxas por km de rede. Não foram encontradas, ainda, aplicações da Matriz Lógico-Estrutural no PESD.

## 2.4 TARIFAÇÃO DO USO DE SISTEMAS DE TRANSMISSÃO

Nos países onde ocorreu a reestruturação do setor elétrico, a desverticalização e o livre acesso ao sistema caracterizam-se como instrumentos básicos à efetiva competição nos segmentos de geração e comercialização da energia elétrica (ZHANG, 2010). A desverticalização resultou na separação jurídica e contábil das atividades de geração, transmissão e distribuição.

Enquanto a geração funciona num ambiente competitivo, as atividades de transmissão e de distribuição permanecem monopólios naturais. As atividades de transmissão e de distribuição de energia elétrica, sendo exercidas através de monopólios naturais, requerem estratégias adequadas de regulação tarifária para coibir eventuais abusos de mercado e, ao mesmo tempo, garantir a adequada remuneração aos agentes (BIGGAR E HESAMZADEH, 2014). Além desses requisitos, os custos de remuneração devem ser alocados de acordo com o uso de cada usuário, tendo em conta a sua localização geográfica e transmitindo sinais econômicos que induzam à utilização racional das instalações da rede. Em Green (1997, p. 178) são detalhados os principais requisitos que devem nortear a alocação dos custos de uso da rede de transmissão, sintetizados em:

- **estabilidade:** o custo de utilização da rede compartilhada pelo usuário deve ser sempre menor do que se atuasse isoladamente, ou no que teria se pertencesse a qualquer sub conjunto dessa rede compartilhada;
- **transparência:** o cálculo deverá ser simples, prático e transparente, para permitir que todos os usuários da rede possam estimar seus próprios custos, quando o desejarem;
- **neutralidade:** o tratamento deve ser equitativo para todos os agentes que utilizam a rede. Os novos usuários não devem assumir custos maiores que os existentes, já que isso constituiria uma barreira para o acesso de usuários futuros. A equidade não implica, porém, que todos os usuários tenham os mesmos custos, mas sim que tenham custos de acordo com os serviços que lhes são prestados;
- **autossustentação financeira:** a remuneração deve ser condizente com os custos de operação, manutenção e expansão da rede; e
- **sinalização econômica locacional:** a localização geográfica dos usuários deve ser considerada, de modo a transmitir sinais econômicos que induzam a utilização racional dos ativos que compõem a rede.

A importância dos sinais econômicos locacionais das tarifas locacionais da transmissão pode ser avaliada a partir da concepção do planejamento centralizado do sistema elétrico de potência, cuja função objetivo a ser minimizada pode ser expressa, em termos gerais, como (BIGGAR E HESAMZADEH, 2014):

$$f = \underbrace{Inv_T + O\&M_T}_{EUST} + Inv_G + O\&M_G + Inv_D + O\&M_D \quad (2.1)$$

Em que  $Inv_T$  é o investimento no sistema de transmissão;  $O\&M_T$ , o custo de operação e de manutenção do sistema de transmissão;  $Inv_G$ , o investimento em geração;  $O\&M_G$ , o custo de operação da geração;  $Inv_D$ , o investimento no sistema de distribuição;  $O\&M_D$ , o custo de operação do sistema de distribuição; e EUST, os encargos de uso do sistemas de transmissão.

Os custos totais da transmissão ( $Inv_T + O\&M_T$ ) devem ser remunerados de forma apropriada pelos usuários da rede, de acordo com respectivo uso. Assim sendo, se os agentes de geração considerarem em seus modelos de expansão, além dos custos inerentes às suas plantas, a minimização de custos em EUST, a função objetivo a ser minimizada pode ser expressa como:

$$f = Inv_G + O\&M_G + EUST \quad (2.2)$$

Aplicando-se lógica semelhante ao segmento de distribuição, a função objetivo a ser minimizada resulta em:

$$f = Inv_D + O\&M_D + EUST \quad (2.3)$$

Para minimizar os custos descritos nas Equações (2.2) e (2.3), tanto os geradores como as distribuidoras são induzidos a injetar, ou a demandar, mais potência nos pontos de conexão, resultando em menores valores de EUST. Por sua vez, o menor custo em EUST está associado ao menor custos de expansão e de operação do sistema de transmissão. Como resultado, se os sinais econômicos locais das tarifas forem eficazes e refletirem, adequadamente, os custos do serviço de transmissão, os agentes de geração e de distribuição são induzidos a tomar decisões de investimento concatenadas com as do planejamento centralizado a mínimo custo (Equação (2.2)). Essa iteração desencadeada através dos sinais econômicos das tarifas de uso do sistema de transmissão mostra-se fundamental para o desenvolvimento eficiente do planejamento.

A seguir são discutidos alguns dos métodos tradicionais de alocação de custos de uso da rede, classificados em metodologias de custo fixo e de custo marginal.

### 2.4.1 Metodologias de custo fixo

Nas metodologias de custo fixo, considera-se que todos os custos relativos à rede (serviços, operação e expansão) são traduzidos num único valor. Esse custo é então alocado entre os usuários da rede em proporção às suas “extensões do uso”. Alguns métodos tradicionais que se utilizam desse conceito, são: Selo postal, Caminho de Contrato, MW-Milha baseado em Fluxo de Potência e Método do Módulo (LIMA, 1996; SHAHIDEHPOUR E ALOMOUSH, 2001). O que diferem tais métodos são, justamente, suas definições de “extensão do uso”.

#### 2.4.1.1 Método Selo Postal

O método de tarifação Selo Postal (*Postage Stamp*) considera que toda a rede é afetada uniformemente por uma transação, independentemente da localização dos pontos de injeção e consumo. O rateio dos custos totais da rede é então realizado proporcionalmente às injeções de potência nas barras de geração e de carga. Assim, a extensão de uso de cada usuário é traduzida

algebricamente como:

$$C_g = \alpha \times CT \times \left( \frac{P_g}{\sum_{g=1}^{N_g} P_g} \right) \quad (2.4)$$

$$C_d = (1 - \alpha) \times CT \times \left( \frac{P_d}{\sum_{d=1}^{N_d} P_d} \right) \quad (2.5)$$

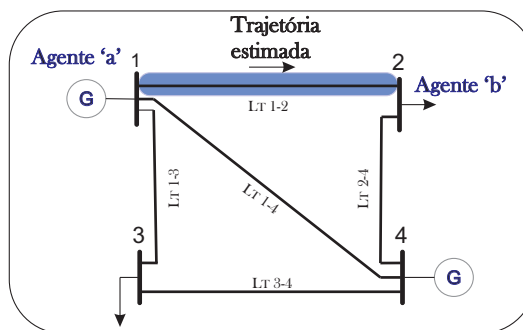
Em que  $C_g$  é o custo alocado ao gerador  $g$ ;  $CT$ , o custo total de remuneração da rede;  $P_g$ , a injeção de potência do gerador  $g$ ;  $N_g$ , número totais de geradores;  $C_d$ , o custo alocado à carga  $d$ ;  $P_d$ , a potência demandada pela carga  $d$ ; e  $N_d$ , número total de cargas. O parâmetro  $\alpha$  indica a proporção do custo total da rede a ser alocada ao segmento de geração. O valor desse parâmetro varia de acordo com a estratégia de regulação tarifária adotada.

As principais vantagens desse método são a simplicidade de implantação e a capacidade de recuperar a totalidade dos custos da rede. Entretanto, sua principal desvantagem reside no fato de que o rateio dos custos não leva em consideração a localização geográfica dos usuários, o que interfere na sinalização econômica. Nesse caso, usuários que impõem menores custos de expansão (pontos de geração próximo à carga) subsidiam outros usuários que usam de forma mais intensa a rede (usuários que se instalam em regiões mais distantes do sistema).

#### 2.4.1.2 Método da Trajetória Contratada

O método Trajetória Contratada é uma particularização do método do Selo Postal. Esse método baseia-se na definição de uma “trajetória estimada” para o fluxo de potência, relativa a uma determinada transação. Os ativos que compõem a referida trajetória estimada seriam então remunerados pelos agentes envolvidos na transação. A Figura 3 ilustra a aplicação do método da Trajetória Contratada.

Figura 3 – Ilustração do método da Trajetória Contratada.



Para o caso ilustrado, os custos atribuídos aos agentes “*a*” e “*b*” são expressos em termos de:

$$Ca = \alpha \times (C_{LT1-2}) \quad (2.6)$$

$$Cb = (1 - \alpha) \times (C_{LT1-2}) \quad (2.7)$$

Em que  $Ca$  é o custo alocado ao agente “*a*”;  $C_{LT1-2}$ , o custo da linha de transmissão 1-2,  $Cb$ , custo alocado ao agente “*b*”. O parâmetro  $\alpha$  é um fator de rateio acordado entre os agentes.

A desvantagem desse método é que os fluxos nos ramos nem sempre se restringem à trajetória estimada, principalmente em sistemas de transmissão fortemente malhados. Como consequência, os usuários envolvidos na transação podem-se utilizar de ativos, não contemplados na trajetória estimada, sem proceder à devida remuneração.

#### 2.4.1.3 Método MW-Milha Baseado em Fluxo de Potência

A principal característica do método MW-Milha Baseado em Fluxo de Potência é considerar o comportamento físico do sistema elétrico. Tal característica propicia maior robustez técnica para alocar custos de transmissão aos usuários. A metodologia é embasada no cálculo de fluxos de potência em cada circuito, causados pelo padrão geração/carga de cada usuário da rede de transmissão, utilizando-se, normalmente, o método de fluxo de potência linearizado.

Os custos são alocados em proporção à razão entre o fluxo de potência, causado por cada usuário, e a capacidade das instalações, em termos de:

$$C_u = \sum_{k \in \Omega_k} C_k \frac{f_{k,u}}{\bar{P}_k} \quad (2.8)$$

Em que  $C_u$  é o custo total atribuído ao usuário  $u$ ;  $C_k$ , o custo da instalação de transmissão  $k$ ;  $f_{k,u}$ , o fluxo de potência na instalação de transmissão  $k$  causado pelo usuário  $u$ ;  $\bar{P}_k$ , a capacidade da instalação de transmissão  $k$ ; e  $\Omega_k$ , o conjunto de instalações de transmissão.

Esse método fornece sinais econômicos mais eficientes no processo de alocação, uma vez que os fluxos refletem de forma mais realística as condições operacionais da rede. No entanto, não possibilitam recuperar a totalidade dos custos. Nota-se, na Equação (2.8), que a alocação é ponderada em função do fluxo máximo causado por cada agente, porém a capacidade das instalações é, normalmente, superior aos correspondentes fluxos. Assim, a totalidade dos custos da rede não são recuperados.

#### 2.4.1.4 Método do Módulo

Uma forma de contornar a deficiência do método MW-Milha, em recuperar a totalidade do custo, é realizar a ponderação do uso considerando os fluxos de potência nas instalações. Mais especificamente, o termo  $\bar{P}_k$ , na Equação (2.8), é substituído pela somatória dos módulos dos fluxos causados por cada usuário da instalação, resultando em:

$$C_u = \sum_{k \in \Omega_k} C_k \times \frac{|f_{u,k}|}{\sum_{i \in \Omega_{i,k}} |f_{i,k}|} \quad (2.9)$$

Em que  $|f_{k,u}|$  é o módulo do fluxo de potência na instalação de transmissão  $k$ , causado pelo usuário  $u$ ;  $|f_{i,k}|$ , o módulo do fluxo de potência na instalação de transmissão  $k$ , causado pelo usuário  $i$ ; e  $\Omega_{i,k}$ , o conjunto dos  $i$  usuários da instalação de transmissão  $k$ .

Esse método tem as vantagens de garantir a cobertura total dos custos. Porém, de acordo com Mesa (1996, p. 26), dependendo do carregamento das linhas, um usuário que causa variações iguais de fluxos em dois circuitos quaisquer, de mesma capacidade, pode ter atribuído custos distintos pelo uso dessas instalações. Esse comportamento torna a metodologia instável.

#### 2.4.2 Métodos de tarifação do tipo marginal

Na tentativa de contornar as deficiências das metodologias de custo fixo, a partir da década de 80 iniciaram-se as primeiras propostas de aplicação da teoria marginalista para alocação de custos de uso da rede elétrica (SCHWEPPE ET AL., 1988). As tarifas baseadas na teoria marginalista apresentam como vantagens menor volatilidade das tarifas, capacidade de recuperar uma parcela elevada dos custos regulados e de transmitirem sinais econômicos de melhor qualidade aos usuários, de forma a racionalizar o uso dos ativos de transmissão (BRAGA, 2004).

Algebricamente, a tarifação do tipo marginal, aplicada ao problema de alocação de custo de uso de rede, pode ser sintetizada como:

$$\pi_k = \frac{\partial Z}{\partial Pl_k} \quad (2.10)$$

Em que  $\pi_k$  é o preço marginal nodal na barra “ $k$ ”;  $Z$ , a função custo;  $Pl_k$ , variação marginal de potência na barra  $k$ .

Os preços marginais nodais podem ser calculados considerando custos de curto prazo ou de longo prazo. Os preços marginais nodais de longo prazo são função da variação de custo de operação, em relação às variações marginais de potência nas barras do sistema, respeitando-se, porém, as restrições do problema. Os preços marginais nodais de longo prazo são função da variação do custo de investimento e operação do sistema elétrico, em relação às variações

marginais de potência nas barras do sistema, respeitando-se as restrições do problema. No entanto, deve-se considerar que a capacidade das instalações pode variar (associadas à expansão do sistema) para atender a demanda (SARAIVA, J. L. P. P. D. SILVA E LEÃO, 2002).

#### 2.4.2.1 Método do Custo Marginal de Curto Prazo

No método do Custo Marginal de Curto Prazo (CMCP) são considerados, apenas, os custos de operação do sistema. Esses custos são divididos em: custo de produção (geração) e custo de transporte da energia elétrica (ex. perdas e serviços ancilares). Desse modo, preços marginais são determinados como:

$$\pi_k = \gamma + \eta_k \quad \$/MW.h \quad (2.11)$$

Em que  $\gamma$  é a parcela referente ao custo de produção; e  $\eta_k$  a parcela custo de transporte da energia elétrica.

A receita da transmissão será dada pela diferença entre a receita dos geradores e as despesas das cargas:

$$RT = \sum (\pi_k \times Pd_k) - (\pi_l \times Pg_l) \quad (2.12)$$

Em que  $RT$  é a receita da transmissão;  $\pi_k$ , o preço marginal nodal na barra de carga  $k$ ;  $Pd_k$ , a potência demandada na barra de carga  $k$ ;  $\pi_l$ , o preço marginal nodal na barra de geração  $l$ ; e  $Pg_l$ , a potência injetada na barra de geração  $l$ .

Nesse caso, a receita da transmissão pode ser interpretada como se a transmissão comprasse a energia dos geradores, aos respectivos preços nodais, e revendesse às barras de consumo, aos preços nodais das correspondentes barras. Assim, a diferença entre as despesas das cargas e as receitas de geradores corresponde à remuneração da transmissão.

As principais vantagens dessa metodologia são a neutralidade e o envio de sinais econômicos eficientes para operação do sistema. No entanto, não garante a remuneração da totalidade dos custos da rede. Além disso, requer previsões de cenários futuros de operação, em grande detalhe. Outro aspecto refere-se à elevada volatilidade dos custos de curto prazo, em função das variações intrínsecas da operação do sistema. Esse comportamento pode aumentar a percepção de risco dos investidores, majorando os custos dos investimentos (HUYLLAS, 2008).

#### 2.4.2.2 Método do Custo Marginal de Longo Prazo

No método de tarifação pelo Custo Marginal de Longo Prazo (CMLP) são considerados tanto os custos de operação como os investimentos em expansão do sistema. Esse método requer dados do futuro e de um plano de expansão ótimo. A obtenção desse plano não é uma



tarefa trivial, por conta das incertezas associadas ao futuro, tais como custos de combustíveis, crescimento da demanda e outros (SARAIVA, J. L. P. P. D. SILVA E LEÃO, 2002). Normalmente, fazem-se necessárias algumas simplificações e aproximações para viabilizar a aplicação desse método. A principal vantagem é que os custos marginais de longo prazo são mais estáveis e aderentes à atividade de transmissão, o que torna esse método amplamente utilizado no setor elétrico (SCHWEPPE ET AL., 1988).

### 2.4.3 Método Nodal

O método Nodal ou, ainda, Precificação Relativa aos Custos de Investimento – PRCI, consiste numa aproximação do método de CMLP. A partir do ano de 1999, a estrutura de tarifação de uso da transmissão do SEB passou a adotar o método Nodal (ANEEL, 1999B,C). Até então, as tarifas eram definidas por nível de tensão, independente da localização dos pontos de injeção ou consumo de potência (HAGE, FERRAZ E DELGADO, 2011). A seguir, a metodologia Nodal em uso SEB é detalhada, baseado em (ANEEL, 1999A).

As tarifas nodais são compostas por duas parcelas: locacional e de ajuste. A parcela locacional é calculada em função da variação no custo da “rede ideal de custo mínimo”, devido à variação marginal (acréscimo de 1MW) da carga ou da geração, em cada barra. Na aplicação da metodologia são consideradas algumas hipóteses simplificadoras:

- a “rede ideal de custo mínimo”, necessária para o atendimento da demanda a partir das usinas existentes, tem a mesma topologia e impedâncias da rede existente (com as ampliações previstas no planejamento determinativo da expansão);
- a capacidade de transmissão de cada linha e transformador da rede ideal coincide com o fluxo verificado no elemento, na condição de demanda considerada para o estabelecimento das tarifas de transmissão. Assim, na rede de custo mínimo não há margens de transmissão, o que faz com que as folgas ou déficits de capacidade de transmissão da rede existente sejam refletidos nas tarifas; e
- admitir-se-á que a expansão da rede elétrica se fará utilizando as rotas existentes. Isso implica a consideração de que é possível expandir através de acréscimos marginais na capacidade de transmissão das rotas existentes, o que leva a alterações discretas nas tarifas nodais quando da expansão real do sistema de transmissão ou de distribuição, que se dá de forma descontínua com a entrada em operação de novos empreendimentos.

Tendo em vista a hipótese de que não há folgas na capacidade de transmissão, as variações incrementais de carga acarretam variações de custos de investimentos para elevar a capacidade da rede. Dessa forma, tem-se a parcela locacional expressa como:

$$\pi_i = \frac{\Delta K}{\Delta I_B} \quad (2.13)$$

Em que  $\pi_i$  é a parcela locacional da tarifa nodal na barra  $i$  (em R\$/MW);  $\Delta K$ , a variação de custo de reposição (custo de investimento) da rede ideal de custo mínimo; e  $\Delta I_B$ , a variação marginal de injeção de potência na barra B (em MW).

Os custos de reposição das linhas e transformadores são estimados usando custos padronizados (médios), em função de suas características básicas, tais como comprimento das linhas de transmissão, níveis de tensão das linhas e transformadores e potência nominal dos transformadores.

O impacto das variações marginais de carga é determinado através de soluções de fluxo de potência, utilizando a formulação linear. A relação entre a injeção ou consumo de potência e os fluxos de potência nos elementos da rede representa uma aproximação dos fatores de sensibilidade, ou seja:

$$\beta_{ki} = \frac{dF_k}{dI_i} \quad (2.14)$$

Em que  $\beta_{ki}$  é o fator de sensibilidade entre a variação de fluxo de potência na instalação de transmissão  $k$ , em função da variação marginal de potência injetada na barra  $i$  (em R\$/MW);  $dF_k$ , a variação de fluxo de potência na instalação de transmissão  $k$ ; e  $dI_i$ , a variação marginal de injeção de potência na barra  $i$  (em MW).

Cada elemento desta matriz  $\beta$  pode ser interpretado como a variação do custo do uso de cada linha, quando se varia a potência injetada nas barras do sistema. Desse modo, os elementos  $\beta_{ki}$  são utilizados como fatores de ponderação da “extensão de uso” de cada usuário.

O produto dos elementos da Matriz de Sensibilidade  $\beta$  e os custos unitários de cada linha resultam na parcela locacional:

$$\pi_i = \sum_{k=1}^{NL} \beta_{ki} \times \left( \frac{Custo_k}{Capac_k} \right) \times F_P \quad (2.15)$$

Em que  $Custo_k$  é custo de remuneração da instalação de transmissão  $k$ ;  $Capac_k$ , a capacidade da instalação de transmissão  $k$ ;  $F_P$ , o fator de ponderação; e  $NL$ , quantidade de instalações de transmissão (ex: linhas, transformadores) que compõem a rede.

O fator de ponderação  $F_P$  tem por objetivo inibir a influência da capacidade reserva das instalações na formação da parcela locacional. O fator de ponderação vale 0 (zero) se o nível de carregamento de uma instalação de transmissão estiver abaixo do limite mínimo, e vale 1 (um) se estiver acima. O rateio dos custos de remuneração da capacidade reserva é feito por uma parcela aditiva, também conhecida como parcela de ajuste da tarifa nodal, calculada através da metodologia Selo Postal. No caso dos geradores, essa parcela de ajuste é dada por:

$$\Delta_G = \frac{RAP_G - \sum_{i=1}^{ng} \pi_i^G \times p_i^G}{\sum_{i=1}^{ng} p_i^G} \quad (2.16)$$

Em que  $\Delta_G$  é a parcela de ajuste da tarifa nodal dos geradores;  $RAP_G$ , a receita anual permitida da transmissão a ser remunerada pelos geradores;  $\pi_i^G$ , a parcela locacional da tarifa nodal do gerador conectado à barra  $i$ ;  $p_i^G$ , a potência do gerador contratada no nó  $i$ ; e  $ng$ , o número de barras de geração.

Analogamente, a parcela de ajuste aplicada às cargas é:

$$\Delta_D = \frac{RAP_D - \sum_{i=1}^{nd} \pi_i^D \times p_i^D}{\sum_{i=1}^{nd} p_i^D} \quad (2.17)$$

Em que  $\Delta_D$  é a parcela de ajuste da tarifa nodal das cargas;  $RAP_D$ , a receita anual permitida da transmissão a ser remunerada pelas cargas;  $\pi_i^G$ , a parcela locacional da tarifa nodal da carga conectada à barra  $i$ ;  $p_i^G$ , a potência contratada para atendimento da carga conectada ao nó  $i$ ; e  $nd$ , o número de barras de carga.

A soma da parcela locacional e da parcela de ajuste resulta nas tarifas nodais a serem aplicadas às cargas e aos geradores, expressa em termos de:

$$\bar{\pi}_i^D = \pi_i^D + \Delta_D \quad (2.18)$$

$$\bar{\pi}_i^G = \pi_i^G + \Delta_G \quad (2.19)$$

No Brasil, 50% da RAP total da transmissão é remunerada pela carga, e a outra metade pelos geradores, ou seja:

$$RAP_D = RAP_G = \frac{RAP}{2} \quad (2.20)$$

Se o valor da parcela de ajuste não for significativo em relação à remuneração total da rede, a sinalização locacional da tarifa nodal é preservada. Caso contrário, podem ocorrer distorções dos sinais econômicos, bem como subsídios cruzados.

#### 2.4.4 Contratos de Acesso ao Sistema de Transmissão

No SEB, os contratos de compra e venda de energia elétrica e de acesso aos sistemas de transmissão e de distribuição estão estruturados de acordo com os seguintes arranjos (BRASIL, 1998, 2004):

- **CONTRATAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**
  - Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica (CCVE).
- **CONTRATOS DE USO DE REDE DE TRANSMISSÃO**
  - Contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão (CCT);

- Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (CUST); e
- Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão (CPST).

- **CONTRATOS DE USO DE REDE DE DISTRIBUIÇÃO**

- Contrato de Conexão ao Sistema de Distribuição (CCD); e
- Contrato de Uso do Sistema de Distribuição (CUSD).

#### *2.4.4.1 Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica - CCVE*

Os Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica estão associados a dois ambientes: Ambiente de Contratação Regulado (ACR) e Ambiente de Contratação Livre (ACL). Esses contratos são registrados e contabilizados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) (HAGE, FERRAZ E DELGADO, 2011).

A comercialização de energia no ACR é destinada à contratação por concessionárias, permissionárias e autorizadas de serviço público de distribuição, realizada por meio de leilões de compra ou leilões de ajustes, nos quais participam como vendedores os agentes permissionários ou autorizados de geração e os autorizados de comercialização ou importação de energia. Os contratos originados dessa contratação são denominados Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR).

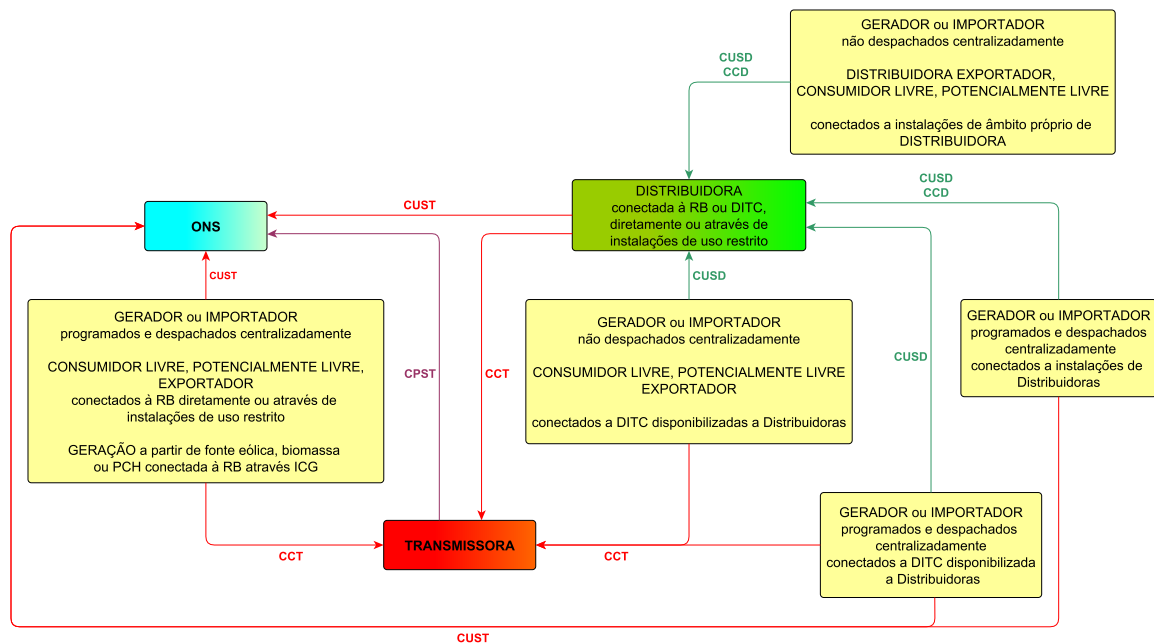
A comercialização de energia no ACL é realizada mediante operações de compra e venda de energia entre agentes concessionários, permissionários e autorizados de geração, comercializadores, importadores de energia elétrica e consumidores livres ou especiais, que atendam as condições previstas na regulamentação.

Todo contrato negociado no ACL tem suas condições de atendimento, preço e demais cláusulas de contratação livremente negociadas entre as partes, sendo tais contratos denominados Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Livre (CCEAL).

#### *2.4.4.2 Contratação de uso de rede*

No que se refere à contratação do uso da rede elétrica, as relações contratuais entre as transmissoras, distribuidoras e Operador Nacional do Sistema (ONS) são ilustradas na Figura 4 (ONS, 2016).

Figura 4 – Relações contratuais de acesso e de uso de redes de transmissão e de distribuição.



Fonte: Adaptado de (ONS, 2016).

Os CPST são celebrados entre o ONS e as empresas detentoras de concessões de prestação de serviço público de transmissão de energia elétrica. Esses contratos têm por finalidade autorizar o ONS a representar a transmissora perante os usuários (geradores, distribuidoras e grandes consumidores), bem como apurar, administrar, liquidar a cobrança de EUST, decorrentes da aplicação da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST).

Os CCTs e CUSTs são celebrados entre as transmissoras e as distribuidoras ou geradores usuários das instalações que compõem a Rede Básica<sup>1</sup> e as Demais Instalações de Transmissão (DITs<sup>2</sup>), com a interveniência do ONS.

Esses contratos estabelecem os termos e as condições técnicas e comerciais a serem observadas para o uso do sistema de transmissão. É obrigação dos usuários a contratação do Montante de Uso do Sistema de Transmissão (MUST<sup>3</sup>), para atenderem seus mercados considerando um horizonte de cinco anos. Essas informações subsidiam a elaboração do plano de expansão da transmissão e a definição das TUSTs, em cada ponto de conexão, através da aplicação do método Nodal.

<sup>1</sup> A Rede Básica compreende o sistema interligado nacional composto pelas linhas de transmissão que transportam energia elétrica em tensão igual ou superior a 230 kV.

<sup>2</sup> As DITs são instalações com tensão igual ou inferior a 230 kV pertencentes às empresas de transmissão.

<sup>3</sup> Os MUSTs contratados são definidos pela integralização da potência ativa média em intervalos de quinze (15) minutos, possuem um valor único anual e compreendem a máxima demanda que é solicitada pelo sistema suprido nesse período, a serem contratados em cada ponto de conexão.

Os CCDs e CUSD são celebrados entre os consumidores e geradores usuários das instalações de propriedade das distribuidoras. Esses estabelecem os termos e condições gerais que regulam o acesso ao ponto de conexão, além das condições comerciais a serem observadas. Além disso, indicam a obrigatoriedade da observância à legislação específica e às normas e padrões técnicos da concessionária titular da concessão no local da conexão. Os usuários devem contratar o Montante de Uso do Sistema Distribuição (MUSD), em cada ponto de conexão, considerando um horizonte de cinco anos. Aplicam-se, nesse caso, as Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), que não são discriminatórias em relação à localização dos consumidores ou geradores conectados, mas sim em função do nível de tensão.

#### 2.4.4.3 Eficiência na contratação do uso do sistema de transmissão

A distribuidoras tem a eficiência da contratação de uso do sistema de transmissão apurada pelo ONS por horário de contratação e ponto de conexão, em termos de (ANEEL, 2015B):

- **ULTRAPASSAGEM (APURADA MENSALMENTE):** caracteriza-se pela medição de demanda máxima em valor superior a 110 % (cento e dez por cento) do MUST contratado em caráter permanente, adicionado ao MUST contratado em caráter flexível;
- **SOBRECONTRATAÇÃO (APURADA ANUALMENTE):** caracteriza-se pela medição de demanda máxima anual em valor inferior a 90% (noventa por cento) do maior MUST contratado em caráter permanente no ano civil.

Nos meses em que se verificar as ultrapassagens, as distribuidoras são penalizadas, através da denominada “parcela de ineficiência por ultrapassagem”. Nessas situações, o valor excedido de MUST é majorado a três vezes o valor da TUST homologada.

A parcela de ineficiência por ultrapassagem, a ser cobrada da distribuidora é expressa por:

$$PIU = 3 \times \sum_i (D_{max-Pi} - 1,1 \times MUST_{Pi}) \times (TUST_{P-RBi} + TUST_{P-FRi}) + 3 \times \sum_i (D_{max-FPi} - 1,1 \times MUST_{FPi}) \times (TUST_{FP-RBi} + TUST_{FP-FRi}) \quad (2.21)$$

Em que  $PIU$  é a parcela de ineficiência por ultrapassagem a ser cobrada da distribuidora;  $D_{max-Pi}$ , a demanda máxima mensal medida no ponto de conexão  $i$ , quando superior a 110% do MUST contratado no mesmo ponto de conexão no horário de ponta;  $D_{max-FPi}$ , a demanda máxima mensal medida no ponto de conexão  $i$ , quando superior a 110% do MUST contratado no mesmo ponto de conexão no horário fora de ponta;  $MUST_{Pi}$ , o MUST contratado no ponto de conexão  $i$  no horário de ponta;  $MUST_{FPi}$ , o MUST contratado no ponto de conexão  $i$  no horário fora de ponta;  $TUST_{P-RBi}$ , a TUST da rede básica sistêmica, vigente para o

ponto de conexão  $i$  contratado pela distribuidora, no horário de ponta no mês da ultrapassagem;  $TUST_{P-FRi}$ , a TUST da rede básica de fronteira vigente para o ponto de conexão  $i$  contratado pela distribuidora, no horário de ponta no mês da ultrapassagem.

Após o encerramento do ano civil, o ONS apura a máxima demanda medida no ano anterior, de modo a calcular eventuais penalidades por sobrecontratação a serem aplicadas às distribuidoras. Essa penalidade é calculada através da parcela “ineficiência por sobrecontratação”, de acordo com a equação (2.22).

$$PIS = 12 \times \sum_i (0,9 \times MUST_{Pi} - D_{max-Pi}) \times (TUST_{P-RBi} + TUST_{P-FRi}) + 12 \times \sum_i (0,9 \times MUST_{FPi} - D_{max-FPi}) \times (TUST_{FP-RBi} + TUST_{FP-FRi}) \quad (2.22)$$

Em que  $PIS$  é a parcela de ineficiência por sobrecontratação a ser cobrada da distribuidora;  $D_{max-Pi}$ , a demanda máxima anual medida no ponto de conexão  $i$ , quando inferior a 90% do MUST contratado no mesmo ponto de conexão no horário de ponta; e  $D_{max-FPi}$ , a demanda máxima anual medida no ponto de conexão  $i$ , quando inferior a 90% do MUST contratado no mesmo ponto de conexão no horário fora de ponta.

Na Tabela 1 são apresentados os valores históricos de PIS verificados no SEB entre os anos de 2011 e 2014.

Quadro 1 – Valores históricos anuais de PIS: 2011-2014.

Anos	Soma PIS (R\$)	
	não atualizado	atualizado (ref. 2015)
2011	30.430.870,3	38.684.615,26
2012	10.394.885,4	12.621.139,36
2013	11.204.474,62	12.787.074,94
2014	28.873.081,28	30.809.405,87
<b>Total Geral</b>	<b>80.903.311,68</b>	<b>94.902.235,43</b>

Fonte: Adaptado de ANEEL (2015a, p. 13).

Observa-se que os valores de PIS, dos últimos anos, são expressivos. Ressalta-se que é vetado o repasse desses valores às tarifas dos usuários das distribuidoras (ANEEL, 2015B). Desse modo, as parcelas de ineficiência representam fortes estímulos para a contratação eficiente de MUST.

## 2.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Ao analisar as publicações que abordam o PESD, verifica-se um aumento expressivo de pesquisas que contemplam a geração distribuída (em sua maioria fontes renováveis), a expansão integrada de redes de média e de baixa tensão, reguladores de tensão, banco de capacitores e alocação de chaves. Nota-se, ainda, um interesse crescente na abordagem dos conceitos inovadores das redes elétricas inteligentes ao problema do planejamento, com ênfase à PEVs e ESS. Esta concepção tem tornado os modelos mais complexos, considerando a análise de incertezas e de riscos. Frente a essa maior complexidade, as estratégias de solução baseadas em heurísticas e metaheurísticas ganham destaque, sobretudo aquelas baseadas em AGs, PSO, TSA e SA.

Apesar dos avanços nos estudos de planejamento da distribuição, existem alguns aspectos, ainda, pouco explorados ou em fase embrionária de desenvolvimento. Dentre esses aspectos, destaca-se a investigação dos sinais locais das tarifas de uso da transmissão no planejamento da distribuição. Conforme discutido no capítulo anterior, os sinais locais são mecanismos fundamentais para racionalizar o uso dos ativos de transmissão e reduzir custos operacionais. Outro aspecto importante, pouco explorado, é o uso do algoritmo GRASP no planejamento da distribuição. A maioria das pesquisas que propõem a aplicação do algoritmo GRASP encontram-se direcionadas ao problema do planejamento da expansão da transmissão.

Em relação à tarifação da transmissão, os métodos de alocação de tipo de custo fixo apresentam algumas deficiências e inconvenientes, dentre as quais se destacam: excessivamente simplificadores da realidade, não traduzindo as condições de operação do sistema elétrico; alocação inadequada de custos, gerando subsídios cruzados entre diversas atividades e agentes. Por outro lado, os métodos baseados em custos marginais apresentam, como principais vantagens, a capacidade de recuperar uma parcela elevada dos custos regulados e de transmitirem sinais econômicos de melhor qualidade aos usuários. Em especial, o método de CMLP encontra maior aplicabilidade pode ser mais estável e aderente à atividade de transmissão.

O método Nodal é uma variante do método de CMLP, e se caracteriza por fornecer sinais locais de boa qualidade. As tarifas resultantes refletem os custos incrementais de investimentos em capacidade adicional de transmissão e a intensidade com que cada usuário contribuiu para a existência dos investimentos no sistema de transmissão. Desse modo, os usuários que impõem maiores custos de expansão e operação da rede terão maiores encargos de uso da rede. Essa forma de alocação de custos incentiva a instalação de unidades geradoras e/ou incremento de geração em regiões em que os equipamentos estejam mais próximos aos seus limites operacionais. Por outro lado, induzem incrementos de cargas em regiões do sistema em que os equipamentos apresentem maior disponibilidade. Assim, modelos de PESD, que sejam sensíveis a esses sinais econômicos, podem reduzir o custo em EUST, racionalizar o sistema de transmissão e postergar eventuais investimentos em expansão.

Discutiram-se, ainda, os principais arranjos contratuais de suprimento adotados no SEB,



dentre os quais o CUST e CCT, que estabelecem os termos e as condições técnicas e comerciais a serem observadas para o uso do sistema de transmissão. Mais especificamente, o CUST prevê regras de contabilização da eficiência na contratação. Diante dessas regras, competem às distribuidoras a tarefa de prever as potências a serem demandadas, em cada ponto de acesso à rede de transmissão, de modo a garantir o atendimento aos seus mercados e evitar penalizações.

É importante destacar que o PESD é um tema amplo e, portanto, o objetivo central desta Tese delimita-se a investigar as influências das tarifas locacionais da transmissão no planejamento da expansão da distribuição. Aspectos importantes, tais como a GD, os PEVs e os ESSs não serão abordados. Contudo, em trabalhos futuros a metodologia proposta pode ser adaptada para integrar tais características.



### 3 FORMULAÇÃO DO PROBLEMA

Diante das discussões e conclusões dos capítulos anteriores, pode-se referir que o modelo de expansão da distribuição proposto nesta Tese deve ser suficientemente adequado para “reagir” à sinalização econômica das TUSTs. Nesse sentido, a formulação do problema considera a minimização de três parcelas principais de custos: encargos de uso da transmissão; custo de expansão da distribuição; e custos de alocação de dispositivos de manobra. A descrição completa da formulação proposta é apresentada nas Equações (3.1)-(3.13).

$$\min f = C_{ESD} + C_{ALOC} + C_{EUST} \quad (3.1)$$

sujeito a:

$$P_{k,i} - PA_{k,i} + PD_{k,i} = 0 \quad \forall k \in \Omega_k, \forall i \in \Omega_b \quad (3.2)$$

$$Q_{k,i} - QA_{k,i} + QD_{k,i} = 0 \quad \forall k \in \Omega_k, \forall i \in \Omega_b \quad (3.3)$$

$$\underline{V} \leq V_{k,i} \leq \bar{V} \quad \forall k \in \Omega_k, \forall i \in \Omega_b \quad (3.4)$$

$$\left( PS_i^{\dagger 2} + QS_i^{\dagger 2} \right) \leq \left( \bar{S}_i^0 + m_i \times \bar{S}_i \right)^2 \quad \forall i \in \Omega_s \quad (3.5)$$

$$P_{k,ij,a}^2 + Q_{k,ij,a}^2 \leq \left( \left( n_{k,ij,a} + n_{k,ij,a}^0 \right) \times \bar{S}_{ij,a} \right)^2 \quad \forall a \in \Omega_a, \forall ij \in \Omega_l \quad (3.6)$$

$$\sum_{c \in \Omega_c} \psi_{ij,c} + \psi_{ij,c}^0 \leq 1 \quad \forall ij \in \Omega_p \quad (3.7)$$

$$\sum_{c \in \Omega_c} \alpha_{k,ij,c} + \alpha_{k,ij,c}^0 \leq 1 \quad \forall ij \in \Omega_i, \forall k \in \Omega_k \quad (3.8)$$

$$\sum_{a \in \Omega_a} n_{k,ij,a} + n_{k,ij,a}^0 \leq 1 \quad \forall ij \in \Omega_l \quad (3.9)$$

$$\sum_{ij \in \Omega_l} \sum_{a \in \Omega_a} n_{k,ij,a} + n_{k,ij,a}^0 = n_b - n_s \quad \forall k \in \Omega_k \quad (3.10)$$

$$DECE_i \leq \overline{DEC}_i \quad \forall i \in \Omega_s \quad (3.11)$$

$$FECE_i \leq \overline{FEC}_i \quad \forall i \in \Omega_s \quad (3.12)$$

$$\begin{aligned}
n_{k,ij,a} &\in \{0, 1\} \\
n_{k,ij,a}^0 &\in \{0, 1\} \\
m_i &\in \{0, 1\} \\
\psi_{ij,c} &\in \{0, 1\} \\
\psi_{ij,c}^0 &\in \{0, 1\} \\
\alpha_{k,ij,c} &\in \{0, 1\} \\
\alpha_{k,ij,c}^0 &\in \{0, 1\}
\end{aligned}
\quad \forall k \in \Omega_k, \forall ij \in \Omega_l, \forall a \in \Omega_a, \forall c \in \Omega_c, \forall i \in \Omega_s \quad (3.13)$$

A formulação adota a estratégia de segregação do sistema em alimentadores, designados pelo índice  $k$ . Essa forma de estruturação possibilita integrar o problema da alocação de dispositivos de manobra, e o dimensionamento de circuitos de interligação, ao problema da expansão. Esses aspectos são abordados em detalhes no capítulo subsequente.

Retomando-se a discussão sobre os custos considerados na formulação, detalham-se a seguir os termos que compõem a função objetivo.

### 3.1 FUNÇÃO OBJETIVO

Na função objetivo, o termo  $C_{EUST}$  representa os custos de uso do sistema de transmissão, expresso como:

$$C_{EUST} = 12 \times \delta_{vp} \times \sum_{i \in \Omega_s} PS_i^\dagger \times (TUST_i) \quad (3.14)$$

Em que  $\delta_{vp}$  é o fator de conversão em valor presente de custos anuais;  $PS_i^\dagger$ , a potência ativa total demandada na subestação de fronteira  $TUST_i$ ; a TUST, na subestação de fronteira  $i$ ; e  $\Omega_s$ , conjunto de barras com subestações existentes e candidatas. O valor 12 na Equação é utilizado para determinar o custo anual de uso do sistema de transmissão.

O fator  $\delta_{vp}$  é definido como:

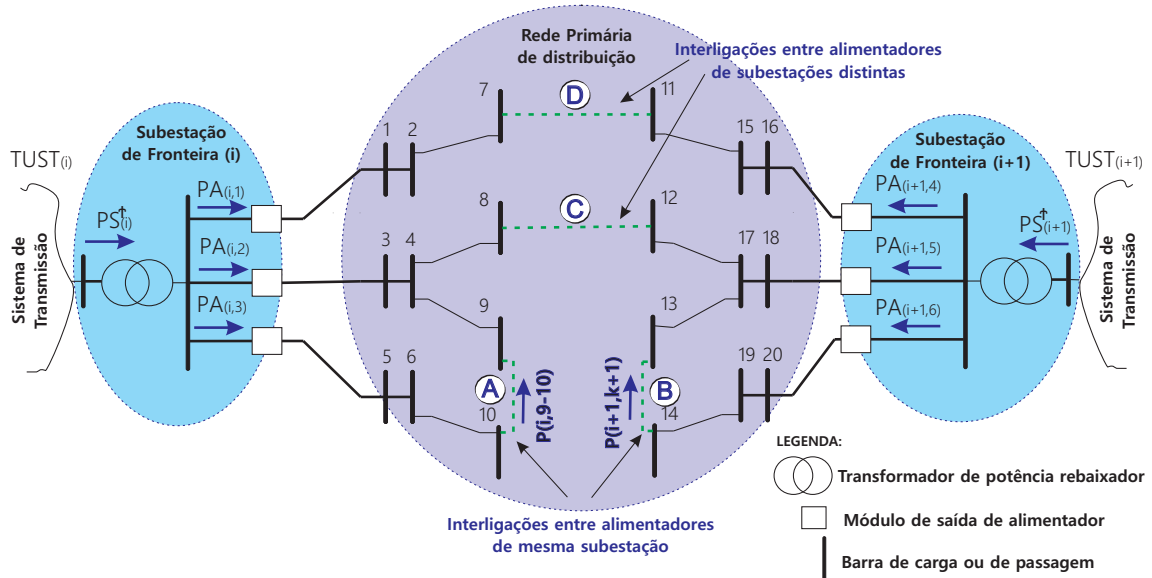
$$\delta_{vp} = \frac{1}{\sum_{j=1}^h \left(1 + \frac{\tau}{100}\right)^j} \quad (3.15)$$

Em que  $\tau$  é a taxa de atratividade anual (%); e  $h$ , o horizonte de planejamento (anos).

