

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

**JUAN MANUEL HOME ORTIZ**

**Análise Comparativa de um Modelo de Programação Convexa e Meta-  
Heurística para o Planejamento de Redes de Distribuição de Energia  
Elétrica com Fontes de Geração Distribuída Renováveis e não  
Renováveis**

Ilha Solteira

2019

**JUAN MANUEL HOME ORTIZ**

**Análise Comparativa de um Modelo de Programação Convexa e Meta-  
Heurística para o Planejamento de Redes de Distribuição de Energia  
Elétrica com Fontes de Geração Distribuída Renováveis e não  
Renováveis**

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

**JOSÉ ROBERTO SANCHES MANTOVANI**

Orientador

**MAHDI POURAKBARI KASMAEI**

Colaborador

Ilha Solteira

2019

FICHA CATALOGRÁFICA

Desenvolvido pelo Serviço Técnico de Biblioteca e Documentação

H765a Home Ortiz, Juan Manuel.  
Análise comparativa de um modelo de programação convexa e meta-heurística para o planejamento de redes de distribuição de energia elétrica com fontes de geração distribuída renováveis e não renováveis / Juan Manuel Home Ortiz. -- Ilha Solteira: [s.n.], 2019  
171 f. : il.

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

Orientador: José Roberto Sanches Mantovani  
Inclui bibliografia

1. Geração distribuída. 2. Meta-heurística Vnd. 3. Modelamento matemático. 4. Planejamento de sistemas de distribuição. 5. Programação cônica inteira mista. 6. Programação estocástica.

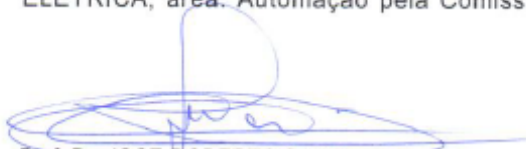
**CERTIFICADO DE APROVAÇÃO**

**TÍTULO DA TESE:** Análise Comparativa de um Modelo de Programação Convexa e Meta-Heurística para o Planejamento de Redes de Distribuição de Energia Elétrica com Fontes de Geração Distribuída Renováveis e não Renováveis.

**AUTOR:** JUAN MANUEL HOME ORTIZ

**ORIENTADOR:** JOSE ROBERTO SANCHES MANTOVANI

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



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



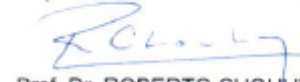
Dr. JONATAS BOAS LEITE  
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira



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



Prof. Dr. MADSON CORTES DE ALMEIDA  
Departamento de Sistemas de Energia Elétrica / Universidade Estadual de Campinas



Prof. Dr. ROBERTO CHOUHY LEBORGNE  
Departamento de Engenharia Elétrica / Universidade Federal do Rio Grande do Sul

Ilha Solteira, 25 de janeiro de 2019

## AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar agradecer à vida por esta grande conquista.

Meus mais sinceros agradecimentos ao professor José Roberto Sanches Mantovani pela orientação, dedicação e amizade construída durante a realização deste trabalho.

Meus agradecimentos ao Doutor Mahdi Pourakbari Kasmei pela especial contribuição e amizade durante o desenvolvimento deste trabalho.

Ao professor Rubén Augusto Romero, sou grato pela amizade, sugestões e colaboração na realização deste trabalho.

Ao professor Julio César López Quizhpi da Universidad de Cuenca pela colaboração.

A minha querida esposa, Katherine Taborda Carvajal pelo amor e carinho constantes. Muito obrigado por estar ao meu lado durante estes anos. Te amo.

A minha mãe Gloria Elcy Ortiz Murcia que desde o mais alto guia o meu caminho. Aos meus irmãos Julian Andrés Home Ortiz e Sandra Cristina Home Ortiz pelos exemplos de vida, compreensão e apoio recebido. Ao meu pai Alirio Home Murcia pelo carinho.

Aos meus amigos, Leonardo, Renzo, Mauro, Tatiana, Laura, Nicolas, Mario, Ozy, Nataly, Alejandra, Diogo, Antonio, Lucas, Katiani, com os quais convivi e aprendi durante o período de doutorado.

Aos professores da banca, Roberto Chouhy Leborgne, Madson Cortes de Almeida, Antônio Padilha Feltrin e Jônatas Boás Leite que contribuíram na revisão e melhoria do trabalho.

À Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – Brasil (CAPES) – Código de Financiamento 001 pelo suporte financeiro no desenvolvimento desta Tese.

À Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo (FAPESP), projeto 2015/21972-6.

À UNESP pela oportunidade de estudar aqui.

## RESUMO

Neste trabalho propõem-se formulações matemáticas e metodologias para resolver o problema de planejamento da expansão e operação de sistemas de distribuição de energia elétrica de longo prazo com instalação de geração distribuída despachável, renovável e dispositivos armazenadores de energia, considerando as incertezas nos parâmetros e variáveis envolvidas no comportamento do sistema. No modelo de otimização desenvolvido considera-se uma formulação com espaço de busca convexo como um problema de programação cônica inteira de segunda ordem. Como primeira metodologia de solução para o modelo matemático proposto, usam-se *solvers* de otimização comerciais através de linguagem de programação matemática. Em segundo lugar é proposta a técnica de otimização meta-heurística *VND* combinada com um *solver* de otimização para resolver o modelo de otimização desenvolvido. Os algoritmos e modelos matemáticos de otimização usados para resolver o planejamento de sistemas de distribuição são implementados em AMPL e testados em sistemas presentes na literatura. Finalmente são comparadas as metodologias segundo a solução obtida e desempenho em tempo computacional.