A potência ativa total demandada nas subestações de fronteira inclui as transferências de cargas entre alimentadores. A Figura 5 ilustra as condições de transferências de carga consi-

deradas.

Figura 5 – Ilustração de transferências de carga entre alimentadores.



Fonte: Autor.

Em casos de contingências, as transferências de carga podem se dar entre alimentadores de uma mesma subestação (interligações “A” e “B”) ou entre alimentadores de subestações distintas (interligações “C” e “D”). Ambas as transferências de carga afetam o dimensionamento dos circuitos, bem como de suas interligações. No entanto, as transferências de carga entre alimentadores de uma mesma subestação não impactam o carregamento da respectiva subestação e o uso do sistema de transmissão. Desse modo, os fluxos de potência nessas interligações devem ser desconsiderados, para efeitos de dimensionamento das subestações e determinação de MUST. Assim, a  $PS_i^\dagger$  é determinada como sendo:

$$PS_i^\dagger = \left( \sum_{k \in \Omega_{k,i}} PA_{k,i} \right) - \left( \sum_{ij \in \Omega_{int,i}} P_{ij,i} \right) \quad \forall i \in \Omega_s \quad (3.16)$$

Em que  $PA_{k,i}$  é a potência ativa máxima demandada no alimentador  $k$ , conectado à subestação  $i$ ;  $P_{ij,i}$ , o fluxo de potência ativa na interligação  $ij$  entre alimentadores da subestação  $i$ ;  $\Omega_{k,i}$ , o conjunto formado pelos  $k$  alimentadores conectados à subestação  $i$ ; e  $\Omega_{int,i}$  o conjunto formado pelas interligações  $ij$  entre alimentadores da subestação  $i$ .

No caso do exemplo ilustrativo na Figura 5, a aplicação da Equação (3.16) resulta em:

$$PS_{(i)}^\dagger = \left( \sum_{k=1}^3 PA_{(k,i)} \right) - P_{(9-10,i)} \quad (3.17)$$

$$PS_{(i+1)}^\dagger = \left( \sum_{k=4}^6 PA_{(k,i+1)} \right) - P_{(13-14,i+1)} \quad (3.18)$$

Destaca-se que o termo  $PA_{k,i}$  é tratado como uma variável (contínua) do problema. Assim, conforme Equação (3.14), as potências demandadas nas subestações de fronteira se ajustam de acordo com os sinais econômicos das TUSTs, de modo a minimizar o custo de uso do sistema de transmissão. Como consequência das variações de demanda nas subestações, todos os demais custos e condições operacionais do sistema são afetadas. Desse modo, a expansão da distribuição passa a “reagir” à sinalização econômica das TUSTs.

O termo  $C_{ESD}$  relaciona os custos de expansão e operação do sistema de distribuição, de acordo com a Equação (3.19).

$$C_{ESD} = f(inv) + f(op) \quad (3.19)$$

A função  $f(inv)$  contempla os investimentos de expansão da distribuição, expressa pela Equação (3.20).

$$f(inv) = \delta_{inv} \times \left( \underbrace{\left( \sum_{i \in \Omega_s} (c_{fi} \times m_i) \right)}_{\text{Custo de inst./repot. SEs}} + \max_{k \in \Omega_k} \underbrace{\left( \sum_{ij \in \Omega_l} \sum_{a \in \Omega_a} (c_a \times n_{k,ij,a} \times l_{ij}) \right)}_{\text{Custo de const./recond. circuitos}} \right) \quad (3.20)$$

Em que  $\Omega_l$  é o conjunto de ramos existentes e candidatos;  $\Omega_a$ , conjunto de tipos de condutores; e  $\Omega_k$ , conjunto de alimentadores do sistema. O símbolo  $c_{fi}$  representa o custo de instalação (UM) da subestação  $i$  e  $m_i$  a variável de decisão para a instalação e/ou repotencialização da subestação  $i$ . O termo  $c_a$  (UM/km) representa o custo de construção de um circuito com condutor do tipo “ $a$ ”. O símbolo  $n_{k,ij,a}$  representa a variável de decisão (binárias, 0 ou 1) para a construção e/ou recondução do circuito  $ij$  do alimentador  $k$ , com condutor do tipo “ $a$ ”. O comprimento do trecho é representado por  $l_{ij}$  (km). Tendo em consideração que cada  $k$  alimentador é composto por todos os trechos existentes e candidatos do sistema original, o custo de expansão de um determinado trecho corresponde ao máximo entre os  $k$  alimentadores. O fator  $\delta_{inv}$  é a taxa de recuperação de capital. A primeira parcela da Equação (3.20) está associada aos investimentos em instalação e repotencialização de subestações e a segunda parcela representa os investimentos em construção e recondução de circuitos.

A função  $f(op)$  representa os custos de operação e de manutenção de subestações e os

custos de perdas em circuitos, descrita pela Equação (3.21).

$$f(op) = \delta_o \times \underbrace{\sum_{i \in \Omega_s} (PS_i^{\dagger 2} + QS_i^{\dagger 2})}_{\text{Custo de O\&M SEs}} + \underbrace{\delta_l \times \max_{k \in \Omega_k} \left( \sum_{ij \in \Omega_l, a \in \Omega_a} (g_{k,ij,a} \times (n_{k,ij,a} + n_{k,ij,a}^0)) \times (V_{k,i}^2 + V_{k,j}^2 - (2 \times V_{k,i} \times V_{k,j} \cos(\theta_{k,ij}))) \right)}_{\text{Custo de perdas de energia elétrica nos circuitos}} \quad (3.21)$$

A primeira parcela da Equação (3.21) modela o custo de operação e de manutenção de subestações. O fator  $\delta_o$  é utilizado para converter em valor presente os custos anuais de operação, expresso em termos de:

$$\delta_o = 8.760 \times \delta_{vp} \times \phi_c \times c_{vi} \quad (3.22)$$

Em que  $\phi_c$  é o fator de carga típico anual do sistema; e  $c_{vi}$ , o custo de operação de subestações (UM/kVA<sup>2</sup>).

O termo  $QS_i^{\dagger}$  é a potência reativa total demandada da subestação de fronteira  $i$ , sendo calculada de forma similar a  $PS_i^{\dagger}$ :

$$QS_i^{\dagger} = \left( \sum_{k \in \Omega_{k,i}} QA_{k,i} \right) - \left( \sum_{ij \in \Omega_{int,i}} Q_{ij,i} \right) \quad \forall i \in \Omega_s \quad (3.23)$$

Em que  $QA_{k,i}$  é a potência reativa máxima demandada no alimentador  $k$  conectado à subestação  $i$ ;  $Q_{ij,i}$ , o fluxo de potência reativa na interligação  $ij$  entre alimentadores da subestação  $i$ ;  $\Omega_{k,i}$ , o conjunto formado pelos  $k$  alimentadores conectados à subestação  $i$ ; e  $\Omega_{int,i}$  o conjunto formando pelas interligações  $ij$  entre alimentadores da subestação  $i$ .

A segunda parcela da Equação (3.21) compreende o custo de perdas de energia ativa nos circuitos. Os termos  $g_{k,ij,a}$  representam a condutância do trecho  $ij$  do alimentador  $k$ , associado ao condutor “ $a$ ”. A magnitude das tensões nas barras  $i$  e  $j$  do alimentador  $k$  são representadas pelas variáveis  $V_{k,i}$  e  $V_{k,j}$ , respectivamente. O termo  $n_{k,ij,a}^0$  representa o circuito do tipo  $a$  existente no ramo  $ij$  do alimentador  $k$ . A diferença angular das barras  $ij$  é dada por  $\theta_{k,ij} = (\theta_{k,i} - \theta_{k,j})$ , sendo também uma variável do problema.

O fator  $\delta_l$  transforma as perdas de potência em energia, ao mesmo tempo em que converte em valor presente os custos anuais em perdas, sendo descrito como:

$$\delta_l = 8.760 \times \delta_{vp} \times \phi_l \times c_l \quad (3.24)$$

Em que  $\phi_l$  é o fator de perdas típico anual; e  $c_l$ , o custo da perdas (UM/kWh).

A última parcela de custo é o  $C_{ALOC}$ , que corresponde aos investimentos em alocação e

aos custos de energia não suprida, nos moldes da Equação (3.25).

$$C_{ALOC} = f(aloc) + f(ENSE) \quad (3.25)$$

A função  $f(aloc)$  compreende os investimentos em alocação:

$$f(aloc) = \delta_{inv} \left( \underbrace{\left( \sum_{ij \in \Omega_p} \sum_{c \in \Omega_c} (c_{s,c} \times \psi_{ij,c}) \right)}_{\text{Custo inst. chaves Sec.}} + \max_{k \in \Omega_k} \underbrace{\left( \sum_{ij \in \Omega_i} \sum_{c \in \Omega_c} c_{s,c} \times \alpha_{k,ij,c} \right)}_{\text{Custo de inst. chaves Transf.}} \right) \quad (3.26)$$

A primeira parcela da Equação (3.26) diz respeito aos custos de alocação de chaves de seccionamento. A segunda parcela representa os custos de instalação de chaves de transferência. Em que  $\Omega_c$  é o conjunto de tipos de chaves;  $\Omega_p$ , conjunto de ramos candidatos à instalação de chaves de seccionamento; e  $\Omega_i$ , conjunto de ramos candidatos à instalação de chaves de transferência. O parâmetro  $C_{s,c}$  representa o custo de instalação de uma chave do tipo “c” (UM). Os termos  $\psi_{ij,c}$  e  $\alpha_{k,ij,c}$  designam as variáveis de decisão de instalação de chaves de seccionamento e de transferência nos trechos  $ij$ , respectivamente. No caso das chaves de transferência, considera-se o máximo valor das chaves alocadas em uma mesma interligação que atende alimentadores adjacentes.

A função  $f(ENSE)$  é calculada pela expressão (3.27).

$$f(ENSE) = \delta_{vp} \sum_{i \in \Omega_b} U_i \times P_{Di} \times c_e \quad (3.27)$$

Em que  $U_i$  é a indisponibilidade de suprimento associada à barra  $i$  (horas);  $P_{Di}$ , a potência ativa demandada na barra  $i$  (kW);  $c_e$ , o custo do déficit de energia (UM/kWh); e  $\Omega_b$ , o conjunto de barras do sistema.

### 3.2 CONJUNTO DE RESTRIÇÕES

A função objetivo descrita está sujeita a um conjunto de restrições, classificadas como:

- restrições operacionais: são restrições que satisfazem a primeira e a segunda Lei de *Kirchhoff*, os limites de tensão nas barras e a condição de radialidade;
- restrições físicas: são o limite de potência fornecida pela subestação; limite de fluxo de potência nos ramos do sistema; e a quantidade de condutores e dispositivos de manobra por circuitos; e
- restrições de confiabilidade: máximos valores admissíveis dos índices de confiabilidade DEC e FEC.



### 3.2.1 Restrições de operacionais

As Equações (3.28) e (3.29) representam as restrições relativas ao balanço de potência nas barras, caracterizadas pela primeira e a segunda Lei de *Kirchhoff*.

$$P_{k,i} - PA_{k,i} + PD_{k,i} = 0 \quad \forall k \in \Omega_k, \forall i \in \Omega_b \quad (3.28)$$

$$Q_{k,i} - QA_{k,i} + QD_{k,i} = 0 \quad \forall k \in \Omega_k, \forall i \in \Omega_b \quad (3.29)$$

Em que  $PD_{k,i}$  e  $QD_{k,i}$  são as potências ativa e reativa demandadas de uma barra  $i$  conectada ao alimentador  $k$ , respectivamente;  $PA_{k,i}$  e  $QA_{k,i}$  são potências ativa e reativa máximas demandadas no alimentador  $k$ , conectado à subestação  $i$ , respectivamente. Os termos  $P_{k,i}$  e  $Q_{k,i}$  são as potências líquidas calculadas na barra  $i$  de acordo com as Equações (3.30) e (3.31).

$$P_{k,i} = V_{k,i} \times \sum_{ij \in \Omega_b, a \in \Omega_a} V_{k,j} \times (G_{k,ij,a} \times \cos(\theta_{k,ij}) + B_{k,ij,a} \times \sin(\theta_{k,ij})) \quad (3.30)$$

$$Q_{k,i} = V_{k,i} \times \sum_{ij \in \Omega_b, a \in \Omega_a} V_{k,j} \times (G_{k,ij,a} \times \sin(\theta_{k,ij}) - B_{k,ij,a} \times \cos(\theta_{k,ij})) \quad (3.31)$$

As variáveis  $G_{k,ij,a}$  e  $B_{k,ij,a}$  representam os elementos de condutância e susceptância da matriz de admitância nodal, respectivamente. Cada  $k$  alimentador possui sua matriz de admitância nodal, que é determinada em função das variáveis de decisão, conforme Equações (3.32) e (3.33).

$$\mathbf{G}_k = \left\{ \begin{array}{l} G_{k,ij,a} = - \sum_{a \in \Omega_a} (n_{k,ij,a} + n_{k,ij,a}^0) \times g_{k,ij,a} \\ G_{k,ii,a} = \sum_{ij \in \Omega_l} \sum_{a \in \Omega_a} (n_{k,ij,a} + n_{k,ij,a}^0) \times g_{k,ij,a} \end{array} \right\} \quad (3.32)$$

$$\mathbf{B}_k = \left\{ \begin{array}{l} B_{k,ij,a} = - \sum_{a \in \Omega_a} (n_{k,ij,a} + n_{k,ij,a}^0) \times b_{k,ij,a} \\ B_{k,ii,a} = \sum_{ij \in \Omega_l} \sum_{a \in \Omega_a} (n_{k,ij,a} + n_{k,ij,a}^0) \times b_{k,ij,a} \end{array} \right\} \quad (3.33)$$

Em que  $\mathbf{G}_k$  é a matriz nodal de condutância do alimentador  $k$ ;  $\mathbf{G}_k$ , a matriz nodal de susceptância do alimentador  $k$ ;  $n_{k,ij,a}$ , a variável de decisão (binárias, 0 ou 1) para a construção e/ou recondução do circuito  $ij$  do alimentador  $k$ , com condutor do tipo “a”;  $n_{k,ij,a}^0$ , circuito existente no trecho  $ij$  do alimentador  $k$ , com condutor do tipo “a”;  $g_{k,ij,a}$ , a condutância do trecho  $ij$  do alimentador  $k$ , associado ao condutor “a”; e  $b_{k,ij,a}$ , a susceptância do trecho  $ij$  do alimentador  $k$ , associado ao condutor “a”.

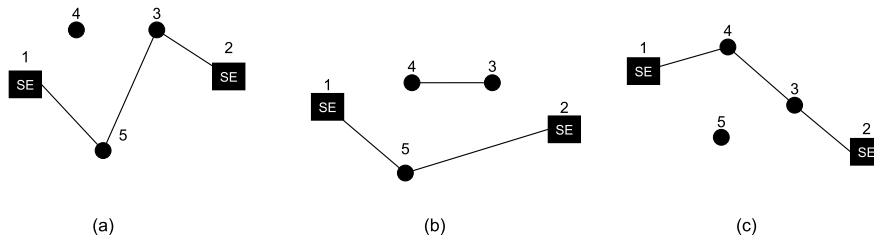
A restrição modelada pela Equação (3.34) diz respeito aos limites de magnitude de tensão nas barras.

$$\underline{V} \leq V_{k,i} \leq \bar{V} \quad \forall k \in \Omega_k, \forall i \in \Omega_b \quad (3.34)$$

Em que  $\underline{V}$  é o limite inferior admissível de tensão;  $V_{k,i}$ , o módulo da tensão na barra  $i$ , conectada ao alimentador  $k$ ; e  $\overline{V}$ , o limite superior admissível de tensão.

A restrição expressa na Equação (3.10) é uma condição necessária, mas não suficiente, para garantir radialidade. Essa condição de insuficiência de garantia de radialidade é ilustrada com base na Figura 6.

Figura 6 – Ilustração de um sistema desconexo.



Fonte: Autor.

A restrição descrita pela Equação (3.10) é satisfeita para as configurações “a”, “b” e “c”, porém existem nós desconectados do restante do sistema, em ambas configurações. Essa condição demonstra que somente a referida restrição não é suficiente para garantir radialidade e conectividade da rede. No entanto, segundo Lavorato (2010, p. 29), quando a Equação (3.10) e as equações de balanço de potência (Equações (3.2) e (3.3)) são atendidas, simultaneamente, a condição de radialidade e conectividade do sistema é garantida. As restrições de balanço de potência garantem que cada barra está sendo suprida por alguma fonte de potência, ou seja, que o sistema é conexo, enquanto a Equação (3.10) garante que não são geradas malhas na rede. No caso das barras de passagem (sem carga), a autora propõe a inclusão de algumas restrições adicionais no modelo, para garantir que no final da solução todas as barras estejam conectadas à rede.

### 3.2.2 Restrições físicas

O limite de carregamento das subestações é expresso pela Equação (3.35). Essa restrição considera a instalação de novas subestações ( $\bar{S}_i^0 = 0$ ) e a repotencialização de subestações existentes ( $\bar{S}_i^0 \neq 0$ ).

$$\left( PS_i^{\dagger 2} + QS_i^{\dagger 2} \right) \leq \left( \bar{S}_i^0 + m_i \times \bar{S}_i \right)^2 \quad \forall_k \in \Omega_k, \forall_s \in \Omega_s \quad (3.35)$$

Em que  $\bar{S}_i^0$  é o limite máximo de potência aparente em uma subestação existente na barra  $i$ ;  $\bar{S}_i$ , o limite máximo de potência aparente para a construção ou recapacitação de uma

subestação na barra  $i$ ; e  $m_i$ , a variável de decisão para a instalação e/ou repotencialização da subestação  $i$ .

A Equação (3.36) representa a restrição do máximo fluxo de potência aparente que um determinado trecho  $ij$ , associado ao alimentador  $k$ , pode suportar considerando a utilização de um condutor do tipo “a”.

$$\left(P_{k,ij,a}^2 + Q_{k,ij,a}^2\right) \leq \left(\left(n_{k,ij,a} + n_{k,ij,a}^0\right) \times \bar{S}_{ij,a}\right)^2 \quad \forall k \in \Omega_k, \forall ij \in \Omega_l \quad (3.36)$$

Em que  $P_{k,ij,a}$  é o fluxo de potência ativa que sai da barra  $i$  em direção à barra  $j$  do alimentador  $k$ , associado ao condutor do tipo  $a$ ;  $Q_{k,ij,a}$ , o fluxo de potência reativa que sai da barra  $i$  em direção à barra  $j$  do alimentador  $k$ , associado ao condutor do tipo  $a$ ; e  $\bar{S}_{ij,a}$ , o limite máximo de fluxo de potência aparente no ramo  $ij$ , associado ao condutor do tipo  $a$ .

Essa restrição afeta, diretamente, na escolha do tipo de condutor a ser instalado no trecho construído, uma vez que cada tipo de condutor tem uma determinada capacidade de condução de corrente.

A restrição expressa pela (3.37) garante a alocação de, no máximo, uma chave de seccionamento do tipo “c”, no trecho  $ij$ .

$$\sum_{c \in \Omega_c} \psi_{ij,c} + \psi_{ij,c}^0 \leq 1 \quad \forall ij \in \Omega_p \quad (3.37)$$

A restrição expressa pela (3.38) garante a alocação de, no máximo, uma chave de transferência do tipo “c”, no trecho interligação  $ij$ .

$$\sum_{c \in \Omega_c} \alpha_{k,ij,c} + \alpha_{k,ij,c}^0 \leq 1 \quad \forall ij \in \Omega_i, \forall k \in \Omega_k \quad (3.38)$$

A restrição expressa pela (3.39) garante a construção ou recondutoramento de, no máximo, um circuito com condutor do tipo “a”, no trecho  $ij$ .

$$\sum_{a \in \Omega_a} \left(n_{k,ij,a} + n_{k,ij,a}^0\right) \leq 1 \quad \forall k \in \Omega_k, \forall ij \in \Omega_l \quad (3.39)$$

A característica binária das variáveis de decisão é representada na Equação (3.13).

### 3.2.3 Restrição de confiabilidade

Nas Equações (3.40) e (3.41), o termo  $DECE_i$  representa a Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora Esperada, e o termo  $FECE_i$  é a Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora Esperada, na subestação  $i$ .

$$DECE_i \leq \overline{DEC}_i \quad \forall i \in \Omega_s \quad (3.40)$$

$$FECE_i \leq \overline{FEC}_i \quad \forall_i \in \Omega_s \quad (3.41)$$

Os parâmetros  $\overline{DEC}_i$  e  $\overline{FEC}_i$  indicam os máximos valores admissíveis dos índices de confiabilidade  $DECE_i$  e  $FECE_i$ , respectivamente. Esses limites são estabelecidos por conjunto de unidades consumidoras, o qual é definido por área de abrangência de cada subestação de distribuição.

### 3.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Apresentou-se neste capítulo, de forma pormenorizada, a formulação do problema do PESD, considerando a minimização de custos de uso do sistema de transmissão, de expansão da distribuição e de alocação de dispositivos de manobra. Esse problema inclui restrições operacionais, físicas e de confiabilidade.

Na abordagem proposta, as potências demandadas nas subestações de fronteira são afetadas pelos custos da transmissão, em função da sinalização econômica locacional das TUSTs. Nesse caso, tem-se uma relação de compromisso (*trade-off*) entre as parcelas de custo associadas ao  $C_{ESD}$ ,  $C_{ALOC}$  e ao  $C_{EUST}$ . Assim, pontos de conexão com menores valores de TUSTs tendem a ser mais intensamente utilizados para reduzir o  $C_{EUST}$ . No entanto, os investimentos no sistema de distribuição ( $C_{ESD}$ ) e alocação ( $C_{ALOC}$ ) podem elevar-se para viabilizar o acesso a esses pontos de conexão. Desse modo, pontos de conexão, mesmo com valores reduzidos de TUSTs, podem não ser tão intensamente utilizados, caso os custos em  $C_{ESD}$  e  $C_{ALOC}$  para acessá-los sejam muito elevados. Assim sendo, a partir da solução do modelo proposto, espera-se alcançar uma solução equilibrada entre os custos de uso da rede de transmissão e os investimentos em expansão da distribuição.

A solução do modelo descrito não é uma tarefa trivial, devido à elevada quantidade de variáveis (contínuas e discretas), bem como a natureza combinatorial e a não linearidade do modelo. Em geral, não é possível garantir a otimalidade da solução para esse tipo de problema. Nesses casos, a aplicação de metaheurísticas se reveste de grande importância para a obtenção de soluções de boa qualidade. No capítulo seguinte é apresentada a metodologia proposta adotando o GRASP como metaheurística de solução.

## 4 METODOLOGIA PROPOSTA

Neste capítulo é apresentada a metodologia proposta para a resolução do problema descrito no capítulo 4, utilizando a metaheurística GRASP. Essa metodologia consiste de quatro fases fundamentais: definição da topologia inicial; relaxação da Matriz Lógico-Estrutural; alocação integrada ao problema da expansão da distribuição; e reconfiguração, detalhadas a seguir.

### 4.1 METAHEURÍSTICA GRASP

Antes de ingressar no detalhamento matemático da metodologia proposta, é importante discutir os conceitos teóricos que envolvem a metaheurística GRASP, em termos genéricos.

O GRASP é uma junção e uma generalização de um Algoritmo Heurístico Construtivo (AHC) e de uma heurística de busca através de vizinhança. Trata-se de um algoritmo de múltiplos inícios, considerando duas fases: Fase de Busca Construtiva (FBC); e Fase de Melhoria Local (FML) (FEO E RESENDE, 1989). O pseudo-código do algoritmo GRASP é apresentado no Algoritmo 1.

---

**Algoritmo 1:** Descrição genérica do algoritmo GRASP

---

**Entrada:** dados de entrada (MaxIteiração, semente)

**Resultado:** melhor solução  $x^* \in X$

```
1 para  $i = 1, \dots$ , até MaxIteiração_int faça
2    $x \leftarrow$  Fase de Busca Construtiva Aleatória - FBC (semente);
3    $x \leftarrow$  Fase de Melhoria Local - FML ( $x$ );
4   se  $f(x) < f(x)^*$  então
5      $f(x)^* \leftarrow f(x)$ ;
6      $x^* \leftarrow x$ ;
7   fim
8 fim
```

---

O GRASP é executado por um número máximo de iterações. Esse número corresponde à quantidade de soluções factíveis encontradas pela FBC e que são submetidas à FML. Dentre as soluções geradas, é escolhida aquela de melhor qualidade. Nesse caso, a FBC confere ao GRASP robustez para encontrar soluções factíveis para o problema e a FML, por sua vez, torna grande a possibilidade de “escapar” de ótimos locais (FEO E RESENDE, 1989).

Na FBC uma heurística constrói uma solução factível para o problema adicionando, a cada iteração, um componente à solução corrente. Esse componente é escolhido, aleatoriamente, dentre uma lista de candidatos. A referida lista é criada utilizando uma função de mérito, expressa genericamente como:

$$h(x_i) \propto \frac{\partial z}{\partial x_i} \quad (4.1)$$

A função  $h(x_i)$  é um indicador de sensibilidade que mede a variação do custo incremental  $z$  que cada componente  $x_i$  representa para a solução. Em um problema de minimização, o elemento  $x_i$  mais atraente a ser adicionado à solução é aquele que repercute em menor valor de  $h(x_i)$ . Em um algoritmo guloso esse seria, possivelmente, um dos elementos adicionados à solução em construção. No entanto, no GRASP a FBC não é gulosa, mas semigulosa e aleatorizada. A estratégia adotada consiste em estabelecer uma Lista Restrita de Candidatos (LRC), composta pelos melhores elementos candidatos. A partir de então escolhe-se, aleatoriamente, um dos candidatos dessa lista para ser adicionado à solução. Essa estratégia de aleatorização possibilita diversificar a busca no espaço de soluções.

Em um problema de minimização, a LRC é formada por todos os elementos, cujos índices de mérito satisfazem a seguinte relação:

$$LRC = \{i \in X | h^{\min} \leq h(x_i) \leq h^{\min} + \alpha(h^{\max} - h^{\min})\} \quad (4.2)$$

onde  $X$  é o conjunto de componentes candidatos a serem adicionados, e  $\alpha$  é um parâmetro com valores entre 0 e 1.

Para um problema de maximização, a formação da LRC é expressa como:

$$LRC = \{i \in X | h^{\max} + \alpha(h^{\min} - h^{\max}) \leq h(x_i) \leq h^{\max}\} \quad (4.3)$$

Os termos  $h^{\min}$  e  $h^{\max}$  são obtidos através da equação (4.4)-(4.5).

$$h^{\max} = \max_{i \in X} h(x_i) \quad (4.4)$$

$$h^{\min} = \min_{i \in X} h(x_i) \quad (4.5)$$

O parâmetro  $\alpha$  determina o tamanho da LRC, sendo o único parâmetro a ser ajustado no desenvolvimento de um algoritmo GRASP. Esse parâmetro representa uma relação de compromisso entre a escolha aleatória e a gulosa. Segundo Prais (2000), valores de  $\alpha$  muito próximos de 0 (zero) levam a uma LRC de tamanho muito limitado, tornando o comportamento do GRASP muito semelhante ao de um algoritmo guloso. Em contrapartida, valores de  $\alpha$  muito próximos a 1 (um) levam a uma grande diversidade de soluções construídas. Muitas dessas soluções terão qualidade inferior, tornando mais lento o processo de melhoria local. Desse modo, o parâmetro  $\alpha$  representa uma relação de compromisso entre a escolha aleatória e a gulosa.

A escolha dos elementos da LRC pode ser realizada de duas formas: i) aleatoriamente; e ii) usando uma função de distribuição de probabilidade. De modo geral, adota-se a forma aleatória de seleção (FEO E RESENDE, 1989; PRAIS, 2000).

A FBC é encerrada quando todos os elementos necessários para obter uma solução fac-

tível são adicionados. No algoritmo 2, apresenta-se o pseudo-código da FBC.

---

**Algoritmo 2:** Pseudo-código da FBC

---

```

1 solução ← inicializa o conjunto:  $X \leftarrow E$ ;
2 avalie o custo incremental dos candidatos  $h(x_i) \forall i \in X$ ;
3 enquanto  $X \neq \emptyset$  faça
4    $h^{\min} \leftarrow \min \{h(x_i) \mid i \in X\}$ ;
5    $h^{\max} \leftarrow \max \{h(x_i) \mid i \in X\}$ ;
6    $LRC \leftarrow \{i \in X \mid h(x_i) \leq h^{\min} + \alpha \times (h^{\max} - h^{\min})\}$ ;
7   seleciona aleatoriamente um elemento  $x_i$  da lista LCR;
8   solução ← solução  $U(x_i)$ ;
9   atualiza o conjunto de candidatos  $X$ ;
10  recalcule os custos incrementais  $h(x_i) \forall i \in X$ ;
11 fim
12 retorna melhor solução

```

---

A FML é um processo iterativo de busca em vizinhança, que consiste em analisar soluções próximas à encontrada na FBC, tendo como meta encontrar uma solução de melhor qualidade. No decorrer desse processo iterativo, se uma solução melhor for encontrada, então segue a busca em vizinhança dessa nova solução. A busca segue até que a solução não possa ser melhorada. No Algoritmo 3 é apresentado o pseudo-código da FML para uma função  $f(x)$ .

---

**Algoritmo 3:** Pseudo-código da FML

---

```

1 enquanto  $x$  não é um mínimo local faça
2   encontre  $x' \in V(x)$  tal que  $f(x') < f(x)$ ;
3    $x \leftarrow x'$ ;
4 fim

```

---

Dentre as principais vantagens do GRASP, destacam-se (LÁZARO E OLIVEIRA, 2012):

- robustez para encontrar soluções factíveis em problemas complexos e com espaço de busca muito elevado;
- grande probabilidade de escapar de ótimos locais;
- relativa facilidade de implementação;
- possibilidade de tratamento de funções objetivo e restrições contínuas, discretas, lineares ou não lineares; e
- grande possibilidade de obtenção de uma solução de boa qualidade.

Como desvantagens do GRASP, citam-se:

- elevado esforço computacional (tempo de processamento); e
- não garante a otimalidade da solução obtida.

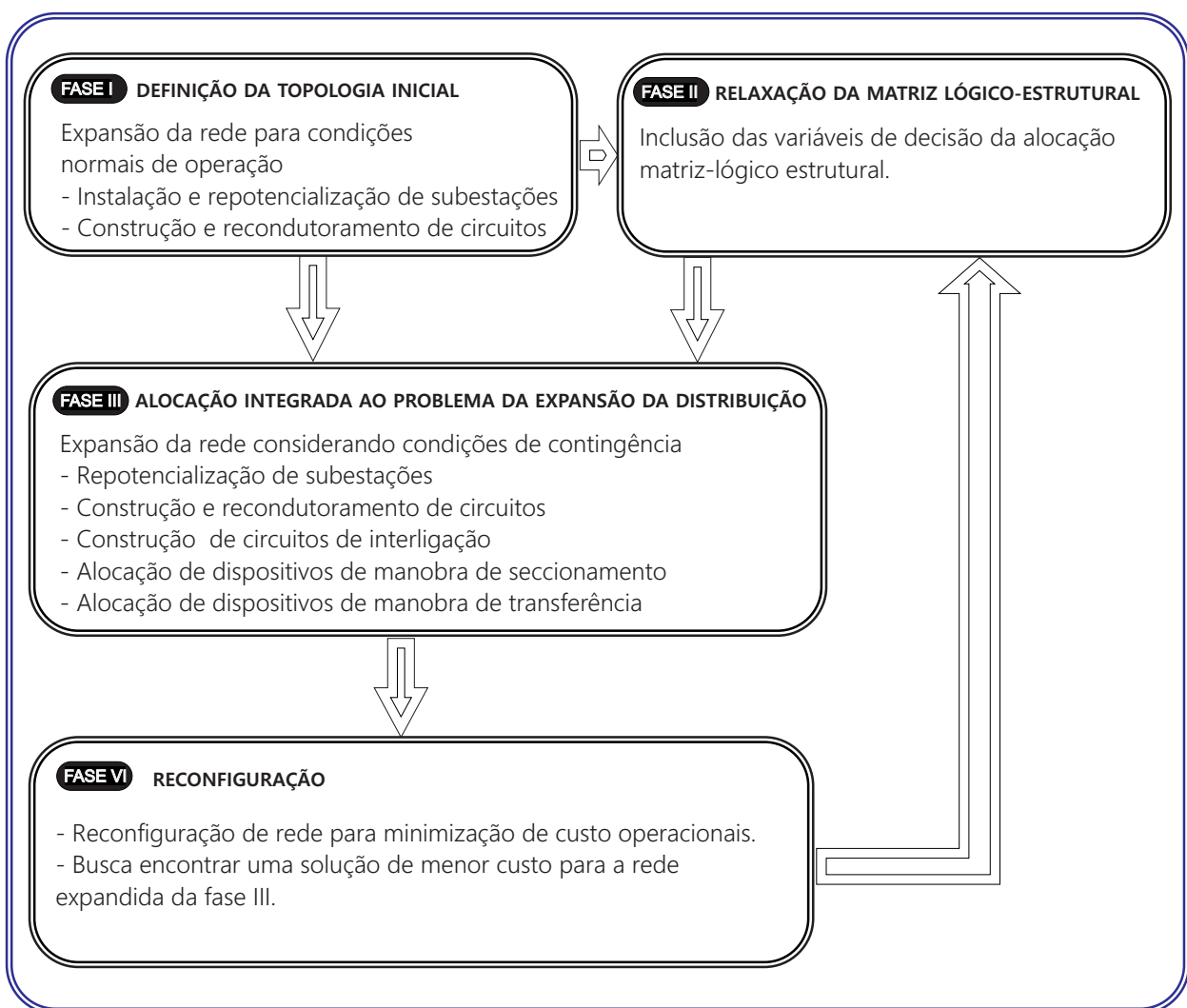
As desvantagens mencionadas (presentes na grande maioria das heurísticas e metaheurísticas) não impedem a aplicação do GRASP aos problemas no ambiente do planejamento,

onde busca-se uma boa alternativa de expansão e não, somente, o ótimo global, que na prática nem sempre é verdadeiro, dadas as limitações de modelagem. Adicionalmente, o tempo de processamento não é uma questão determinante, tendo em vista o horizonte dos estudos de expansão de sistemas de distribuição.

## 4.2 ESTRATÉGIA DE SOLUÇÃO

A estratégia adotada para a solução do PESD baseia-se, fundamentalmente, em quatro fases: definição da topologia inicial; relaxação da Matriz Lógico-Estrutural; alocação integrada ao problema da expansão da distribuição; e reconfiguração. A interligação entre essas fases é ilustrada na Figura 7.

Figura 7 – Visão macro das fases que compõem a estratégia de solução.





- FASE I - DEFINIÇÃO DA TOPOLOGIA INICIAL: nessa fase é realizada a expansão para condições normais de operação, de modo a minimizar custos de: investimentos em instalação e repotencialização de subestação; construção e recondutoramento de circuito; custos em perdas e operação; e EUST. Aspectos de confiabilidade e alternativas de alocação de chaves e construção de interconexões entre alimentadores não são considerados. O resultado é uma solução parcial de planejamento, denominada nesta tese como “topologia inicial”;
- FASE II -RELAXAÇÃO DA MATRIZ LÓGICO-ESTRUTURAL: essa fase destina-se ao mapeamento da alocação de dispositivos de manobra e seus impactos nos indicadores de confiabilidade (DECE, FECE e ENSE). Essa tarefa é realizada através da relaxação da Matriz Lógico-Estrutural (MLE). Basicamente, internalizam-se as variáveis relacionadas com a alocação de dispositivo de manobra na MLE, de acordo com a topologia da rede encontrada na fase I ou III, assim como das características de operação de cada chave de seccionamento e de transferência. Ao relaxar a MLE, a mesma torna-se uma matriz de sensibilidade entre a alocação de determinado dispositivo de proteção/manobra e o seu correspondente impacto nos indicadores de confiabilidade. Essa matriz possibilita, ainda, identificar as cargas transferíveis entre alimentadores, por conta da alocação de dispositivos de manobra;
- FASE III - ALOCAÇÃO INTEGRADA AO PROBLEMA DA EXPANSÃO DA DISTRIBUIÇÃO: nessa fase é realizada a expansão considerando condições de contingência. Para tal, é resolvido o problema de alocação de chaves e o planejamento da expansão da distribuição de forma integrada. A solução desse problema compreende a alocação de chaves, o dimensionamento das subestações e dos condutores e circuitos de interligação, de modo a atender condições normais de operação e de contingência, com vistas a minimizar custos em ENSE e/ou atender restrições de confiabilidade; e
- FASE IV - RECONFIGURAÇÃO: nessa fase procede-se à solução de um problema de reconfiguração de rede, de forma a verificar se existe uma solução de melhor qualidade, em relação à obtida no fase I, com as chaves alocadas na fase III. Caso seja encontrada uma solução topológica melhor (de menor custo), atualiza-se a topologia inicial com a configuração encontrada e procede-se, novamente, a de relaxação da MLE e reiniciam-se as demais fases. Essa rotina se repete até que a configuração da topologia inicial seja igual à encontrada na fase de reconfiguração.

A seguir detalha-se a formulação matemática correspondente a cada uma dessas fases.

### 4.2.1 Fase I - definição da topologia inicial

Na fase I, a rede é expandida considerando condições normais de operação, considerando a instalação e repotencialização de subestações e a construção e o recondutoramento de circuitos. Nesse caso, a parcela de custo  $C_{ALOC}$  não é considerada. Posteriormente, na fase III, a topologia inicial encontrada é segregada em “ $k$ ” alimentadores para considerar aspectos de confiabilidade.

Para a obtenção da topologia inicial, o GRASP constrói a solução de expansão adicionando subestações e circuitos, com base em índices de sensibilidade. Esses índices são calculados a partir de um modelo relaxado, baseado em uma aproximação da formulação descrita nas Equações (3.1)-(3.13). A parcela de custos  $C_{ALOC}$  e as restrições de confiabilidade são desconsideradas. Além disso, o sistema não é segregado em alimentadores. Essas simplificações são possíveis porque a topologia inicial é construída considerando condições normais de operação. Nesse modelo, as variáveis inteiras  $m_i$  e  $n_{ij,a}$  são relaxadas e são incluídas novas variáveis de decisão ( $m_i^+$  e  $n_{ij,a}^+$ ), que se referem às variáveis de decisão do processo iterativo do GRASP. O modelo resultante é descrito por:

$$\min f = C_{ESD} + C_{EUST} \quad (4.6)$$

sujeito a:

$$P_i - PS_i + PD_i = 0 \quad \forall i \in \Omega_b \quad (4.7)$$

$$Q_i - QS_i + QD_i = 0 \quad \forall i \in \Omega_b \quad (4.8)$$

$$\underline{V} \leq V_i \leq \bar{V} \quad \forall i \in \Omega_b \quad (4.9)$$

$$PS_i^2 + QS_i^2 \leq (\bar{S}_i^0 + (m_i + m_i^+) \times \bar{S}_i)^2 \quad \forall i \in \Omega_s \quad (4.10)$$

$$P_{ij,a}^2 + Q_{ij,a}^2 \leq \left( (n_{ij,a} + n_{ij,a}^0 + n_{ij,a}^+) \times \bar{S}_{ij,a} \right)^2 \quad \forall ij \in \Omega_l \quad (4.11)$$

$$\sum_{ij \in \Omega_l} \sum_{a \in \Omega_a} n_{ij,a} + n_{ij,a}^0 + n_{ij,a}^+ = n_b - n_s \quad (4.12)$$

$$\sum_{a \in \Omega_a} (n_{ij,a} + n_{ij,a}^0 + n_{ij,a}^+) \leq 1 \quad \forall ij \in \Omega_l \quad (4.13)$$

$$0 \leq n_{ij,a} \leq 1 - n_{ij,a}^+ \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall a \in \Omega_a \quad (4.14)$$

$$0 \leq m_i \leq 1 - m_i^+ \quad \forall i \in \Omega_s \quad (4.15)$$

$$\begin{aligned}
n_{ij,a}^+ &\in \{0, 1\} \\
n_{ij,a}^0 &\in \{0, 1\} && \forall ij \in \Omega_l, \forall a \in \Omega_a, \forall i \in \Omega_s \\
m_i^+ &\in \{0, 1\}
\end{aligned} \tag{4.16}$$

No modelo relaxado, a função  $f(inv)$  resulta em:

$$f(inv) = \delta_{inv} \times \left( \underbrace{\left( \sum_{i \in \Omega_s} (m_i + m_i^+) \times c_{fi} \right)}_{\text{Custo de inst./repot. SEs}} + \underbrace{\left( \sum_{ij \in \Omega_l} \sum_{a \in \Omega_a} (n_{ij,a} + n_{ij,a}^+) \times c_a \times l_{ij} \right)}_{\text{Custo de const./recond. circuitos}} \right) \tag{4.17}$$

A função  $f(op)$  é dada por:

$$\begin{aligned}
&\underbrace{\delta_o \times \left( \sum_{i \in \Omega_s} (c_{vi} \times (PS_i^2 + QS_i^2)) \right)}_{\text{Custo de O\&M SEs+}} \\
f(op) = \delta_l \times &\underbrace{\left( \sum_{ij \in \Omega_l, a \in \Omega_a} \left( g_{ij,a} \times (n_{ij,a} + n_{ij,a}^+ + n_{ij,a}^0) \right) \times (V_i^2 + V_j^2 - (2 \times V_i \times V_j \cos(\theta_{ij}))) \right)}_{\text{Custo de perdas de energia elétrica nos circuitos}} \tag{4.18}
\end{aligned}$$

A solução do modelo relaxado não resolve o problema da expansão, porém possibilita calcular índices de sensibilidade para a construção da Lista Restrita de Subestações Candidatas (LRSC) e a Lista Restrita de Circuitos Candidatos (LRCC). O Índice de Sensibilidade de Subestações (ISS) baseia-se no módulo da potência demandada nas subestações existentes e candidatas. A lei de criação da lista LRSC é dada por:

$$LRSC = \{i \in \Omega_s, \forall m_i^+ \neq 1\} (S_{\min} + (\alpha_{FBC} \times (S_{\max} - S_{\min}))) \leq S_i \leq S_{\max} \tag{4.19}$$

Em que  $S_{\min}$  é a mínima potência aparente demandada entre as subestações não adicionadas à solução;  $S_{\max}$ , a máxima potência aparente demandada entre as subestações não adicionadas à solução; e  $\alpha_{FBC}$ , o fator de ajuste  $\alpha$  da FBC do GRASP.

O Índice de Sensibilidade de Circuitos (ISC) considera o fluxo de potência aparente nos circuitos. A lei de criação da lista LRCC é dada por:

$$LRCC = \{ij \in \Omega_l, a \in \Omega_a, \forall n_{ij,a}^+ \neq 1\} (\Phi_{\min} + (\alpha_{FBC} \times (\Phi_{\max} - \Phi_{\min}))) \leq S_{ij,a} \leq \Phi_{\max} \tag{4.20}$$

Em que  $\Phi_{\min}$  é o mínimo fluxo de potência aparente nos trechos não adicionados à solução;  $\Phi_{\max}$ , máximo fluxo de potência aparente nos trechos não adicionados à solução.

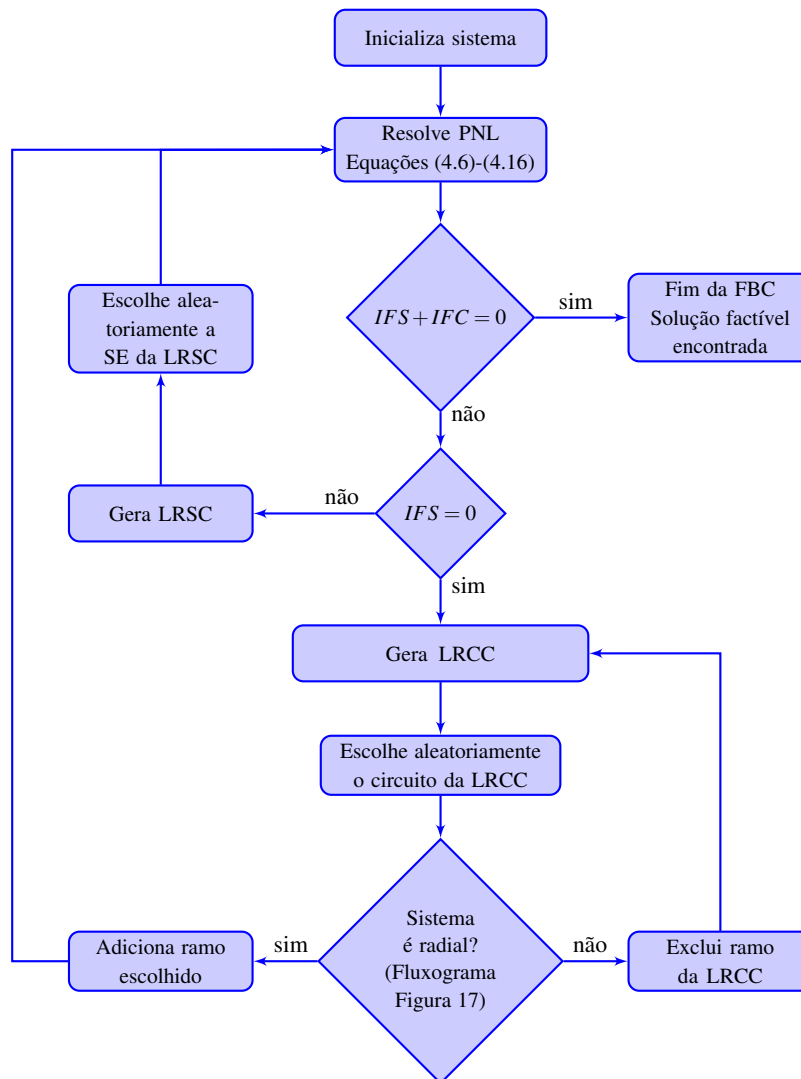
O parâmetro  $\alpha_{FBC}$  controla o tamanho das listas LRSC e LRCC. Valores de  $\alpha_{FBC}$  próximos a 1 tornam a adição de subestações e circuitos mais gulosa, e valores próximos de 0 torna

o processo de escolha mais aleatório. Nesta tese o valor de  $\alpha_{FBC}$  foi determinado experimentalmente. Nos testes realizados, o  $\alpha_{FBC} = 0,8$  resultou em melhores resultados. A ordem em que os elementos são adicionados ao sistema considera o custo de instalação, de forma que os mais caros sejam adicionados primeiro (BHOWMIK, GOSWAMI E BHATTACHERJEE, 2000). Assim, as subestações são adicionadas primeiramente e, posteriormente, os circuitos são incluídos.

A inclusão das subestações e dos circuitos ocorre de forma aleatória, de acordo com as respectivas listas LRSC e LRCC. No caso dos circuitos, a inclusão dos mesmos está condicionada ao atendimento da condição de radialidade. Essa condição significa que não deve haver a criação de malhas no sistema e cargas alimentadas por mais de uma subestação.

O fluxograma da FBC é apresentado na Figura 8.

Figura 8 – Fluxograma da FBC - Fase I.



A FBC é inicializada considerando as variáveis de decisão  $m_i^+ = 0, \forall i \in \Omega_s$  e  $n_{ij,a}^+ = 0, \forall ij \in \Omega_l, \forall a \in \Omega_a$ . À medida em que são adicionadas as subestações e os circuitos à solução em construção, a correspondente variável de decisão do modelo é fixada com valor igual a 1 ( $m_i^+ = 1$  ou  $n_{ij,a}^+ = 1$ ), e a correspondente variável de folga do PNL resulta em valor igual a 0 ( $m_i = 0$  ou  $n_{ij,a} = 0$ ). Esse processo é garantido pelas restrições impostas pelas Equações (4.14) e (4.15).

O critério de parada é baseado nos índices de factibilidade de subestações (IFS) e de circuitos (IFC), descritos pelas Equações (4.21) e (4.22):

$$IFS = \sum_{i \in \Omega_s} m_i \quad (4.21)$$

$$IFC = \sum_{ij \in \Omega_l} \sum_{a \in \Omega_a} n_{ij,a} \quad (4.22)$$

Quando todas as variáveis de folga são zeradas, os valores de IFS e IFC igualam-se à zero. Esta condição indica que uma solução factível foi encontrada e a FBC do GRASP é encerrada.

#### 4.2.1.1 Fase de Melhoria Local

Na FML todas as subestações e os circuitos são retirados e avaliados. Quando uma subestação ou circuito é retirado, um novo problema de PNL é resolvido e, a partir dos novos índices de sensibilidade, uma nova lista LRC é montada. Adotou-se  $\alpha$  também para a fase de melhoria local, representado por  $\alpha_{FML}$ .

Adotou-se o  $\alpha_{FML}$  com um valor significativamente inferior ao  $\alpha_{FBC}$ . Utilizou-se o valor de  $\alpha_{FML}=0,2$ . Entretanto, todas as subestações e circuitos da lista LRCC são incluídos na solução e avaliados separadamente. Esse procedimento tem por objetivo melhorar o desempenho da FML, avaliando um número maior de alternativas.

Quando alguma subestação ou circuitos das LRSC ou LRCC proporciona redução de custo, este elemento candidato é adicionado em lugar do elemento retirado.

O fluxograma da FML, referente às subestações e aos circuitos, é apresentado na Figura 9 e 10. O termo  $N_{FBC-Se}$  refere-se à quantidade de subestações adicionadas na FBC, e o  $N_{FBC-Cir}$  à quantidade de circuitos adicionados na FBC.

Figura 9 – Fluxograma da FML - Subestações - Fase I.

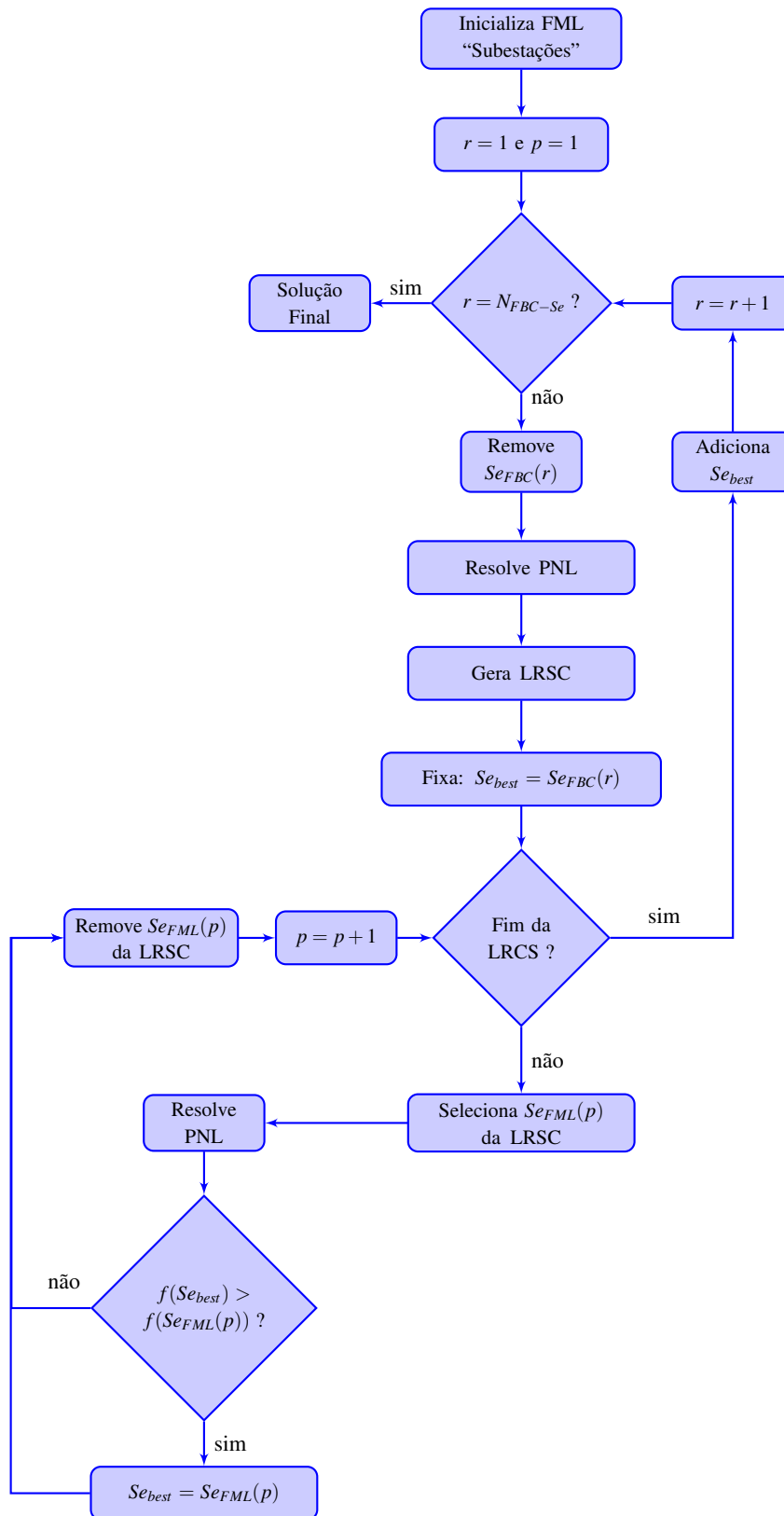
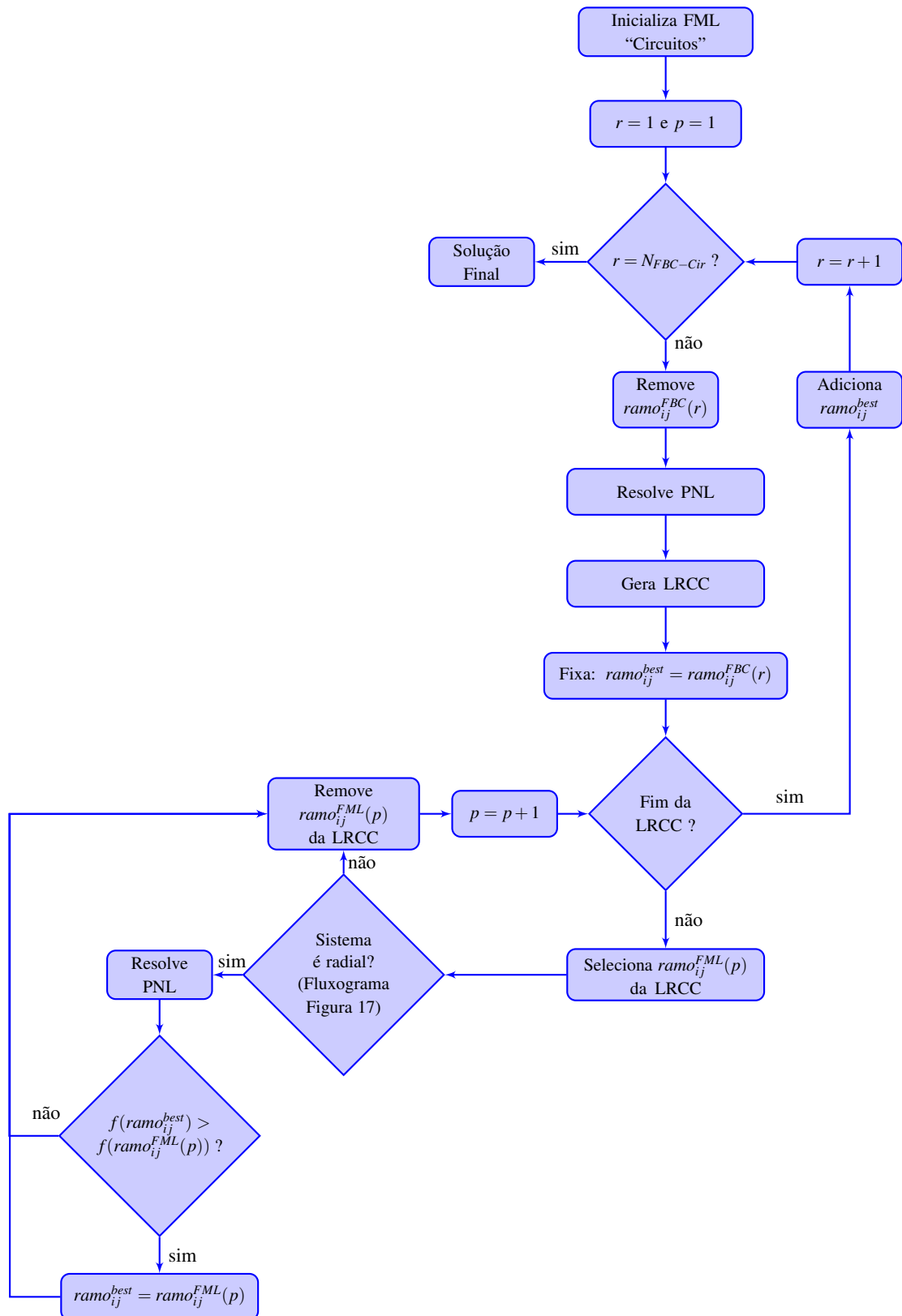


Figura 10 – Fluxograma da FML - Circuitos - Fase I



Fonte: Autor.

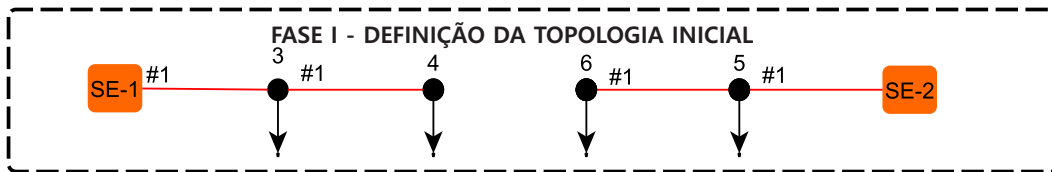
#### 4.2.1.2 Análise de radialidade

Como discutido na seção 3.2.1, quando a restrição descrita pela Equação (3.10) e as restrições de balanço de potência (Equações (3.2) e (3.3)) são satisfeitas, o sistema é radial e conexo. No entanto, no GRASP proposto a aplicação dessas restrições para garantir a radialidade não são suficientes. Dois aspectos contribuem para essa condição: aleatoriedade na adição dos circuitos e a relaxação do modelo.

Devido à aleatoriedade na escolha dos circuitos da LRCC, pode-se adicionar um circuito que interligue em paralelo subestações e/ou alimentadores. Como o modelo encontra-se relaxado, mesmo com essa condição de paralelismo, as restrições expressas pelas Equações (3.3), (3.4) e (3.10) não são violadas. Para contornar esse problema, e garantir a radialidade ao longo do processo iterativo do GRASP, propõe-se o emprego da matriz de conectividade  $\mathbf{Y}_c$ .

Considerando o sistema da Figura 11.

Figura 11 – Sistema ilustrativo - Fase I.



Fonte: Autor.

A matriz de conectividade desse sistema é expressa na forma de:

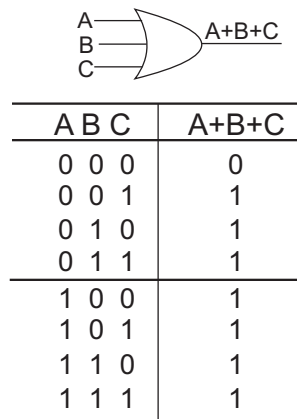
$$\mathbf{Y}_c = \begin{pmatrix} 1 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 1 \\ 1 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 1 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 1 \end{pmatrix} \quad (4.23)$$

Os elementos  $\mathbf{Y}_c(i, j) = 1$  indicam que há conexão entre os nós  $i$  e  $j$ , caso contrário, se  $\mathbf{Y}_c(i, j) = 0$ , então os nós estão desconexos. Realizando uma varredura coluna-a-coluna, ou linha-a-linha, é possível verificar que os nós 1, 3 e 4 encontram-se interconectados, e que os nós 2, 5 e 6, também se encontram interconectados.

O procedimento de obtenção da matriz de conectividade baseia-se na aplicação da álgebra booleana, mais especificamente na operação de soma (lógica OU), ilustrada na Figura 12.



Figura 12 – Exemplo de soma booleana.



Fonte: Autor.

A  $\mathbf{Y}_c$  é obtida através de sucessivas operações de soma booleana da matriz de admitância binária  $\mathbf{Y}_u$ , que pode ser tanto de coluna-a-coluna como de linha-a-linha.

A matriz de admitância binária do sistema da Figura 11 é dada por:

$$\mathbf{Y}_u = \begin{pmatrix} 1 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 1 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 \end{pmatrix} \quad (4.24)$$

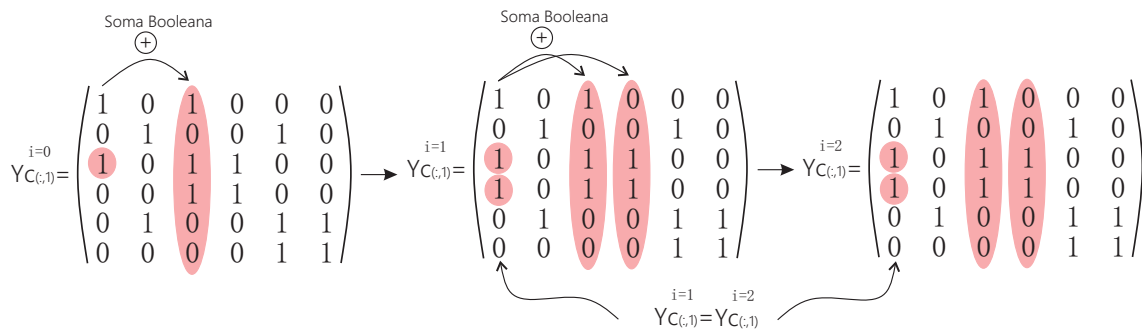
A processo de obtenção da  $\mathbf{Y}_c$  é inicializado, considerando que:

$$\mathbf{Y}_c^0 = \mathbf{Y}_u \quad (4.25)$$

A coluna  $j$  da  $\mathbf{Y}_c^0$  fornece informações acerca dos nós que estão conectados diretamente ao nó  $j$ . Para determinar os nós que estão, indiretamente, conectados ao nó  $j$ , realizam-se sucessivas somas booleanas entre a coluna  $j$  da  $\mathbf{Y}_c^0$  às colunas da  $\mathbf{Y}_u$ , correspondentes, tão-somente, aos nós que estão diretamente conectados ao nó  $j$ . A soma booleana é realizada através da Equação (4.26).

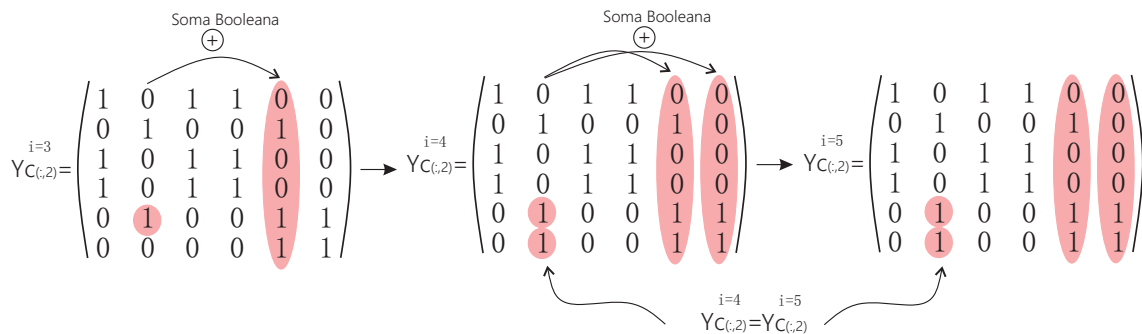
$$\mathbf{Y}_c^{(k+1)}(i, j) = \sum_{\mathbf{Y}_c^{(k)}(s, j) \neq 0} \mathbf{Y}_c^{(k)}(i, j) \oplus \mathbf{Y}_c(i, s) \quad (4.26)$$

Quando a igualdade  $\mathbf{Y}_c^k = \mathbf{Y}_c^{(k+1)}$  é satisfeita, tem-se a coluna  $j$  da  $\mathbf{Y}_c$  construída. As Figuras 13 e 14 ilustram o processo de obtenção da matriz de conectividade.

Figura 13 – Ilustração da obtenção da primeira coluna da  $\mathbf{Y}_c$ .

Fonte: Autor.

Na iteração  $i = 2$ , tem-se  $\mathbf{Y}_c^2(:, 1) = \mathbf{Y}_c^1(:, 1)$ , logo o critério de convergência é atendido; logo, como resultado tem-se que a primeira coluna da  $\mathbf{Y}_c$  é igual a  $\mathbf{Y}_c^2(i, 1)$ . Nesse caso, os nós 1, 3 e 4 estão interligados. Assim, não se faz necessário realizar a montagem das colunas 3 e 4 da  $\mathbf{Y}_c$ , pois  $\mathbf{Y}_c(:, 1)$  é igual a  $\mathbf{Y}_c(:, 3)$  e  $\mathbf{Y}_c(:, 4)$ . Resta, portanto, definir apenas as colunas 2, 5 e 6 da  $\mathbf{Y}_c$ . Assim, utilizando o mesmo procedimento anterior, o processo final de obtenção da estrutura da  $\mathbf{Y}_c$  é ilustrado na Figura 14.

Figura 14 – Ilustração da obtenção da segunda coluna da  $\mathbf{Y}_c$ .

Fonte: Autor.

A partir da  $\mathbf{Y}_c$  é possível determinar o vetor de abrangência de barras de suprimentos (subestações). Esse vetor fornece informação sobre como uma determinada barra de suprimento  $i$  está conectada às demais barras, e pode ser obtida por:

$$\mathbf{s}^k = \mathbf{Y}_c \times \bar{\mathbf{s}}^k \quad (4.27)$$

Em que  $\mathbf{s}^k$  é o vetor de abrangência de suprimento referente ao nó  $k$ ;  $\mathbf{Y}_c$ , a matriz de conectividade; e  $\bar{\mathbf{s}}^k$  o vetor de suprimento referente ao nó  $k$ .

No caso da SE-1, tem-se:

$$\mathbf{s}^1 = \begin{pmatrix} 1 \\ 0 \\ 1 \\ 1 \\ 0 \\ 0 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 1 \\ 1 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 1 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 1 \end{pmatrix} \times \begin{pmatrix} 1 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{pmatrix} \quad (4.28)$$

Como alternativa à Equação (4.27), o  $\mathbf{s}^k$  pode ser obtido diretamente por inspeção na matriz de conectividade  $\mathbf{Y}_c$ . A título de exemplo, inspecionando a primeira coluna da  $\mathbf{Y}_c$  do sistema ilustrativo da Figura 11, tem-se que as cargas conectadas aos nós 1, 3 e 4 são atendidas pelo nó 1 (subestação).

Figura 15 – Obtenção do vetor de abrangência da SE-1 por inspeção.

$$\begin{array}{c} \text{SE-1} \\ \downarrow \\ \therefore \mathbf{Y}_c = \begin{pmatrix} 1 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 1 \\ 1 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 1 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 1 \end{pmatrix} \end{array}$$

Fonte: Autor.

Inspeccionando a segunda coluna da  $\mathbf{Y}_c$ , tem-se que as cargas conectadas aos nós 2, 5 e 6 são atendidas pelo nó 1 (subestação).

Figura 16 – Obtenção do vetor de abrangência da SE-2 por inspeção.

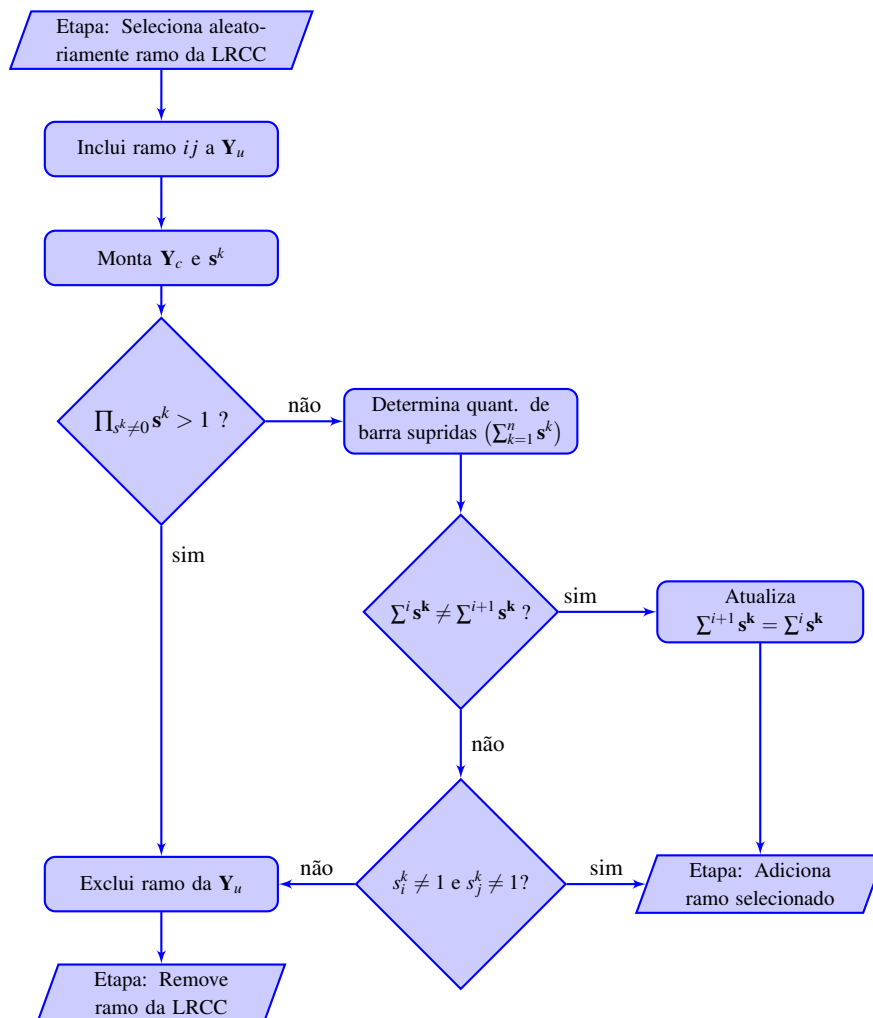
$$\begin{array}{c} \text{SE-2} \\ \downarrow \\ \therefore \mathbf{Y}_c = \begin{pmatrix} 1 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 1 \\ 1 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 1 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 1 \end{pmatrix} \end{array}$$

Fonte: Autor.

A matriz de conectividade fornece informações completas sobre as interconexões entre

nós e subestações. Tais informações possibilitam garantir que a restrição de radialidade seja atendida ao longo da FBC e FML do GRASP. O fluxograma do procedimento em questão é apresentado na Figura 17.

Figura 17 – Fluxograma da subrotina de verificação de radialidade.



Fonte: Autor.

À medida que um circuito é pré-selecionado da LRCC, o mesmo é, temporariamente, incluído como elemento da matriz de admitância discreta do sistema. Em seguida, obtém-se a matriz de conectividade e o vetor de abrangência das subestações, o que possibilita avaliar se a inclusão do circuito irá gerar uma malha ou a interligação entre subestações. Se  $\prod_{i=1, s^k \neq 0}^{nb} s_i^k > 1$  indica que um nó está sendo suprido por mais de uma fonte de potência (subestação), então, o circuito pré-selecionado deve ser excluído da  $Y_u$  e da LRCC. Por lado, se  $\prod_{i=1, s^k \neq 0}^{nb} s_i^k = 1$ , faz-se

necessário, ainda, avaliar se a inserção do circuito gera uma malha entre alimentadores. Nesse caso, parte-se do princípio de que, se um circuito gera malhas, o número de barras supridas antes e depois de sua inserção não se altera. Desse modo, se a quantidade de barras supridas ( $\sum s^k$ ) modificar-se com a inserção do circuito, a inserção desse ramo não gera malha.

Existe, ainda, uma condição especial. Devido à característica de aleatoriedade de inserção dos circuitos, durante o processo iterativo do GRASP, há a possibilidade de serem pré-selecionados os circuitos da LRCC que estejam isolados (sem conexão com qualquer subestação). Nesse caso, a quantidade de barras supridas não irá se alterar com a inclusão do circuito. No entanto, a inserção desse circuito não implica em violação da restrição de radialidade e, portanto, o mesmo deve ser incluído na solução em construção. Adotou-se o seguinte critério: se  $s_i^k \neq 1$  e  $s_j^k \neq 1$  é satisfeita, então o circuito deve ser incluído na rede e atualizada a  $Y_c$ . Caso contrário, exclui-se o circuito da LRCC.

#### 4.2.2 Fase II - Relaxação da Matriz Lógico-Estrutural

A fase II da estratégia da metodologia compreende a relaxação da Matriz Lógico-Estrutural (MLE), visando estabelecer uma relação de sensibilidade entre a alocação de um determinado dispositivo de manobra e seu impacto nos índices de confiabilidade. Para tal, consideram-se aspectos associados às características de operação dos dispositivos de manobra, à topologia da rede e às possíveis transferências de carga entre alimentadores adjacentes. De modo a embasar o processo de relaxação, a seguir revisitam-se alguns conceitos sobre a estrutura da MLE.

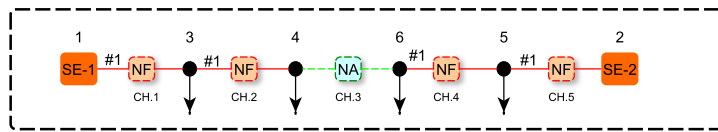
##### 4.2.2.1 Matriz Lógico-Estrutural

A MLE tem sido amplamente proposta em estudos de confiabilidade de sistemas elétricos de distribuição (ABAIDE, 2005; DAZA, 2010; RODIGHERI, 2013; SPERANDIO, 2008). Fundamentalmente, a MLE relaciona o feito de uma falta, em determinado nó, em relação a todos os demais nós que compõem o sistema, levando em conta a taxa de falha por ano ( $\lambda$ ); o tempo de reparo (TR); e os tempos de seccionamento (TS) e de transferência (TT), associados aos dispositivos de manobra instalados ao longo do sistema (ABAIDE, 2005).

A MLE, originalmente proposta, tem dimensão  $nb \times nb$ , onde  $nb$  é a quantidade de barras do sistema. As linhas da MLE estão relacionadas aos nós atingidos, e as colunas da MLE aos nós de incidência da falta. Para o cálculo dos valores esperados de DEC e da ENS, as células da MLE são preenchidas com os tempos de TS, TT e TR de acordo com a topologia da rede, as características e a localização dos dispositivos de manobra e o tempo de reestabelecimento/reparo de faltas. A título de exemplo, apresenta-se o procedimento de montagem da MLE para o sistema ilustrativo da Figura 18.

A estruturação da MLE, designada pelo símbolo  $\mathbf{M}^i$ , é inicializada considerando que

Figura 18 – Sistema ilustrativo - Fase II.



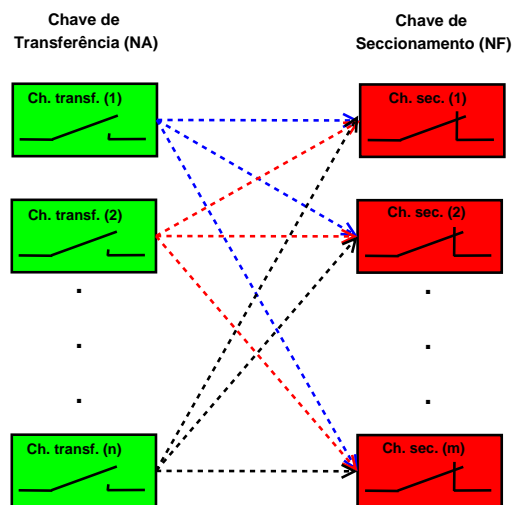
Fonte: Autor.

não existam chaves alocadas no sistema, ou seja, considera-se apenas  $TR_i$  dos referidos nós. Para o sistema da Figura 18, a MLE assume, inicialmente, a forma expressa na Equação (4.29).

$$M^{i=0} = \begin{matrix} & & \begin{matrix} \text{Nós de incidência de falta} \\ 1 & 2 & 3 & 4 & 5 & 6 \end{matrix} \\ \begin{matrix} \text{Nós Atingidos} \\ 1 \\ 2 \\ 3 \\ 4 \\ 5 \\ 6 \end{matrix} & \begin{bmatrix} TR_1 & 0 & TR_3 & TR_4 & 0 & 0 \\ 0 & TR_2 & 0 & 0 & TR_5 & TR_6 \\ TR_1 & 0 & TR_3 & TR_4 & 0 & 0 \\ TR_1 & 0 & TR_3 & TR_4 & 0 & 0 \\ 0 & TR_2 & 0 & 0 & TR_5 & TR_6 \\ 0 & TR_2 & 0 & 0 & TR_5 & TR_6 \end{bmatrix} & \end{matrix} \quad (4.29)$$

Na sequência, são avaliadas as operações entre os dispositivos de manobra, considerando a operação sequencial entre os dispositivos de seccionamento (NF) e de interligação (NA), conforme ilustrado na Figura 19.

Figura 19 – Operações entre chaves de transfêrencia e de seccionamento.



Fonte: Autor.

Essas combinações de manobras partem do princípio de que a transferência de carga entre alimentadores adjacentes está condicionada à existência de, no mínimo, uma chave de seccionamento e uma de transferência. Assim, para cada chave de transferência (NA) avaliam-se as sequências de operação com as demais chaves de seccionamento, de modo a mapear as potenciais transferências de carga. Como resultado, para cada “*i*” operação entre chaves de seccionamento e de transferência, a MLE se modifica, de acordo com o TR, TT e TS característicos das manobras.

No sistema da Figura 18, na ocorrência de uma falta envolvendo o nó 3 ou 4, a chave “CH.1” pode ser aberta e o atendimento à carga conectada ao nó 1 (SE-1) pode ser restabelecido. Nessa situação, o tempo de duração da interrupção para a referida carga é igual ao TS da chave “CH.1”. As cargas 3 e 4 terão o tempo de interrupção igual ao TR, do respectivo nó de incidência da falta. Por outro lado, assumindo a ocorrência de uma falta na SE-1, as cargas conectadas aos nós 3 e 4 podem ser transferidas para a subestação SE-2, realizando a abertura da chave “CH.1” e, posteriormente, fechando a chave “CH.3”. Assim, as cargas 3 e 4 terão o tempo de interrupção igual ao TT. Nesse caso, o tempo de interrupção das cargas conectadas diretamente a SE-1 é igual ao TR do respectivo nó.

De modo geral, considera-se que  $TR > TT > TS$ . Assim, substituindo o  $TS_i$  e o  $TT_i$  associados às manobras entre as chaves CH.1 e CH.3, a MLE resulta em:

$$\mathbf{M}^{i=1} = \begin{bmatrix} & & \text{Nós de incidência de falta} & & & & & \\ & & 1 & 2 & 3 & 4 & 5 & 6 \\ \text{Nós Atingidos} & 1 & TR_1 & 0 & TS_1 & TS_1 & 0 & 0 \\ & 2 & 0 & TR_2 & 0 & 0 & TR_5 & TR_6 \\ & 3 & TT_3 & 0 & TR_3 & TR_4 & 0 & 0 \\ & 4 & TT_3 & 0 & TR_3 & TR_4 & 0 & 0 \\ & 5 & 0 & TR_2 & 0 & 0 & TR_5 & TR_6 \\ & 6 & 0 & TR_2 & 0 & 0 & TR_5 & TR_6 \end{bmatrix} \quad (4.30)$$

À medida que são consideradas as operações dos demais dispositivos de manobra, a MLE se modifica. Quando se estende a análise para as manobras entre as chaves “CH.5” e “CH.3”, a MLE assume a forma dada na Equação (4.31):

$$\mathbf{M}^{i=2} = \begin{array}{c} \left[ \begin{array}{c|cccccc} & \text{Nós de incidência de falta} & & & & & \\ & 1 & 2 & 3 & 4 & 5 & 6 \\ \hline \text{Nós Atingidos} & 1 & TR_1 & 0 & TS_1 & TS_1 & 0 & 0 \\ & 2 & 0 & TR_2 & 0 & 0 & TS_5 & TS_5 \\ & 3 & TT_3 & 0 & TR_3 & TR_4 & 0 & 0 \\ & 4 & TT_3 & 0 & TR_3 & TR_4 & 0 & 0 \\ & 5 & 0 & TT_3 & 0 & 0 & TR_5 & TR_6 \\ & 6 & 0 & TT_3 & 0 & 0 & TR_5 & TR_6 \end{array} \right] \end{array} \quad (4.31)$$

Na sequência, considerando a operação das chaves “CH.2” e “CH.4” e a chave de transferência “CH.3”, tem-se:

$$\mathbf{M}^{i=3,4} = \begin{array}{c} \left[ \begin{array}{c|cccccc} & \text{Nós de incidência de falta} & & & & & \\ & 1 & 2 & 3 & 4 & 5 & 6 \\ \hline \text{Nós Atingidos} & 1 & TR_1 & 0 & TS_1 & TS_1 & 0 & 0 \\ & 2 & 0 & TR_2 & 0 & 0 & TS_5 & TS_5 \\ & 3 & TT_3 & 0 & TR_3 & TS_2 & 0 & 0 \\ & 4 & TT_3 & 0 & TR_3 & TR_4 & 0 & 0 \\ & 5 & 0 & TT_3 & 0 & 0 & TR_5 & TS_4 \\ & 6 & 0 & TT_3 & 0 & 0 & TR_5 & TR_6 \end{array} \right] \end{array} \quad (4.32)$$

A partir das informações da MLE e das taxas de falhas dos nós é possível estimar os índices de confiabilidade do sistema. Para calcular os valores de DICE, DECE e ENSE, consideram-se as taxas de falhas dos respectivos nós, conforme Equação (4.33).

$$\mathbf{M}^* = \begin{array}{c} \left[ \begin{array}{c|cccccc} & \text{Nós de incidência de falta} & & & & & \\ & 1 & 2 & 3 & 4 & 5 & 6 \\ \hline \text{Nós Atingidos} & 1 & TR_1 \cdot \lambda_1 & 0 & TS_1 \cdot \lambda_3 & TS_1 \cdot \lambda_4 & 0 & 0 \\ & 2 & 0 & TR_2 \cdot \lambda_2 & 0 & 0 & TS_5 \cdot \lambda_5 & TS_5 \cdot \lambda_6 \\ & 3 & TT_3 \cdot \lambda_1 & 0 & TR_3 \cdot \lambda_3 & TS_2 \cdot \lambda_4 & 0 & 0 \\ & 4 & TT_3 \cdot \lambda_1 & 0 & TR_3 \cdot \lambda_3 & TR_4 \cdot \lambda_4 & 0 & 0 \\ & 5 & 0 & TT_3 \cdot \lambda_2 & 0 & 0 & TR_5 \cdot \lambda_5 & TS_4 \cdot \lambda_6 \\ & 6 & 0 & TT_3 \cdot \lambda_2 & 0 & 0 & TR_5 \cdot \lambda_5 & TR_6 \cdot \lambda_6 \end{array} \right] \end{array} \quad (4.33)$$

ou, ainda, na notação compactada.

$$\mathbf{M}^* = \mathbf{M} \times \Lambda \lambda \quad (4.34)$$

A soma das linhas da matriz  $\mathbf{M}^*$  fornece a duração de interrupções esperadas em cada



nó, ou seja, o  $DICE_i$  dos consumidores conectados ao nó  $i$ , expresso por:

$$DICE_i = \sum_{j=1}^{nb} M_{i,j}^* \quad (4.35)$$

Em que o  $DICE_i$  é a duração de interrupções individuais esperadas dos consumidores conectados ao nó  $i$  (horas/ano);  $M_{i,j}^*$ , o elemento da linha  $i$  e coluna  $j$  da MLE considerando taxas de falhas; e  $nb$ , a quantidade de barras do sistema.

O DECE é obtido pela somatória do  $DICE_i$ , ponderada pela quantidade de consumidores atingidos e quantidade de consumidores do conjunto considerando, tal como:

$$DECE = \sum_{i=1}^{nb} \sum_{j=1}^{nb} \left( M_{i,j}^* \times \frac{N_i}{N_c} \right) \quad (4.36)$$

Em que DECE é a duração de interrupções equivalente esperada por unidade consumidora (horas/ano);  $M_{i,j}^*$ , o elemento da linha  $i$  e coluna  $j$  da MLE;  $N_i$ , a quantidade de consumidores conectados ao nó  $i$ ;  $N_c$ , a quantidade total de consumidores do conjunto; e  $nb$ , a quantidade de barras do sistema.

O ENSE é calculado pela Equação (4.37).

$$ENSE = \sum_{i=1}^{nb} \sum_{j=1}^{nb} \left( M_{i,j}^* \times \frac{N_i}{N_c} \right) \times L_i \times \phi_c \quad (4.37)$$

Em que ENSE é a energia não suprida esperada (kWh/ano);  $L_i$ , a carga conectada ao nó  $i$  (kW); e  $\phi_c$ , o fator de carga típico anual.

Para calcular os indicadores de confiabilidade  $FICE$  e do FECE, a MLE (Equação (4.33)) deve ser modificada, considerando, apenas, as taxas de falhas dos nós, conforme Equação (4.38).

$$\mathbf{M}' = \begin{array}{c|cccccc} & \text{Nós de incidência de falta} & & & & & \\ & 1 & 2 & 3 & 4 & 5 & 6 \\ \hline \text{Nós Atingidos} & 1 & \lambda_1 & 0 & \lambda_3 & \lambda_4 & 0 & 0 \\ & 2 & 0 & \lambda_2 & 0 & 0 & \lambda_5 & \lambda_6 \\ & 3 & \lambda_1 & 0 & \lambda_3 & \lambda_4 & 0 & 0 \\ & 4 & \lambda_1 & 0 & \lambda_3 & \lambda_4 & 0 & 0 \\ & 5 & 0 & \lambda_2 & 0 & 0 & \lambda_5 & \lambda_6 \\ & 6 & 0 & \lambda_2 & 0 & 0 & \lambda_5 & \lambda_6 \end{array} \quad (4.38)$$

Assim, o  $FICE_i$  dos consumidores conectados ao nó  $i$  é dado por:

$$FICE_i = \sum_{j=1}^{nb} M'_{i,j} \quad (4.39)$$

Em que  $FICE_i$  é a frequência de interrupções individuais esperadas dos consumidores conectados ao nó  $i$  (falhas/ano); e  $M'_{i,j}$ , o elemento da linha  $i$  e coluna  $j$  da MLE, considerando somente taxas de falhas (falhas/ano).

O FECE é obtido pela somatória do  $FICE_i$ , ponderada pela quantidade de consumidores atingidos e quantidade de consumidores do conjunto considerando, como:

$$FECE = \sum_{i=1}^{nb} \sum_{j=1}^{nb} \left( M'_{i,j} \times \frac{N_i}{N_c} \right) \quad (4.40)$$

Em que FECE é a frequência de interrupções equivalente esperada por unidade consumidora (falhas/ano).

#### 4.2.2.2 Análise descritiva do processo de relaxação da MLE

O procedimento de relaxação da MLE consiste em relaxar as condições de integralidade das variáveis de decisão da alocação e incorporá-las à estrutura matricial da MLE original. A matriz resultante é denominada, nesta tese, de Matriz Lógico-Estrutural Relaxada, designada pelo termo  $\mathbf{M}^\dagger$ .

A relaxação da MLE consiste em incluir na mesma as variáveis de folga e decisão da alocação de dispositivos de manobra ( $\psi_{ij,c}$  e  $\alpha_{ij,c}$ ). Essa inclusão se dá de acordo com a topologia da rede e das características de operação e de manobra de cada dispositivo.

As principais premissas e critérios adotados para a determinação da  $\mathbf{M}^\dagger$  compreendem:

- o mapeamento das variáveis de alocação na MLE, baseada na operação sequencial entre dispositivos de seccionamento (NF) e de interligação (NA);
- no modelo de alocação que contempla diferentes tipos de chaves, a lógica dos tempos  $TS < TT < TR$  não, necessariamente, é aplicável.
- o tempo de transferência  $TT$  é dado pelo menor valor entre as chaves de seccionamento e transferência, envolvidas na manobra;
- no caso de transferência de carga, considera-se a chave de transferência mais próxima do nó em falta; e
- na operação de duas, ou mais, chaves de seccionamento em série, considera-se o menor tempo de atuação entre elas.

Tais critérios compreendem a base de estruturação do algoritmo de relaxação proposto.