**Palavras Chave** – Geração distribuída. Meta-heurística *VND*. Modelamento matemático. Planejamento de sistemas de distribuição. Programação cônica inteira mista. Programação estocástica.

## ABSTRACT

This work proposes mathematical formulations and methodologies to solve the long-term electric power distribution system operation and expansion planning with distributed renewable energy sources and energy storage devices, considering the uncertainties in the involved parameters and variables in the system behavior. In the developed optimization model, a convex formulation is considered as integer second-order conic programming problem. The first solution methodology for the proposed mathematical model, the commercial optimization solvers that uses mathematical modelling language is used. In the second way, the VND meta-heuristic optimization technique is proposed combined with the optimization solver to analyze the obtained solutions of the search through optimal neighborhoods. The mathematical optimization model and the proposed algorithm used to solve the planning of distribution systems are implemented in AMPL and tested in literature's systems. Finally, the methodologies according to the obtained solution and computational time performance are compared.

**Keywords** – Distributed generation. Meta-heuristic VND. Mathematical model. Electric power distribution planning. Second-order conic programming. Stochastic programming.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Árvore de cenários .....	36
Figura 2 - Variáveis de decisão no modelo de dois estágios .....	37
Figura 3 - Potência de saída típica de um gerador eólico .....	42
Figura 4 - Curva de capacidade do gerador DFIG. ....	43
Figura 5 - Curva de injeção de potência do sistema fotovoltaico.....	45
Figura 6 - Curva de capacidade do GS.....	46
Figura 7 - Blocos de tempo e técnica de agrupamento K-means .....	49
Figura 8 - Exemplo de radialidade .....	55
Figura 9 - Injeção de potência ativa (MW) para os períodos (t1, t2 e t3) e cenários considerados no caso D. (a) Potência ativa total injetada pela geração eólica. (b) Potência ativa total injetada pela geração fotovoltaica. (c) Potência ativa total dos DAE durante o processo de carga (-) e descarga (+). (d) Perfil de demanda $fcD$ . CPLEX .....	69
Figura 10 - Injeção de potência ativa para os períodos (t1, t2 e t3) e cenários considerados no caso E. (a) Potência ativa total injetada pela geração despachável. (b) Potência ativa total dos DAE durante o processo de carga (- ) e descarga (+). (c) Perfil de demanda $fcD$ .....	70
Figura 11 - Sistema de 69. Soluções ótimas obtidas para os casos (A, B, C, D, E). CPLEX.....	71
Figura 12 - Sistema de 24 barras. Topologia base.....	73
Figura 13 - Sistema de 24 barras. Topologia proposta para o caso A. (I) período 1, (II) período 2 e (III) período 3. CPLEX.....	74
Figura 14 - Sistema de 24 barras. Topologia proposta para o caso B. (I) período 1, (II) período 2 e (III) período 3. CPLEX.....	76
Figura 15 - Sistema de 24 barras. Topologia proposta para o caso C. (I) período 1, (II) período 2 e (III) período 3. CPLEX.....	78
Figura 16 - Sistema de 54 barras. Topologia base.....	81
Figura 17 - Sistema de 54 barras. Topologia proposta para o período 1. Caso A. CPLEX .....	82
Figura 18 - Sistema de 54 barras. Topologia proposta para o período 2. Caso A. CPLEX .....	83
Figura 19 - Sistema de 54 barras. Topologia proposta para o período 3. Caso A. CPLEX .....	83
Figura 20 - Sistema de 54 barras. Topologia proposta. Caso B. CPLEX.....	86
Figura 21 - Processo de otimização. Algoritmo VND.....	93



Figura 22 - Eliminação de subestações .....	99
Figura 23 - Construção de novas subestações .....	103
Figura 24 - Reconfiguração da rede .....	106
Figura 25 - Injeção de potência ativa (MW) para os períodos (t1, t2 e t3) e cenários considerados no caso D. (a) Potência ativa total injetada pela geração eólica. (b) Potência ativa total injetada pela geração fotovoltaica. (c) Potência ativa total dos DAE durante o processo de carga (-) e descarga (+). (d) Perfil de demanda $fcD$ . AHC.....	112
Figura 26 - Sistema de 69 barras. Soluções obtidas para os casos (A, B, C, D, E). AHC .....	113
Figura 27 - Sistema de 24 barras. Topologia proposta para o caso A. (I) período 1, (II) período 2 e (III) período 3. VND.....	116
Figura 28 - Sistema de 24 barras. Topologia proposta para o caso B. (I) período 1, (II) período 2 e (III) período 3. VND.....	118
Figura 29 - Sistema de 24 barras. Topologia proposta para o caso C. (I) período 1, (II) período 2 e (III) período 3. VND.....	119
Figura 30 - Sistema de 54 barras. Topologia proposta para o período 1. Caso A. VND .....	122
Figura 31 - Sistema de 54 barras. Topologia proposta para o período 2. Caso A. VND .....	123
Figura 32 - Sistema de 54 barras. Topologia proposta para o período 3. Caso A. VND .....	123
Figura 33 - Sistema de 54 barras. Topologia proposta para o período 1. Caso B. VND.....	126
Figura 34 - Sistema de 54 barras. Topologia proposta para o período 2. Caso B. VND.....	126
Figura 35 - Sistema de 54 barras. Topologia proposta para o período 3. Caso B. VND.....	127