A seguir, apresenta-se a descrição do processo de relaxação da MLE, com base no sistema da Figura 18. Considerando a operação  $i = 1$  como sendo a operação entre a chave de seccionamento “CH.1” e a chave de transferência “CH.3”, a disposição das variáveis na matriz  $\mathbf{M}^{\dagger,i}$  é dada por:

$$\mathbf{M}^{\dagger, i=1} = \begin{bmatrix} & \text{Nós de incidência de falta} & & & & & \\ & 1 & 2 & 3 & 4 & 5 & 6 \\ 1 & TR_1 & 0 & (TR_3 \cdot \xi_{13} + TS_1 \cdot \chi_{13}) & (TR_4 \cdot \xi_{14} + TS_1 \cdot \chi_{14}) & 0 & 0 \\ 2 & 0 & TR_2 & 0 & 0 & TR_5 & TR_6 \\ 3 & (TR_1 \cdot \delta_{31} + \max(TT_3; TS_1) \cdot \beta_{31}) & 0 & TR_3 & TR_4 & 0 & 0 \\ 4 & (TR_1 \cdot \delta_{41} + \max(TT_3; TS_1) \cdot \beta_{41}) & 0 & TR_3 & TR_4 & 0 & 0 \\ 5 & 0 & TR_2 & 0 & 0 & TR_5 & TR_6 \\ 6 & 0 & TR_2 & 0 & 0 & TR_5 & TR_6 \end{bmatrix} \quad (4.41)$$

Onde:

$$\chi_{13} = \chi_{14} = (\psi_{13,c} + \psi_{13,c}^+ + \psi_{13,c}^0) \quad (4.42)$$

$$\xi_{13} = \xi_{14} = (1 - \chi_{13}) \quad (4.43)$$

$$\beta_{31} = \beta_{41} = (\alpha_{2,46,c} + \alpha_{2,46,c}^+ + \alpha_{2,46,c}^0) \times (\psi_{13,c} + \psi_{13,c}^+ + \psi_{13,c}^0) \quad (4.44)$$

$$\delta_{31} = \delta_{41} = (1 - \beta_{31}) \quad (4.45)$$

A operação da chave “CH.1” impacta nas cédulas destacadas em cor azul, onde o TR e o TS são função das variáveis de folga ( $\psi_{13,c}$ ), de decisão ( $\psi_{13,c}^+$ ) e de chaves existentes ( $\psi_{13,c}^0$ ). Por outro lado, a operação concomitante das chaves “CH.1” e “CH.3” impacta nas cédulas destacadas em cor vermelha, em que o TR e o TT são função de  $\alpha_{2,46,c}$ ,  $\alpha_{2,46,c}^+$  e  $\alpha_{2,46,c}^0$  e de  $\psi_{13,c}$ ,  $\psi_{13,c}^+$  e  $\psi_{13,c}^0$ .

É importante destacar que em um modelo de alocação que contempla diferentes tipos de chaves, a lógica dos tempos  $TS < TT < TR$  não necessariamente é aplicável. Se considerarmos a operação de uma chave automática (NA), em uma determinada interligação, e uma chave manual (NF) instalada ao longo da rede, o tempo de transferência dos nós entre as referidas chaves não é o TT da chave automática. Nesse caso, o tempo de transferência é igual ao TS da chave manual. Embora a chave automática tenha um tempo de atuação inferior à chave manual, não é possível realizar a transferência de carga sem que a chave manual seja aberta. Por essa razão, nas cédulas destacadas em cor vermelha da MLE (Equação (4.41)) é considerado o maior tempo de operação entre as chaves ( $\max(TT_3; TS_1)$ ).

Outra consideração importante é de que qualquer transferência de carga entre alimentadores adjacentes está condicionada à existência de uma chave de seccionamento (NF) e uma chave de transferência (NA). Essa condição é modelada na Equação (4.44), através do produto das variáveis associadas às chaves “CH.1” e “CH.3”.

À luz dessas considerações, estendendo a análise para o mapeamento da sequência de operação entre as chaves “CH.5” (NF) e “CH.3” (NA), obtém-se:

$$M^{+,i=2} = \begin{array}{c|cccccc} & \text{Nós de incidência de falta} & & & & & \\ & 1 & 2 & 3 & 4 & 5 & 6 \\ \hline 1 & TR_1 & 0 & (TR_3 \cdot \xi_{13} + TS_1 \cdot \chi_{13}) & (TR_4 \cdot \xi_{14} + TS_1 \cdot \chi_{14}) & 0 & 0 \\ \hline 2 & 0 & TR_2 & 0 & 0 & (TR_5 \cdot \xi_{25} + TS_5 \cdot \chi_{25}) & (TR_6 \cdot \xi_{26} + TS_5 \cdot \chi_{26}) \\ \hline 3 & (TR_1 \cdot \delta_{31} + \max(TT_3; TS_1) \cdot \beta_{31}) & 0 & TR_3 & TR_4 & 0 & 0 \\ \hline 4 & (TR_1 \cdot \delta_{41} + \max(TT_3; TS_1) \cdot \beta_{41}) & 0 & TR_3 & TR_4 & 0 & 0 \\ \hline 5 & 0 & (TR_2 \cdot \delta_{52} + \max(TT_3; TS_2) \cdot \beta_{52}) & 0 & 0 & TR_5 & TR_6 \\ \hline 6 & 0 & (TR_2 \cdot \delta_{62} + \max(TT_3; TS_2) \cdot \beta_{62}) & 0 & 0 & TR_5 & TR_6 \end{array} \quad (4.46)$$

Onde:

$$\chi_{13} = \chi_{14} = (\psi_{13,c} + \psi_{13,c}^+ + \psi_{13,c}^0) \quad (4.47)$$

$$\xi_{13} = \xi_{14} = (1 - \chi_{13}) \quad (4.48)$$

$$\beta_{31} = \beta_{41} = (\alpha_{2,46,c} + \alpha_{2,46,c}^+ + \alpha_{2,46,c}^0) \times (\psi_{13,c} + \psi_{13,c}^+ + \psi_{13,c}^0) \quad (4.49)$$

$$\delta_{31} = \delta_{41} = (1 - \beta_{31}) \quad (4.50)$$

$$\chi_{25} = \chi_{26} = (\psi_{25,c} + \psi_{25,c}^+ + \psi_{25,c}^0) \quad (4.51)$$

$$\xi_{25} = \xi_{26} = (1 - \chi_{25}) \quad (4.52)$$

$$\beta_{52} = \beta_{62} = (\alpha_{1,46,c} + \alpha_{1,46,c}^+ + \alpha_{1,46,c}^0) \times (\psi_{25,c} + \psi_{25,c}^+ + \psi_{25,c}^0) \quad (4.53)$$

$$\delta_{52} = \delta_{62} = (1 - \beta_{52}) \quad (4.54)$$

Nessa condição, a operação da chave “CH.5” impacta nas cédulas destacadas em cor marrom, onde o TR e o TS são função das variáveis de folga  $\psi_{25,c}$ , de decisão  $\psi_{25,c}^+$ , ou, no caso de chaves existentes,  $\psi_{25,c}^0$ , conforme Eqs. (4.51)-(4.52). Assim, se  $\sum \psi_{25,c} + \psi_{25,c}^+ + \psi_{25,c}^0 = 1$ , os valores das cédulas destacadas em cor marrom assumem o valor de  $TS$  da CH.5. Porém, se  $\sum \psi_{25,c} + \psi_{25,c}^+ + \psi_{25,c}^0 = 0$ , os valores das cédulas destacadas em cor marrom assumem os valores de TR dos correspondentes nós.

Quando se analisa a operação concomitante das chaves CH.5 e CH.3, o TR e o tempo de transferência TT são função de  $\alpha_{1,46,c}$ ,  $\alpha_{1,46,c}^+$ ,  $\alpha_{1,46,c}^0$  e de  $\psi_{25,c}$ ,  $\psi_{25,c}^+$  e  $\psi_{25,c}^0$ , conforme Eqs. (4.53)-(4.54). Nessa situação, se  $\left( \left( \sum \psi_{25,c} + \psi_{25,c}^+ + \psi_{25,c}^0 \right) \times \left( \sum \alpha_{1,46,c} + \alpha_{1,46,c}^+ + \alpha_{1,46,c}^0 \right) = 1 \right)$ , os valores das cédulas destacadas em cor verde assumem o menor valor entre os  $TS$  da CH.5

e  $TT$  da CH.3. No entanto, se  $\left( \left( \sum \psi_{25,c} + \psi_{25,c}^+ + \psi_{25,c}^0 \right) \times \left( \sum \alpha_{1,46,c} + \alpha_{1,46,c}^+ + \alpha_{1,46,c}^0 \right) = 0 \right)$ , as referidas cédulas assumem os valores de  $TR$  dos correspondentes nós. Importante destacar que nessa condição " $k = 1$ ". Nesse caso, o alimentador 1 assume a carga do alimentador 2.

Seguindo o processo de relaxação, a operação entre as chaves CH.2 (NF) e CH.3 (NA) resulta em:

$$\mathbf{M}^{+,i=3} = \begin{array}{c|c|c|c|c|c|c} & \text{Nós de incidência de falta} & & & & & \\ & 1 & 2 & 3 & 4 & 5 & 6 \\ \hline 1 & TR_1 & 0 & (TR_3 \cdot \xi_{13} + TS_1 \cdot \chi_{13}) & \lambda_{12} & 0 & 0 \\ \hline 2 & 0 & TR_2 & 0 & 0 & (TR_5 \cdot \xi_{25} + TS_5 \cdot \chi_{25}) & (TR_6 \cdot \xi_{26} + TS_5 \cdot \chi_{26}) \\ \hline 3 & (TR_1 \cdot \delta_{31} + \max(TT_3; TS_1) \cdot \beta_{31}) & 0 & 0 & (TR_4 \cdot \xi_{34} + TS_3 \cdot \chi_{34}) & TR_5 & 0 \\ \hline 4 & (TR_1 \cdot \delta_{41} + \max(TT_3; TS_1) \cdot \beta_{41}) & 0 & (TR_3 \cdot \delta_{43} + \max(TT_3; TS_2) \cdot \beta_{43}) & TR_4 & 0 & 0 \\ \hline 5 & 0 & (TR_2 \cdot \delta_{52} + \max(TT_3; TS_2) \cdot \beta_{52}) & 0 & 0 & TR_5 & TR_6 \\ \hline 6 & 0 & (TR_2 \cdot \xi_{62} + \max(TT_3; TS_2) \cdot \chi_{62}) & 0 & 0 & TR_5 & TR_6 \end{array} \quad (4.55)$$

Onde:

$$\chi_{13} = \chi_{14} = (\psi_{13,c} + \psi_{13,c}^+ + \psi_{13,c}^0) \quad (4.56)$$

$$\xi_{13} = \xi_{14} = (1 - \chi_{13}) \quad (4.57)$$

$$\beta_{31} = \beta_{41} = (\alpha_{2,46,c} + \alpha_{2,46,c}^+ + \alpha_{2,46,c}^0) \times (\psi_{13,c} + \psi_{13,c}^+ + \psi_{13,c}^0) \quad (4.58)$$

$$\delta_{31} = \delta_{41} = (1 - \beta_{31}) \quad (4.59)$$

$$\chi_{25} = \chi_{26} = (\psi_{25,c} + \psi_{25,c}^+ + \psi_{25,c}^0) \quad (4.60)$$

$$\xi_{25} = \xi_{26} = (1 - \chi_{25}) \quad (4.61)$$

$$\beta_{52} = \beta_{62} = (\alpha_{1,46,c} + \alpha_{1,46,c}^+ + \alpha_{1,46,c}^0) \times (\psi_{25,c} + \psi_{25,c}^+ + \psi_{25,c}^0) \quad (4.62)$$

$$\delta_{52} = \delta_{62} = (1 - \beta_{52}) \quad (4.63)$$

$$\chi_{34} = (\psi_{34,c} + \psi_{34,c}^+ + \psi_{34,c}^0) \quad (4.64)$$

$$\xi_{34} = (1 - \chi_{34}) \quad (4.65)$$

$$\beta_{43} = (\alpha_{2,46,c} + \alpha_{2,46,c}^+ + \alpha_{2,46,c}^0) \times (\psi_{34,c} + \psi_{34,c}^+ + \psi_{34,c}^0) \quad (4.66)$$

$$\delta_{43} = (1 - \beta_{43}) \quad (4.67)$$

$$\lambda_{12} = \min[(TS_1 \cdot \chi_{13} + TR_4 \cdot \xi_{13}); (TS_2 \cdot \chi_{34} + TR_4 \cdot \xi_{34})] \quad (4.68)$$

A operação da chave “CH.2” impacta na cédulas destacadas em cor marrom, onde o TR e o TS são função da variável de folga  $\psi_{34,c}$ , de decisão  $\psi_{34,c}^+$ , ou, no caso de chaves existentes,  $\psi_{34,c}^0$  (Equação (4.60)). A operação concomitante das chaves “CH.2” e “CH.3” impacta na cédulas destacadas em cor roxa, em que o TR e o TT são função de  $\alpha_{2,46,c}$ ,  $\alpha_{2,46,c}^+$  e  $\alpha_{2,46,c}^0$  e de  $\psi_{34,c}$ ,  $\psi_{34,c}^+$  e  $\psi_{34,c}^0$ , conforme (Equação (4.66)).

Nessa etapa, destaca-se que a chave “CH.2” encontra-se em série com a chave “CH.1”. Desse modo, ambas as chaves impactam na cédula linha 1, coluna 4, da MLE. Nesses casos, considerou-se como critério o mínimo tempo de seccionamento entre as chaves, conforme (4.68). Tal condição leva em conta a premissa de que o sistema de proteção esteja, devidamente, seletivo e coordenado. Em relação às transferências de carga, considera-se o  $TT$  da chave mais próxima ao nó em falta, de modo que a falta seja isolada o mais próximo da sua origem.

Considerando a operação entre as chaves “CH.3” e “CH.4”, conclui-se o processo de relaxação, obtendo-se:

		Nós de incidência de falta					
		1	2	3	4	5	6
$\mathbf{M}^{+,i=4} =$	1	$TR_1$	0	$(TR_3 \cdot \xi_{13} + TS_1 \cdot \chi_{13})$	$\lambda_{12}$ $TS_1 \cdot \chi_{14}$	0	0
	2	0	$TR_2$	0	0	$(TR_5 \cdot \xi_{25} + TS_5 \cdot \chi_{25})$	$\lambda_{56}$
	3	$(TR_1 \cdot \delta_{31} + \max(TT_3; TS_1) \cdot \beta_{31})$	0	0	$(TR_4 \cdot \xi_{34} + TS_3 \cdot \chi_{34})$	$TR_5$	0
	4	$(TR_1 \cdot \delta_{41} + \max(TT_3; TS_1) \cdot \beta_{41})$	0	$(TR_3 \cdot \delta_{43} + \max(TT_3; TS_2) \cdot \beta_{43})$	$TR_4$	0	0
	5	0	$(TR_2 \cdot \delta_{52} + \max(TT_3; TS_2) \cdot \beta_{52})$	0	0	$TR_5$	$(TR_6 \cdot \xi_{56} + TS_4 \cdot \chi_{56})$
	6	0	$(TR_2 \cdot \delta_{62} + \max(TT_3; TS_2) \cdot \beta_{62})$	0	0	$(TR_5 \cdot \delta_{65} + \max(TT_3; TS_4) \cdot \beta_{65})$	$TR_6$

(4.69)

Onde:

$$\chi_{13} = \chi_{14} = (\psi_{13,c} + \psi_{13,c}^+ + \psi_{13,c}^0) \quad (4.70)$$

$$\xi_{13} = \xi_{14} = (1 - \chi_{13}) \quad (4.71)$$

$$\beta_{31} = \beta_{41} = (\alpha_{2,46,c} + \alpha_{2,46,c}^+ + \alpha_{2,46,c}^0) \times (\psi_{13,c} + \psi_{13,c}^+ + \psi_{13,c}^0) \quad (4.72)$$

$$\delta_{31} = \delta_{41} = (1 - \beta_{31}) \quad (4.73)$$

$$\chi_{25} = \chi_{26} = (\psi_{25,c} + \psi_{25,c}^+ + \psi_{25,c}^0) \quad (4.74)$$

$$\xi_{25} = \xi_{26} = (1 - \chi_{25}) \quad (4.75)$$

$$\beta_{52} = \beta_{62} = (\alpha_{1,46,c} + \alpha_{1,46,c}^+ + \alpha_{1,46,c}^0) \times (\psi_{25,c} + \psi_{25,c}^+ + \psi_{25,c}^0) \quad (4.76)$$

$$\delta_{52} = \beta_{62} = (1 - \delta_{52}) \quad (4.77)$$

$$\chi_{34} = (\psi_{34,c} + \psi_{34,c}^+ + \psi_{34,c}^0) \quad (4.78)$$

$$\xi_{34} = (1 - \chi_{34}) \quad (4.79)$$

$$\beta_{43} = (\alpha_{2,46,c} + \alpha_{2,46,c}^+ + \alpha_{2,46,c}^0) \times (\psi_{34,c} + \psi_{34,c}^+ + \psi_{34,c}^0) \quad (4.80)$$

$$\delta_{43} = (1 - \beta_{43}) \quad (4.81)$$

$$\chi_{56} = (\psi_{56,c} + \psi_{56,c}^+ + \psi_{56,c}^0) \quad (4.82)$$

$$\xi_{56} = (1 - \chi_{56}) \quad (4.83)$$

$$\beta_{65} = (\alpha_{1,46,c} + \alpha_{1,46,c}^+ + \alpha_{1,46,c}^0) \times (\psi_{56,c} + \psi_{56,c}^+ + \psi_{56,c}^0) \quad (4.84)$$

$$\delta_{65} = (1 - \beta_{65}) \quad (4.85)$$

$$\lambda_{12} = \min[(TS_1 \cdot \chi_{13} + TR_4 \cdot \xi_{13}); (TS_2 \cdot \chi_{34} + TR_4 \cdot \xi_{34})] \quad (4.86)$$

$$\lambda_{56} = \min[(TS_4 \cdot \chi_{25} + TR_6 \cdot \xi_{25}); (TS_5 \cdot \chi_{56} + TR_6 \cdot \xi_{56})] \quad (4.87)$$

O mapeamento da chave “CH.4” abrange a cédula destacada em cor roxa, onde o TR e o TS são função da variável de folga  $\psi_{56,c}$ , de decisão  $\psi_{56,c}^+$ , ou, no caso de chaves existentes,  $\psi_{56,c}^0$ . A operação concomitante das chaves “CH.2” e “CH.3” impacta na cédulas destacadas em cor violeta, em que o TR e o TT são função de  $\alpha_{1,46,c}$ ,  $\alpha_{1,46,c}^+$ ,  $\alpha_{1,46,c}^0$  e de  $\psi_{56,c}$ ,  $\psi_{56,c}^+$  e  $\psi_{56,c}^0$ . Tendo em vista que “CH.4” e “CH.5” estão em série, considera-se o menor tempo de atuação das mesmas, conforme Equação (4.87).

O resultado final da relaxação da MLE é expresso na Equação (4.69). Nesse caso, tem-se uma matriz de sensibilidade entre alocação de dispositivos de manobra e os tempos de interrupção dos nós do sistema. Para determinar os índices de confiabilidade, devem ser consideradas as taxas de falha, conforme Equações (4.36), (4.37) e (4.40).

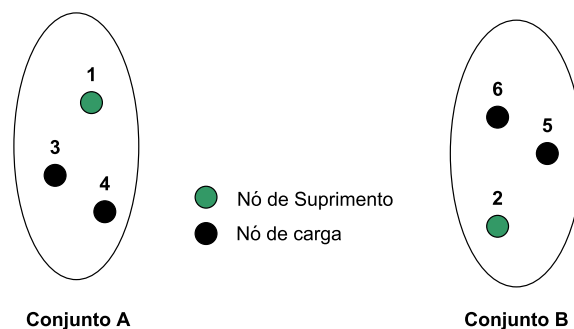
#### 4.2.2.3 Estratégia de relaxação da MLE

O procedimento de relaxação da MLE faz uso da matriz de conectividade  $\mathbf{Y}_c$ , a qual fornece informações de como os nós do sistema estão interligados entre si. Reportando-se ao sistema da Figura 18, a matriz  $\mathbf{Y}_c^i$  é dada por:

$$\mathbf{Y}_c^{i=0} = \begin{pmatrix} 1 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 1 \\ 1 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 1 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 1 \end{pmatrix} \quad (4.88)$$

Ao proceder a varredura na  $\mathbf{Y}_c^{i=0}$ , linha-a-linha ou coluna-a-coluna, é possível verificar a existência de dois conjuntos de nós interligados entre si. Um conjunto é formado pelos nós 1, 3 e 4 (destacados em cor azul), doravante denominado conjunto A, e outro conjunto composto pelos nós 2, 5 e 6 (destacados em cor vermelha), doravante denominado conjunto B. Esses conjuntos estão ilustrados na Figura 20. O sobrescrito  $i = 0$  na Equação (4.88) simboliza que a matriz de conectividade  $\mathbf{Y}_c^{i=0}$  considera que os dispositivos de manobra encontram-se em seu *status* original (NA ou NF).

Figura 20 – Ilustração de conjuntos de nós interligados.



Fonte: Autor.

Quando há mudança de *status* dos dispositivos de manobra, a matriz de conectividade se modifica, implicando na transição de nós entre conjuntos ou a formação de novos conjuntos. Nessas transições, para os conjuntos em que a quantidade de nós se reduz, é possível afirmar que:

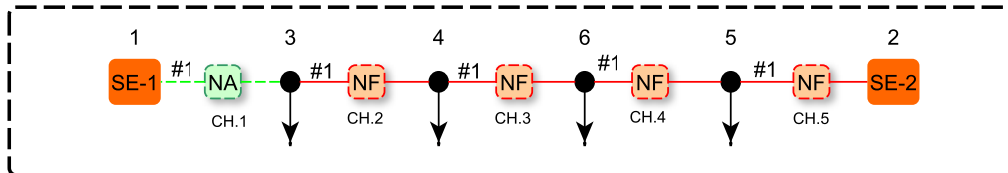
- a) *o tempo de interrupção dos nós que permanecem no conjunto, devido às falhas nos nós que deixam um determinado conjunto, é igual ao TS da chave de seccionamento em análise;*
- b) *o tempo de interrupção dos nós que deixam o conjunto, devido a falhas nos nós que permanecem no conjunto, é igual:*
  - b.1) *ao maior tempo entre o TS e TT envolvido na manobra, se os nós que deixam o conjunto passam a compor um conjunto que tenha um único nó de suprimento;*
  - b.2) *ao TR dos respectivos nós que permanecem no conjunto, se os nós que deixam o conjunto passam a compor um conjunto que não tenha nó de suprimento.*

A partir da identificação dessas transições é possível mapear os impactos da mudança de *status* dos dispositivos de manobra na MLE e, conseqüentemente, realizar o processo de relaxação, conforme discutido na seção precedente.



Para o sistema da Figura 18, se consideramos  $i = 1$  como a operação entre as chaves CH-1 (mudança de *status* de NF para NA) e CH-3 (mudança de *status* de NA para NF), o sistema assume a configuração apresentada na Figura 21.

Figura 21 – Ilustração da operação entre as chaves CH-1 e CH-3.



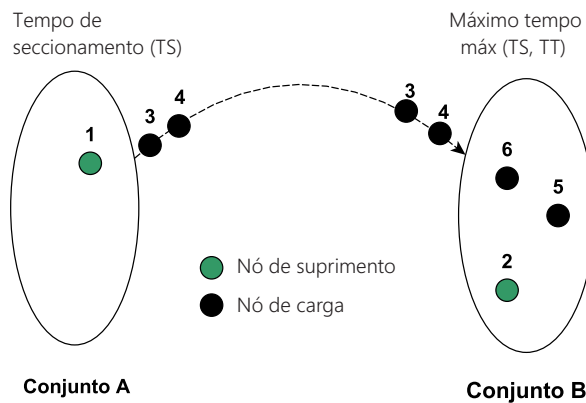
Fonte: Autor.

Como resultado dessa nova configuração, a  $Y_c^{i=1}$  resulta em:

$$Y_c^{i=1} = \begin{pmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \end{pmatrix} \quad (4.89)$$

A transição resultante dos nós entre conjuntos é representada na Figura 22.

Figura 22 – Ilustração de transição de nós entre conjuntos



Fonte: Autor.

Nota-se que os nós 3 e 4 deixam o conjunto A para compor o conjunto B. O tempo de saída dos nós 3 e 4 é igual ao TS da chave CH.3, e o tempo necessário para que os referidos nós passem a compor o conjunto B é igual ao maior tempo entre o TS da CH.1 e o TT da CH.3. Desse modo, o tempo de interrupção no nó 1, devido às falhas no nó 3 ou 4, é igual ao TS da chave CH. 1. Por outro lado, o tempo de interrupção no nó 3 ou 4, devido às falhas no nó 1, é igual ao maior tempo entre o TS da chave CH. 1 e o TT da CH.3.

Na estratégia de solução desenvolvida, cada saída de alimentador (correspondente ao disjuntor geral de proteção do alimentador) das subestações é classificado como um nó de suprimento. Essa forma de caracterização possibilita avaliar os impactos da manobra de transferências de carga entre alimentadores.

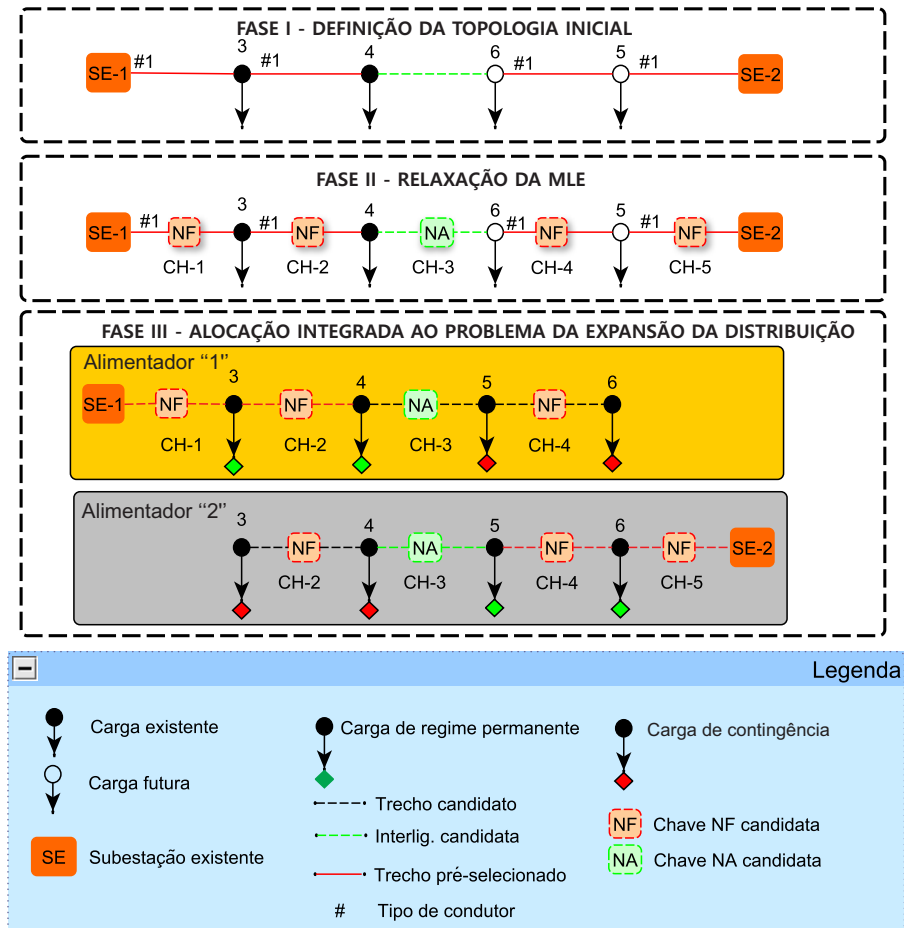
#### **4.2.3 Fase III - Alocação integrada ao problema da expansão da distribuição**

Na fase III, procede-se à expansão da rede considerando condições de contingência, através da alocação de dispositivos de manobra integrada ao problema da expansão da distribuição. Para tal, a metodologia baseia-se nas seguintes considerações:

- a topologia inicial (obtida na fase I) pode ser segregada em  $k$  subsistemas, definidos por alimentadores;
- cada alimentador possui cargas classificadas como: “carga de regime normal de operação” e “carga de regime de contingência”;
- as cargas de regime normal de operação são independentes das variáveis de alocação de dispositivos de manobra;
- as cargas de regime de contingência são tratadas como variáveis dependentes das variáveis de alocação de dispositivos de manobra;
- o acoplamento entre as variáveis de alocação de dispositivos de manobra às cargas de regime de contingência é obtido através da MLE relaxada (obtida na fase II);
- todas as subestações são candidatas à repotencialização, e todos os circuitos são candidatos à construção ou recondução, a fim de viabilizar transferências de carga entre alimentadores; e
- cada alimentador  $k$  é composto por todos os trechos existentes e candidatos do sistema original, à exceção dos trechos conectados diretamente às subestações que não pertencem ao subsistema, de modo a atender a restrição de radialidade.

Sem perda de generalidade da metodologia, recorre-se ao exemplo da Figura 23 para ilustrar a fase III.

Figura 23 – Sistema ilustrativo - Fase III.



Fonte: Autor.

Na Figura 23, a topologia inicial (fase I) é segregada em dois alimentadores (fase III), identificados como "1" e "2". Em cada alimentador, as cargas são classificadas em - "cargas de regime normal de operação" e "cargas de regime de contingência". No alimentador "1" as cargas 3 e 4 são consideradas cargas de regime normal de operação e, portanto, são independentes das variáveis de alocação. Por outro lado, as cargas "5" e "6" são tratadas como cargas de regime de contingência, pois, eventualmente, podem ser transferidas para o alimentador "1", em função de falhas no alimentador "2". Tais transferências estão condicionadas à alocação de chaves que as tornem viáveis. Desse modo, as cargas "5" e "6", vistas pelo alimentador "1", são tratadas como variáveis dependentes das variáveis de decisão da alocação de dispositivos de manobra.

As mesmas considerações aplicam-se ao alimentador "2", em que as cargas 5 e 6 são classificadas como de regime normal de operação e as cargas 4 e 5 como de contingência.

Analisando a Figura 23, verifica-se que a alocação dos dispositivos de transferência “CH-3” e seccionamento “CH-1” possibilita a transferência das cargas conectadas aos nós 4 e 5 para a SE-2. Assim, tanto a subestação SE-2 quanto os condutores do alimentador “2” devem ter capacidade para atender o incremento de carga devido à referida manobra de transferência. Deste modo, a decisão de alocar os dispositivos de manobra (CH-1 e CH-3) deve levar em conta, além do custo dos dispositivos de manobra, os custos atrelados de construção do circuito de interligação (entre os nós 4 e 5), além de eventuais investimentos de repotencialização da “SE-2” e recondutoramento de circuitos. Adicionalmente, deve-se levar em conta custos adicionais de MUST, associados à transferência. Se esses custos são justificados economicamente pela redução de custos de ENSE, a alocação torna-se atrativa.

Para resolver esse problema de forma integrada, propõe-se que as cargas de regime de contingência sejam tratadas como variáveis dependentes da alocação, considerado somente os elementos  $\beta_{ij}$  da matriz  $\mathbf{M}^\dagger$ . Nesse caso, as cargas de contingência associadas a cada alimentador são determinadas como:

$$Sc_{k,i}^c = \left( \max_{j \in nb, i \neq \Omega_{bk}} (\beta_{i,j}) \right) \times Sc_i \quad (4.90)$$

Em que  $Sc_{k,i}^c$  é a potência aparente da barra  $i$ , atendida pelo alimentador  $k$ , em condição de contingência;  $\beta_{i,j}$ , o elemento  $ij$  da matriz  $\mathbf{M}^\dagger$ ;  $Sc_i$ , potência aparente da barra  $i$ ;  $\Omega_{bk}$ , o conjunto de barras atendidas pelo alimentador  $k$ , em condições normais de operação; e  $nb$ , a quantidade de barras do sistema.

A matriz  $\mathbf{M}^\dagger$  do sistema da Figura 23 (Fase II - Relaxação da MLE) é dada pela Equação (4.69). Desse modo, considerando apenas os elementos  $\beta_{i,j}$ , tem-se:

$$\beta = \begin{array}{c|cccccc} & \text{Nós em Falta} & & & & & \\ & 1 & 2 & 3 & 4 & 5 & 6 \\ \hline 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 2 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 3 & \beta_{31} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 4 & \beta_{41} & 0 & \beta_{43} & 0 & 0 & 0 \\ 5 & 0 & \beta_{52} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 6 & 0 & \beta_{62} & 0 & 0 & \beta_{65} & 0 \end{array} \quad (4.91)$$

Com base na Equação (4.90), as cargas de regime de contingência, para o exemplo em questão, serão:

$$Sc_{2,3}^c = \beta_{31} \times Sc_3 \quad (4.92)$$

$$Sc_{2,4}^c = \max(\beta_{41}; \beta_{43}) \times Sc_4 \quad (4.93)$$

$$Sc_{1,5}^c = \beta_{52} \times Sc_5 \quad (4.94)$$

$$Sc_{1,6}^c = \max(\beta_{62}; \beta_{65}) \times Sc_6 \quad (4.95)$$

Onde:

$$\beta_{31} = \beta_{41} = (\alpha_{2,46,c} + \alpha_{2,46,c}^+ + \alpha_{2,46,c}^0) \times (\psi_{13,c} + \psi_{13,c}^+ + \psi_{13,c}^0) \quad (4.96)$$

$$\beta_{52} = \beta_{62} = (\alpha_{1,46,c} + \alpha_{1,46,c}^+ + \alpha_{1,46,c}^0) \times (\psi_{25,c} + \psi_{25,c}^+ + \psi_{25,c}^0) \quad (4.97)$$

$$\beta_{43} = (\alpha_{2,46,c} + \alpha_{2,46,c}^+ + \alpha_{2,46,c}^0) \times (\psi_{34,c} + \psi_{34,c}^+ + \psi_{34,c}^0) \quad (4.98)$$

$$\beta_{65} = (\alpha_{1,46,c} + \alpha_{1,46,c}^+ + \alpha_{1,46,c}^0) \times (\psi_{56,c} + \psi_{56,c}^+ + \psi_{56,c}^0) \quad (4.99)$$

Com base na Equação (4.96), se as variáveis de decisão  $\alpha_{2,56,c}^+$  e  $\psi_{13,c}^+$  forem iguais a um (1), tem-se  $\beta_{31} = \beta_{41} = \beta_{43} = 1$ . Assim, conforme Equações (4.92) e (4.93), obtém-se  $Sc_{2,3}^c = Sc_3$  e  $Sc_{2,4}^c = Sc_4$ . Desse modo, as cargas  $Sc_3$  e  $Sc_4$  passam a compor as cargas do alimentador “2”. Por outro lado, se  $\alpha_{2,46,c}^+$  ou  $\psi_{13,c}^+$  forem iguais a zero (0), então  $Sc_{2,3}^c = 0$  e  $Sc_{2,4}^c = 0$ . Sendo assim, as referidas cargas não terão impacto no alimentador “2”.

De forma semelhante, se as variáveis de decisão de alocação  $\alpha_{1,46,c}^+$  e  $\psi_{25,c}^+$  forem iguais a um (1), as cargas  $Sc_5^c$  e  $Sc_6^c$  passam a compor as cargas do alimentador “1”. Por outro lado, se  $\alpha_{1,46,c}^+$  ou  $\psi_{25,c}^+$  forem iguais a zero (0), então as referidas cargas não terão impacto no alimentador “1”.

Ressalta-se que as variáveis  $\alpha_{k,ij,c}$  e  $\alpha_{k,ij,c}^+$  definem tanto as interligações “ $ij$ ” a terem chaves de transferência alocadas, como também a direcionalidade das transferências entre alimentadores adjacentes. Essa forma de modelagem permite que as variáveis de alocação e as transferências de carga sejam sensíveis aos sinais locais das TUSTs. No exemplo em questão, o custo nodal relacionado à subestação “SE-1” pode, eventualmente, ser tão elevado que se torne inviável, economicamente, a transferência da carga para a mesma. Noutrem a TUST na subestação “SE-2” tem um valor que justifique, economicamente, a transferência de carga do alimentador “1” para o alimentador “2”. Assim, se  $(\alpha_{1,45,c} + \alpha_{1,46,c}^+ + \alpha_{1,46,c}^0) = 1$  e  $(\alpha_{2,46,c} + \alpha_{2,46,c}^+ + \alpha_{2,46,c}^0) = 0$ , então torna-se possível, apenas, a transferência de carga para o alimentador “1”. Caso contrário, se  $(\alpha_{1,46,c} + \alpha_{1,46,c}^+ + \alpha_{1,46,c}^0) = 0$  e  $(\alpha_{2,46,c} + \alpha_{2,46,c}^+ + \alpha_{2,46,c}^0) = 1$ , então torna-se possível a transferência de carga apenas para o alimentador “2”.

#### 4.2.3.1 Solução do problema da alocação integrado ao planejamento da expansão

No algoritmo GRASP, aplicado à solução do problema da alocação integrado ao planejamento da expansão, as alternativas de expansão compreendem a repotencialização de subestações; alocação de chaves; construções e o recondutoramento de circuitos e a construção de interligações. Essas alternativas de expansão são adicionadas em função de índices de sensibilidade, de forma semelhante à fase I. Nesse caso, o modelo apresentado nas Equações (3.1)-(3.12) é relaxado e os custos associados à confiabilidade são considerados ( $C_{ALOC}$ ).

O modelo relaxado resultante é dado por:

$$\min f = C_{ESD} + C_{ALOC} + C_{EUST} \quad (4.100)$$

sujeito a:

$$(P_{k,i} + PC_{k,i}^c) - PS_{A,i} + PD_{k,i} = 0 \quad \forall k \in \Omega_k, \forall i \in \Omega_b \quad (4.101)$$

$$(Q_{k,i} + QC_{k,i}^c) - QS_{A,i} + QD_{k,i} = 0 \quad \forall k \in \Omega_k, \forall i \in \Omega_b \quad (4.102)$$

$$\underline{V} \leq V_{k,i} \leq \bar{V} \quad \forall k \in \Omega_k, \forall i \in \Omega_b \quad (4.103)$$

$$\left( PS_i^{\dagger 2} + QS_i^{\dagger 2} \right) \leq (\bar{S}_i^0 + ((m_i^+ + m_i) \times \bar{S}_i))^2 \quad \forall i \in \Omega_s \quad (4.104)$$

$$P_{k,ij,a}^2 + Q_{k,ij,a}^2 \leq \left( (n_{k,ij,a} + n_{k,ij,a}^+ + n_{k,ij,a}^0) \times \bar{S}_{ij,a} \right)^2 \quad \forall k \in \Omega_k, \forall ij \in \Omega_l \quad (4.105)$$

$$\sum_{c \in \Omega_c} (\psi_{ij,c} + \psi_{ij,c}^+ + \psi_{ij,c}^0) \leq 1 \quad \forall ij \in \Omega_p \quad (4.106)$$

$$\sum_{c \in \Omega_c} (\alpha_{k,ij,c} + \alpha_{k,ij,c}^+ + \alpha_{k,ij,c}^0) \leq 1 \quad \forall ij \in \Omega_i, \forall k \in \Omega_k \quad (4.107)$$

$$\sum_{a \in \Omega_a} (n_{k,ij,a} + n_{k,ij,a}^+ + n_{k,ij,a}^0) \leq 1 \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall a \in \Omega_a, \forall k \in \Omega_k \quad (4.108)$$

$$DECE_i \leq \overline{DEC}_i \quad \forall i \in \Omega_s \quad (4.109)$$

$$FECE_i \leq \overline{FEC}_i \quad \forall i \in \Omega_s \quad (4.110)$$

$$0 \leq n_{k,ij,a} \leq 1 - n_{k,ij,a}^+ \quad \forall k \in \Omega_k, \forall ij \in \Omega_l, \forall a \in \Omega_a \quad (4.111)$$

$$0 \leq m_i \leq 1 - m_i^+ \quad \forall i \in \Omega_s \quad (4.112)$$

$$0 \leq \psi_{ij,c} \leq 1 - \psi_{ij,c}^+ \quad \forall ij \in \Omega_p \quad (4.113)$$

$$0 \leq \alpha_{ij,c} \leq 1 - \alpha_{ij,c}^+ \quad \forall k \in \Omega_k, \forall ij \in \Omega_i \quad (4.114)$$

$$n_{k,ij,a}^+ \in \{0, 1\}$$

$$n_{k,ij,a}^0 \in \{0, 1\}$$

$$m_i^+ \in \{0, 1\}$$

$$\psi_{ij,c}^+ \in \{0, 1\} \quad \forall k \in \Omega_k, \forall ij \in \Omega_l, \forall a \in \Omega_a, \forall c \in \Omega_c, \forall i \in \Omega_s \quad (4.115)$$

$$\psi_{ij,c}^0 \in \{0, 1\}$$

$$\alpha_{k,ij,c}^+ \in \{0, 1\}$$

$$\alpha_{k,ij,c}^0 \in \{0, 1\}$$

Em que  $Pc_{k,i}^c$  é a potência ativa demandada na barra  $i$ , atendida pelo alimentador  $k$ , em condição de contingência; e  $Qc_{k,i}^c$ , a potência reativa demandada na barra  $i$ , atendida pelo alimentador  $k$ , em condição de contingência.

A função  $f(inv)$  resulta em:

$$f(inv) = \delta_{inv} \times \left( \max_{k \in \Omega_k} \left( \sum_{ij \in \Omega_l} \sum_{a \in \Omega_a} c_a \times (n_{k,ij,a} + n_{k,ij,a}^+) \times l_{ij} \right) + \sum_{i \in \Omega_s} c_{fi} (m_i + m_i^+) \right) \quad (4.116)$$

Para fins de simplificação, a minimização dos custos operacionais de perdas elétricas e de O&M de subestações não é considerado ( $f(op)$ ), em condições de contingência. A duração das contingências representa um período muito breve (horas) ao longo de um ano, de modo que os custos operacionais podem ser desprezados.

A função  $f(alloc)$  associada ao termo  $C_{ALOC}$  resulta em:

$$f(alloc) = \delta_{inv} \left( \left( \sum_{ij \in \Omega_p} \sum_{c \in \Omega_c} c_{s,c} \times (\psi_{ij,c} + \psi_{ij,c}^+) \right) + \max_{k \in \Omega_k} \left( \sum_{ij \in \Omega_l} \sum_{c \in \Omega_c} c_{s,c} \times (\alpha_{k,ij,c} + \alpha_{k,ij,c}^+) \right) \right) \quad (4.117)$$

Conforme já comentado, a solução do modelo relaxado não resolve o problema (números fracionários), porém possibilita calcular os índices de sensibilidade associados aos elementos mais atraentes para compor a LRC, considerando o estágio atual da solução em construção.

O índice de sensibilidade de subestações  $ISS$  para a criação da lista LRSC é obtida conforme a Equação (4.19). Para a alocação de chaves, adotaram-se os índices ISDS (Índice de Sensibilidade Dispositivos de Seccionamento) e ISDT (Índice de Sensibilidade Dispositivos de Transferência) associados às chaves de manobra mais atraentes para compor a LRC, considerando o estágio corrente da solução em construção. Esses índices baseiam-se nas variáveis de folga  $\psi_{ij,c}$  e  $\alpha_{k,ij,c}$ . A lei de criação da LRC-CS (Lista Restrita de Chaves de Seccionamento Candidatas) e da LRC-CT (Lista Restrita de Chaves de Transferência Candidatas) é expressa como:

$$LRC - CS = \{ij \in \Omega_p, c \in \Omega_c, \forall \psi_{ij,c}^+ \neq 1 \mid (\psi_{\min} + \alpha_{FBC}(\psi_{\max} - \psi_{\min})) \leq \psi_{ij,c} \leq \psi_{\max}\} \quad (4.118)$$

$$LRC - CT = \{k \in \Omega_k, ij \in \Omega_l, c \in \Omega_c, \forall \alpha_{k,ij,c}^+ \neq 1 \mid (\alpha_{\min} + \alpha_{FBC}(\alpha_{\max} - \alpha_{\min})) \leq \alpha_{k,ij,c} \leq \alpha_{\max}\} \quad (4.119)$$

Em que  $\alpha_{\min}$  é o mínimo valor de  $\alpha_{k,ij,c}$ , referente a chaves de transferência não adicionados à solução;  $\alpha_{\max}$ , o máximo valor de  $\alpha_{k,ij,c}$ , referente a chaves de transferência não adicionados à solução;  $\alpha_{\min}$ , o mínimo valor de  $\psi_{ij,c}$ , referente a chaves de seccionamento não adicionados à solução; e  $\alpha_{\max}$ , o máximo valor de  $\psi_{ij,c}$ , referente a chaves de seccionamento não adicionados à solução.