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Variáveis de radialidade .....	56
Tabela 2 - Sistema de 69 barras. Custos de investimento em valor presente (custo em $10^6$ US\$). CPLEX.....	70
Tabela 3 - Sistema de 69 barras. Custos de investimento e operação em valor presente (custo em $10^6$ US\$). CPLEX .....	71
Tabela 4 - Sistema de 69 barras. Valor esperado das emissões de CO <sub>2</sub> (kTon). CPLEX .....	71
Tabela 5 - Sistema de 24 barras. Custos de investimento em valor presente (custo em $10^6$ US\$). CPLEX.....	79
Tabela 6 - Sistema de 24 barras. Custos de investimento e operação em valor presente (custo em $10^6$ US\$). CPLEX .....	79
Tabela 7 - Sistema de 24 barras. Valor esperado das emissões de CO <sub>2</sub> (kTon). CPLEX .....	79
Tabela 8 - Sistema de 54 barras. Custos de investimento em valor presente (custo em $10^6$ US\$). Caso A CPLEX.....	84
Tabela 9 - Sistema de 54 barras. Custos de investimento e operação dos modelos determinístico e estocástico (custo em $10^6$ US\$). Caso A. CPLEX.....	84
Tabela 10 - Sistema de 54 barras. Valor esperado das emissões de CO <sub>2</sub> (kTon) dos modelos determinístico e estocástico. Caso A. CPLEX.....	84
Tabela 11 - Sistema de 54 barras. Custos de investimento em valor presente (custo em $10^6$ US\$). Caso B CPLEX .....	86
Tabela 12 - Sistema de 54 barras. Custos de investimento e operação dos modelos estático e multi-período (custo em $10^6$ US\$). Caso B. CPLEX.....	87
Tabela 13 - Sistema de 54 barras. Valor esperado das emissões de CO <sub>2</sub> (kTon) com modelos estático e multi-período. Caso B. CPLEX .....	87
Tabela 14- Sistema de 54 barras. Custos de investimento em valor presente dos casos A e B (custo em $10^6$ US\$). CPLEX.....	88
Tabela 15 - Sistema de 54 barras. Custos de investimento e operação em valor presente dos casos A e B (custo em $10^6$ US\$). CPLEX.....	88
Tabela 16 - Sistema de 54 barras. Valor esperado das emissões de CO <sub>2</sub> (kTon) dos casos A e B. CPLEX .....	88
Tabela 17 - Eliminação de subestação 2. Variáveis das linhas instaladas.....	100
Tabela 18 - Eliminação de subestação 2. Variáveis das linhas não instaladas.....	100

Tabela 19 - Variáveis das linhas instaladas na solução atual do algoritmo. Construção da subestação 2 .....	103
Tabela 20 - Variáveis das linhas não instaladas na solução atual do algoritmo. Construção da subestação 2 .....	104
Tabela 21 - Sistema de 69 barras. Custos de investimento em valor presente (custo em 10 <sup>6</sup> US\$). AHC .....	114
Tabela 22 - Sistema de 69 barras. Custos de investimento e operação em valor presente (custo em 10 <sup>6</sup> US\$). AHC .....	114
Tabela 23 - Valor esperado das emissões de CO <sub>2</sub> (kTon). AHC.....	114
Tabela 24 - Sistema de 24 barras. Custos de investimento em valor presente (custo em 10 <sup>6</sup> US\$). VND.....	120
Tabela 25 - Sistema de 24 barras. Custos de investimento e operação (custo em 10 <sup>6</sup> US\$). VND .....	120
Tabela 26 - Sistema de 24 barras. Valor esperado das emissões de CO <sub>2</sub> (kTon). VND .....	120
Tabela 27 - Sistema de 54 barras. Custos de investimento em valor presente (custo em 10 <sup>6</sup> US\$). Caso A. VND.....	124
Tabela 28 - Sistema de 54 barras. Comparação de resultados modelos determinístico e estocástico (custo em 10 <sup>6</sup> US\$). Caso A. VND.....	124
Tabela 29 - Sistema de 54 barras. Valor esperado das emissões de CO <sub>2</sub> (kTon). Caso A. VND.....	124
Tabela 30 - Sistema de 54 barras. Custos de investimento em valor presente (custo em 10 <sup>6</sup> US\$). Caso B. VND .....	127
Tabela 31 - Sistema de 54 barras. Custos de investimento e operação (custo em 10 <sup>6</sup> US\$). Caso B. VND .....	127
Tabela 32 - Sistema de 54 barras. Valor esperado das emissões de CO <sub>2</sub> (kTon). Caso B. VND.....	128
Tabela 33 - Sistema de 54 barras. Custos de investimento em valor presente (custo em 10 <sup>6</sup> US\$). VND.....	128
Tabela 34 - Sistema de 54 barras. Custos de investimento e operação (custo em 10 <sup>6</sup> US\$). VND .....	128
Tabela 35 - Sistema de 54 barras. Valor esperado das emissões de CO <sub>2</sub> (kTon). VND .....	129
Tabela 36 - Sistema de 182 barras. Custos de investimento em valor presente (custo em 10 <sup>6</sup> US\$). VND.....	130
Tabela 37 - Sistema de 182 barras. Comparação de resultados (custo em 10 <sup>6</sup> US\$). VND ..	130