À medida que os dispositivos de manobra são selecionados e adicionados à solução corrente, as correspondentes variáveis de decisão são fixadas com valor igual a 1 ( $\psi_{ij,c}^+ = 1$  e

$\alpha_{k,ij,c}^+ = 1$ ), e as correspondentes variáveis de folga resultam em valores iguais a 0 ( $\psi_{ij,c} = 0$  e  $\alpha_{k,ij,c} = 0$ ). Esse processo é garantido pelas restrições impostas pelas Equações (4.113) e (4.114). Quando todas as variáveis de folga são zeradas, significa que uma solução factível para a alocação foi encontrada. Desse modo, o critério de parada da subrotina de alocação baseia-se em índices de factibilidade descritos pelas Equações (4.120) e (4.121):

$$IFCS = \sum_{ij \in \Omega_p} \sum_{c \in \Omega_c} \psi_{ij,c} = 0 \quad (4.120)$$

$$IFCT = \sum_{k \in \Omega_k} \sum_{ij \in \Omega_i} \sum_{c \in \Omega_c} \alpha_{k,ij,c} = 0 \quad (4.121)$$

Em que *IFCS* é o Índice de Factibilidade de Chaves de Seccionamento, e *IFCT* é o Índice de Factibilidade de Chaves de Transferência. Quando ambos os índices de factibilidade são zero, a fase de alocação é encerrada.

A inserção dos circuitos segue a lei de criação da lista LRCC, detalhada em (4.20).

A aplicação do GRASP para a solução do problema da alocação integrado ao planeja-mento da expansão, pode ser sintetizadas nos seguintes passos:

- i. resolve o PNL e calcula os índices de factibilidade *IFS*, *IFCS*, *IFCT* e *IFC*, conforme Eqs. (4.21), (4.120), (4.121) e (4.22); e faça  $r = 0$ ,  $w = 0$  e  $p = 0$ ;
- ii. se ( $IFS + IFCS + IFCT + ISC = 0$ ), então a solução factível é encontrada; senão continue no passo (iii);
- iii. se  $IFS = 0$ , continue no passo (vii); caso contrário, vá para o passo (iv);
- iv. obtenha a LRSC, conforme Equação (4.19);
- v. na lista de candidatos, seleciona, aleatoriamente, a correspondente subestação candidata e resolve o PNL para a configuração corrente;
- vi. se a solução for viável volte ao passo (ii), caso contrário, exclui a subestação candi-data da LRSC e resolve o PNL e retorne para o passo (iv);
- vii. incrementa o contador de iterações ( $r = r + 1$ ) e continue no passo (viii);
- viii. se  $r = 1$  executa a FML relativa às subestações, conforme detalhado no fluxograma da Figura 9, senão continue no passo (ix);
- ix. se ( $IFCS + IFCT = 0$ ), então vá para o passo (xiv); senão continue no passo (x);
- x. se ( $IFCS = 0$ ), então vá para o passo (xi); senão continue no passo (xiv);
- xi. obtenha uma lista de chaves candidatas LRC-CS, conforme Equação (4.118);
- xii. na lista de chaves candidatas LRC-CS, seleciona, aleatoriamente, a correspondente chave candidata e resolve o PNL para a configuração corrente;
- xiii. se a solução for viável vá para o passo (xiv), caso contrário, exclui a chave candidata da LRC-CS e resolve o PNL e retorne para o passo (xi);



- xiv. incrementa o contador de iterações ( $w = w + 1$ ) e continue no passo (xv);
- xv. se ( $IFCT = 0$ ), então volte para o passo (ii); senão, continue no passo (xvi);
- xvi. faça  $k = 1$  e continue no passo (xvii)
- xvii. obtenha a lista de chaves candidatas LRC-CT referente ao alimentador “ $k$ ”, conforme Equação (4.119);
- xxviii. na lista de LRC-CT, seleciona, aleatoriamente, a correspondente chave de transferência candidata e resolve o PNL para a configuração corrente;
- xix. se a solução for viável vá para passo (xx), caso contrário, exclui a chave candidata da LRC-CT e resolve o PNL e retorne para o passo (xvii);
- xx. se ( $k = nk$ ), onde  $nk$  é a quantidade de alimentadores, então volte para o passo (ii); senão continue no passo (xxii);
- xxi. incrementa o contador de iterações ( $k = k + 1$ ) e volte ao passo (xvii);
- xxii. incrementa o contador de iterações ( $p = p + 1$ );
- xxiii. se ( $p = 1$ ), então executa a FML relativa às chaves, conforme detalhado no fluxograma da Figura 25, senão continue no passo (xxiv);
- xxiv. faça ( $k = 1$ );
- xxv. obtenha a lista de circuitos candidatos LRCC, conforme Equação (4.20);
- xxvi. na lista de circuitos candidatos, seleciona, aleatoriamente, o correspondente circuito candidato do alimentador “ $k$ ”;
- xxvii. se a solução for radial continue no (xxviii), caso contrário, exclui a trecho candidata da LRCC e resolve o PNL e retorne para o passo (xxv);
- xxviii. resolver o PNL para a configuração corrente, considerando a inclusão da chave candidata definido no passo (xxvi);
- xxix. se a solução for viável continue no passo (xxx), caso contrário, exclui o trecho candidato da LRCC e resolve o NL e retorne para o passo (xxv);
- xxx. se ( $k = nk$ ), onde  $nk$  é a quantidade de alimentadores, então vá para o passo (xxxii); senão continue no passo (xxxii);
- xxxii. incrementa o contador de iterações ( $k = k + 1$ ) e volte ao passo (xxv);
- xxxiii. se ( $IFC = 0$ ), então executa a FML relativa aos circuitos, conforme detalhado no fluxograma da Figura 10 e retorna ao passo (ii); senão, retorna diretamente ao passo (ii).

O fluxograma do FML de alocação de chaves é apresentado em detalhes na Figura 24.

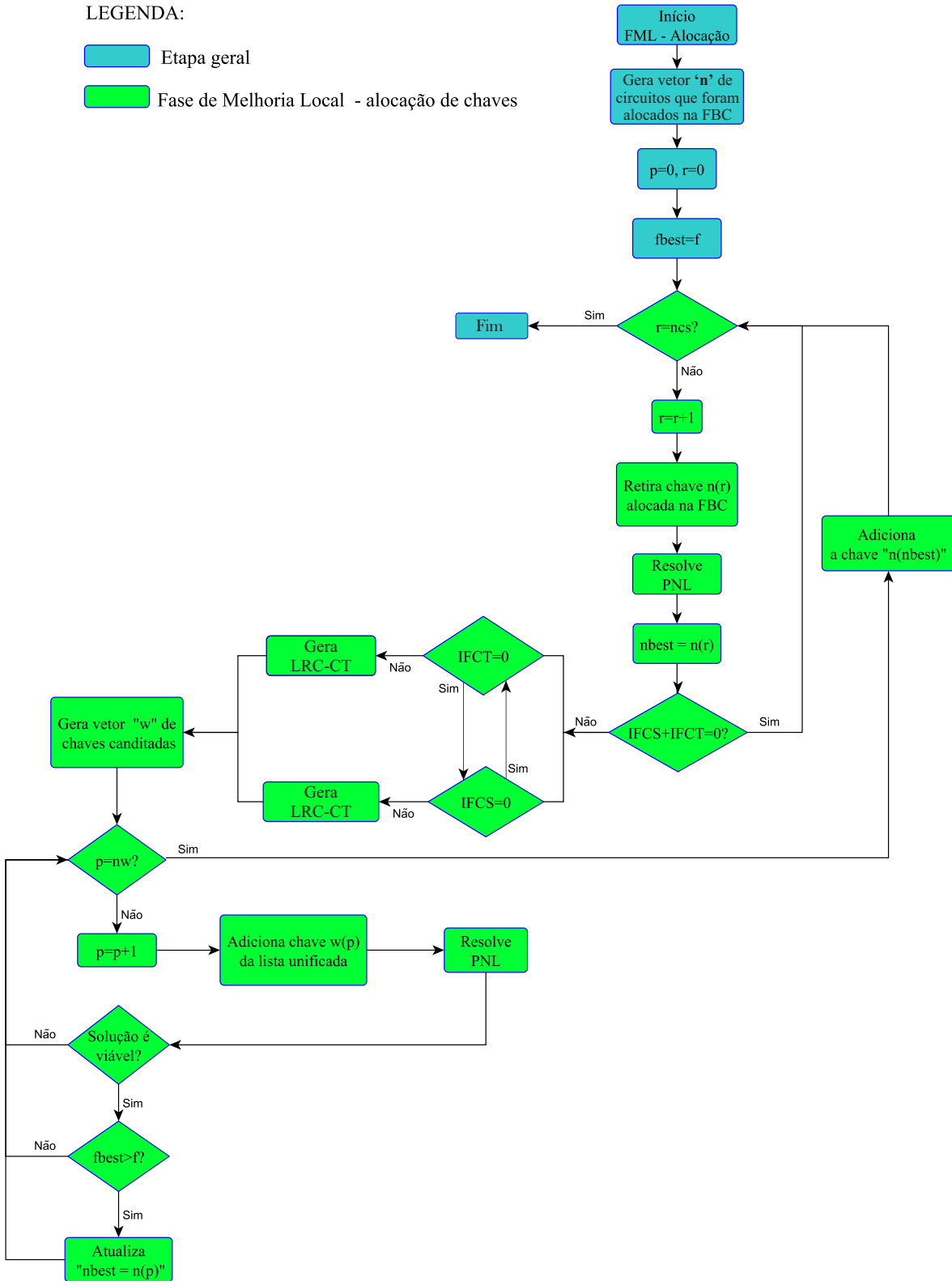


A FML de alocação de chaves baseia-se na substituição de chaves, de modo a buscar soluções de melhor qualidade. Essas condições são avaliadas e tratadas segundo passos sintetizados a seguir.

- i. gera vetor  $\mathbf{nr}$  de posição de locação de chaves da FBC;
- ii. faça ( $p = 0$ ) e ( $r = 0$ ) e atualiza o valor da função “ $f_{best}$ ”;
- iii. se ( $r = n_{cs}$ ), onde  $n_{cs}$  é a quantidade de chaves alocadas na FBC, então encerra a FML - Alocação; senão continue no passo (iv);
- iv. incrementa o contador de iterações ( $r = r + 1$ ) e continue o passo (v);
- v. retira a chave “ $r$ ” alocada na FBC e resolver o PNL;
- vi. armazena informação da chaves retiradas ( $n_{best} = \mathbf{n}(r)$ );
- vii. se ( $IFCS + IFCT = 0$ ), volte ao passo (iii), senão continue o passo (viii);
- viii. se ( $IFCS = 0$ ), gera LRC-CS;
- ix. se  $IFCT = 0$ , gera LRC-CT;
- x. gera vetor  $\mathbf{w}$  de posição de chaves candidatas de seccionamento e de transferência;
- xi. se ( $p = nw$ ), onde  $nw$  é número total de chaves que compõem o vetor  $\mathbf{w}$ , volte ao passo (iii), senão continue o passo (xii);
- xii. incrementa o contador de iterações ( $p = p + 1$ ) e continue o passo (xiii);
- xiii. aloca a chave “ $\mathbf{w}(p)$ ” e resolve o PNL para a configuração corrente;
- xiv. se a solução for viável, continue no passo (xv), senão vá para o passo (xvi);
- xv. se ( $f_{best} > f$ ), então continue no passo (xvi), senão vá para o passo (xvii);
- xvi. atualiza de ( $f_{best} = f$ ) e vá para o passo (xvii);
- xvii. retira a chave “ $\mathbf{w}(p)$ ” da configuração corrente e retornar ao passo (iii);

O fluxograma da FML de alocação de chaves é apresentado em detalhes na Figura 25.

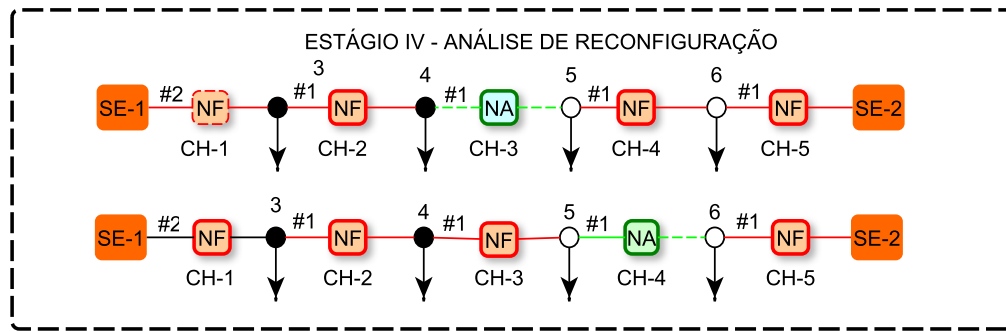
Figura 25 – Fluxograma GRASP: FML - Fase III.



#### 4.2.4 Fase IV - Reconfiguração

É possível que na solução da fase III ocorreram alterações de condutores, bem como a repotencialização de subestações para viabilizar transferências de carga. Essas mudanças de estrutura física da rede podem viabilizar uma nova solução de roteamento de circuitos, que proporcione menores custos, em termos de perdas, O&M, e EUST. Desse modo, na fase IV é resolvido um problema de reconfiguração de rede, de modo a verificar se existe uma solução topológica que resulte em menores custos, em relação à configuração obtida no fase I. Fundamentalmente, a análise de reconfiguração se baseia na mudança de *status* das chaves alocadas na fase III, conforme ilustrado na Figura 26

Figura 26 – Sistema ilustrativo - Fase IV.



Fonte: Autor.

A função objetivo é modificada de modo a contemplar apenas os custos operacionais, tendo em vista que se busca a reconfiguração da rede obtida nesta fase. As subestações e os circuitos definidos no planejamento integrado são considerados existentes, na fase IV. Dessa forma, a função objetivo fica reduzida aos custos de perdas, de operação e manutenção de subestações e de EUST, conforme Equação (4.122):

$$\min f(O\&M) + C_{EUST} \quad (4.122)$$

Adicionalmente, são incluídas duas novas restrições ao modelo, expressas pelas Equações (4.123)-(4.124).

$$\sum_{a \in \Omega_a} (n_{ij,a} + n_{ij,a}^+) \geq 1 - \sum_{c \in \Omega_c} \psi_{ij,c}^+ \quad \forall ij \in \Omega_p \quad (4.123)$$

$$\sum_{a \in \Omega_a} (n_{ij,a} + n_{ij,a}^+) \leq \sum_{c \in \Omega_c} \alpha_{k,ij,c}^+ \quad \forall ij \in \Omega_i, \forall k \in \Omega_k \quad (4.124)$$

As rotas candidatas à reconfiguração de circuitos são, somente, aquelas que tiveram circuitos alocados nas fases I e III. Nos ramos em que existem chaves de seccionamento (NF), existe a possibilidade das mesmas serem seccionadas, de forma a encontrar uma nova configuração de rede. Na metodologia proposta, nos ramos em que existem chaves de seccionamento é possível manter ou retirar os circuitos construídos na fase III. Quando não existem chaves de seccionamento alocadas no ramo, o circuito alocado na fase III não pode ser removido. Essa condição é modelada pela Equação (4.123). No caso de ramos que tenham alocadas chaves de transferência (NA), pode-se manter ou retirar os circuitos construídos na fase II. Porém, se não existir chave de transferência, não é possível construir circuito no referido ramo de interligação. Essa condição é garantida pela Equação (4.124).

O problema é resolvido utilizando a mesma estrutura do algoritmo GRASP da fase I, incluindo-se as restrições das Equações (4.123) e (4.124). Se as configurações obtidas na fase I e III forem diferentes, reiniciam-se as demais fases da estratégia de solução, conforme ilustrado na Figura 7. Esse processo se repete até que as configurações obtidas nas fases I e III sejam iguais.

#### 4.3 FERRAMENTAS COMPUTACIONAIS

A metodologia proposta é desenvolvida em linguagem AMPL<sup>®</sup> (*A Mathematical Programming Language*), sendo adotado o *solver* KNITRO<sup>®</sup> (*Non-linear Interior-point Trust Region Optimizer*) para resolver os problemas de otimização. O processo de relaxação da MLE é desenvolvido em ambiente MATLAB<sup>®</sup>, em função das suas facilidades na manipulação de matrizes.

O AMPL<sup>®</sup> é uma linguagem de alto nível para a especificação de problemas de programação matemática. Permite criar modelos de forma separada dos dados do problema, ou seja, arquivos distintos podem ser elaborados. Apresenta grande facilidade na descrição do problema, pois se assemelha bastante com a forma como esses são definidos nas expressões matemáticas. É considerada uma poderosa linguagem algébrica de programação para a resolução de problemas de otimização lineares e não lineares, com variáveis discretas ou contínuas (FOURER, GAY E KERNIGHAN, 2002). O arquivo de texto com o modelo descreve de forma genérica as variáveis, conjuntos, função objetivo e as restrições. Os dados de entrada do problema são definidos também em um arquivo específico. Ambos os arquivos são incorporados em um programa AMPL<sup>®</sup> que, por sua vez, opera como um compilador, cujo modelo de dados de entrada é codificado em uma linguagem que possa ser interpretada por diversos tipos *solvers*, tais como o CPLEX<sup>®</sup>, MINOS<sup>®</sup> (*Modular In-core Nonlinear Optimization System*), LOQO<sup>®</sup> e KNITRO<sup>®</sup>.

O *solver* KNITRO<sup>®</sup> fornece três tipos de algoritmos de solução de problemas de otimização lineares e não lineares, sendo eles: algoritmo de pontos interiores direto, algoritmo de

pontos interiores e gradiente conjugado e algoritmo de conjunto ativo (ZIENA, 2012). Pode, inclusive, combinar tais métodos caso encontre dificuldades na resolução do problema.

Em Lavorato (2010) é apresentado um estudo comparativo de desempenho dos seguintes *softwares* de otimização não linear: KNITRO<sup>®</sup> (BYRD, HRIBAR E NOCEDAL, 2006), MINOS (MURTAGH E SAUNDERS, 1998), SNOPT<sup>®</sup> (GILL, MURRAY E SAUNDERS, 2002), LOQO<sup>®</sup> (VANDERBEI, 1999) e IPOPT<sup>®</sup> (WÄCHTER E BIEGLER, 2006) aplicados à solução de problemas de fluxo de potência ótimo. O tempo total de processamento foi usado como uma medida do desempenho computacional. Sistemas teste IEEE 30, 57, 118, e 300 barras, o sistema teste England 39 barras e três sistemas reais, o sistema peruano de 460 barras, um sistema real de 662 barras e o sistema brasileiro de 2256 barras, foram utilizados para criar os casos usados para resolver o problema de fluxo de potência ótimo. O KNITRO convergiu para todos os casos analisados. Em termos de número de iterações e de tempo da avaliação das funções, o IPOPT<sup>®</sup> e o KNITRO<sup>®</sup> são os programas de otimização que mostraram ser mais eficientes quando comparados ao LOQO<sup>®</sup>, MINOS<sup>®</sup> e SNOPT<sup>®</sup>.

#### 4.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este capítulo apresentou, de forma detalhada e ilustrativa, os princípios, conceitos e fundamentos matemáticos da metodologia proposta para a solução do problema da expansão, considerando a tarifação da transmissão e aspectos de confiabilidade. Abordaram-se os fundamentos teóricos sobre a metaheurística GRASP e sua aplicação ao PESD. Apresentaram-se as fases da metodologia e suas interações, em termos de: construção de topologia inicial; relaxação da Matriz Lógico-Estrutural; alocação integrada ao problema da expansão da distribuição; e reconfiguração. No próximo capítulo, os resultados da aplicação da metodologia desenvolvida são apresentados e discutidos.





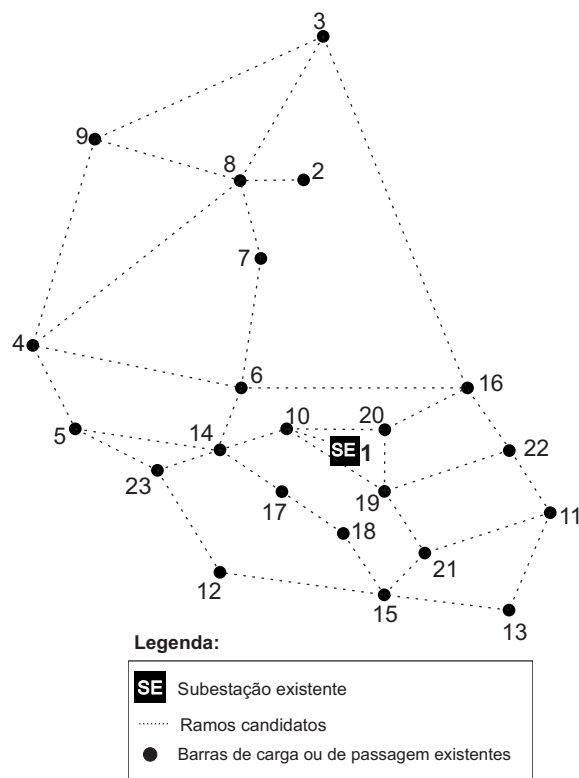
## 5 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Neste capítulo apresentam-se os resultados obtidos com a aplicação da metodologia desenvolvida para diversos testes, que servirão para justificar a aplicabilidade da mesma. Os testes realizados compreendem a análise comparativa de resultados do GRASP; a avaliação da alocação integrada ao problema da expansão; a alocação híbrida (dispositivos de manobra automáticos e manuais) e a análise de cenários de TUSTs e seus impactos nas soluções de expansão da distribuição. Os estudos são realizados baseados em sistemas testes de 23, 54 e 182 barras.

### 5.1 SISTEMA TESTE DE DISTRIBUIÇÃO DE 23 BARRAS

O sistema teste de 23 barras em análise é ilustrado na Figura 27.

Figura 27 – Sistema de teste de 23 barras.



Fonte: Adaptado de Lavorato et al. (2010, p. 1738).

Esse sistema teste tem sido explorado em diversas pesquisas (GÓMEZ ET AL., 2004; LAVORATO ET AL., 2010; NAHMAN E PERIC, 2008; Ž. POPOVIĆ, KERLETA E D. POPOVIĆ, 2014). O mesmo é constituído por uma rede de 34,5 kV, com 21 barras de carga. Os tipos



Na Tabela 2, são detalhados os resultados obtidos na FBC e na FML, para diferentes valores de  $\alpha_{FBC}$  e  $\alpha_{FML}$ .

Quadro 2 – Teste 1 - resultados da FBC e FML.

		Custo total (US\$)		tempo
		FBC	FML	computacional (s)
		$\alpha_{FML}=0.25$		
$\alpha_{FBC}$	0,25	179.063	170.976	11,5
	0,50	179.063	170.976	11,9
	0,80	179.479	170.976	11,7
		$\alpha_{FML}=0.50$		
$\alpha_{FBC}$	0,25	179.063	170.976	11,7
	0,50	179.063	170.976	11,6
	0,80	179.479	170.976	11,7
		$\alpha_{FML}=0.75$		
$\alpha_{FBC}$	0,25	179.063	170.976	11,7
	0,50	179.063	170.976	11,7
	0,80	179.479	170.976	11,5

A Tabela 3 sintetiza os resultados apresentados na literatura e a solução resultante do GRASP.

Quadro 3 – Teste 1 - Resumos de custos (US\$).

Soluções	Investimento	Perdas	Custo total
(GÓMEZ ET AL., 2004)	151.892	21.021	172.913
(NAHMAN E PERIC, 2008)	151.892	21.007	172.899
(LAVORATO ET AL., 2010)	151.892	20.227	172.119
(Ž. POPOVIĆ, KERLETA E D. POPOVIĆ, 2014)	151.892	21.250	173.142
<b>GRASP proposto</b>	<b>153.913</b>	<b>17.063</b>	<b>170.976</b>

A solução encontrada com o GRASP resulta em um custo total de 170.976, ou seja, inferior aos apresentados na literatura. Ao analisar a topologia da rede encontrada (Figura 28), constatou-se que a diferença em relação aos demais trabalhos é o emprego do condutor 4/0 no trecho entre os nós 1 e 10. A solução do GRASP resulta em um valor superior de investimento (153.913), em relação às demais metodologias. No entanto, os custos das perdas apresentam uma redução considerável (US\$ 17.063), resultando em uma solução de menor

custo global. Investigando o porquê dessa solução melhor, é possível que seja a diferença do custo de instalação do cabo 4/0, omissos em três das quatro referências consultadas. Uma análise de sensibilidade demonstrou que o cabo 4/0 não seria escolhido caso seu preço fosse maior do que 25 kUS\$/km. Assim, o método proposto encontra então a solução padrão.

### 5.1.2 Teste 2 - Alocação integrada ao planejamento da expansão

Neste item apresentam-se os resultados dos testes de alocação integrada ao planejamento da expansão, em relação à alocação convencional (restrita à topologia da rede existente). As alternativas de alocação são dispositivos de manobra automáticos e manuais, cujos tempos de operação e os custos de instalação são apresentados na Tabela 4.

Quadro 4 – Teste 2 - parâmetros e custos dos dispositivos de manobra.

Dispositivos Tipo	Tempo de seccionamento (h)	Tempo de transferência (h)	Custo (US\$)
automático	0	0,25	5.000
manual	1,5	2	500

O tempo de reparo médio considerado é de 3 horas. Nos testes são avaliados três cenários de custo do déficit de energia elétrica, indicados na Tabela 5.

Quadro 5 – Teste 2 - cenários de custo do déficit de energia elétrica.

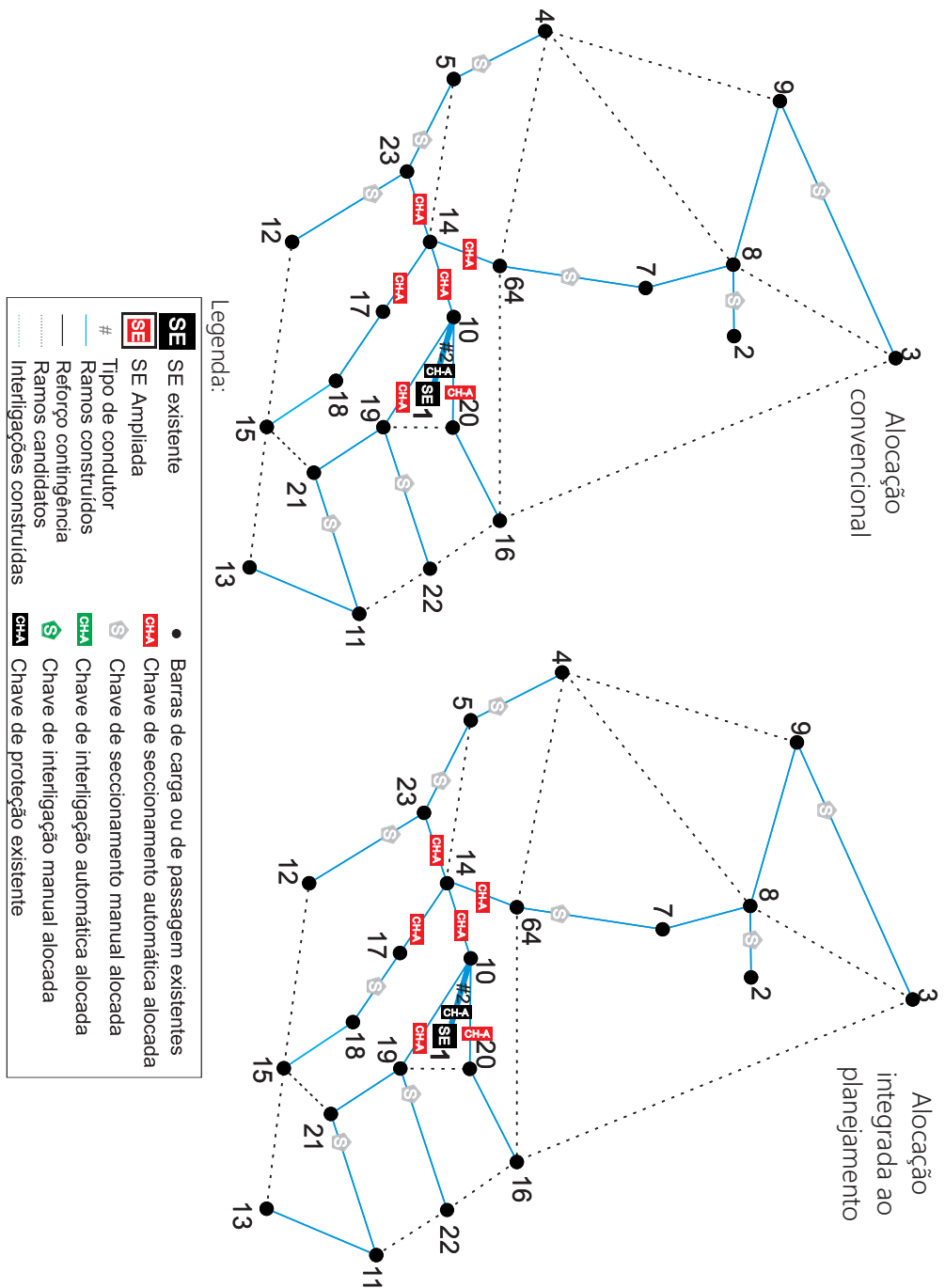
Cenários	Custo do Déficit (US\$/kWh)
I	0,16
II	0,57
III	1,14

O cenário I refere-se ao valor médio da tarifa dos consumidores residenciais (com impostos) praticada no Departamento Municipal de Energia de Ijuí - DEMEI, em agosto de 2016. Os cenários I e II correspondem a 50% e a 100% do custo do déficit de energia elétrica adotado no SEB, definido pela Empresa de Pesquisa Energética - EPE (MME, 2016A) <sup>1</sup>.

Os resultados da alocação para os cenários I, II e III são apresentados nas Figuras 29, 30 e 31.

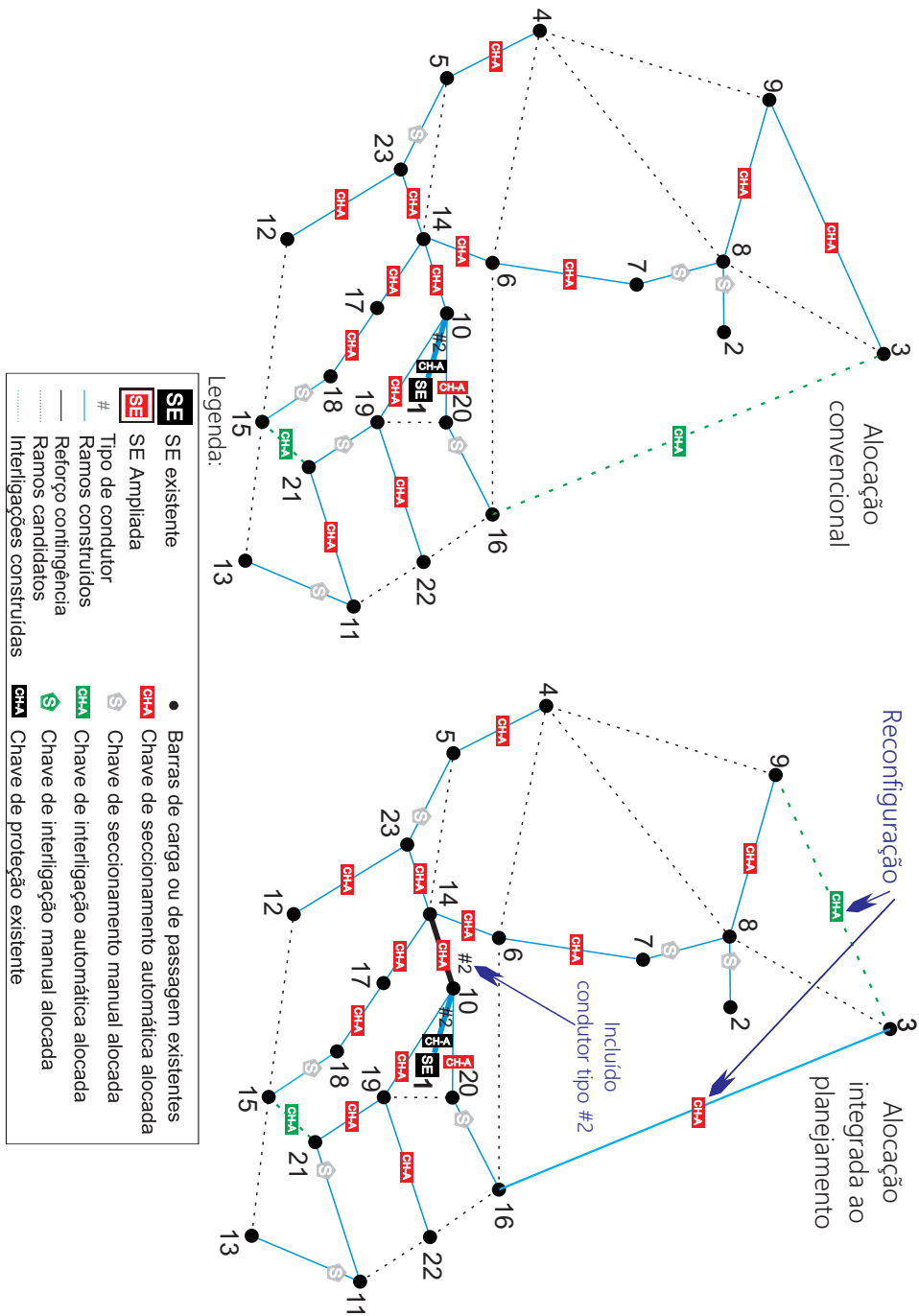
<sup>1</sup>O custo do déficit em reais é de 4.000,00 R\$/MWh (quatro mil reais por megawatt-hora) . O valor médio da tarifa dos consumidores residenciais do DEMEI (com impostos) em reais é de 561,40 R\$/MWh. Ref. Cotação: US\$ 3,508 - R\$ 1,000.

Figura 29 – Teste 2 - expansão cenário I.



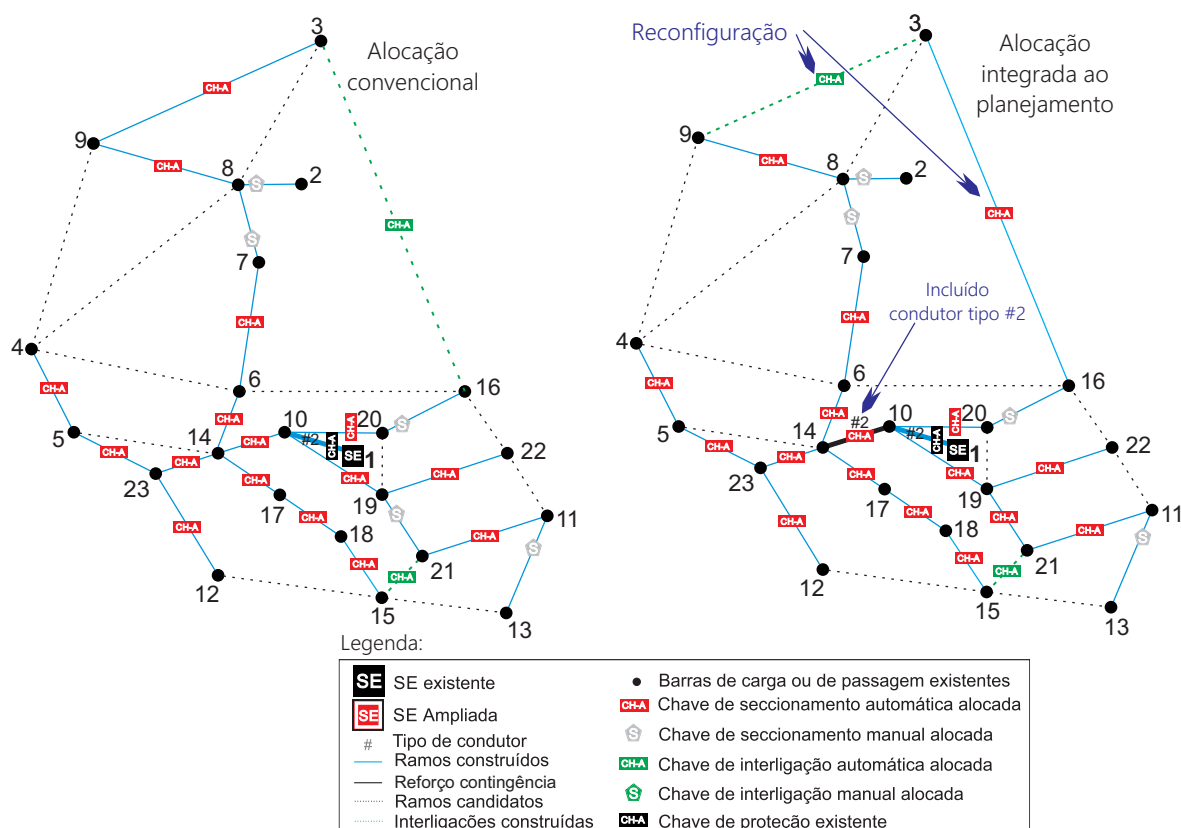
Fonte: Autor.

Figura 30 – Teste 2 - expansão cenário II.



Fonte: Autor.

Figura 31 – Teste 2 - expansão cenário III.



Fonte: Autor.

No cenário I não são construídos circuitos de interligação e alocadas chaves de transferências. A solução encontrada é a mesma tanto para a alocação convencional quanto para a alocação integrada à expansão. Tendo em vista que não há possibilidade de transferências de carga, a alocação de dispositivos de manobra não afeta o dimensionamento de subestações e circuitos.

Nos cenários II e III, os custos de déficit de energia justificam a construção de circuitos de interligação e a alocação de chaves de transferências de carga. Nesses casos, as soluções encontradas na alocação convencional e na alocação integrada a expansão são distintas.

Na alocação integrada, as subestações e condutores podem ser redimensionados, de acordo com a viabilidade econômica. Assim, como pode ser observado nas Figuras 30 e 31, as soluções da alocação integrada resultam no recondutoramento do trecho entre os nós 10 e 14. O condutor do tipo 1 (1/0 AWG) foi alterado para o condutor do tipo 2 (4/0 AWG).

A Tabela 6 traz os custos detalhados das soluções encontradas em cada cenário avaliado.

Quadro 6 – Teste 2 - resumo de custos (kUS\$).

Alocação Convencional								
Cen.					C <sub>ESD</sub>	C <sub>ALOC</sub>	C <sub>EUST</sub>	C <sub>TOTAL</sub>
	$f(inv)$	$f(op)$	$f(alloc)$	$f(ENSE)$				
I	153,91	17,06	34,50	116,76	170,97	151,26	-	322,23
II	202,22	17,06	83,50	268,98	219,27	352,48	-	571,75
III	202,22	17,06	92,50	526,20	219,27	618,70	-	837,98

Alocação integrada ao planejamento								
Cen.					C <sub>ESD</sub>	C <sub>ALOC</sub>	C <sub>EUST</sub>	C <sub>TOTAL</sub>
	$f(inv)$	$f(op)$	$f(alloc)$	$f(ENSE)$				
I	153,91	17,06	34,50	116,76	170,97	151,26	-	322,23
II	206,52	11,52	83,50	258,42	218,04	341,92	-	559,96
III	206,52	11,52	97,00	497,06	218,04	594,06	-	812,09

No cenário I, o custo total resultante é igual tanto na alocação convencional quanto na alocação integrada à expansão<sup>2</sup>. Por outro lado, nos cenários II e III, a construção de circuitos de interligação e a substituição de condutor resultam em aumento de valores de investimentos. Na alocação convencional, o custo em investimentos  $f(inv)$  é de 202,22 kUS\$. Na alocação integrada à expansão a  $f(inv)$  apresenta um valor superior (206,52 kUS\$), devido à substituição do condutor do trecho entre os nós 10 e 14 (Figuras 30 e 31).

Na alocação integrada, o custo de perdas (11,52 kUS\$) é menor do que o verificado na alocação convencional (17,06 kUS\$). Há duas razões para essa redução: i) redução de perdas devido à substituição do condutor; e a redução de perdas devido à reconfiguração da rede. Nas Figuras 30 e 31 observa-se a reconfiguração da rede, com a mudança de *status* das chaves nos trechos entre os nós 3 e 9 e entre 3 e 16. Considerando-se somente a substituição do condutor, o valor de perdas resulta em 14,34 kUS\$. No entanto, com a reconfiguração, esse valor é reduzido para 11,52 kUS\$, o que corresponde ao valor das perdas apresentado na Tabela 6.

Em relação à função  $f(ENSE)$ , no cenário II os custos apurados são de 268,98 kUS\$ e de 258,42 kUS\$ para a alocação convencional e alocação integrada, respectivamente. No entanto, é importante destacar que os investimentos em alocação ( $f(alloc)$ ) são iguais, em ambas as estratégias de alocação (83,50 kUS\$).

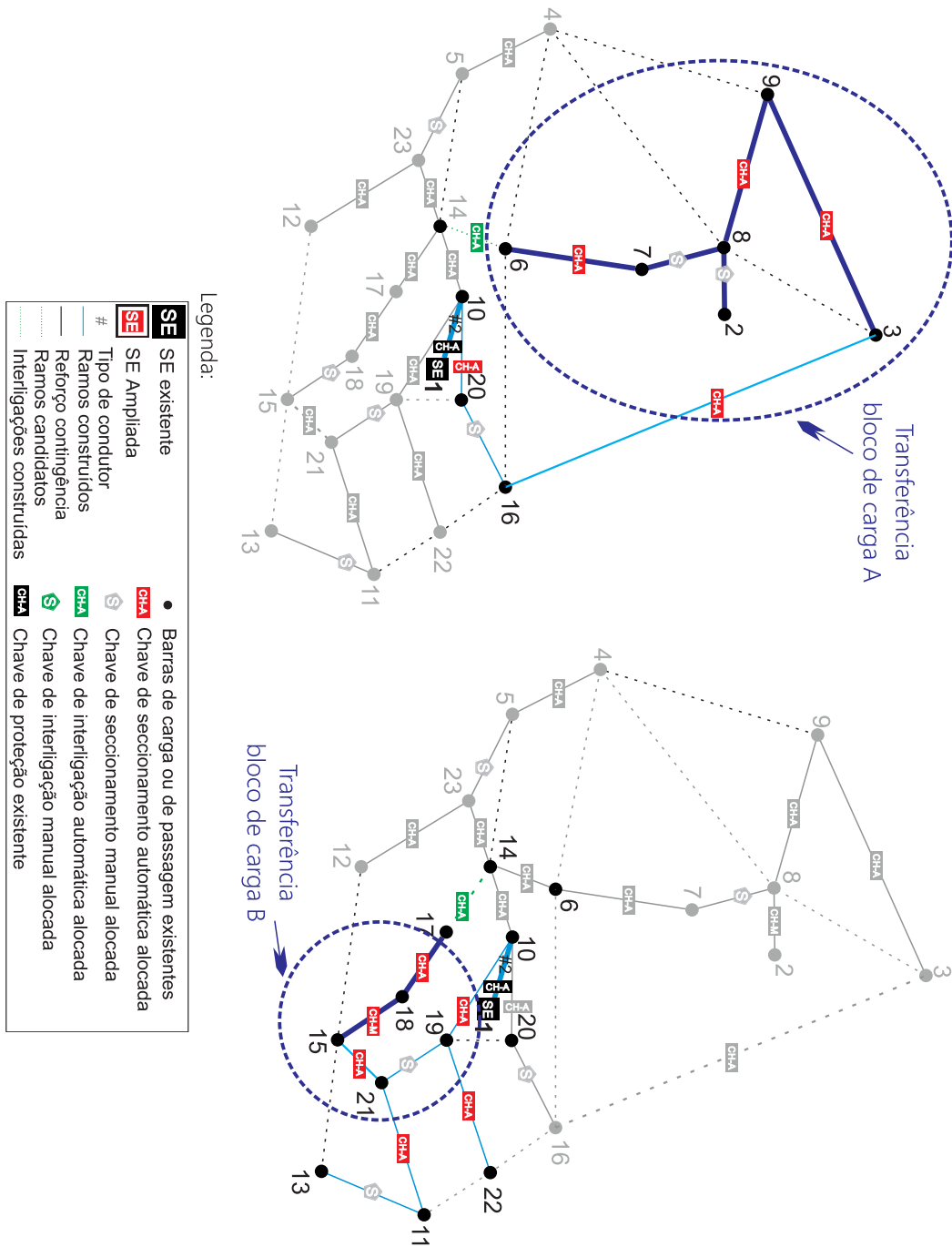
Na Figura 32 são indicados os blocos de transferências de carga viabilizadas com a alocação convencional.

<sup>2</sup>A minimização de custo de EUST e O&M de SEs não é considerada por existir apenas uma subestação no sistema. Nesse caso, a  $f(op)$  corresponde apenas aos custos das perdas de energia elétrica nos circuitos.