Tabela 38 - Sistema de 182 barras. Valor esperado das emissões de CO2 (kTon). VND.....	130
Tabela 39 - Sistema de 182 barras. Cabos para construção de circuitos no período 1.....	131
Tabela 40 - Sistema de 182 barras. Cabos para construção de circuitos no período 2.....	132
Tabela 41 - Sistema de 182 barras. Cabos para construção de circuitos no período 3.....	132
Tabela 42 - Sistema de 69 barras. Custos de investimento em valor presente (custo em 10 <sup>6</sup> US\$). CPLEX – AHC. Casos factíveis .....	134
Tabela 43 - Sistema de 69 barras. Custos de investimento e operação (custo em 10 <sup>6</sup> US\$). CPLEX – AHC. Casos factíveis.....	134
Tabela 44 - Sistema de 69 barras. Valor esperado das emissões de CO2 (kTon). CPLEX – AHC. Casos factíveis.....	135
Tabela 45 - Sistema de 69 barras. Tempos computacionais [s]. CPLEX – AHC. Casos factíveis.....	135
Tabela 46 - Sistema de 24 barras. Custos de investimento em valor presente (custo em 10 <sup>6</sup> US\$). CPLEX – VND .....	136
Tabela 47 - Sistema de 24 barras. Custos de investimento e operação (custo em 10 <sup>6</sup> US\$). CPLEX – VND .....	136
Tabela 48 - Sistema de 24 barras. Valor esperado das emissões de CO <sub>2</sub> (kTon). CPLEX – VND.....	137
Tabela 49 - Sistema de 24 barras. Tempos computacionais. CPLEX – VND .....	137
Tabela 50 - Sistema de 54 barras. Custos de investimento em valor presente (custo em 10 <sup>6</sup> US\$). CPLEX – VND .....	138
Tabela 51 - Sistema de 54 barras. Custos de investimento e operação (custo em 10 <sup>6</sup> US\$). CPLEX – VND .....	139
Tabela 52 - Sistema de 54 barras. Valor esperado das emissões de CO <sub>2</sub> (kTon). CPLEX – VND.....	139
Tabela 53 - Sistema de 54 barras. Tempos computacionais [Horas]. CPLEX – VND .....	139

## LISTA DE ABREVIATURAS

AG	Algoritmo genético
BB	Banco de baterias
CoDis	Companhia de distribuição
DAE	Dispositivos armazenadores de energia
FGR	Fontes de geração renováveis
FO	Função objetivo
GD	Geração distribuída
PC	Programação cônica
PCIM	Programação cônica inteira mista
PCSO	Programação cônica de segunda ordem
PLIM	Programação linear inteira mista
PNLIM	Programação não linear inteira mista
PQ	Programação quadrática
PQIM	Programação quadrática inteira mista
PSDEE	Planejamento de sistemas de distribuição de energia elétrica
PSO	<i>Particle swarm optimization</i>
VND	<i>Variable neighborhood descend</i>
VNS	<i>Variable neighborhood search</i>

## LISTA DE SÍMBOLOS

*Conjuntos e índices:*

$\Omega_a$	Conjunto dos tipos de condutores
$\Omega_b$	Conjunto dos blocos de tempo
$\Omega_c$	Conjunto de cenários
$\Omega_c^b$	Conjunto dos cenários $c$ no bloco de tempo $b$
$\Omega_e$	Conjunto das barras candidatas à alocação de banco de baterias
$\Omega_g$	Conjunto das barras candidatas à alocação de geração despachável a gás
$\Omega_k^{ES}$	Conjunto dos tipos de bancos de baterias
$\Omega_k^{GS}$	Conjunto dos tipos de geradores a gás
$\Omega_k^{PV}$	Conjunto dos tipos de painéis fotovoltaicos
$\Omega_k^{TR}$	Conjunto dos tipos de transformadores a instalar nas subestações
$\Omega_k^W$	Conjunto dos tipos de geradores eólicos
$\Omega_l$	Conjunto das linhas do sistema
$\Omega_l^*$	Conjunto das linhas do sistema com numeração $(ij \cup ji)$
$\Omega_n$	Conjunto das barras do sistema
$\Omega_{nc}^t$	Conjunto das barras com carga no período $t$
$\Omega_{np}^t$	Conjunto das barras de passagem no período $t$
$\Omega_p$	Conjunto das barras candidatas à alocação de geração solar
$\Omega_s$	Conjunto das barras com subestação
$\Omega_t$	Conjunto de períodos de planejamento
$\Omega_w$	Conjunto das barras candidatas à alocação de geração eólica
$N(i)$	Conjunto das barras que estão ligadas na barra $i$
$a$	Índice do tipo de condutor
$b$	Índice de bloco de tempo
$c$	Índice de cenário
$e$	Índice de barra com banco de baterias
$g$	Índice de barra com geração despachável
$i / j$	Índice de barra
$k$	Índice usado para determinar o tipo de equipamento
$l/ij$	Índice de linha
$p$	Índice de barra com geração solar

$s$	Índice de subestação
$t$	Índice de período
$\omega$	Índice de barra com geração eólica

*Variáveis Binárias:*

$y_{e,k,t}^{ES}$	Variável de decisão binária para instalação de banco de baterias do tipo $k$ na barra $e$ no período $t$
$y_{g,k,t}^{GS}$	Variável de decisão binária para instalação de geração despachável do tipo $k$ na barra $g$ no período $t$
$y_{ij,a,t}^L$	Variável de decisão binária que determina o estado operacional da linha $ij$ com condutor do tipo $a$ no período $t$
$y_{p,k,t}^{PV}$	Variável de decisão binária para instalação de geração solar do tipo $k$ na barra $p$ no período $t$
$y_{s,k,t}^{SS}$	Variável de decisão binária para instalação ou reforço da subestação da barra $s$ com transformador do tipo $k$ no período $t$
$y_{w,k,t}^W$	Variável de decisão binária para instalação de geração eólica do tipo $k$ na barra $w$ no período $t$
$z_{ij,a,t}^L$	Variável de decisão binária para construção ou recondutoramento da linha $ij$ com condutor do tipo $a$ no período $t$
$\beta_{ij,t}$	Variável de decisão binária usada para manter a radialidade do sistema no período $t$

*Variáveis contínuas:*

$CO_2^{Total}$	Emissões totais de $CO_2$ no ambiente
$P_{ij,c,t}$	Fluxo de potência ativa no circuito $ij$ no cenário $c$ e período $t$
$P_{i,c,t}^{ESC}$	Potência ativa de carga no banco de baterias instalado na barra $i$ , no cenário $c$ e período $t$
$P_{i,c,t}^{ESD}$	Potência ativa de descarga no banco de baterias instalado na barra $i$ , no cenário $c$ e período $t$
$P_{i,c,t}^{GS}$	Potência ativa de injetada pelo gerador a gás instalado na barra $i$ , no cenário $c$ e período $t$
$P_{i,c,t}^{LS}$	Potência ativa de corte de carga na barra $i$ , no cenário $c$ e período $t$
$P_{i,c,t}^{PV}$	Potência ativa de injetada pelo painel fotovoltaico instalado na barra $i$ , no cenário $c$ e período $t$
$P_{i,c,t}^{SS}$	Potência ativa injetada na subestação da barra $i$ , no cenário $c$ e período $t$

$P_{i,c,t}^W$	Potência ativa gerada pelo gerador eólico instalado na barra $i$ , no cenário $c$ e período $t$
$Q_{ij,c,t}$	Fluxo de potência reativa no circuito $ij$ , cenário $c$ e período $t$
$Q_{i,c,t}^{GS}$	Potência reativa de injetada pelo gerador a gás instalado na barra $i$ , no cenário $c$ e período $t$
$Q_{i,c,t}^{LS}$	Potência reativa de corte de carga na barra $i$ , no cenário $c$ e período $t$ .
$Q_{i,c,t}^{PV}$	Potência reativa de injetada pelo painel fotovoltaico instalado na barra $i$ , no cenário $c$ e período $t$
$Q_{i,c,t}^{SS}$	Potência reativa injetada na subestação da barra $i$ no cenário $c$ e período $t$
$Q_{i,c,t}^W$	Potência reativa gerada no gerador eólico instalado na barra $i$ no cenário $c$ e período $t$
$X_{ij,a,c,t}$	Variáveis associadas ao modelo cônico para o fluxo de potência
$Y_{ij,a,c,t}$	
$\delta_{i,a,c,t}^l$	Variável associada com a tensão na barra $i$ , circuito $l$ , condutor tipo $a$ , cenário $c$ e período $t$ , para o modelo cônico
$\delta_{i,c,t}$	Variável associada com a tensão na barra $i$ circuito $l$ , cenário $c$ e período $t$
<i>Parâmetros:</i>	
$b_{ij,a}$	Susceptância série do circuito $ij$ , para o tipo de condutor $a$
$b_{ij,a}^{sh}$	Susceptância shunt do circuito $ij$ , para o tipo de condutor $a$
$C_k^{I,ES}$	Custo de instalação de um banco de baterias do tipo $k$
$C_k^{I,GS}$	Custo de instalação de um gerador a gás do tipo $k$
$C_{a_0,a}^{I,L}$	Custo de instalação do condutor tipo $a$ , a partido do condutor inicial $a_0$
$C_k^{I,PV}$	Custo de instalação de um painel fotovoltaico do tipo $k$
$C_k^{I,SS}$	Custo de instalação de subestação na barra $s$
$C_k^{I,W}$	Custo de instalação de um gerador eólico do tipo $k$
$C_t^C$	Custo da taxa por emissão de CO <sub>2</sub> subestações no período $t$
$C_{c,t}^E$	Custo de compra de energia nas subestações no cenário $c$ , e período $t$
$C^{LS}$	Custo de penalização por corte de carga
$C_k^{M,ES}$	Custo de manutenção de um banco de baterias do tipo $k$
$C_k^{M,GS}$	Custo de manutenção de um gerador a gás do tipo $k$
$C_k^{M,PV}$	Custo de manutenção de um painel fotovoltaico do tipo $k$



$C_k^{M,W}$	Custo de manutenção de um gerador eólico do tipo $k$
$C_k^{ESC}$	Custo de operação no processo de carga de um banco de baterias do tipo $k$
$C_k^{ESD}$	Custo de operação no processo de descarga de um banco de baterias do tipo $k$
$C_k^{GS}$	Custo de operação de um gerador a gás do tipo $k$
$C_k^{PV}$	Custo de operação de um painel fotovoltaico do tipo $k$
$C_k^W$	Custo de operação de um gerador eólico do tipo $k$
$e^{GS}, e^{SS}$	Fatores de emissão de CO <sub>2</sub> de um gerador a gás e uma subestação
$f_c^D$	Fator de nível de demanda no cenário $c$ .
$f^{GD}$	Fator de penetração máxima de geração distribuída no sistema
$f_{k,c}^{PV}$	Fator de nível potência ativa disponível no painel fotovoltaico do tipo $k$ no cenário $c$
$f_{k,c}^W$	Fator de nível potência ativa disponível no gerador eólico do tipo $k$ no cenário $c$
$g_{ij,a}$	Condutância série do circuito $ij$ , para o tipo de condutor $a$
$\bar{I}_a$	Limite de corrente do condutor tipo $a$
$INV_t$	Limite de investimento no período $t$
$L_l$	Comprimento do trecho de rede $l$
$\overline{LSP}$	Limite de corte de carga de potência ativa permitido
$\overline{LSQ}$	Limite de corte de carga de potência reativa permitido
$\overline{P}_k^{ES}$	Limite de potência ativa do banco de baterias do tipo $k$
$P_{i,t}^D$	Pico de demanda de potência ativa na barra $i$ no período $t$
$\overline{P}_k^{PV}$	Limite de potência ativa de saída do painel fotovoltaico do tipo $k$
$\overline{P}_k^W$	Limite de potência ativa de saída do gerador eólico do tipo $k$
$Q_{i,t}^D$	Pico de demanda de potência reativa na barra $i$ no período $t$
$S_s^0$	Potência instalada inicial na subestação $s$
$S_k$	Potência do transformador a instalar na subestação
$\overline{S}_k^W$	Limite de potência aparente de saída do gerador eólico do tipo $k$
$\overline{S}_k^{GS}$	Limite de potência aparente de saída do gerador a gás do tipo $k$
$T_c$	Tempo em horas do cenário $c$
$\bar{V}_i$	Magnitude de tensão máxima permitido na barra $i$
$V_i$	Magnitude de tensão mínima permitido na barra $i$
$y_{ij,a}^{L,0}$	Vector binário que indica o tipo de condutor $a$ existente no circuito $ij$