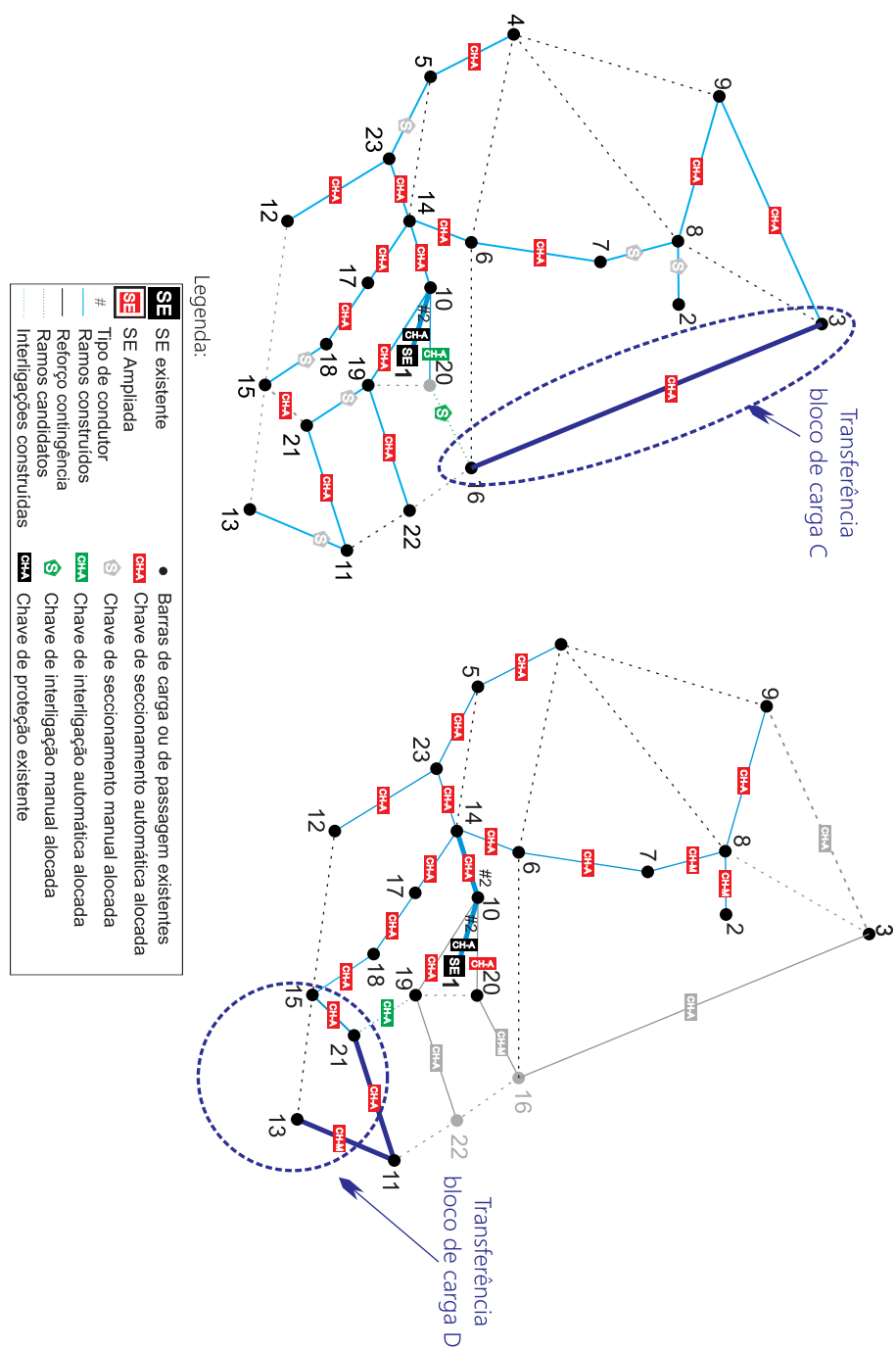


Figura 33 – Teste 2 - cenário II - alocação integrada - transferências blocos A e B.



Fonte: Autor.

Figura 34 – Teste 2 - cenário II - alocação integrada - transferências blocos C e D.



Fonte: Autor.

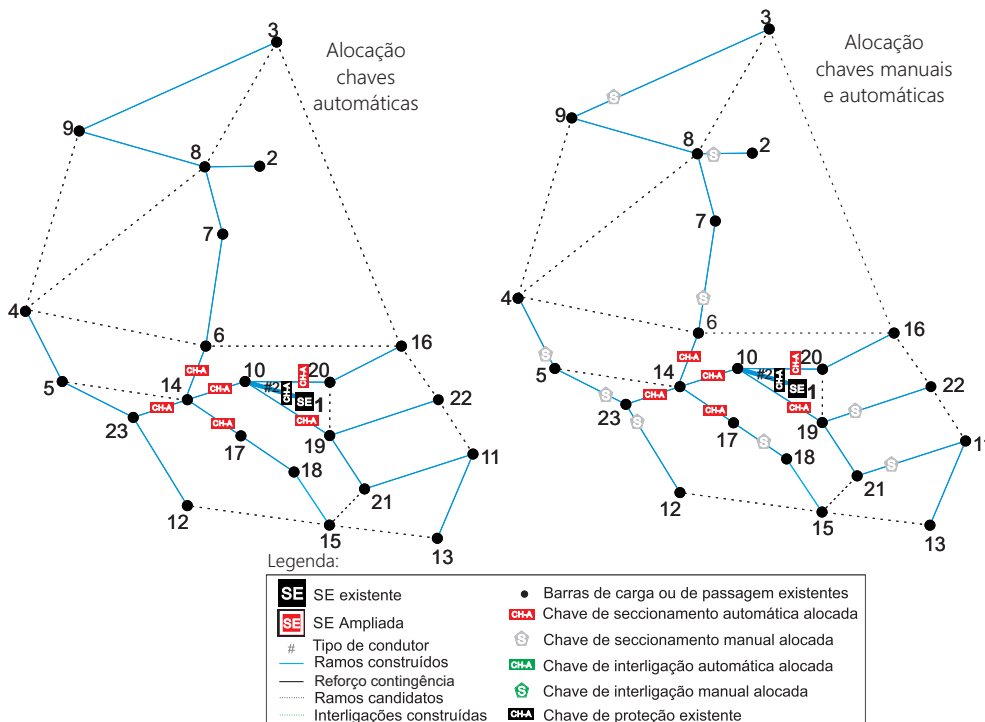
Na alocação convencional (Figura 32), apenas dois blocos de carga (A e B) podem ser transferidos para os circuitos adjacentes.

Na alocação integrada (Figuras 33 e 34), a capacidade de transferência de carga é maior, viabilizando a transferência de 4 blocos de carga. Como consequência, têm-se valores menores de  $f(ENSE)$ , em relação à alocação convencional. No cenário III, a alocação integrada resulta, também, no valor da função  $f(ENSE)$  menor (497,06 kUS\$) em relação à alocação convencional (526,20 kUS\$). Os resultados indicam que a estratégia de alocação integrada ao planejamento da expansão proporciona mais flexibilidade, à medida que as subestações e condutores podem ser redimensionados para viabilizar transferências de carga. Essa flexibilidade resultou em soluções de menor custo em relação à alocação convencional, com redução de 11,79 kUS\$ e 25,89 kUS\$ nos cenários II e III, respectivamente.

### 5.1.3 Teste 3 - Alocação híbrida

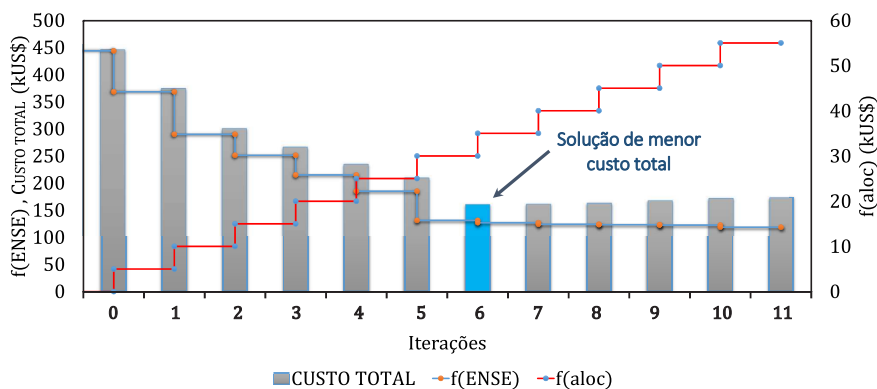
Neste item apresentam-se os resultados de testes comparativos da alocação de dispositivos de manobra de operação automática em relação à alocação híbrida (dispositivos de operação automática e manual), consideram-se os mesmos cenários de custo de déficit do teste 2. A Figura 35 apresenta os resultados do cenário I.

Figura 35 – Teste 3 - expansão cenário I.



No cenário I, a alocação de chaves automáticas resulta em 6 (seis) chaves instaladas, próximas à subestação. Na Figura 36, apresentam-se as variações das funções  $f(alloc)$ ,  $f(ENSE)$  e o custo total, a cada iteração do GRASP.

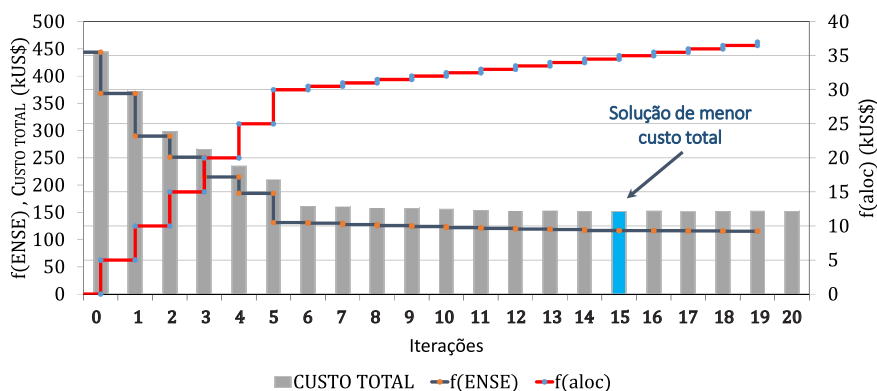
Figura 36 – Teste 3 - variações de custos - alocação chaves automáticas.



Fonte: Autor.

As linhas do gráfico representam os valores da  $f(ENSE)$  (Custo da Energia Não Suprida Esperada) e a função  $f(alloc)$  (investimento em alocação). As colunas representam o custo total. As variações de custo são discretas e, à medida que são adicionadas chaves, o valor de  $f_{ENSE}$  decresce. No entanto, o custo total decresce até a 6ª iteração (coluna em cor azul), que corresponde à solução de menor custo, encontrada pelo GRASP. A partir de então, quando se adicionam mais chaves o custo total aumenta gradualmente. Na alocação híbrida, tem-se a instalação de 6 (seis) chaves automáticas e de 9 (nove) chaves manuais, cujas variações de custos são apresentadas na Figura 37.

Figura 37 – Teste 3 - variações de custos - alocação híbrida.

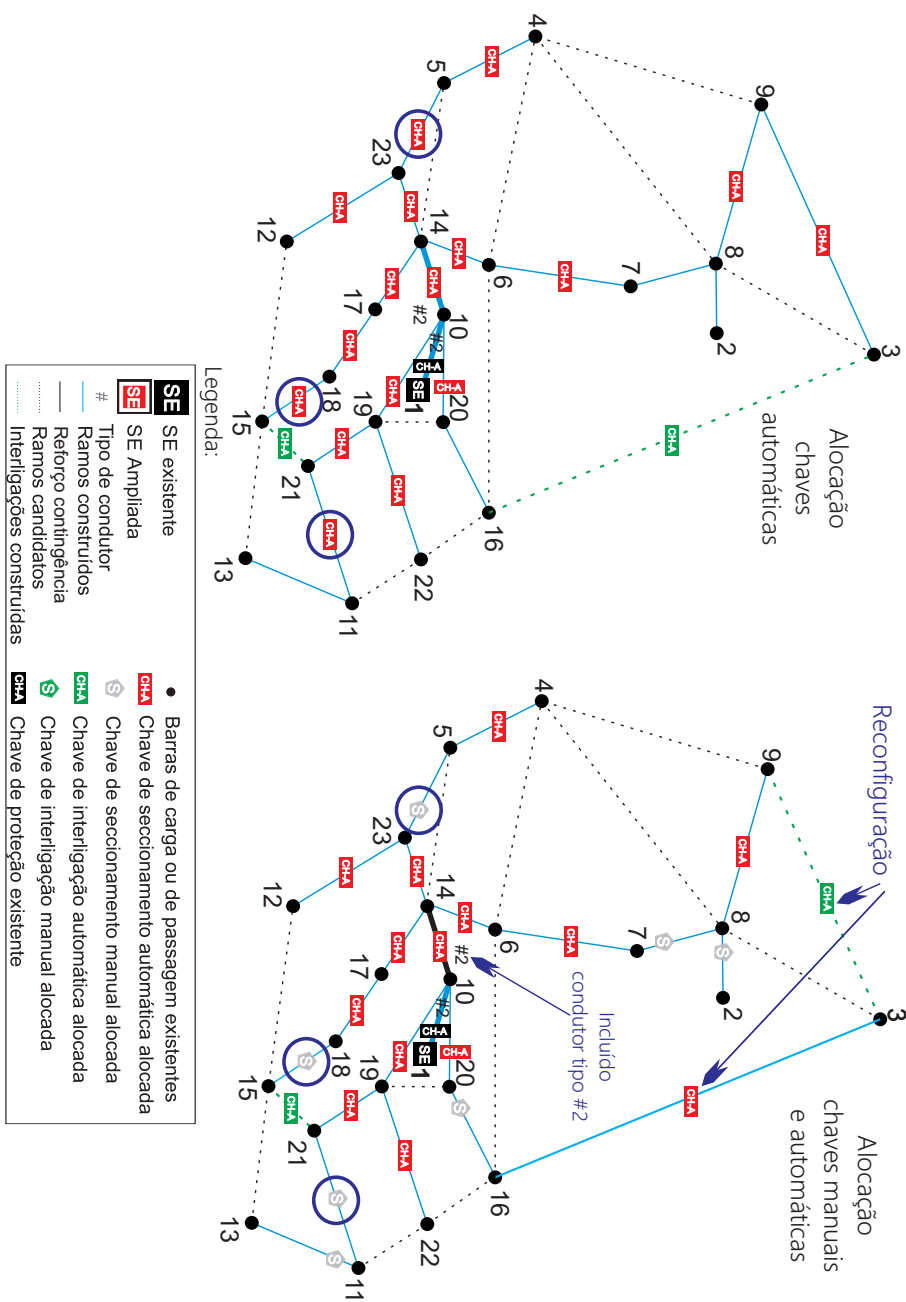


Fonte: Autor.

Observa-se a alocação de chaves automáticas até a 6<sup>o</sup> iteração, e nas iterações subsequentes a alocação das chaves manuais. A solução de menor custo ocorre na 15<sup>o</sup> iteração. Esse resultado deve-se ao custo da chave manual ser, significativamente, inferior em relação ao custo da chave automática. Assim, em determinadas áreas do sistema, em que custos do déficit de energia não justificam a alocação de chave automática, a chave manual pode tornar-se uma alternativa atraente.

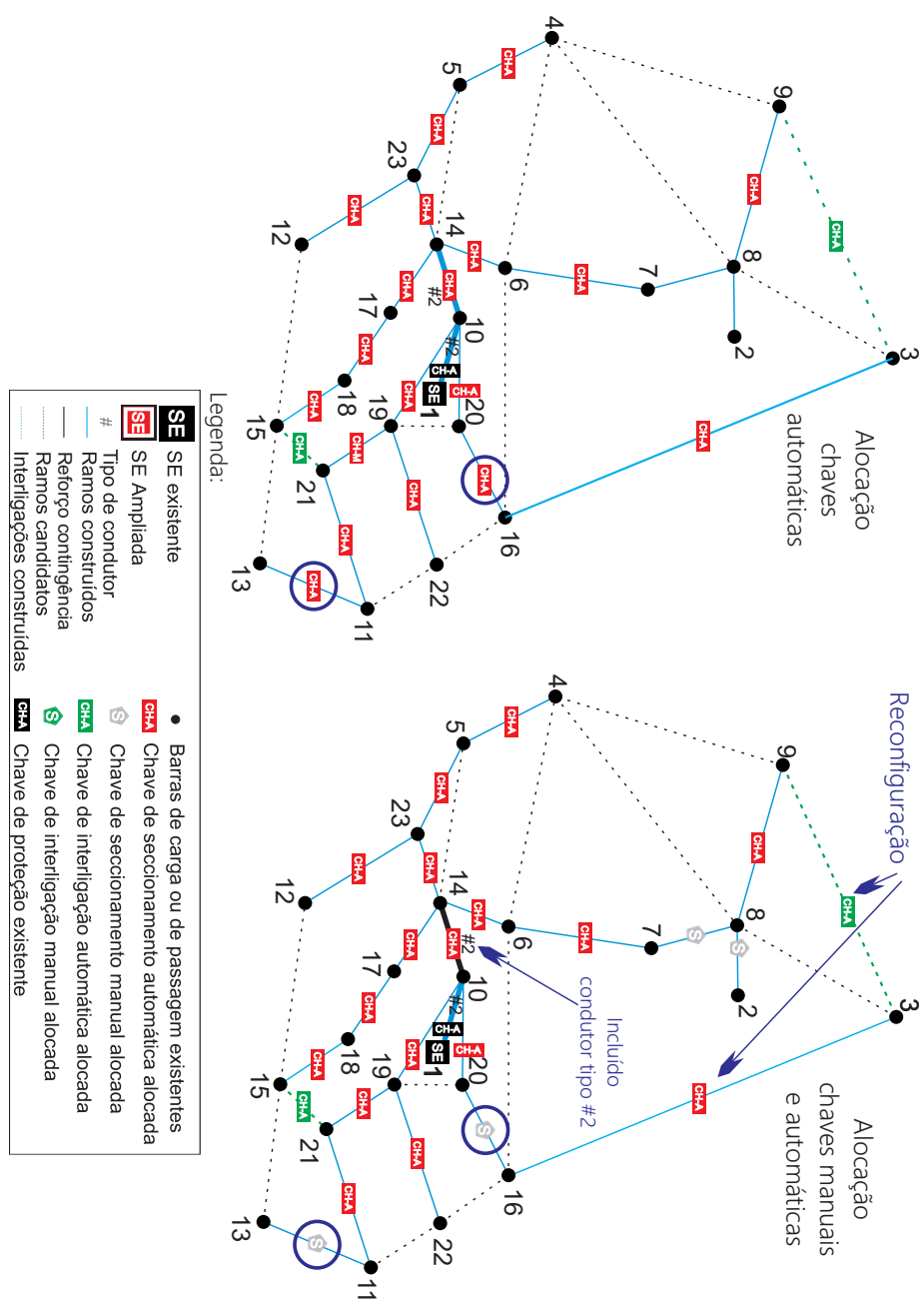
Nas Figuras 38 e 39 são apresentados os resultados obtidos nos cenários II e III.

Figura 38 – Teste 3 - expansão cenário II.



Fonte: Autor.

Figura 39 – Teste 3 - expansão cenário III.



Fonte: Autor.

Outro aspecto constatado é que a relação custo x benefício das chaves automáticas, em alguns casos, é inferior ao das chaves manuais. Nas Figuras 38 e 39 são destacados os trechos em que as chaves automáticas são substituídas por chaves manuais.

Considerando o resultado do cenário III (Figura 39), quando só existe a alternativa de alocação de chaves automáticas adicionam-se chaves nos trechos entre os nós 20 e 16 e entre 11 e 13. As chaves são alocadas porque há a viabilidade econômica para tal. Contudo, quando há a alternativa de alocar chaves automáticas ou manuais nos trechos em questão, as chaves manuais são alocadas por serem mais atrativas, em termos de relação custo x benefício.

A Tabela 7 apresenta os custos detalhados das soluções encontradas.

Quadro 7 – Teste 3 - Resumo de custos (kUS\$).

<b>Alocação Convencional</b>								
<b>Cen.</b>					<b>C<sub>ESD</sub></b>	<b>C<sub>ALOC</sub></b>	<b>C<sub>EUST</sub></b>	<b>C<sub>TOTAL</sub></b>
	<i>f(inv)</i>	<i>f(op)</i>	<i>f(alloc)</i>	<i>f(ENSE)</i>				
I	153,91	17,06	30,00	131,34	170,97	161,34	0,00	332,31
II	206,52	11,52	95,00	253,81	218,04	348,81	0,00	566,84
III	206,52	11,52	105,00	493,75	218,04	598,75	0,00	816,78
<b>Alocação híbrida</b>								
<b>Cen.</b>					<b>C<sub>ESD</sub></b>	<b>C<sub>ALOC</sub></b>	<b>C<sub>EUST</sub></b>	<b>C<sub>TOTAL</sub></b>
	<i>f(inv)</i>	<i>f(op)</i>	<i>f(alloc)</i>	<i>f(ENSE)</i>				
I	153,91	17,06	34,50	116,76	170,97	151,26	0,00	322,23
II	206,52	11,52	83,50	258,42	218,04	341,92	0,00	559,96
III	206,52	11,52	97,00	497,06	218,04	594,06	0,00	812,09

Em todos os cenários avaliados, a alocação híbrida resulta em soluções de menor custo, em relação à alocação restrita de chaves automáticas. Tais resultados sugerem uma reflexão em relação à alocação indiscriminada de chaves automáticas.

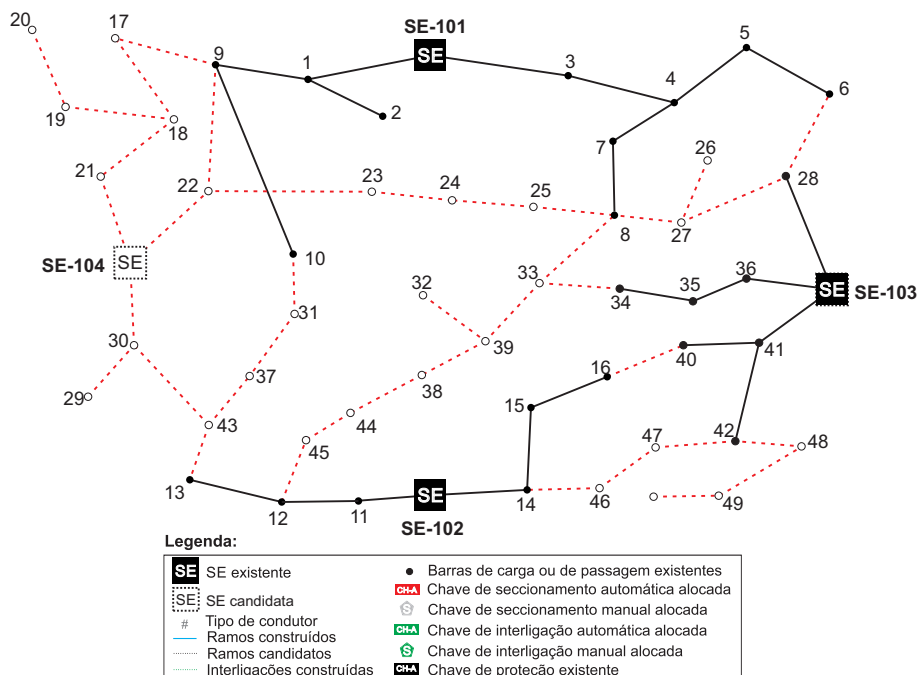
As chaves manuais, de uso maciço nos sistemas elétricos de distribuição, mostraram-se, ainda, uma alternativa importante, que pode ser complementar à alocação de chaves automáticas.



## 5.2 SISTEMA TESTE DE 54 BARRAS

O sistema teste de 54 barras baseia-se em (MIRANDA, RANITO E PROENÇA, 1994), sendo ilustrado na Figura 40.

Figura 40 – Sistema teste de 54 barras.



Fonte: Adaptado de Miranda, Ranito e Proença (1994, p. 1931).

Esse sistema é constituído por uma rede de 15 kV, composto por 50 barras de carga, três subestações existentes, com a possibilidade de repotencialização, e uma subestação candidata à construção. A rede possui 16 circuitos e 45 rotas candidatas a terem trechos construídos. Para a construção de novos circuitos e recondução de circuitos existentes são considerados 4 tipos de condutores.

Esse sistema teste, assim como o sistema teste de 182 barras, a ser apresentado adiante, são utilizados para a análise de cenários de TUSTs e seus impactos nas soluções de expansão da distribuição.

Os valores de custos modulares de expansão e tarifas utilizados basearam-se em dados do Departamento Municipal de Energia de Ijuí - DEMEI<sup>3</sup>, concessionária de distribuição de energia elétrica do município de Ijuí. Os dados das subestações de fronteira são apresentados na Tabela 8.

<sup>3</sup> site: [www.demei.com.br](http://www.demei.com.br)

Quadro 8 – Sistema teste de 54 barras - dados de subestações.

	$\bar{S}^0$	$\bar{S}$
	(kVA)	(kVA)
SE-101	15.000	15.000
SE-102	15.000	15.000
SE-103	15.000	15.000
SE-104	00.000	20.000

O sistema foi modificado para considerar os EUST e os limites de DEC e FEC. Foram incorporados, aos dados do problema: número de consumidores; taxas de falhas; tempos de secionamento; transferência e de reparo; e tarifas nodais de uso do sistema de transmissão. Os dados detalhados desse sistema teste encontram-se no Apêndice B.

Para o sistema teste de 54 barras, consideram-se os cenários de TUSTs indicados na Tabela 9.

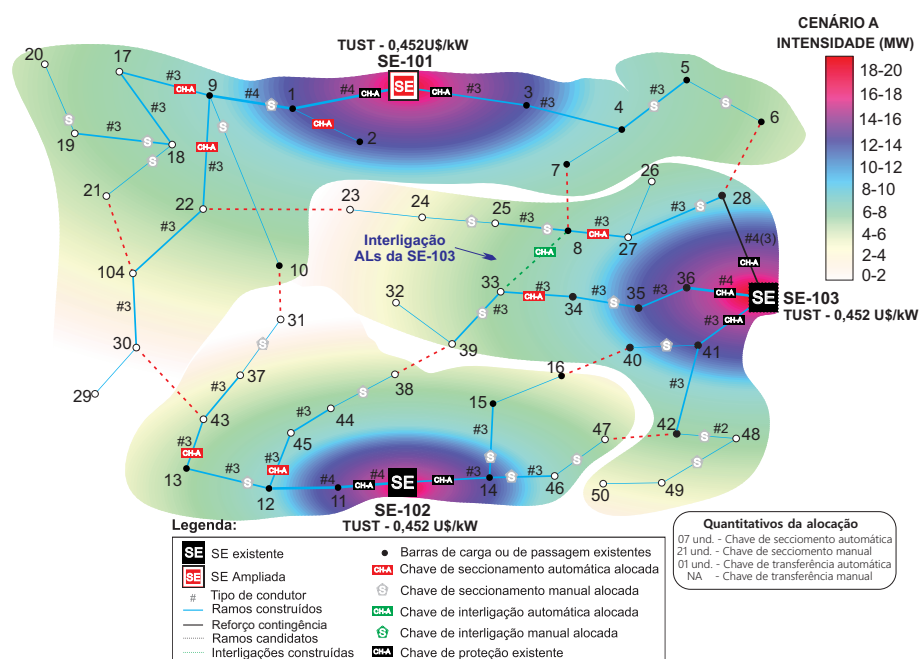
Quadro 9 – Sistema teste de 54 barras - cenários de TUSTs.

	<b>TUST (US\$/kW)</b>				
	Cenário A	Cenário B	Cenário C	Cenário D	Cenário E
SE-101	0,452	0,612	0,566	0,344	0,283
SE-102	0,452	0,283	0,612	0,566	0,344
SE-103	0,452	0,344	0,283	0,612	0,566
SE-104	0,452	0,566	0,344	0,283	0,612

No cenário A são considerados valores iguais de TUST, nas subestações existentes e candidata. Desse modo, buscou-se inibir a influência dos sinais locais da TUST nas soluções de expansão. Tal cenário é denominado de cenário base, que corresponde à forma usual que tem sido abordado o PESD na literatura. O resultado desse cenário é comparado aos demais cenários em que há variação de valores de TUST.

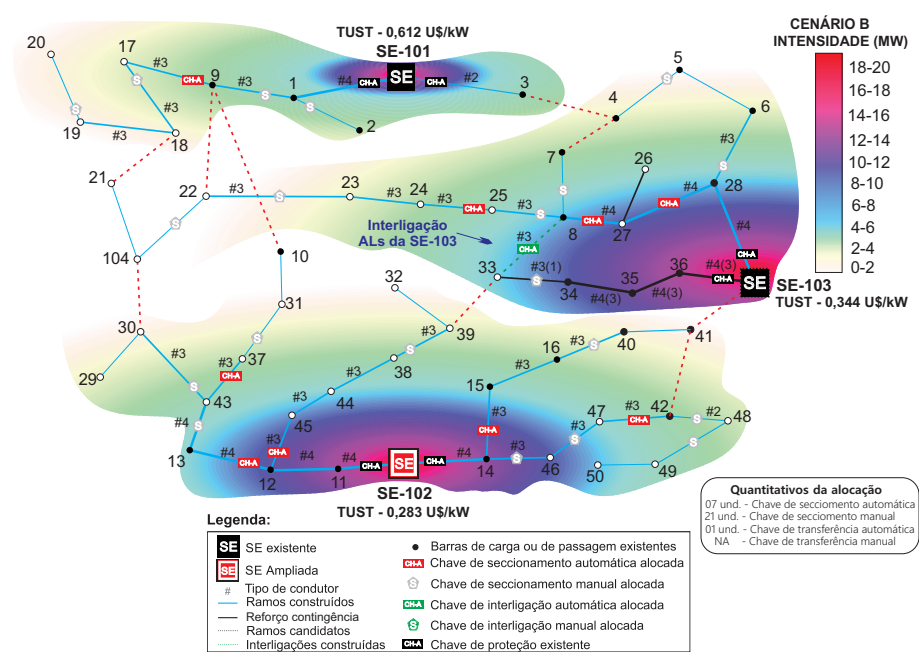
Os resultados obtidos para os cenários A, B, C, D e E são apresentados nas Figuras 41, 42, 43, 44 e 45, respectivamente.

Figura 41 – Sistema teste de 54 barras - cenário A.



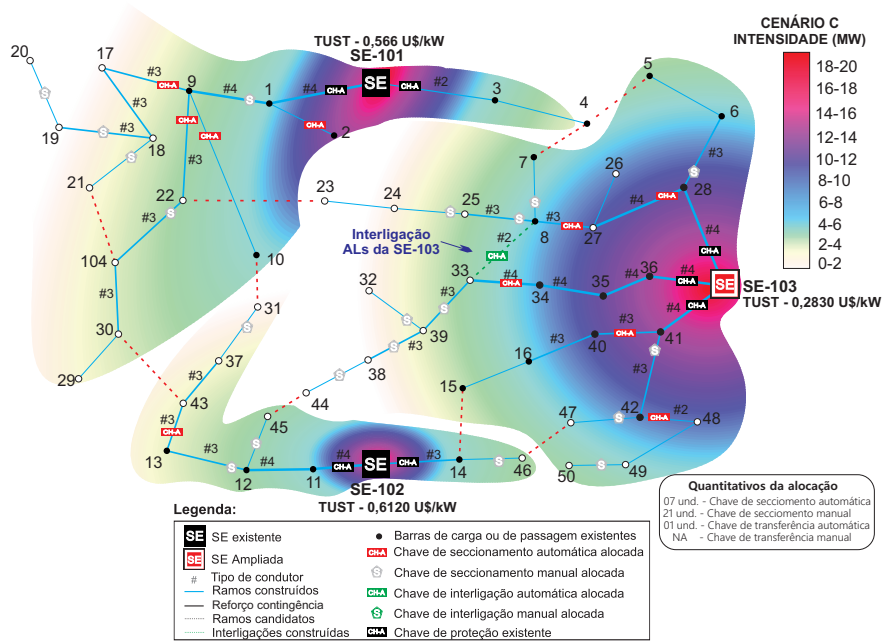
Fonte: Autor.

Figura 42 – Sistema teste de 54 barras - cenário B.



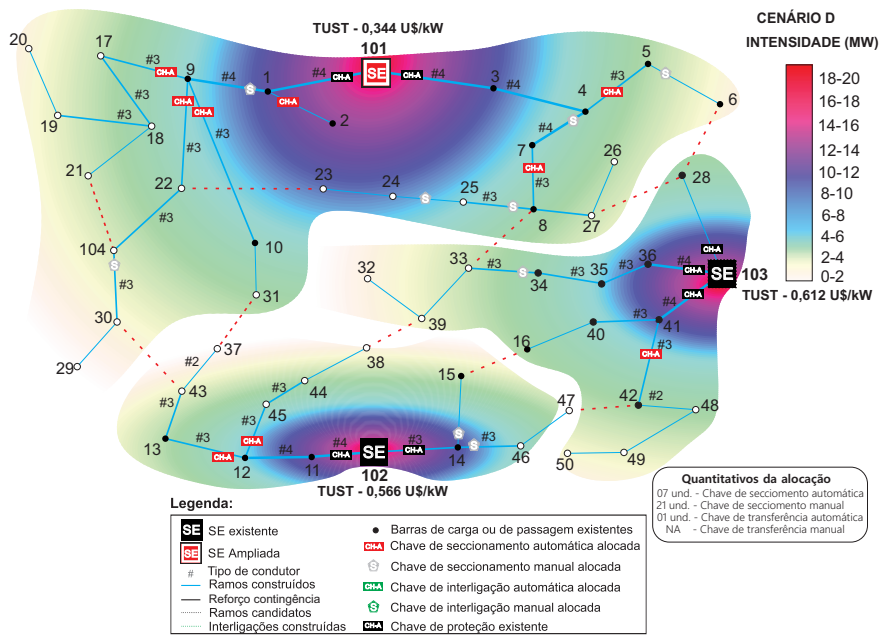
Fonte: Autor.

Figura 43 – Sistema teste de 54 barras - cenário C.



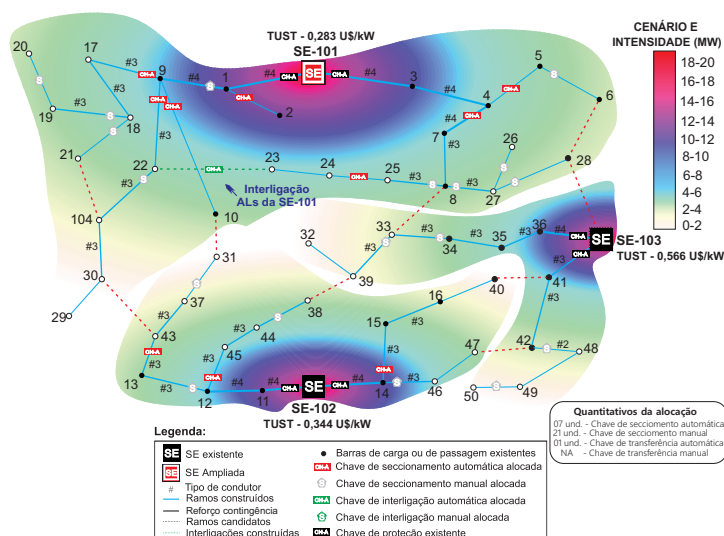
Fonte: Autor.

Figura 44 – Sistema teste de 54 barras - cenário D.



Fonte: Autor.

Figura 45 – Sistema teste de 54 barras - cenário E.



Fonte: Autor.

Para todos os casos avaliados ocorrem mudanças significativas nas soluções de expansão, em termos de ampliações de subestações, roteamento de alimentadores e alocação de dispositivos de manobra. A ampliação de subestações existentes mostrou-se mais atraente financeiramente, em relação à alternativa de construir uma nova subestação (subestação candidata SE-104). A subestação SE-101 é ampliada nos cenários A, D e E e as subestações SE-102 e SE-103 são ampliadas nos cenários B e C, respectivamente.

Na Tabela 10 apresentam-se os MUST resultantes para os cinco cenários de TUST<sup>4</sup>.

Quadro 10 – Sistema teste de 54 barras - MUST (MW).

	cenário A	cenário B	cenário C	cenário D	cenário E
SE-101	15,53 <sup>†</sup>	05,65	12,56	20,08 <sup>†</sup>	20,08 <sup>†</sup>
SE-102	12,56	22,36 <sup>†</sup>	07,87	10,77	13,53
SE-103	13,25	13,32	20,91 <sup>†</sup>	10,48	07,73
SE-104	-	-	-	-	-

Verificam-se variações acentuadas de carregamento entre as subestações. Percebe-se que as expansões do sistema de distribuição são atraídas para os pontos de conexão com valores menores de TUST. Nas Figuras 41, 42, 43, 44 e 45 observa-se que as ampliações de subestações e os reforços em alimentadores circundam os pontos de conexão com menores valores de TUST. Os valores apresentados na Tabela 10 são indicativos importantes para a contratação de MUST por parte da distribuidora.

<sup>4</sup> † - Subestação expandida.

Os índices de confiabilidade obtidos são apresentados na Tabela 15.

Quadro 11 – Sistema teste de 54 barras - índices de confiabilidade.

	Cenário A		Cenário B		Cenário C		Cenário D		Cenário E	
	DECE	FECE	DECE	FECE	DECE	FECE	DECE	FECE	DECE	FECE
SE-101	10,02	4,04	10,17	4,17	8,74	3,38	9,53	3,41	11,43	4,62
SE-102	11,63	4,25	12,18	4,63	9,72	3,63	13,78	4,69	10,78	3,86
SE-103	7,93	3,69	9,31	5,02	9,22	4,54	10,43	3,60	9,73	3,70
SE-104	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Um aspecto importante que se constata na alocação é de que a instalação de dispositivos de transferência de carga (chaves NA) se dá em interligações entre alimentadores de uma mesma subestação, cujas transferências de carga não afetam a contratação de MUST. O efeito prático dessa alocação é, portanto, o de isolar partes de rede afetadas por curto-circuitos, recuperando-se a alimentação de energia para o restante da rede, sem a necessidade de MUST adicional para o atendimento a contingências. Nos cenários A e B, as transferências de carga resultam em reforços de circuitos para o atendimento a condições de contingência. No cenário A, trecho entre a SE-103 e o nó 28, o condutor tipo 3 é substituído pelo condutor tipo 4 (“#4(3)”). No cenário B, nos trechos entre a SE-103 e o nó 34, o condutor tipo 3 é substituído pelo condutor tipo 4 (“#4(3)”) e no trecho entre os nós 33 e 34, o condutor tipo 1 é substituído pelo condutor tipo 3 (“#3(1)”). O resumo dos custos verificados é apresentado na Tabela 12.

Quadro 12 – Sistema teste de 54 barras - resumo de custos (kUS\$).

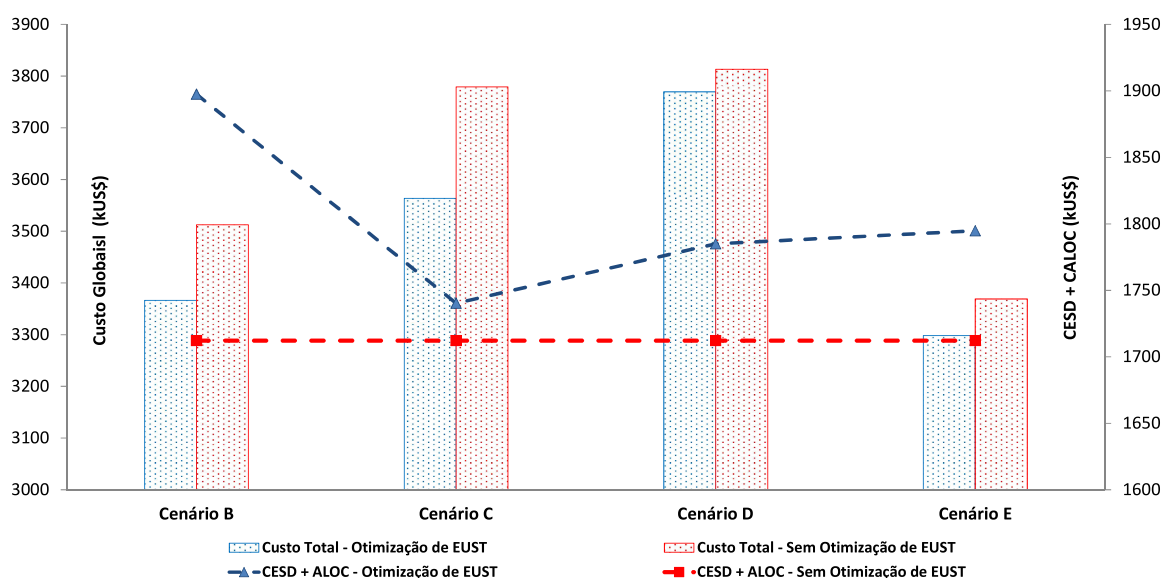
Modelo sem minimização de EUST								
Cen.					$C_{ESD}$	$C_{ALOC}$	$C_{EUST}$	$C_{TOTAL}$
	$f(inv)$	$f(op)$	$f(alloc)$	$f(ENSE)$				
A	1.085,24	322,75	50,50	253,67	1.408,01	304,16	1.909,33	3.621,51
B	1.085,24	322,75	50,50	253,67	1.408,01	304,16	1.800,08	3.512,26
C	1.085,24	322,75	50,50	253,67	1.408,01	304,16	2.066,86	3.779,04
D	1.085,24	322,75	50,50	253,67	1.408,01	304,16	2.100,88	3.813,05
E	1.085,24	322,75	50,50	253,67	1.408,01	304,16	1.656,83	3.369,00
Modelo de minimização de EUST								
Cen.					$C_{ESD}$	$C_{ALOC}$	$C_{EUST}$	$C_{TOTAL}$
	$f(inv)$	$f(op)$	$f(alloc)$	$f(ENSE)$				
A	1.085,24	322,75	50,50	253,66	1.408,00	304,16	1.909,33	3.621,51
B	1.092,57	460,05	60,00	284,91	1.552,63	344,91	1.468,64	3.366,18
C	1.091,71	339,57	65,00	244,01	1.431,28	309,01	1.823,26	3.563,57
D	1.094,58	344,71	49,50	296,17	1.439,30	345,67	1.984,59	3.769,56
E	1.092,61	361,62	64,00	276,60	1.454,24	340,60	1.503,22	3.298,06

No cenário A, a TUST é a mesma para todos os pontos de conexão. Essa simetria resulta que o custo global encontrado no modelo sem minimização de EUST é igual ao verificado no modelo com minimização (3.621,51 kUS\$).

Nos demais cenários os custos de expansão são distintos. No cenário B, para o modelo sem minimização de EUST, o custo total é de 3.512,26 kUS\$. Por outro lado, com o modelo de minimização de EUST, o custo total é de 3.366,18 kUS\$. Tem-se, portanto, uma redução de 146,08 kUS\$. Essa redução é observada, também, nos cenários C, D e E, em que os ganhos econômicos com a minimização de EUST são de 215,47 kUS\$, 43,49 kUS\$ e 70,94 kUS\$, respectivamente.

A Figura 46 mostra as variações dos custos, nos cenários<sup>5</sup> B, C, D e E.

Figura 46 – Sistema teste de 54 barras - variações de custos.



Fonte: Autor.

As barras do gráfico referem-se aos custos globais, e as linhas representam a soma dos custos de expansão e de alocação ( $C_{ESD} + C_{ALOC}$ ). No eixo vertical da esquerda é indicado o custo global e no eixo vertical da direita é indicada a soma dos custos de expansão e de confiabilidade.

Analisando os custos de expansão e de alocação ( $C_{ESD} + C_{ALOC}$ ), no modelo sem minimização de EUST, nota-se que esses custos não se alteram para os diferentes cenários (linha em cor vermelha). Esse comportamento deve-se ao fato de que o carregamento de subestação e circuitos e a alocação não sofrem influências da sinalização locacional das TUSTs. Por outro lado, no modelo de otimização de EUST tais custos são afetados de forma acentuada (linha em

<sup>5</sup>O cenário A foi desconsiderado em função da simetria dos resultados.