$\lambda$	Anos de um período no horizonte de planejamento
$\tau$	Taxa de juros
$\varphi_{id}^{GS}, \varphi_{cp}^{GS}$	Fator de potência indutivo e capacitivo do gerador a gás
$\varphi_{id}^{PV}, \varphi_{cp}^{PV}$	Fator de potência indutivo e capacitivo do painel fotovoltaico
$\varphi_{id}^W, \varphi_{cp}^W$	Fator de potência indutivo e capacitivo do gerador eólico
$\eta_{ESC}, \eta_{ESD}$	Eficiência do banco de baterias nos processos de carga e descarga
$\varsigma$	Ciclo de vida dos equipamentos.

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>20</b>
1.1	ESTADO DA ARTE .....	22
<b>1.1.1</b>	<b>Planejamento de sistemas de distribuição.....</b>	<b>22</b>
1.2	OBJETIVO GERAL.....	31
<b>1.2.1</b>	<b>Objetivos específicos.....</b>	<b>31</b>
1.3	ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO .....	32
<b>2</b>	<b>OTIMIZAÇÃO ESTOCÁSTICA</b>	<b>34</b>
2.1	REPRESENTAÇÃO DE INCERTEZAS ATRAVÉS DE CENÁRIOS.....	35
2.2	PROGRAMAÇÃO ESTOCÁSTICA DE DOIS ESTÁGIOS.....	36
<b>3</b>	<b>CONSIDERAÇÕES PARA O PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DE SDEE</b>	<b>39</b>
3.1	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA .....	39
<b>3.1.1</b>	<b>Geração eólica.....</b>	<b>41</b>
<b>3.1.1.1</b>	<b><i>Modelo matemático do gerador eólico</i> .....</b>	<b>41</b>
<b>3.1.2</b>	<b>Geração solar .....</b>	<b>43</b>
<b>3.1.2.1</b>	<b><i>Modelo matemático do painel fotovoltaico</i> .....</b>	<b>44</b>
<b>3.1.3</b>	<b>Geração despachável.....</b>	<b>45</b>
<b>3.1.3.1</b>	<b><i>Modelo matemático do gerador despachável</i>.....</b>	<b>45</b>
3.2	DISPOSITIVOS ARMAZENADORES DE ENERGIA .....	46
3.3	MODELO DE INCERTEZAS NO PSDEE .....	48
3.4	MODELO CÔNICO DE FLUXO DE POTÊNCIA PARA SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO.....	50
3.5	RADIALIDADE DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO .....	53
<b>4</b>	<b>PSDEE - ABORDAGEM ESTOCÁSTICA E MULTI-PERÍODO</b>	<b>57</b>
4.1	MODELO MATEMÁTICO PARA O PSDEE MULTI-PERÍODO.....	57
4.2	TÉCNICA DE SOLUÇÃO .....	65

4.3	TESTES E RESULTADOS .....	65
4.3.1	<b>Sistema de 69 barras .....</b>	<b>66</b>
4.3.1.1	<i>Sistema de 69 barras. Análise de resultados.....</i>	<i>70</i>
4.3.2	<b>Sistema de 24 barras .....</b>	<b>72</b>
4.3.2.1	<i>Sistema de 24 barras. Análise de resultados.....</i>	<i>78</i>
4.3.3	<b>Sistema de 54 barras .....</b>	<b>80</b>
4.3.3.1	<i>Sistema de 54 barras. Análise de resultados.....</i>	<i>87</i>
<b>5</b>	<b>META-HEURÍSTICA VND APLICADA AO PROBLEMA DE PSDEE</b>	<b>90</b>
5.1	ALGORITMO DE BUSCA EM VIZINHANÇA VARIÁVEL.....	90
5.2	ALGORITMO VND .....	91
5.3	VND DEDICADO AO PROBLEMA DE PSDEE MULTI-PERÍODO.....	93
5.3.1	<b>Solução inicial .....</b>	<b>94</b>
5.3.2	<b>Critérios de vizinhança .....</b>	<b>97</b>
5.3.2.1	<i>Eliminação de Subestações .....</i>	<i>98</i>
5.3.2.2	<i>Construção de novas subestações .....</i>	<i>101</i>
5.3.2.3	<i>Repotenciação de subestações.....</i>	<i>104</i>
5.3.2.4	<i>Recondutoramento de circuitos .....</i>	<i>105</i>
5.3.2.5	<i>Reconfiguração da rede .....</i>	<i>105</i>
5.3.2.6	<i>Instalação de GD e DAE em barras candidatas .....</i>	<i>107</i>
5.3.3	<b>Algoritmo VND especializado para o problema de PSDEE .....</b>	<b>109</b>
5.4	TESTES E RESULTADOS .....	110
5.4.1	<b>Sistema de 69 barras .....</b>	<b>110</b>
5.4.1.1	<i>Sistema de 69 barras. Análise de resultados. AHC .....</i>	<i>114</i>
5.4.2	<b>Sistema de 24 barras .....</b>	<b>115</b>
5.4.2.1	<i>Sistema de 24 barras. Análise de resultados.....</i>	<i>120</i>
5.4.3	<b>Sistema de 54 barras .....</b>	<b>121</b>
5.4.3.1	<i>Sistema de 54 barras. Análise de resultados.....</i>	<i>128</i>