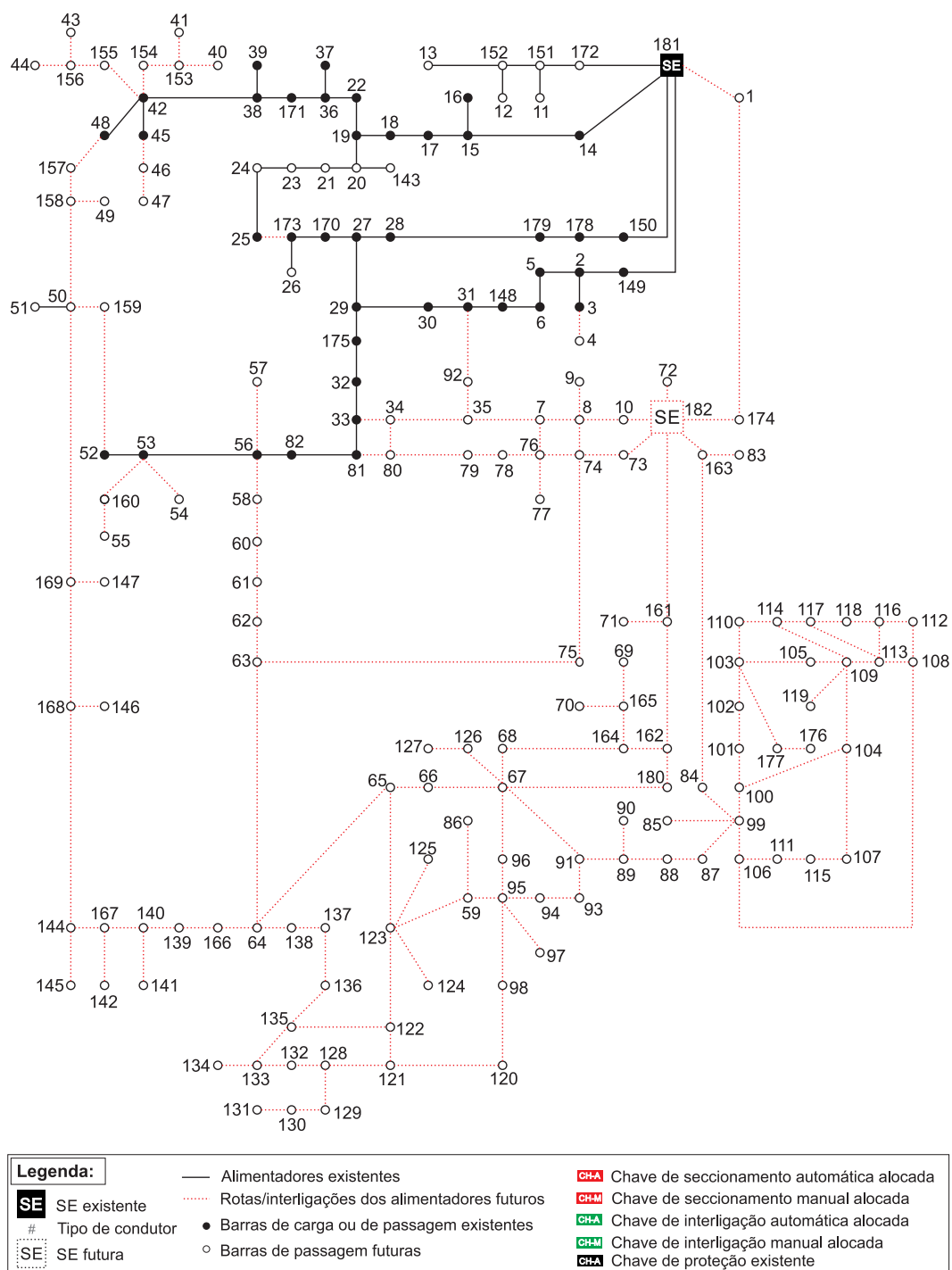
cor azul). Ressalta-se que os custos  $C_{ESD} + C_{ALOC}$  são superiores aos obtidos com o modelo sem minimização de EUST. Esse aumento de custos deve-se às ampliações e aos reforços necessários no sistema de distribuição, bem como aos custos operacionais e de alocação resultantes, para viabilizar o uso mais intenso de pontos de conexão com TUSTs mais atrativas. Em contrapartida ao aumento de custos em  $C_{ESD} + C_{ALOC}$ , reportando-se para os custos globais (barras do gráfico), observa-se que melhores resultados são alcançados com o modelo de minimização dos custos em EUST (barra em cor azul). Nota-se que a redução de custos de EUST verificada não só compensou tais investimentos, bem como reduziu o custo global.



### 5.3 SISTEMA TESTE DE 182 BARRAS

O sistema teste de 182 barras é apresentado na Figura 47 (AGUSTÍN, 1998) .

Figura 47 – Sistema teste de 182 barras.



Fonte: Adaptado de Agustín (1998, p. 150).

Esse sistema é constituído por uma rede subterrânea de 15 kV, que possui duas subestações, sendo uma existente e a outra candidata a ser construída. A rede é composta por 44 circuitos existentes e 167 circuitos possíveis de serem construídos. Na construção de novos circuitos e/ou recondutoramento de circuitos existentes são considerados 4 tipos de condutores.

Os dados das subestações de fronteira são apresentados na Tabela 13.

Quadro 13 – Sistema teste de 54 barras - dados de subestações.

	$\bar{S}^0$	$\bar{S}$
	(kVA)	(kVA)
SE-181	15.000	15.000
SE-182	-	15.000

O sistema foi modificado para considerar os EUST e os limites de DEC e FEC. Foram incorporados, aos dados do problema: número de consumidores; taxas de falhas; tempos de seccionamento; transferência e de reparo; e tarifas nodais de uso do sistema de transmissão.

Os valores de custos modulares e tarifas basearam-se em dados do DEMEI. Os dados detalhados do sistema teste são apresentados no Apêndice C.

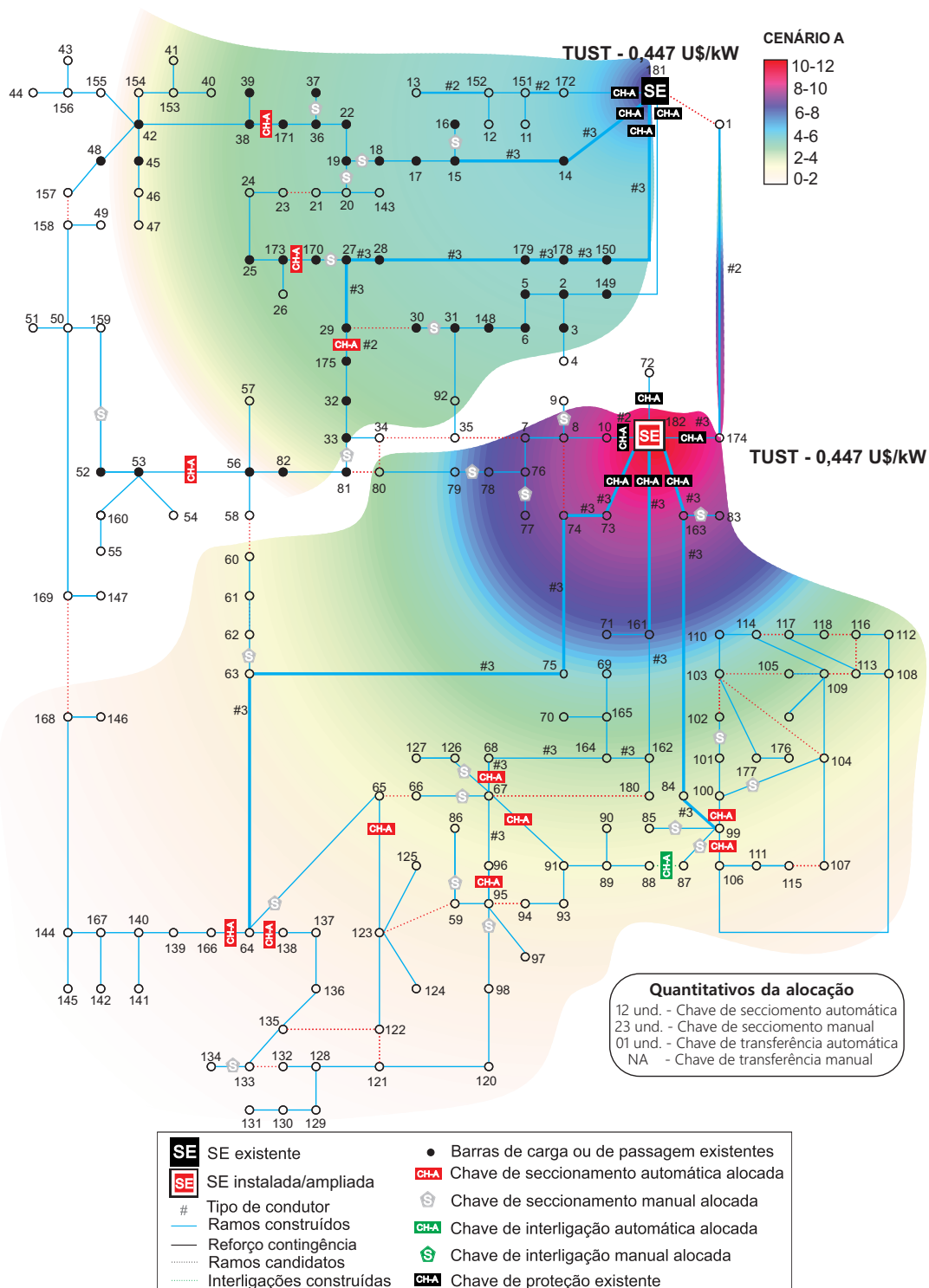
Para a análise do sistema teste de 182 barras, adotou-se procedimento semelhante ao utilizado para o sistema teste de 54 barras, considerando um cenário base (cenário A) com valores de TUST iguais nos pontos de conexão. Para os demais cenários (cenários B e C), consideram-se valores diferentes de TUSTs, conforme a Tabela 14.

Quadro 14 – Sistema teste de 182 barras - cenários de TUSTs.

	<b>TUST (US\$/kW)</b>		
	cenário A	cenário B	cenário C
SE-181	0,447	0,612	0,283
SE-182	0,447	0,283	0,612

Os resultados obtidos para os cenários A, B e C são apresentados nas Figuras 48, 49 e 50.

Figura 48 – Sistema teste de 182 barras - cenário A.



Fonte: Autor.

Figura 49 – Sistema teste de 182 barras - cenário B.

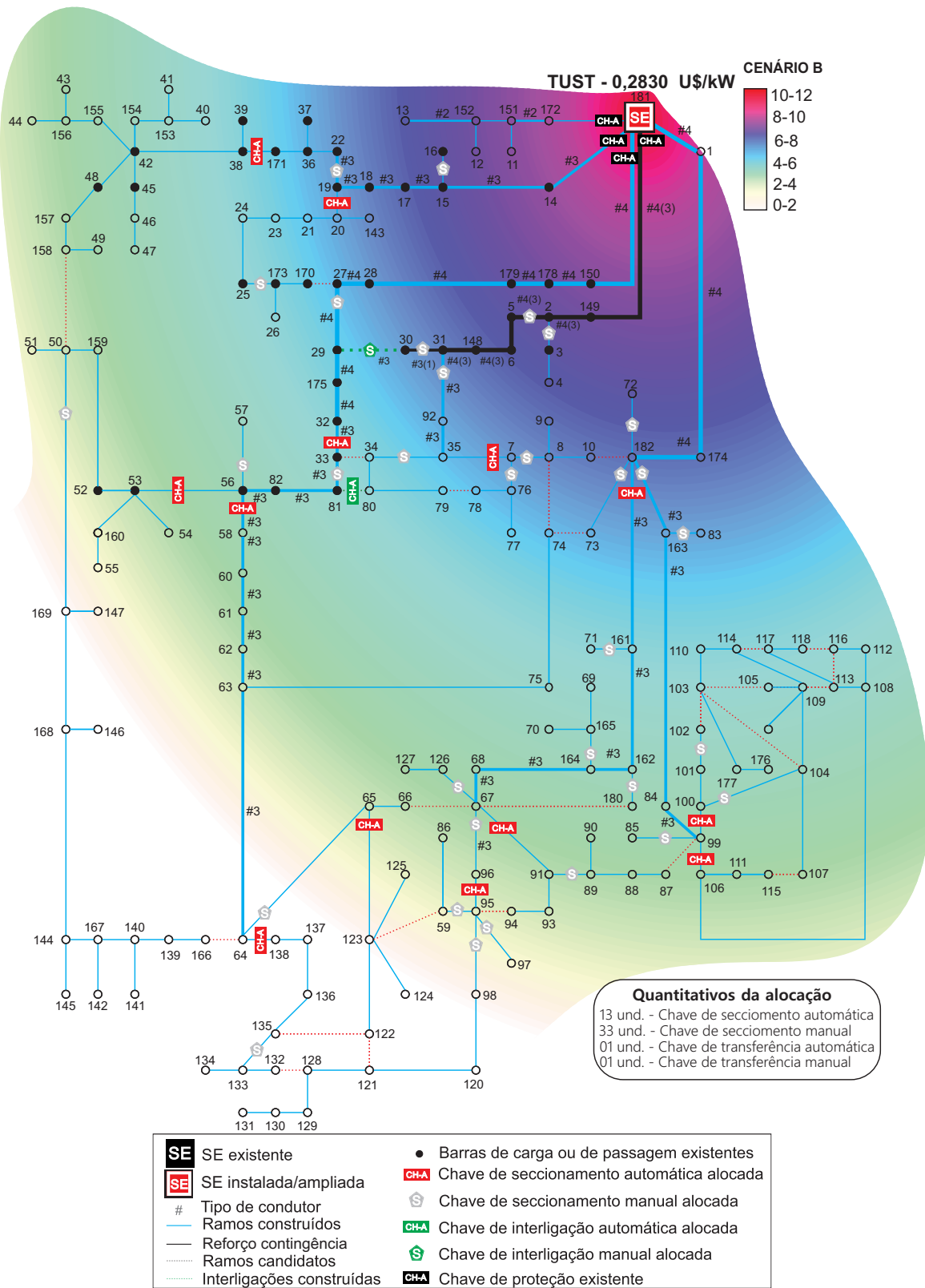
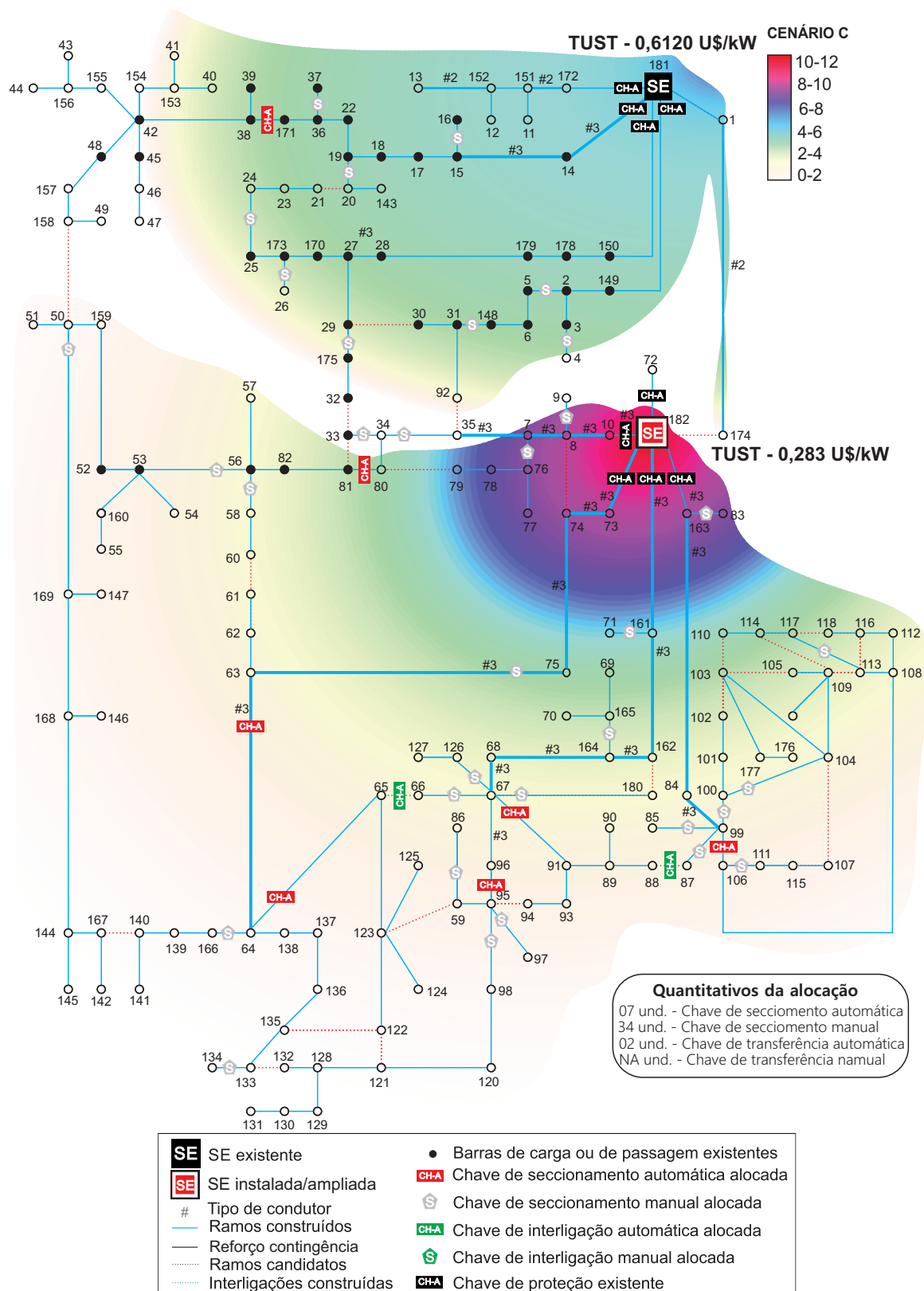


Figura 50 – Sistema teste de 182 barras - cenário C.



Fonte: Autor.

De forma semelhante ao comportamento verificado nos testes com o sistema de 54 barras, a consideração dos sinais locais das TUSTs resulta em mudanças expressivas nas soluções de expansão. Nos cenários A e C (Figuras 48 e 50) a subestação candidata SE-102 é construída. Os valores de TUSTs e a localização da SE-182 (mais próxima do centro de carga) favorecem esse comportamento. No cenário B (Figura 49) os impactos dos encargos de transmissão são expressivos. A subestação candidata SE-102 não é construída, sendo toda a carga do sistema atendida pela SE-101, que é ampliada.

Os índices de confiabilidade obtidos são apresentados na Tabela 15.

Quadro 15 – Sistema teste de 182 barras - índices de confiabilidade.

SE	Cenário A		Cenário B		Cenário C	
	DECE	FECE	DECE	FECE	DECE	FECE
SE-181	19,69	7,26	20,66	9,20	17,53	6,58
SE-182	13,85	6,34	-	-	17,97	8,64

Semelhante ao resultado do sistema de 54 barras, a instalação de dispositivos de transferência de carga (chaves NA) se dá em interligações entre alimentadores oriundos de uma mesma subestação. Dessa forma, conforme já discutido, as transferências de carga entre alimentadores não implicam em MUST adicional para o atendimento a contingências.

No cenário B, a transferência de carga resulta em reforços de circuitos para o atendimento a condições de contingência. No trecho entre a SE-181 e nó 30, o condutor tipo 3 é substituído pelo condutor tipo 4 (“#4(3)”).

Na Tabela 10, apresentam-se os MUST apurados em cada cenário <sup>6</sup>.

Quadro 16 – Sistema teste de 182 barras - MUST (MW).

	cenário A	cenário B	cenário C
SE-181	7,38	18,77 <sup>†</sup>	5,61
SE-182	11,65 <sup>†</sup>	-	13,01 <sup>†</sup>

No cenário A, a SE-102 assume a maior parcela de carga do sistema. É importante lembrar que nesse cenário a distribuição de carga entre as subestações não é afetada pelo custo de uso da rede de transmissão. Desse modo, o maior carregamento da SE-102 deve-se à minimização de investimentos em circuitos e custos operacionais. A localização da SE-102 (mais próxima ao centro de carga) favorece esse comportamento. No cenário C, o carregamento da

<sup>6</sup> † - Subestação construída ou ampliada.

SE-102 é, ainda, maior em relação ao cenário A, em função do menor valor de TUST associado à mesma.

No cenário B, a TUST na SE-101 é significativamente inferior à TUST na SE-102. Desse modo, a solução de menor custo implica que o total de MUST do sistema seja alocado na SE-101.

### 5.3.1 Análise de custos

O resumo dos custos obtidos é apresentado na Tabela 17.

Quadro 17 – Sistema teste de 182 barras - resumo de custos (kUS\$).

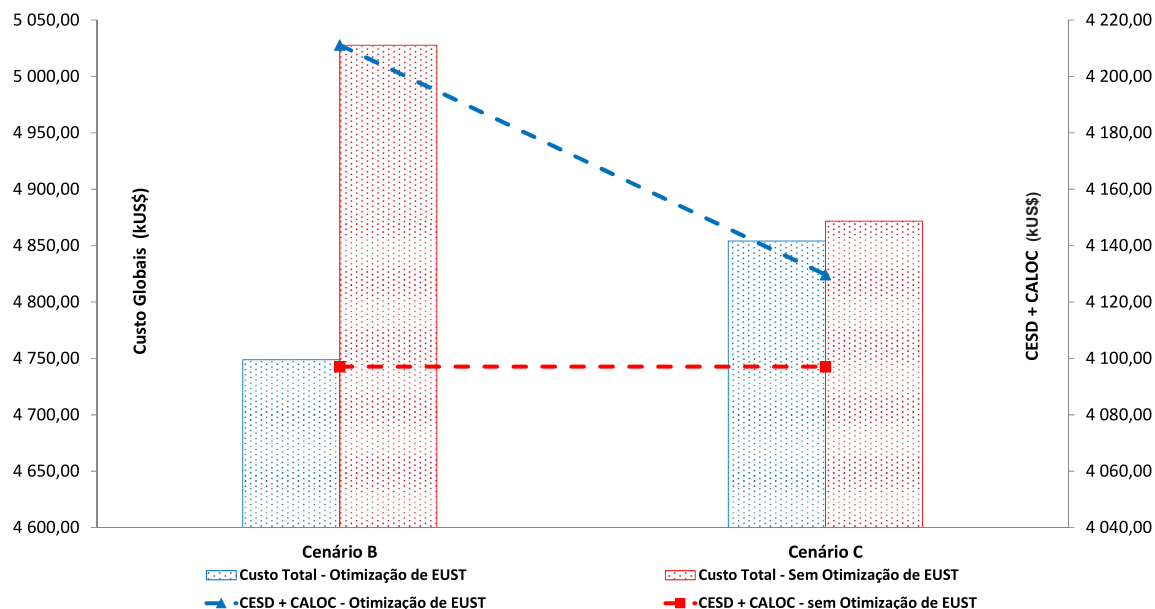
Modelo sem minimização de EUST								
Cen.					C <sub>ESD</sub>	C <sub>ALOC</sub>	C <sub>EUST</sub>	C <sub>TOTAL</sub>
	$f(inv)$	$f(op)$	$f(alloc)$	$f(ENSE)$				
A	3.448,90	382,92	76,50	188,78	3.831,82	265,28	849,59	4.946,70
B	3.448,90	382,92	76,50	188,78	3.831,82	265,28	930,62	5.027,72
C	3.448,90	382,92	76,50	188,78	3.831,82	265,28	774,60	4.871,71
Modelo de minimização de EUST								
Cen.					C <sub>ESD</sub>	C <sub>ALOC</sub>	C <sub>EUST</sub>	C <sub>TOTAL</sub>
	$f(inv)$	$f(op)$	$f(alloc)$	$f(ENSE)$				
A	3.448,90	382,92	76,50	188,784	3.831,82	265,28	849,60	4.946,70
B	3.100,71	769,60	87,00	253,833	3.870,31	340,83	537,73	4.748,88
C	3.469,30	394,47	62,00	203,965	3.863,77	265,96	724,33	4.854,07

No cenário A, a TUST é a mesma para todos os pontos de conexão. Essa simetria resulta que o custo global (C<sub>TOTAL</sub>) é o mesmo tanto para modelos com e sem minimização de EUST (4.946,70 kUS\$).

Nos demais cenários os custos de expansão são distintos. No cenário B, para o modelo sem minimização de EUST, o custo total é de 5.027,72 kUS\$. Por outro lado, com o modelo de minimização de EUST, o custo total é de 4.748,88 kUS\$. Tem-se, portanto, uma redução de 278,84 kUS\$. No cenário C é observada também a redução do custo total (17,64 kUS\$), porém não tão expressiva como no cenário B.

Na Figura 51<sup>7</sup> apresentam-se as variações dos custos verificados nos cenários<sup>8</sup> B e C .

Figura 51 – Sistema teste de 182 barras - variações de custos.



Fonte: Autor.

Nota-se que os custos de expansão são maiores quando se considera a minimização de EUST (linha em azul), em relação ao modelo que negligencia à sinalização locacional das TUSTs (linha em azul). Por outro lado, quando se analisam os custos globais, melhores resultados são alcançados quando há minimização dos custos em EUST (barra em cor azul). Comportamento semelhante foi observado para o sistema de 54 barras.

Em relação ao cenário C, percebe-se que a redução do custo total (17,64 kUS\$) não é significativa como no cenário B . O somatório dos custos adicionais com a substituição de condutores, alocação de chaves, as perdas, manutenção e ENSE, para demandar maior potência da subestação SE-182, está muito próximo aos valores de redução de EUST. Esse resultado revela uma relação de compromisso (*trade-off*) entre as parcelas de custo associadas ao  $C_{ESD}$ ,  $C_{ALOC}$  e ao  $C_{EUST}$ . Eventualmente, pontos de conexão com menores valores de TUSTs podem não ser tão intensamente utilizados, caso os investimentos no sistema de distribuição para acessá-los forem muito elevados. Em contrapartida, pontos de conexão com maiores valores de TUSTs podem ser mais intensamente utilizados, se os custos em expansão da distribuição para acessá-los forem reduzidos.

<sup>7</sup>O significado e a simbologia dos elementos gráficos da Figura 51 são os mesmos dos utilizados na Figura 46, para o sistema de 54 barras.

<sup>8</sup>O cenário A foi desconsiderado tendo em vista a simetria dos resultados.



## 5.4 CONCLUSÕES

Neste capítulo foram apresentados os resultados da aplicação da metodologia proposta, estruturados em: validação da metaheurísticas GRASP; alocação integrada ao problema do planejamento da expansão; alocação híbrida; e análise de cenários de TUSTs e seus impactos nas soluções de expansão da distribuição.

A aplicação da metaheurística GRASP mostrou-se eficiente na solução do PESD. O GRASP permitiu obter soluções adequadas, com a vantagem da aleatorização da busca no espaço de soluções, aumentando a probabilidade de “escapar” de ótimos locais. Destaca-se, ainda, a sua relativa facilidade de implementação e capacidade de se obter soluções factíveis em problemas complexos como o PESD. No caso do sistema teste de 23 barras, a solução encontrada com o GRASP resultou em menores custos comparativamente a outras heurísticas e metaheurísticas apresentadas na literatura.

Na análise de cenários de TUSTs, soluções de expansão foram fortemente impactadas pelos sinais locais das TUSTs. Verificaram-se significativas redistribuições de carga entre as subestações. As subestações com valores menores de TUST apresentaram os maiores carregamentos. Como consequência, verificaram-se mudanças de topologia da rede, com alterações de circuitos e tipos de condutores e, conseqüentemente, variações de custos. De modo geral, constatou-se que a trajetória da expansão do sistema de distribuição foi atraída para os pontos de conexão (subestações) com valores menores de TUST. Como consequência, os investimentos no sistema de distribuição aumentaram. No entanto, a redução de custos de EUST verificada não só compensou tais investimentos, como reduziu o custo global.



## 6 CONCLUSÕES E PERSPECTIVAS FUTURAS

O trabalho apresentado nesta Tese direcionou-se ao desenvolvimento de um modelo de expansão de sistema de distribuição, considerando a tarifação da transmissão e aspectos de confiabilidade. O tema em questão enquadra-se na área de planejamento de sistemas elétricos de distribuição em ambientes desregulamentados. Nesse âmbito, espera-se que o trabalho contribua, em termos teóricos e práticos, para ultrapassar algumas limitações dos atuais modelos de planejamento, conforme verificou-se nos estudos bibliográficos realizados.

No decorrer dos estudos, a pesquisa bibliográfica realizada, as metodologias desenvolvidas e os testes e resultados alcançados permitiram obter diversas conclusões, algumas delas já discutidas nos capítulos anteriores. No entanto, de modo a sintetizar as constatações e conclusões obtidas nesta tese, seguem apresentadas as consideradas mais significativas.

- O estudo e a pesquisa bibliográfica realizada indicam que o problema da expansão de sistemas de distribuição tem sido explorado por meio das mais diversas formulações matemáticas e estratégias de solução. No entanto, percebe-se que, ainda, não há consenso sobre o modelo e a estratégia de solução mais adequadas a serem aplicadas ao PESD.
- Nas últimas décadas, verifica-se um aumento expressivo de pesquisas que contemplam: geração distribuída (em sua maioria fontes renováveis), a expansão integrada de circuitos de média e de baixa tensão, reguladores de tensão, banco de capacitores e alocação de chaves. Mais recentemente, percebe-se uma forte tendência em explorar abordagens que abarquem, ao problema do planejamento, os conceitos inovadores das redes elétricas inteligentes, com ênfase à PEVs e ESS. Essa concepção tem tornado os modelos mais complexos, remetendo à análise de incertezas e de riscos. Frente a essa maior complexidade, as estratégias de solução baseadas em heurísticas e metaheurísticas ganham destaque, sobretudo aquelas baseadas em AGs, PSO, TSA e SA.
- O estudo bibliográfico comprova a hipótese inicial desta tese que, apesar dos avanços nos estudos da expansão de sistemas de distribuição, a formulação do problema considerando aspectos de regulação tarifária não se encontra, adequadamente, sistematizada. A tarifação da transmissão, em especial a sinalização econômica das TUSTs, não havia sido explorada na expansão da distribuição.
- O estudo sobre as diferentes metodologias de tarifação do uso da rede permitiu constatar a importância dos sinais econômicos das tarifas locacionais para promover a utilização racional dos ativos de transmissão, bem como para reduzir custos operacionais. Nesse sentido, verifica-se a necessidade de tornar as decisões de expansão da distribuição sensíveis aos custos da transmissão, de modo a aproximar os planejamentos da transmissão e da distribuição em torno de uma visão de pla-

nejamento centralizado e conduzir à redução de custos de expansão.

- Com relação aos aspectos contratuais, evidencia-se a responsabilidade das distribuidoras em definir: onde, quando e quanto de MUST deve ser contratado para garantir eficiência na contratação e evitar penalizações. Desse modo, modelos de planejamento da expansão, que levem em conta a tarifação da transmissão, tornam-se instrumentos de apoio à tomada de decisão relacionada às contratações de uso do sistema de transmissão.
- Os encargos de uso da rede de transmissão representam uma parcela dos custos que compõem as tarifas aplicadas aos consumidores finais. Assim, o desenvolvimento eficiente do planejamento e a adequada contratação do uso do sistema de transmissão contribuem para a redução de custos repassados aos consumidores finais, assim como para o equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras.

## 6.1 PRINCIPAIS CONTRIBUIÇÕES

Como contribuições deste trabalho, podem-se destacar:

1. A aplicação da metaheurística GRASP para a solução do PESD. O GRASP permitiu obter soluções de boa qualidade, com a vantagem da aleatorização da busca no espaço de soluções, aumentando a probabilidade de “escapar” de ótimos locais. Destaca-se, ainda, a sua relativa facilidade de implementação e capacidade de obter soluções factíveis em problemas complexos como o PESD. No caso do sistema teste de 23 barras, a solução encontrada com o GRASP apresentou melhores resultados comparativamente a outras heurísticas e metaheurísticas apresentadas na literatura.
2. O desenvolvimento de uma estratégia de alocação integrada ao PESD, utilizando a relaxação da MLE. Essa estratégia mostrou-se mais flexível à medida que as subestações e condutores podem ser redimensionados em conjunto com a solução do problema de alocação. Nos testes realizados, essa flexibilidade resultou em soluções de menor custo global, sobretudo quando o custo do déficit de energia alcança patamares elevados.
3. O desenvolvimento de um modelo de alocação híbrida, com chaves manuais e automáticas. As soluções obtidas mostraram-se de melhor qualidade, em relação à alocação restrita a chaves automáticas. Os resultados demonstraram que, em determinadas regiões do sistema, onde os custos do déficit de energia ou a densidade de carga não justificam economicamente a alocação de chave automática, a alocação de chaves manuais pode tornar-se uma alternativa atraente. Nesse sentido, esses

resultados sugerem uma reflexão acerca da alocação indiscriminada de chaves automáticas.

4. O desenvolvimento de um modelo de PESD que considera os sinais locacionais da TUSTs. O modelo proposto repercutiu em decisões de expansão da distribuição, sensíveis aos custos da transmissão. A trajetória da expansão do sistema de distribuição foi atraída para os pontos de conexão (subestações) com valores menores de TUST. Os resultados revelam uma relação de compromisso (*trade-off*) entre as parcelas de custo associadas aos encargos de uso da transmissão ( $C_{EUST}$ ), aos custos de expansão da distribuição ( $C_{ESD}$ ) e aos custos de alocação de dispositivos de manobra ( $C_{ALOC}$ ). Desse modo, os pontos de conexão com menores valores de TUST podem não ser utilizados, caso os investimentos no sistema de distribuição sejam muito elevados para acessá-los. Por outro lado, pontos de conexão com maiores valores de TUST podem ser mais intensamente utilizados, caso os investimentos no sistema de distribuição para acessá-los forem reduzidos. Em todos os cenários de TUST avaliados, constatou-se que a minimização de EUST imputa maiores custos de expansão às distribuidoras. No entanto, a redução de custos de EUST verificada, não só compensou tais investimentos, como também reduziu o custo global, o que denota a eficiência da metodologia desenvolvida.

As contribuições elencadas têm merecido reconhecimento na área científica de sistemas elétricos de potência, resultando nas publicações listadas a seguir:

#### **Periódico Internacional:**

- M. M. Santos, A. R. Abaide, M. Sperandio. “*Distribution Networks Expansion Planning under the perspective of the locational Transmission Network Use of System tariffs*”, Electric Power Systems Research, vol. 128, pp. 123-133, Nov. 2015.

#### **Capítulo de Livro:**

- M. M. Santos, A. R. Abaide, M. Sperandio, T. Milke. *Application of relaxation matrix logic-structural in the allocation optimization of devices in power systems distribution*. Engineering Optimization IV 2014. 1ed.: CRC Press, 2014, v.4, p. 445-450.

#### **Congresso Internacional**

- J. C. Giacomini, M. M. Santos, N. K. Neto and A. d. R. Abaide. “*Expansion Planning Network Under the Paradigm of Price Cap Regulation*”, 10th International Conference on the European Energy Market (EEM), Stockholm, 2013.

- M. M. Santos, A. R. Abaide, M. Sperandio. “*The Influence of Transmission Nodal Prices in the Distribution Networks Expansion Planning*”, 14th International Conference on the European Energy Market (EEM), Dresden, 2017 (aceito para publicação).

## 6.2 TRABALHOS FUTUROS

Como sugestões para trabalhos futuros, enumeram-se:

1. Analisar as repercussões que as alterações nas redes elétricas de distribuição provocam nos sinais locacionais da tarifa de uso dos sistemas de transmissão.
2. Explorar a abordagem multiestágios, de modo a determinar o melhor momento para a efetivação das expansões e reforços, bem como subsidiar a contratação de MUST.
3. Explorar, na alocação de dispositivos de manobra, as condições de acesso ao local e a disponibilidade dos sistemas de comunicação para telecomando.
4. Investigar a relação de compromisso entre os encargos de uso da transmissão, os custos de expansão da distribuição e os custos de alocação de dispositivos de manobra na tarifa do consumidor cativo e no equilíbrio econômico-financeiro da distribuidora.
5. Adaptar o modelo para contemplar a geração distribuída e os sistemas de armazenamento de energia, como alternativas de expansão, e verificar suas contribuições na redução dos custos de uso da transmissão.
6. Desenvolver estratégias de análise de riscos de violações de contratação de MUST, considerando incertezas na geração distribuída e na demanda.

Como ponto final desta tese, espera-se que os resultados obtidos e as ideias referidas para trabalhos futuros possam instigar a continuidade desta pesquisa, permitindo o seu aperfeiçoamento e o ampliar de sua aplicabilidade nos estudos de expansão de sistemas elétricos.

## REFERÊNCIAS

- Abaide, A. R. **Desenvolvimento de métodos e algoritmos para avaliação e otimização da confiabilidade em redes de distribuição**. Tese de doutorado. Santa Maria, 2005: Universidade Federal de Santa Maria, p. 209. 2005.
- Aghaei, J., K. M. Muttaqi, A. Azizivahed e M. Gitizadeh. **Distribution expansion planning considering reliability and security of energy using modified PSO (Particle Swarm Optimization) algorithm**. Em: *Energy* 65, pp. 398–411. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2013.10.082>. 2014.
- Agustín, J. L. B. **Aplicación de algoritmos genéticos al diseño óptimo de sistemas de distribución de energía eléctrica**. Tese de doutorado. Zaragoza: Universidad de Zaragoza, p. 355. 1998.
- Alvarado, J. M., E. V. Alvarado, M. A. Arevalo, S. P. Quituisaca, J. F. Gómez e P. M. D. O.-D. Jesus. **Ant colony systems application for electric distribution network planning**. Em: *15th International Conference on Intelligent System Applications to Power Systems 1*, pp. 1–6. 2009.
- ANEEL. **Nota Técnica 003/1999-SRT/ANEEL - manual da metodologia Nodal para cálculo de tarifas de uso dos sistemas elétricos de novembro de 2000**. 1999.
- ANEEL. **RESOLUÇÃO Nº 281, DE 1º DE OUTUBRO DE 1999**. URL: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/RES1999281.PDF> (acesso em 03/09/2016). 1999.
- ANEEL. **RESOLUÇÃO Nº 282, DE 01 DE OUTUBRO DE 1999**. URL: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/RES1999282.PDF> (acesso em 03/09/2016). 1999.
- ANEEL. **Nota Técnica n 058/2015-SRT/ANEEL**. URL: <http://www.consultaesic.cgu.gov.br> (acesso em 03/04/2017). 2015.
- ANEEL. **Resolução Normativa nº 666, de 33 de junho de 2015**. URL: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015666.pdf> (acesso em 03/04/2017). 2015.
- Arias, N. B., R. Romero, J. F. Franco e M. L. de Oliveira. **GRASP algorithm for charging coordination of plug-in electric vehicles in electrical distribution systems**. Em: *2016 IEEE PES Transmission Distribution Conference and Exposition-Latin America (PES T D-LA)*, pp. 1–6. 2016.
- Bagheri, A., H. Monsef e H. Lesani. **Renewable power generation employed in an integrated dynamic distribution network expansion planning**. Em: *Electric Power Systems Research* 127, pp. 280–296. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.epsr.2015.06.004>. 2015.

Bhowmik, S., S. K. Goswami e P. K. Bhattacharjee. **Distribution system planning through combined heuristic and quadratic programming approach.** Em: *Electric Machines and Power System* 28(1), pp. 87–103. 2000.

Biggar, D. R. e M. R. Hesamzadeh. **The Economics of Electricity Markets.** 1<sup>a</sup> ed. Chichester, UK: Wiley-IEEE Press, p. 432. 2014.

Billinton, R. e R. Allan. **Reliability Evaluation of Engineering Systems: Concepts and Techniques.** New York: Springer US, p. 453. 1992.

Borges, C. L. T. e V. F. Martins. **Multistage expansion planning for active distribution networks under demand and Distributed Generation uncertainties.** Em: *International Journal of Electrical Power Energy Systems* 36.1, pp. 107–116. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijepes.2011.10.031>. 2012.

Braga, A. S. D. **Metodologia de Planeamento da Expansão e Tarificação do Uso de Redes de Transporte de Energia Eléctrica em Ambiente Reestruturado.** Tese de doutorado. Porto: Universidade do Porto, p. 573. 2004.

BRASIL. **LEI Nº 9.648, de 27 de Maio de 1998.** URL: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/lei19989648.pdf> (acesso em 03/05/2016). 1998.

BRASIL. **LEI Nº 10.848, de 15 de Março de 2004.** URL: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/lei200410848.pdf> (acesso em 03/05/2016). 2004.

Byrd, R. H., M. E. Hribar e J. Nocedal. **Knitro: An integrated package for nonlinear optimization.** Em: *In G. di Pillo and M. Roma, editors, Large-Scale Nonlinear Optimization, Springer* 9(4), pp. 35–59. 2006.

Cossi, A. M. **Planejamento de redes de distribuição de energia elétrica de média e baixa tensão.** Tese de doutorado. Ilha Solteira, 2008: Universidade Estadual Paulista, p. 232. 2008.

Cossi, A. M., R. Romero e J. R. S. Mantovani. **Planning and projects of secondary electric power distribution systems.** Em: *IEEE - Transactions on Power Systems* 24(3), pp. 1599–1608. 2009.

Daza, E. F. B. **Utilização da metodologia AHP para alocação de equipamentos telecomandados em sistemas de distribuição para melhoria da confiabilidade.** Diss. de mestrado. Santa Maria, 2010: Universidade Federal de Santa Maria, p. 112. 2010.

Falcão, D. M. **Análise Técnico-Econômica de Sistemas de Energia Elétrica, Nota de Aula.** 2007.



Fawzi, T. H., K. F. Ali e S. M. El-Sobki. **Routing optimization of primary rural distribution feeders.** Em: *IEEE - Transactions on Power Apparatus and Systems* PAS-101(5), pp. 1129–1133. 1982.

Feo, T. A. e M. G. C. Resende. **A probabilistic heuristic for a computationally difficult set covering problem.** Em: *Operations Research Letters* 8, pp. 67–71. 1989.

Fourer, R., D. M. Gay e B. W. Kernighan. **A modeling language for mathematical programming.** 2th. United States: Duxbury Press. 2002.

Franco, J. F., R. Romero e M. Lavorato. **Planejamento multiestágio de sistemas de distribuição usando busca tabu e uma estratégia de decomposição.** Em: *IEEE/PES 2010 Transmission Distribution Conference and Exposition Latin America* 1, pp. 1–8. 2010.

Ganguly, S., N. C. Sahoo e D. Das. **Recent advances on power distribution system planning: a state-of-the-art survey.** Em: *Energy Systems* 4.2, pp. 165–193. DOI: 10.1007/s12667-012-0073-x. 2013.

Garcia, V. J., P. M. França, J. F. V. González, E. Yoshimoto e C. L. Filho. **GRASP para o problema de planejamento de redes secundárias de distribuição de energia elétrica.** Em: *SBPO - A Pesquisa Operacional e os Recursos Renováveis* 8, pp. 1427–1437. 2003.

Georgilakis, P. S. e N. D. Hatziargyriou. **A review of power distribution planning in the modern power systems era: Models, methods and future research.** Em: *Electric Power Systems Research* 121, pp. 89–100. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.epsr.2014.12.010>. 2015.

Gill, P. E., W. Murray e M. A. Saunders. **Snopt: An SQP algorithm for large-scale constrained optimization.** Em: *SIAM Journal on Optimization* 12, pp. 979–1006. 2002.

Glover, F. e G. A. Kochenberge. **Handbook of Metaheuristics.** 1<sup>a</sup> ed. New York: Kluwer Academic Publishers. 2003.

Gomez, J. F., H. M. Khodr, P. M. D. Oliveira, L. Ocque, J. M. Yusta, R. Villasana e A. J. Urdaneta. **Ant colony system algorithm for the planning of primary distribution circuits.** Em: *IEEE Transactions on Power Systems* 19.2, pp. 996–1004. 2004.

Gómez, J., H. Khodr, P. D. Oliveira, L. Ocque, J. Yusta, R. Villasana e A.J.Urdaneta. **Ant colony system algorithm for the planning of primary distribution circuits.** Em: *IEEE - Transactions on Power Systems* 19(2), pp. 996–1004. 2004.

Green, R. **Electricity transmission pricing: an international comparison**. Em: *Utilities Policy* 6.3, pp. 177–184. DOI: [http://dx.doi.org/10.1016/S0957-1787\(97\)00022-2](http://dx.doi.org/10.1016/S0957-1787(97)00022-2). 1997.

Grigsby, L. L. **Electric Power Engineering Handbook**. Boca Raton, FL: CRC/IEEE Press. 2001.

Guedes, L. S. M., A. C. Lisboa, D. A. G. Vieira e R. R. Saldanha. **Reconfiguração multiobjetivo de redes radiais de distribuição de energia elétrica**. Em: *Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional* 1, pp. 1267–1277. 2012.

Haffner, S., L. F. A. Pereira, L. A. Pereira e L. S. Barreto. **Multistage model for distribution expansion planning with distributed generation - part i: problem formulation**. Em: *IEEE - Transactions On Power Delivery* 23(2), pp. 915–923. 2008.

Haffner, S., L. F. A. Pereira, L. A. Pereira e L. S. Barreto. **Multistage model for distribution expansion planning with distributed generation - part ii: numerical results**. Em: *IEEE - Transactions On Power Delivery* 23(2), pp. 924–929. 2008.

Hage, F. S. E., L. P. C. Ferraz e M. A. P. Delgado. **Estrutura Tarifária de Energia Elétrica**. Rio de Janeiro: SYNERGIA, p. 183. 2011.

Harris, C. **Electricity Markets: Pricing, Structures and Economics**. The Wiley Finance Series. Wiley, p. 542. 2006.