5.4.4	Sistema de 182 barras .....	129
<b>6</b>	<b>COMPARAÇÃO DAS TÉCNICAS DE SOLUÇÃO E DISCUSSÃO DE RESULTADOS.</b>	<b>133</b>
6.1	SISTEMA DE 69 BARRAS.....	133
6.2	SISTEMA DE 24 BARRAS.....	136
6.3	SISTEMA DE 54 BARRAS.....	138
<b>7</b>	<b>CONCLUSÕES E CONSIDERAÇÕES FINAIS PARA TRABALHOS FUTUROS</b>	<b>141</b>
7.1	CONCLUSÕES.....	141
7.2	TRABALHOS FUTUROS.....	142
	<b>REFERÊNCIAS</b>	<b>143</b>
	 <b>ANEXO A. Cenários de operação</b>	 152
	<b>ANEXO B. DADOS DOS SISTEMAS TESTADOS</b>	154
	 <b>B 1. Sistema distribuição de 69 barras</b> .....	 154
	<b>B 2. Sistema distribuição de 24 Barras</b> .....	157
	<b>B 3. Sistema distribuição de 54 barras</b> .....	160
	<b>B 4. Sistema distribuição de 182 barras</b> .....	164

## 1 INTRODUÇÃO

A formulação e solução do problema de planejamento de sistemas reais de distribuição de energia elétrica (PSDEE) é um desafio por se tratar de um problema altamente complexo envolvendo as não linearidades dos modelos e um grande número de variáveis inteiras e contínuas. O objetivo geral do PSDEE é determinar as ações de investimento necessárias para atender a demanda crescente do sistema, e as condições físicas e operacionais de seus componentes dentro dos limites estabelecidos pelas agências reguladoras (WILLIS, 2004). Desta forma, deve-se determinar onde, quando e tipos de equipamentos que devem ser instalados na rede durante a fase de projeto para atender as necessidades energéticas dos consumidores atuais e futuros.

O PSDEE é um problema de programação não linear inteiro misto (PNLIM) no qual, as variáveis inteiras determinam as decisões de investimento em equipamentos que devem ser alocados na rede, e as variáveis contínuas representam o estado operacional do sistema. O PSDEE embora seja um problema matemática e computacionalmente difícil de resolver, é um tópico de grande importância para as companhias de distribuição (CoDis), fazendo que este problema tenha sido amplamente abordado na literatura sobre diversas perspectivas como o horizonte de planejamento (estático, pseudo-dinâmico, dinâmico), natureza conflitante dos objetivos (mono-objetivo, multi-objetivo), técnicas de solução utilizadas (otimização clássica, técnicas heurísticas e meta-heurísticas), e quanto a natureza das variáveis envolvidas nos modelos (determinístico, estocástico e robusto). Normalmente são considerados como objetivos do problema de PSDEE os custos de investimento em equipamentos para a rede, custos por compra de energia no mercado elétrico, perdas de energia elétrica e confiabilidade do serviço.

Na atualidade, o desenvolvimento dos *solvers* comerciais de otimização e o melhoramento dos recursos computacionais disponíveis têm apresentado grandes avanços que permitem desenvolver modelagens matemáticas mais complexas para o problema de PSDEE, considerando as características físicas e operacionais reais do sistema. Neste trabalho propõe-se modelos de otimização matemática baseados em programação convexa para resolver o problema de PSDEE através de *solvers* comerciais de otimização que utilizam linguagem de programação matemática e os resultados obtidos com estes modelos são comparados com os resultados obtidos utilizando técnicas de otimização meta-heurística, que embora não

garantam a obtenção da solução ótima global do problema, apresentam bom desempenho computacional.

Na literatura encontram-se diversas propostas em modelagem e técnicas de solução para abordar o PSDEE que consideram o problema dando prioridade ao investimento e aproximando o comportamento operacional do sistema segundo modelagens determinísticas (FRANCO; RIDER; ROMERO, 2014; GÓMEZ *et al.*, 2004; HAFFNER *et al.*, 2008a; JABR, 2013; LAVORATO *et al.*, 2010; MIRANDA; RANITO; PROENÇA, 1994; RAMIREZ-ROSADO; BERNAL-AGUSTIN, 1998; TABARES *et al.*, 2016). Este tipo de abordagem pode ocasionar problemas operacionais e sobre custos nos investimentos futuros, já que não está sendo considerada a natureza incerta das variáveis e parâmetros envolvidos no sistema de distribuição. Uma forma para resolver o problema de PSDEE mais próxima da realidade é considerar as incertezas presentes no comportamento físico e operacional do sistema. Desta forma, modelagens estocásticas e de programação robusta tornam-se mais adequadas para tratar este tipo de problemas.