Heidari, S., M. Fotuhi-Firuzabad e S. Kazemi. **Power Distribution Network Expansion Planning Considering Distribution Automation**. Em: *IEEE Transactions on Power Systems* 30.3, pp. 1261–1269. DOI: [10.1109/TPWRS.2014.2339301](https://doi.org/10.1109/TPWRS.2014.2339301). 2015.

Hemmati, R., R.-A. Hooshmand e N. Taheri. **Distribution network expansion planning and DG placement in the presence of uncertainties**. Em: *International Journal of Electrical Power Energy Systems* 73, pp. 665–673. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijepes.2015.05.024>. 2015.

Hemmati, R., H. Saboori e M. A. Jirdehi. **Multistage generation expansion planning incorporating large scale energy storage systems and environmental pollution**. Em: *Renewable Energy* 97, pp. 636–645. 2016.

Hu, Z. e F. Li. **Cost-benefit analysis of active distribution network management, part II: investment reduction analysis**. Em: *IEEE - Transactions On Smart Grid* 3(3), pp. 1075–1081. 2012.

Humayd, A. S. B. e K. Bhattacharya. **Distribution system planning to accommodate distributed energy resources and PEVs**. Em: *Electric Power Systems Research* 145, pp. 1–11. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.epsr.2016.12.016>. 2017.

Huyllas, T. E. D. C. **Análise comparativa de modelos para fixação de tarifas de transmissão e de previsão de transmissão e de previsão de mercados de energia de alguns países sul americanos**. Diss. de mestrado. São Paulo, 2008: Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, p. 136. 2008.

Jia-mei, Z. e R. Hong-e. **Improved ant colony algorithm for power distribution network planning**. Em: *2nd International Conference on Advanced Computer Control (ICACC)* 1, pp. 357–360. 2010.

Junior, B. R. P., A. M. Cossi, J. Contreras e J. R. S. Mantovani. **Multiobjective multistage distribution system planning using tabu search**. Em: *IET Generation, Transmission Distribution* 8(1), pp. 35–45. 2014.

El-Kady, M. A. **Computer-aided planning of distribution substation and primary feeders**. Em: *IEEE - Transactions on Power Apparatus and Systems* PAS-103 (6), pp. 1183–1189. 1984.

Kumar, D. e S. Samantaray. **Design of an advanced electric power distribution systems using seeker optimization algorithm**. Em: *International Journal of Electrical Power Energy Systems* 63, pp. 196–217. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijepes.2014.05.073>. 2014.

Lavorato, M., M. J. Rider, A. V. Garcia e R. Romero. **A Constructive Heuristic Algorithm for Distribution System Planning**. Em: *IEEE Transactions on Power Systems* 25.3, pp. 1734–1742. DOI: [10.1109/TPWRS.2009.2038164](https://doi.org/10.1109/TPWRS.2009.2038164). 2010.

Lavorato, M. **Planejamento integrado da expansão de sistemas de distribuição de energia Elétrica**. Tese de doutorado. Campinas, 2010: Universidade Estadual de Campinas, p. 199. 2010.

Lázaro, R. A. R. e M. L. de Oliveira. **Metaheurísticas em sistemas elétricos de potência: introdução ao estudo e aplicações, Nota de Aula**. Universidade Estadual Paulista. 2012.

Lima, J. W. M. **Allocation of transmission fixed charges: an overview**. Em: *IEEE Transactions on Power Systems* 11.3, pp. 1409–1418. DOI: [10.1109/59.535682](https://doi.org/10.1109/59.535682). 1996.

Lin, X., J. Sun, S. Ai, X. Xiong, Y. Wan e D. Yang. **Distribution network planning integrating charging stations of electric vehicle with V2G**. Em: *International Journal of Electrical Power*

*Energy Systems* 63, pp. 507–512. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijepes.2014.06.043>. 2014.

Lopes, V. S. **Metaheurística GRASP para o problema de expansão de sistemas de transmissão de energia elétrica**. Diss. de mestrado. Ilha Solteira, 2013: Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”, p. 83. 2013.

Marler, R. e J. Arora. **Survey of multi-objective optimization methods for engineering**. Em: *Structural and Multidisciplinary Optimization* 26.6, pp. 369–395. DOI: 10.1007/s00158-003-0368-6. 2004.

Mazhari, S. M., H. Monsef e R. Romero. **A Multi-Objective Distribution System Expansion Planning Incorporating Customer Choices on Reliability**. Em: *IEEE Transactions on Power Systems* 31.2, pp. 1330–1340. DOI: 10.1109/TPWRS.2015.2430278. 2016.

Mesa, S. E. C. **Uma nova metodologia para a valoração do custo de acesso a transmissão considerando aspectos de confiabilidade**. Diss. de mestrado. Florianópolis, 1996: Universidade Federal de Santa Catarina, p. 110. 1996.

Míguez, E., J. Cidrás, E. Díaz-Dorado e J. L. García-Dornelas. **An improved branch-exchange algorithm for large-scale distribution network planning**. Em: *IEEE Transactions on Power Systems* 4, pp. 931–936. 2002.

Miranda, V., J. V. Ranito e Proença. **Genetic algorithm in optimal multistage distribution network planning**. Em: *IEEE - Transation on Power System* 9, pp. 1927–1933. 1994.

MME. **Atualização do Valor do Patamar Único de Custo de Déficit - 2016**. URL: <http://www.epe.gov.br/geracao/Documents/NT%20-%20Custo%20de%20D%C3%A9ficit%202016.pdf> (acesso em 10/03/2017). 2016.

MME. **Informativo 22ª edição - Tarifário Energia Elétrica**. URL: [http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/energia-eletrica/publicacoes/informativo-tarifario-de-energia-eletrica?\\_20\\_displayStyle=descriptive&p\\_p\\_id=20](http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/energia-eletrica/publicacoes/informativo-tarifario-de-energia-eletrica?_20_displayStyle=descriptive&p_p_id=20) (acesso em 17/03/2017). 2016.

Mohammadian, L., M. T. Hagh, E. Babaei e S. Khani. **Using PSO for optimal planning and reducing loss of distribution networks**. Em: *Proceedings of 17th Conference on Electrical Power Distribution Networks (EPDC)* 1, pp. 1–6. 2012.

Moreira, J. C., E. Míguez, C. Vilachá e A. F. Otero. **Large-scale network layout optimization for radial distribution networks by parallel computing**. Em: *IEEE Transactions on Power Delivery* 26(3), pp. 1946–1951. 2011.

Muñoz-Delgado, G., J. Contreras e J. M. Arroyo. **Multistage Generation and Network Expansion Planning in Distribution Systems Considering Uncertainty and Reliability**. Em: *IEEE Transactions on Power Systems* 31.5, pp. 3715–3728. DOI: 10.1109/TPWRS.2015.2503604. 2016.

Murtagh, B. A. e M. A. Saunders. **Minos 5.5 user's guide**. Em: *Report sol 83-20r, Systems Optimization Laboratory, Stanford University*. 1998.

Nahman, J. M. e D. M. Peric. **Optimal Planning of Radial Distribution Networks by Simulated Annealing Technique**. Em: *IEEE Transactions on Power Systems* 23.2, pp. 790–795. 2008.

Neto, N. K. **Metodologias para Modelagem de Cargas de Consumidores de Baixa Tensão Considerando a Integração de Resposta da Demanda, Geração Distribuída e Veículos Elétricos**. Diss. de mestrado. Santa Maria, 2017: Universidade Federal de Santa Maria, p. 237. 2017.

Nikmehr, N. e S. N. Ravadanegh. **Heuristic probabilistic power flow algorithm for micro-grids operation and planning**. Em: *IET Generation, Transmission Distribution* 9.11, pp. 985–995. DOI: 10.1049/iet-gtd.2014.0570. 2015.

ONS. **Procedimentos de rede - submódulo 15.4 - administração dos contratos de uso do sistema de transmissão**. URL: [http://extranet.ons.org.br/operacao/prdocme.nsf/videntificadorlogico/A16892B1DA42B1E78325809900363D3D/\\$file/Subm%C3%B3dulo%2015.4.pdf?openelement](http://extranet.ons.org.br/operacao/prdocme.nsf/videntificadorlogico/A16892B1DA42B1E78325809900363D3D/$file/Subm%C3%B3dulo%2015.4.pdf?openelement) (acesso em 01/05/2017). 2016.

Peng, W., L. Chuanquan, L. Jie e H. Cheng. **Transmission network expansion planning under interval load**. Em: *CICED - International Conference on Electricity Distribution* 1, pp. 1–6. 2010.

Popović, Ž., V. D. Kerleta e D. Popović. **Hybrid simulated annealing and mixed integer linear programming algorithm for optimal planning of radial distribution networks with distributed generation**. Em: *Electric Power Systems Research* 108, pp. 211–222. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.epsr.2013.11.015>. 2014.

Prais, M. **Estratégias de variação de parâmetros em procedimentos GRASP e aplicações**. Tese de doutorado. Rio de Janeiro, 2000: Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, p. 101. 2000.

Rahmani, M., R. Romero e M. J. Rider. **Strategies to reduce the number of variables and the combinatorial search space of the multistage transmission expansion planning problem**. Em: *IEEE - Transactions on Power Systems* 28(3), pp. 2164–2173. 2013.

Rao, S. **Engineering Optimization: Theory and Practice**. 4th. Wiley Interscience. New Jersey: John Wiley Sons, Inc, p. 813. 1996.

Ravadanegh, S. N., N. Jahanyari, A. Amini e N. Taghizadeghan. **Smart distribution grid multistage expansion planning under load forecasting uncertainty**. Em: *IET Generation, Transmission Distribution* 10.5, pp. 1136–1144. DOI: 10.1049/iet-gtd.2015.0673. 2016.

Ravadanegh, S. N. e R. G. Roshanagh. **On optimal multistage electric power distribution networks expansion planning**. Em: *International Journal of Electrical Power Energy Systems* 54, pp. 487–497. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijepes.2013.07.008>. 2014.

Rodigheri, A. **Simulação da confiabilidade de redes primárias de distribuição considerando faltas temporárias, equipamentos religadores, e manobras de restauração**. Diss. de mestrado. Florianópolis, 2013: Universidade Federal de Santa Catarina, p. 180. 2013.

Saboori, H., R. Hemmati e V. Abbasi. **Multistage distribution network expansion planning considering the emerging energy storage systems**. Em: *Energy Conversion and Management* 105, pp. 938–945. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2015.08.055>. 2015.

Santos, S. F., D. Z. Fitiwi, A. W. Bizuayehu, M. Shafie-khah, M. Asensio, J. Contreras, C. M. P. Cabrita e J. P. S. Catalão. **Impacts of Operational Variability and Uncertainty on Distributed Generation Investment Planning: A Comprehensive Sensitivity Analysis**. Em: *IEEE Transactions on Sustainable Energy* 8.2, pp. 855–869. DOI: 10.1109/TSTE.2016.2624506. 2017.

Saraiva, J. P. T., J. L. P. P. da Silva e M. T. P. de Leão. **Mercados de electricidade - regulação e tarifa de uso das redes**. 1th. Portugal: FEUPedições. 2002.

Schweppe, F. C., M. C. Caramanis, R. D. Tabors e R. E. Bohn. **Spot pricing of electricity**. Boston: Kluwer Academic Publishers. 1988.

Sedghi, M., M. Aliakbar-Golvar e M.-R. Haghifam. **Optimal Reliable distribution network expansion planning using improved PSO algorithm**. Em: *CIREN Workshop* 1, pp. 1–4. 2012.

Shaaban, M. F. e E. F. El-Saadany. **Accommodating High Penetrations of PEVs and Renewable DG Considering Uncertainties in Distribution Systems**. Em: *IEEE Transactions on Power Systems* 29.1, pp. 259–270. DOI: 10.1109/TPWRS.2013.2278847. 2014.

Shahidehpour, M. e M. Alomoush. **Restructured Electrical Power Systems: Operation: Trading, and Volatility**. 1th. Power Engineering (Willis). New York: Taylor & Francis, p. 813. 2001.

Shan, Z., L. Wen-zhou, C. Chang-qing e Z. Li. **Reactive power optimization of distribution network based on GA with simulated annealing selection**. Em: *The 6th International Conference on Computer Science Education (ICCSE 2011)* 19(3), pp. 1054–1057. 2011.

Shen, X., M. Shahidehpour, Y. Han, S. Zhu e J. Zheng. **Expansion Planning of Active Distribution Networks With Centralized and Distributed Energy Storage Systems**. Em: *IEEE Transactions on Sustainable Energy* 8.1, pp. 126–134. DOI: 10.1109/TSTE.2016.2586027. 2017.

Silva, E. L. da. **Formação de preços em mercados de energia elétrica**. Sagra Luzzatto, p. 183. 2001.

Sousa, J. de. **Planejamento de sistemas de distribuição de energia elétrica através de um modelo de programação linear inteiro misto (PLIM)**. Tese de doutorado. Ilha Solteira, 2013: Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”, p. 114. 2013.

Souza, S. S. F. de, M. Lavorato e R. Romero. **Análise de índices de sensibilidade da Metaheurística GRASP aplicada ao problema de reconfiguração de sistemas de distribuição de energia elétrica**. Em: *IX SBPO - Simpósio Brasileiro de Automação Inteligente 1*, pp. 1–6. 2013.

Sperandio, M. **Planejamento da automação de sistemas de manobra em redes de distribuição**. Tese de doutorado. Florianópolis, 2008: Universidade Federal de Santa Catarina, p. 149. 2008.

Tabares, A., J. F. Franco, M. Lavorato e M. J. Rider. **Multistage Long-Term Expansion Planning of Electrical Distribution Systems Considering Multiple Alternatives**. Em: *IEEE Transactions on Power Systems* 31.3, pp. 1900–1914. DOI: 10.1109/TPWRS.2015.2448942. 2016.

Tarôco, C. G., R. H. Takahashi e E. G. Carrano. **Multiobjective planning of power distribution networks with facility location for distributed generation**. Em: *Electric Power Systems Research* 141, pp. 562–571. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.epsr.2016.08.020>. 2016.

Vanderbei, R. J. **Loqo: An interior point code for quadratic programming**. Em: *Optimization Methods and Software* 12, pp. 451–484. 1999.

Wächter, A. e L. T. Biegler. **On the implementation of an interior-point filter line-search algorithm for large-scale nonlinear programming**. Em: *Mathematical Programming A* 106(1), pp. 25–57. 2006.

Wang, D. T.-C., L. F. Ochoa e G. P. Harrison. **Modified GA and data envelopment analysis for multistage distribution network expansion planning under uncertainty**. Em: *IEEE - Transactions on Power Systems* 26(2), pp. 897–904. 2011.

Willis, H. **Power Distribution Planning Reference Book**. 2th. Power Engineering (Willis). North Carolina, USA: CRC Press, p. 832. 1997.

Xing, H., H. Cheng, Y. Zhang e P. Zeng. **Active distribution network expansion planning integrating dispersed energy storage systems**. Em: *IET Generation, Transmission Distribution* 10.3, pp. 638–644. DOI: 10.1049/iet-gtd.2015.0411. 2016.

Yao, W., C. Y. Chung, F. Wen, M. Qin e Y. Xue. **Scenario-Based Comprehensive Expansion Planning for Distribution Systems Considering Integration of Plug-in Electric Vehicles**. Em: *IEEE Transactions on Power Systems* 31.1, pp. 317–328. DOI: 10.1109/TPWRS.2015.2403311. 2016.

Youssef, H. K. e R. Hackam. **Dynamic solution of distribution planning in intermediate time range**. Em: *IEEE - Transactions on Power Delivery* 3(1), pp. 341–348. 1988.

Youssef, H. K., R. Hackam e M. A. Abu-El-Magd. **Novel optimization model for long range distribution planning**. Em: *IEEE - Transactions on Power Apparatus and Systems* PAS-104(11), pp. 3195–3202. 1985.

Zakariazadeh, A., S. Jadid e P. Siano. **Stochastic multi-objective operational planning of smart distribution systems considering demand response programs**. Em: *Electric Power Systems Research* 111, pp. 156–168. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.epsr.2014.02.021>. 2014.

Zhang, X.-P. **Restructured Electric Power Systems**. Em: John Wiley Sons, Inc., p. 1052. DOI: 10.1002/9780470608555.ch1. 2010.

Zidan, A., M. F. Shaaban e E. F. El-Saadany. **Long-term multi-objective distribution network planning by DG allocation and feeders' reconfiguration**. Em: *Electric Power Systems Research* 105, pp. 95–104. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.epsr.2013.07.016>. 2013.

Ziena, O. **KNITRO Documentation**. Release 8.1. Ziena Optimization, Inc. 2012.

El-Zonkoly, A. M. **Multistage expansion planning for distribution networks including unit commitment**. Em: *IET Generation, Transmission Distribution* 7.7, pp. 766–778. DOI: 10.1049/iet-gtd.2012.0289. 2013.



## APÊNDICE A - DADOS DO SISTEMA TESTE DE 23 BARRAS

Quadro 18 – Sistema teste de 23 barras - dados de barra.

Barra	$S_D$ (kVA)	$\lambda$ (falha/ano)	Barra	$S_D$ (kVA)	$\lambda$ (falha/ano)
1	000	1,2	13	320	1,2
2	000	1,3	14	320	1,3
3	640	2	15	320	2
4	320	1,4	16	320	1,4
5	320	3	17	320	3
6	320	1,4	18	320	1,4
7	320	0,3	19	320	0,3
8	320	0,5	20	320	0,5
9	320	1,9	21	320	1,9
10	320	1	22	320	1
11	320	1,5	23	320	1,5
12	320	1	-	-	-

Quadro 19 – Sistema teste de 23 barras - dados de linha.

Barra De	Barra Para	Comprimento km	Barra De	Barra Para	Comprimento km	Barra De	Barra Para	Comprimento km
1	10	0,20209	6	14	0,81772	13	15	0,62291
2	8	0,07560	6	16	1,17520	14	17	0,44821
3	8	2,70790	7	8	0,68661	14	23	0,48604
3	9	1,82020	8	9	2,05670	15	18	0,57114
3	16	4,22370	10	14	0,42971	15	21	0,60687
4	5	0,94020	10	19	0,59489	16	20	0,50185
4	6	1,50170	10	20	0,69728	16	22	0,94829
4	8	2,30530	11	13	0,50527	17	18	0,44113
4	9	3,44790	11	21	0,63941	19	20	0,73027
5	14	1,01620	11	22	0,69245	19	21	0,55500
5	23	0,64091	12	15	0,98085	19	22	0,58266
6	7	0,81807	12	23	0,67855			

Quadro 20 – Sistema teste de 23 barras - dados de condutores.

Tipo	Capacidade (A)	Resistência (ohms/km)	Reatância (ohms/km)	custo (US\$/km)
1	230	0,6045	0,429	10000
4	340	0,3017	0,402	20000



## APÊNDICE B - DADOS DO SISTEMA TESTE DE 54 BARRAS

Neste apêndice, encontram-se os dados do sistema teste de 54 barras utilizado neste trabalho.

Quadro 21 – Sistema teste de 54 barras - dados de barra.

Barra	$S_D$ (kVA)	Cons.	$\lambda$ (f/ano)	TR (horas)	Barra	$S_D$ (kVA)	Cons.	$\lambda$ (f/ano)	TR (horas)
1	903,0375	8373	0,9	3	26	449,0025	122	0,6	3
2	752,025	1762	0,42	3	27	752,025	1203	0,42	3
3	523,335	3937	0,09	3	28	523,335	8373	0,9	3
4	825,1725	3937	0,15	3	29	1049,9175	1762	0,42	3
5	1952,19	3937	0,57	3	30	1952,19	3937	0,09	3
6	523,335	3937	0,3	3	31	523,335	3937	0,15	3
7	751,35	3937	0,45	3	32	1274,67	3937	0,57	3
8	1425,5925	3937	0,3	3	33	1426,9425	3937	0,3	3
9	899,0025	1500	0,36	3	34	899,0025	3937	0,45	3
10	1426,9425	555	0,39	3	35	674,25	3937	0,3	3
11	224,7525	122	0,6	3	36	224,7525	122	0,6	3
12	1351,77	1203	0,42	3	37	1576,515	1203	0,42	3
13	825,1725	8373	0,9	3	38	825,1725	8373	0,9	3
14	1126,35	1762	0,42	3	39	751,35	1762	0,42	3
15	1049,9175	3937	0,09	3	40	1049,9175	3937	0,09	3
16	1425,5925	3937	0,15	3	41	674,25	3937	0,15	3
17	523,335	3937	0,57	3	42	899,0025	3937	0,57	3
18	899,0025	3937	0,3	3	43	976,095	3937	0,3	3
19	1049,9175	3937	0,45	3	44	1049,9175	3937	0,45	3
20	600,42	3937	0,3	3	45	600,42	3937	0,3	3
21	1351,77	3937	0,3	3	46	1351,77	3937	0,15	3
22	825,1725	3937	0,45	3	47	751,35	3937	0,57	3
23	751,35	3937	0,3	3	48	600,42	3937	0,3	3
24	375,675	1500	0,36	3	49	375,675	3937	0,45	3
25	674,25	555	0,39	3	50	600,42	3937	0,3	3

Quadro 22 – Sistema teste de 54 barras - dados de subestações.

Barra	$\bar{S}^0$ (kVA)	$\bar{S}$ (kVA)	$\lambda$ (f/ano)	$Cfi$ (US\$)	TR (horas)
SE-101	15.000	15.000	0,2	1.000.000,00	3
SE-102	15.000	15.000	0,2	1.000.000,00	3
SE-103	15.000	15.000	0,2	1.000.000,00	3
SE-104	00.000	20.000	0,2	2.500.000,00	3

Quadro 23 – Sistema teste de 54 barras - dados de linha.

Ramo	De	Para	Dist (km)	Exi	Tipo Condutor	Ramo	De	Para	Dist (km)	Exi	Tipo Condutor
1	101	1	0,281	1	2	32	6	28	0,5	0	0
2	101	3	0,218	1	2	33	104	30	0,281	0	0
3	3	4	0,312	1	1	34	29	30	0,312	0	0
4	4	7	0,25	1	1	35	30	43	0,406	0	0
5	4	5	0,312	1	1	36	37	43	0,25	0	0
6	7	8	0,312	1	1	37	31	37	0,187	0	0
7	5	6	0,25	1	1	38	10	31	0,312	0	0
8	1	9	0,343	1	1	39	13	43	0,375	0	0
9	1	2	0,312	1	1	40	12	45	0,25	0	0
10	9	10	0,718	1	1	41	44	45	0,218	0	0
11	102	14	0,375	1	2	42	38	44	0,312	0	0
12	14	15	0,375	1	1	43	38	39	0,343	0	0
13	15	16	0,281	1	1	44	32	39	0,406	0	0
14	102	11	0,281	1	2	45	33	39	0,281	0	0
15	11	12	0,312	1	1	46	8	33	0,468	0	0
16	12	13	0,437	1	1	47	33	34	0,187	0	0
17	19	20	0,312	0	0	48	34	35	0,218	0	0
18	18	19	0,25	0	0	49	35	36	0,218	0	0
19	17	18	0,406	0	0	50	103	36	0,25	1	2
20	9	17	0,43	0	0	51	103	28	0,312	1	1
21	18	21	0,312	0	0	52	103	41	0,312	1	2
22	104	21	0,25	0	0	53	40	41	0,375	0	0
23	104	22	0,375	0	0	54	16	40	0,25	0	0
24	9	22	0,468	0	0	55	41	42	0,375	0	0
25	22	23	0,343	0	0	56	42	48	0,25	0	0
26	23	24	0,281	0	0	57	48	49	0,375	0	0
27	24	25	0,218	0	0	58	49	50	0,218	0	0
28	25	8	0,281	0	0	59	42	47	0,312	0	0
29	8	27	0,375	0	0	60	46	47	0,312	0	0
30	26	27	0,343	0	0	61	14	46	0,343	0	0
31	27	28	0,312	0	0						

Os dados condutores são detalhados na Tabela 33.

Quadro 24 – Sistema teste de 54 barras - dados de condutores.

Tipo	Capacidade (A)	Resistência (ohms/km)	Reatância (ohms/km)	custo (US\$/km)
1	180	0.6115	0,4133	11.811,023
2	230	0.3862	0,4077	15.748,031
3	340	0.1935	0,3610	19.685,039
4	610	0.1435	0,3777	29.685,039

Quadro 25 – Sistema teste de 54 barras - dispositivos de manobra.

Tipo	TS (horas)	TT (horas)	custo (US\$)
Automática	0,0	0,25	5000
Manual	1,5	2,0	500

Quadro 26 – Sistema teste de 54 barras - dados técnicos e econômicos.

Fator de potência	0,92
Fator de carga	0,50
Fator de perdas	0,30
Desvio de tensão (%)	0,80
Custo ENSE	0,166 US\$/kWh
Custo O&M	$1e^{-9}$ US\$/kVA <sup>2</sup>
Custo perdas	0,08 US\$/kWh
Taxa de juros	10%
Horizonte de estudo	20 anos



## APÊNDICE C - DADOS DO SISTEMA TESTE DE 182 BARRAS

Neste apêndice, encontram-se os dados do sistema teste de 182 barras utilizado neste trabalho.

Quadro 27 – Sistema teste de 182 barras - dados de barra.

Barra	$S_D$ (kVA)	Cons.	$\lambda$ (f/ano)	TR (horas)	Barra	$S_D$ (kVA)	Cons.	$\lambda$ (f/ano)	TR (horas)
1	291,2	50	0,4376	3	42	1,3	0	0,3637	3
2	291,2	69	0,3718	3	43	26	60	0,4068	3
3	105,3	72	0,4473	3	44	65	52	0,318	3
4	117	80	0,3789	3	45	46,8	90	0,3223	3
5	166,4	88	0,4367	3	46	88,4	50	0,3273	3
6	170,3	92	0,4408	3	47	117	60	0,4357	3
7	458,9	60	0,3885	3	48	182	66	0,399	3
8	232,7	50	0,3039	3	49	32,5	54	0,3379	3
9	182	60	0,3662	3	50	19,5	69	0,399	3
10	85,8	69	0,3849	3	51	26	72	0,3295	3
11	35,1	60	0,3541	3	52	182	80	0,311	3
12	35,1	90	0,3394	3	53	7,8	88	0,4701	3
13	6,5	50	0,4643	3	54	37,7	96	0,4121	3
14	182	66	0,386	3	55	26	92	0,4859	3
15	80,6	54	0,4776	3	56	182	100	0,4393	3
16	89,7	69	0,3782	3	57	117	70	0,4166	3
17	1,3	1	0,4538	3	58	1,3	0	0,4631	3
18	45,5	72	0,3794	3	59	182	90	0,4758	3
19	217,1	80	0,4617	3	60	59,8	50	0,4978	3
20	182	88	0,451	3	61	1,3	0	0,3001	3
21	291,2	92	0,3755	3	62	40,3	60	0,4731	3
22	58,5	90	0,3432	3	63	42,9	92	0,4225	3
23	117	100	0,4581	3	64	117	96	0,498	3
24	182	70	0,4899	3	65	291,2	70	0,4055	3
25	291,2	50	0,3655	3	66	458,9	90	0,3959	3
26	26	60	0,4343	3	67	254,8	96	0,4603	3
27	291,2	90	0,3877	3	68	182	100	0,3456	3
28	153,4	70	0,4667	3	69	9,1	92	0,3996	3
29	252,2	70	0,4538	3	70	44,2	88	0,4802	3
30	250,9	70	0,3335	3	71	87,1	80	0,4149	3
31	163,8	100	0,4724	3	72	80,6	70	0,469	3
32	291,2	90	0,498	3	73	182	80	0,4477	3
33	16,9	1	0,4029	3	74	170,3	72	0,4172	3
34	291,2	50	0,4769	3	75	182	88	0,3493	3
35	582,4	50	0,4176	3	76	291,2	70	0,4333	3
36	291,2	50	0,331	3	77	14,3	90	0,3167	3
37	182	60	0,34	3	78	182	50	0,4252	3
38	0	0	0,3814	3	79	291,2	60	0,4322	3
39	41,6	70	0,4497	3	80	458,9	52	0,446	3

Quadro 28 – Sistema teste de 182 barras - dados de barra - continuação.

Barra	$S_D$ (kVA)	Cons.	$\lambda$ (f/ano)	TR (horas)	Barra	$S_D$ (kVA)	Cons.	$\lambda$ (f/ano)	TR (horas)
81	118,3	60	0,4782	3	131	18,2	72	0,4862	3
82	182	90	0,4965	3	132	80,6	70	0,4457	3
83	31,2	80	0,4538	3	133	172,9	90	0,4476	3
84	18,2	88	0,4163	3	134	182	50	0,3127	3
85	102,7	96	0,4857	3	135	582,4	50	0,4721	3
86	145,6	50	0,416	3	136	117	60	0,4869	3
87	162,5	100	0,3034	3	137	256,1	50	0,4969	3
88	182	1	0,3242	3	138	218,4	100	0,4718	3
89	16,9	1	0,4725	3	139	13	60	0,4571	3
90	49,4	70	0,3969	3	140	41,6	69	0,4027	3
91	119,6	60	0,469	3	141	19,5	72	0,3355	3
92	85,8	90	0,3419	3	142	32,5	60	0,3797	3
93	182	90	0,4105	3	143	65	96	0,3268	3
94	209,3	50	0,426	3	144	0	0	0,3062	3
95	291,2	60	0,3064	3	145	52	50	0,4878	3
96	72,8	50	0,4229	3	146	6,5	90	0,3603	3
97	59,8	70	0,3725	3	147	13	70	0,3591	3
98	291,2	60	0,3099	3	148	115,7	96	0,3666	3
99	110,5	92	0,3979	3	149	16,9	1	0,3934	3
100	232,7	90	0,3385	3	150	16,9	1	0,4296	3
101	689	50	0,3246	3	151	16,9	1	0,305	3
102	97,5	60	0,3411	3	152	16,9	1	0,4684	3
103	19,5	70	0,3293	3	153	16,9	1	0,4118	3
104	5,2	60	0,3378	3	154	16,9	1	0,4708	3
105	16,9	1	0,3085	3	155	16,9	1	0,3696	3
106	94,9	60	0,427	3	156	16,9	1	0,3892	3
107	16,9	1	0,3564	3	157	16,9	1	0,3108	3
108	87,1	60	0,4077	3	158	16,9	1	0,3354	3
109	136,5	70	0,439	3	159	16,9	1	0,4326	3
110	16,9	1	0,3998	3	160	16,9	1	0,3662	3
111	27,3	69	0,4072	3	161	16,9	1	0,4797	3
112	96,2	70	0,389	3	162	16,9	1	0,3236	3
113	26	50	0,3248	3	163	16,9	1	0,4977	3
114	48,1	100	0,3981	3	164	16,9	1	0,408	3
115	29,9	72	0,4706	3	165	16,9	1	0,4414	3
116	48,1	90	0,4748	3	166	16,9	1	0,4999	3
117	61,1	60	0,3541	3	167	16,9	1	0,3576	3
118	75,4	50	0,3417	3	168	16,9	1	0,3829	3
119	62,4	90	0,413	3	169	16,9	1	0,393	3
120	182	69	0,4281	3	170	16,9	1	0,4528	3
121	154,7	72	0,3834	3	171	16,9	1	0,4636	3
122	291,2	90	0,3412	3	172	16,9	1	0,32	3
123	182	50	0,4896	3	173	16,9	1	0,3356	3
124	35,1	70	0,3164	3	174	16,9	1	0,3719	3
125	145,6	60	0,3211	3	175	16,9	1	0,3113	3
126	117	70	0,3284	3	176	123,5	50	0,4044	3
127	223,6	90	0,3333	3	177	123,5	90	0,3672	3
128	32,5	60	0,4242	3	178	16,9	1	0,3351	3
129	44,2	60	0,4147	3	179	16,9	1	0,3418	3
130	182	69	0,3104	3	180	16,9	1	0,481	3



Quadro 29 – Sistema teste de 182 barras - dados de linha.

Ramo	De	Para	Dist (km)	Exi	Tipo Condutor	Ramo	De	Para	Dist (km)	Exi	Tipo Condutor
1	181	150	0,62	1	1	41	44	156	0,015	1	2
2	181	149	0,62	1	1	42	42	45	0,125	1	1
3	2	149	0,064	1	1	43	45	46	0,144	1	2
4	150	178	0,064	1	1	44	46	47	0,199	0	0
5	182	3	0,175	1	1	45	42	48	0,167	0	0
6	3	4	0,17	0	0	46	108	113	0,191	1	2
7	2	5	0,354	0	0	47	108	112	0,215	1	2
8	178	179	0,354	0	0	48	112	116	0,187	0	0
9	5	6	0,205	0	0	49	116	118	0,338	0	0
10	182	174	0,03	0	0	50	117	118	0,182	0	0
11	7	8	0,105	1	2	51	114	117	0,19	0	0
12	8	9	0,32	1	2	52	104	109	0,226	0	0
13	8	10	0,153	1	1	53	48	157	0,118	0	0
14	182	10	0,154	1	2	54	157	158	0,015	1	2
15	1	174	0,41	1	2	55	49	158	0,055	0	0
16	181	1	1,32	0	0	56	50	158	0,385	0	0
17	151	172	0,285	1	2	57	50	51	0,515	1	1
18	11	151	0,311	0	0	58	50	159	0,27	1	1
19	151	152	0,585	0	0	59	52	159	0,136	0	0
20	12	152	0,55	0	0	60	52	53	0,157	1	1
21	13	152	0,137	1	2	61	53	160	0,161	1	1
22	181	14	0,951	1	3	62	55	160	0,11	0	0
23	14	15	0,29	0	0	63	53	54	0,075	0	0
24	15	16	0,34	0	0	64	53	56	0,27	1	1
25	15	17	0,18	1	1	65	56	57	0,29	1	1
26	17	18	0,008	1	1	66	56	82	0,184	0	0
27	18	19	0,22	1	1	67	81	82	0,227	0	0
28	19	22	0,243	0	0	68	33	81	0,19	0	0
29	22	36	0,28	1	1	69	32	33	0,095	0	0
30	36	37	0,213	0	0	70	32	175	0,04	0	0
31	36	171	0,184	1	1	71	29	30	0,156	0	0
32	38	39	0,02	0	0	72	27	29	0,09	0	0
33	38	42	0,286	1	1	73	27	170	0,16	0	0
34	42	154	0,015	0	1	74	170	173	0,135	0	0
35	153	154	0,35	1	1	75	26	173	0,01	0	0
36	41	153	0,05	0	0	76	173	25	0,008	0	0
37	40	153	0,2	0	0	77	24	25	0,075	0	0
38	42	155	0,025	0	0	78	23	24	0,19	0	0
39	155	156	0,14	0	0	79	23	21	0,19	0	0
40	43	156	0,035	1	1	80	20	21	0,24	0	0

Quadro 30 – Sistema teste de 182 barras - dados de linha - continuação.

Ramo	De	Para	Dist (km)	Exi	Tipo Condutor	Ramo	De	Para	Dist (km)	Exi	Tipo Condutor
81	19	20	0,23	0	0	121	130	131	0,075	0	0
82	182	72	0,039	0	0	122	128	132	0,16	0	0
83	182	73	0,316	0	0	123	64	138	0,186	0	0
84	73	74	0,229	0	0	124	64	166	0,024	0	0
85	8	74	0,382	1	1	125	139	166	0,003	0	0
86	74	75	0,317	1	1	126	139	140	0,075	0	0
87	63	75	0,315	1	1	127	140	141	0,31	0	0
88	62	63	0,188	0	0	128	133	134	0,153	0	0
89	61	62	0,216	0	0	129	140	167	0,49	0	0
90	60	61	0,13	0	0	130	29	175	0,095	0	0
91	58	60	0,175	0	0	131	142	167	0,025	0	0
92	56	58	0,188	0	0	132	144	167	0,315	0	0
93	38	171	0,091	0	0	133	144	145	0,16	0	0
94	63	64	0,198	0	0	134	144	168	0,145	0	0
95	64	65	0,195	0	0	135	146	168	0,36	0	0
96	65	66	0,272	0	0	136	168	169	0,57	0	0
97	66	67	0,428	0	0	137	147	169	0,325	0	0
98	132	133	0,114	0	0	138	50	169	0,08	0	0
99	133	135	0,195	0	0	139	7	76	0,184	0	0
100	122	135	0,15	0	0	140	76	77	0,09	0	0
101	135	136	0,177	0	0	141	34	35	0,115	0	0
102	136	137	0,08	0	0	142	7	35	0,21	0	0
103	137	138	0,115	0	0	143	31	148	0,26	0	0
104	109	114	0,168	0	0	144	6	148	0,11	0	0
105	110	114	0,228	0	0	145	28	179	0,141	0	0
106	103	110	0,288	0	0	146	27	28	0,216	0	0
107	59	95	0,131	0	0	147	30	31	0,265	0	0
108	59	86	0,098	0	0	148	31	92	0,205	0	0
109	59	123	0,295	0	0	149	35	92	0,19	0	0
110	123	125	0,015	0	0	150	20	143	0,08	0	0
111	65	123	0,284	0	0	151	177	176	0,305	0	0
112	123	124	0,132	0	0	152	103	177	0,161	0	0
113	122	123	0,24	0	0	153	106	108	0,27	0	0
114	121	122	0,185	0	0	154	113	116	0,223	0	0
115	120	121	0,26	0	0	155	113	117	0,198	0	0
116	98	120	0,192	0	0	156	100	104	0,12	0	0
117	95	98	0,104	0	0	157	67	68	0,233	0	0
118	121	128	0,086	0	0	158	68	164	0,3	0	0
119	128	129	0,073	0	0	159	164	165	0,07	0	0
120	129	130	0,114	0	0	160	69	165	0,275	0	0

Quadro 31 – Sistema teste de 182 barras - dados de linha - continuação.

Ramo	De	Para	Dist (km)	Exi	Tipo Condutor	Ramo	De	Para	Dist (km)	Exi	Tipo Condutor
161	70	165	0,045	0	0	185	85	99	0,3	0	0
162	162	164	0,205	0	0	186	181	172	0,076	0	0
163	161	162	0,08	0	0	187	84	99	0,222	0	0
164	162	180	0,72	0	0	188	99	100	0,255	0	0
165	71	161	0,045	0	0	189	100	101	0,152	0	0
166	182	161	0,125	0	0	190	101	102	0,124	0	0
167	182	163	0,78	0	0	191	102	103	0,272	0	0
168	83	163	0,285	0	0	192	103	104	0,57	0	0
169	84	163	0,16	0	0	193	104	107	0,138	0	0
170	67	180	0,847	0	0	194	107	115	0,607	0	0
171	67	126	0,105	0	0	195	111	115	0,288	0	0
172	126	127	0,15	0	0	196	106	111	0,198	0	0
173	67	96	0,138	0	0	197	99	106	0,214	0	0
174	95	96	0,138	1	1	198	103	105	0,19	0	0
175	94	95	0,203	1	1	199	105	109	0,346	0	0
176	95	97	0,103	1	1	200	109	119	0,035	0	0
177	93	94	0,062	0	0	201	109	113	0,198	0	0
178	91	93	0,251	0	0	202	76	78	0,132	0	0
179	67	91	0,27	0	0	203	78	79	0,094	0	0
180	89	91	0,046	0	0	204	79	80	0,17	0	0
181	89	90	0,015	0	0	205	34	80	0,135	0	0
182	88	89	0,172	0	0	206	80	81	0,147	0	0
183	87	88	0,128	0	0	207	33	34	0,228	0	0
184	87	99	0,511	0	0						

Quadro 32 – Sistema teste de 54 barras - dados de subestações.

Barra	$\bar{S}^0$ (kVA)	$\bar{S}$ (kVA)	$\lambda$ (f/ano)	$Cfi$ (US\$)	TR (horas)
181	15.000	15.000	0,4475	2.610.236,219	3
182	-	15.000	0,4475	3.070.866,140	3

Quadro 33 – Sistema teste de 182 barras - dados de condutores.

Tipo	Capacidade (A)	Resistência (ohms/km)	Reatância (ohms/km)	custo (US\$/km)
1	180	0.6115	0,4133	11.811,023
2	230	0.3862	0,4077	15.748,031
3	340	0.1935	0,3610	19.685,039
4	610	0.1435	0,3777	29.685,039

Quadro 34 – Sistema teste de 182 barras - dados dispositivos de manobra.

Tipo	TS (horas)	TT (horas)	custo (US\$)
Automática	0,0	0,25	5000
Manual	1,5	2,0	500

Quadro 35 – Sistema teste de 182 barras - dados técnicos e econômicos.

Fator de potência	0,92
Fator de carga	0,50
Fator de perdas	0,30
Desvio de tensão (%)	0,80
Custo ENSE	0,166 US\$/kWh
Custo O&M	$1e^{-9}$ US\$/kVA <sup>2</sup>
Custo perdas	0,08 US\$/kWh
Taxa de juros	10%
Horizonte de estudo	20 anos

## ÍNDICE

- $B_{k,ij,a}$ , 63  
 $C_{ESD}$ , 60  
 $C_{ALOC}$ , 61  
 $C_{s,c}$ , 62  
 $DECE_i$ , 65, 66  
 $\overline{DEC}_i$ , 66  
 $DICE_i$ , 87  
 $FECE_i$ , 65, 66  
 $\overline{FEC}_i$ , 66  
 $FICE_i$ , 88  
 $\alpha_{FBC}$ , 73, 74  
 $\alpha_{FML}$ , 75  
 $G_{k,ij,a}$ , 63  
 $L_i$ , 87  
 $\mathbf{M}^*$ , 86  
 $\mathbf{M}^{\dagger,i}$ , 88  
 $\mathbf{M}^{\dagger}$ , 88  
 $M'_{i,j}$ , 88  
 $\mathbf{M}^i$ , 83  
 $N_{FBC-Se}$ , 75  
 $N_{FBC-Cir}$ , 75  
 $N_c$ , 87  
 $N_i$ , 87  
 $\Omega_a$ , 60  
 $\Omega_{bk}$ , 98  
 $\Omega_b$ , 62  
 $\Omega_c$ , 62  
 $\Omega_{int,i}$ , 59, 61  
 $\Omega_i$ , 62  
 $\Omega_{k,i}$ , 59, 61  
 $\Omega_k$ , 60  
 $\Omega_l$ , 60  
 $\Omega_p$ , 62  
 $\Omega_s$ , 58  
 $PD_{k,i}$ , 63  
 $PA_{k,i}$ , 59, 60  
 $PS_i^{\dagger}$ , 58, 59  
 $P_{Di}$ , 62  
 $P_{ij,i}$ , 59  
 $P_{k,ij,a}$ , 65  
 $P_{k,i}$ , 63  
 $PC_{k,i}^c$ , 101  
 $\Phi_{max}$ , 73  
 $\Phi_{min}$ , 73  
 $QD_{k,i}$ , 63  
 $QA_{k,i}$ , 61  
 $Q_{ij,i}$ , 61  
 $Q_{k,ij,a}$ , 65  
 $Q_{k,i}$ , 63  
 $QC_{k,i}^c$ , 101  
 $\bar{S}_i^0$ , 64  
 $\bar{S}_{ij,a}$ , 65  
 $\bar{S}_i$ , 64  
 $S_{max}$ , 73  
 $S_{min}$ , 73  
 $SC_{k,i}^c$ , 98  
 $SC_i$ , 98  
 $TR_i$ , 84  
 $TS_i$ , 85  
 $TT_i$ , 85  
 $TUST_i$ , 58  
 $U_i$ , 62  
 $V_{k,i}$ , 61  
 $\mathbf{Y}_c^i$ , 93  
 $\mathbf{Y}_c$ , 78  
 $\mathbf{Y}_u$ , 79  
 $\alpha_{k,ij,c}$ , 62  
 $\alpha_{max}$ , 101  
 $\alpha_{min}$ , 101  
 $b_{k,ij,a}$ , 63  
 $\beta_{i,j}$ , 98  
 $c_a$ , 60  
 $c_e$ , 62  
 $c_{fi}$ , 60

$c_l$ , 61	$m_i^+$ , 72
$CEUST$ , 58	$m_i$ , 60, 65
$c_{vi}$ , 61	$n_{cs}$ , 105
$\delta_{inv}$ , 60	$n_{ij,a}^+$ , 72
$\delta_l$ , 61	$n_{k,ij,a}$ , 63
$\delta_o$ , 61	$n_{k,ij,a}$ , 60, 63
$\delta_{vp}$ , 58	$\phi_l$ , 61
$f(ENSE)$ , 62	$\phi_c$ , 61, 87
$f(alloc)$ , 62	$\psi_{ij,c}$ , 62
$f(inv)$ , 60	$\alpha_{\max}$ , 101
$f(op)$ , 60	$\alpha_{\min}$ , 101
$g_{k,ij,a}$ , 61, 63	$\bar{s}^k$ , 80
$h$ , 58	$s^k$ , 80
$l_{ij}$ , 60	$\tau$ , 58
$\lambda$ , 83	$\theta_{k,i}$ , 61