A instalação de geração distribuída (GD) nos sistemas de distribuição pode oferecer grandes benefícios para o sistema, mais isso depende da sua adequada instalação, para não provocar problemas na operação da rede, daí as pesquisas que consideram a alocação e operação de GD nas redes de distribuição (NADERI; SEIFI; SEPASIAN, 2012; PEREIRA *et al.*, 2016; SHAABAN; ATWA; EL-SAADANY, 2013). Motivada pelos avanços tecnológicos e o baixo impacto ambiental, a GD utilizando fontes de geração renovável (FGR) tem um papel importante na operação e controle atual e futuro dos sistemas de energia elétrica. Este tipo de tecnologia apresenta novos desafios para os planejadores, pois a GD com fontes de energia renováveis como a eólica e solar são intermitentes e não existe controle sobre as mesmas, e desta forma, novas modelagens matemáticas têm que ser desenvolvidas para considerar a natureza estocástica deste tipo de fontes de geração. Na literatura encontram-se diversos trabalhos que apresentam avanços nessa linha de pesquisa no PSDEE (BORGES; MARTINS, 2012; MONTOYA-BUENO; MUNOZ; CONTRERAS, 2015; MUNOZ-DELGADO; CONTRERAS; ARROYO, 2015, 2016, SANTOS *et al.*, 2017b, 2017c; ZOU *et al.*, 2012). Neste trabalho considera-se a instalação de GD com tecnologias eólica, solar e despachável, portanto, desenvolve-se uma modelagem para o problema de PSDEE de programação estocástica para considerar as incertezas tanto no comportamento das FGR como na demanda de energia elétrica.

Nos modelos de otimização propostos neste trabalho consideram-se os custos de investimento para a expansão da rede (construção e/ou expansão de subestações, construção e

recondutoramento de circuitos, instalação de geração distribuída com FGR e despachável) e os custos operacionais do sistema (compra de energia e manutenção das subestações, e custos de operação e manutenção dos GDs instalados no sistema). Os modelos matemáticos desenvolvidos são baseados em programação convexa e formulados para resolver o problema de PSDEE de forma estática e dinâmica usando *solvers* comerciais de otimização. Estes modelos estão limitados a resolver problemas de planejamento de sistemas de pequeno porte. Desta forma, altos custos computacionais referentes aos tempos de CPU que podem consumir os *solvers* comerciais de otimização para problemas complexos e de grande porte como o PSDEE, propõem-se estratégias heurísticas e meta-heurísticas híbridas com os modelos matemáticos para reduzir o esforço computacional e comparar os resultados obtidos através das metodologias propostas.

## 1.1 ESTADO DA ARTE

O problema de PSDEE de longo do prazo tem sido modelado e resolvido de diversas formas, procurando sempre um plano de expansão da rede que possa operar adequadamente sobre diversas condições e que supra as necessidades energéticas dos usuários (GANGULY; SAHOO; DAS, 2013b; GEORGILAKIS; HATZIARGYRIOU, 2015; KHATOR; LEUNG, 1997). Na seguinte seção apresentam-se os trabalhos encontrados na literatura sobre a formulação e solução do problema de PSDEE sobre diversas abordagens e técnicas de solução e que são relevantes no desenvolvimento desta pesquisa.

### 1.1.1 Planejamento de sistemas de distribuição

Para os sistemas radiais tradicionais encontra-se na literatura um grande número de propostas de modelos determinísticos de programação matemática de diferentes naturezas para solução do problema de planejamento da expansão de longo prazo de sistemas de distribuição. As propostas de modelos matemáticos e técnicas de solução são dependentes de recursos computacionais existentes, tanto de *hardware* como *software* eficiente para solução do modelo matemático. Nesta linha de pesquisa destacam-se os modelos de programação quadrática inteira mista (PQIM) destacando os trabalhos de (FRANCO; RIDER; ROMERO, 2014; JABR, 2013; PONNAVAIKKO; RAO; VENKATA, 1987), e de programação linear



inteira mista (PLIM) que são apresentados e discutidos em (HAFFNER *et al.*, 2008a, 2008b; SHEN *et al.*, 2018; TABARES *et al.*, 2016).

Ponnaivaikko, Rao e Venkata (1987) desenvolvem um modelo de programação quadrática inteira mista para o PSDEE. A função objetivo considera os custos de instalação de circuitos e subestações. Para resolver o problema, um algoritmo heurístico construtivo de dois passos é proposto. No primeiro passo relaxa-se a integralidade do problema para obter um problema de programação quadrática PQ que é resolvido usando o método de gradiente reduzido de Wolfe para definir mediante arredondamento das variáveis as subestações que devem ser instaladas no sistema. Uma vez conhecida a alocação das subestações e de forma similar ao passo anterior, o segundo passo consiste em definir o roteamento dos circuitos. O modelo e técnica de solução são testados em um sistema de duas subestações e oito barras.

Jabr (2013) apresenta duas formulações, uma considerando circuito simples e outra considerando circuitos paralelos equivalentes para o problema de PSDEE usando um modelo de programação cônica inteira mista (PCIM) que utiliza a aproximação poliedral para linearizar as restrições cônicas e obter o ótimo global do problema. Restrições de radialidade específicas para o problema são adicionadas à modelagem para reduzir o esforço computacional. Os testes são realizados em sistemas de 23, 54, 136 barras usando o *solver* CPLEX limitando o tempo computacional em até 4 horas.

Franco, Rider e Romero (2014) propõem uma formulação quadrática inteira mista para o problema de PSDEE. Na função objetivo são considerados os custos de investimento em subestações, circuitos e instalação de bancos de capacitores. Os custos de operação estão relacionados com as perdas de energia elétrica nos condutores, e na compra de energia na subestação. O tipo de planejamento é de longo prazo estático, e resolvido usando o *solver* CPLEX. Os testes são realizados em três sistemas testes da literatura de 23, 54 e 136 nós comparando os resultados do planejamento ao incluir a instalação de bancos de capacitores.

Haffner *et al.* (2008b, 2008a) apresentam uma abordagem multi-período para o problema de PSDEE que inclui a instalação de geração distribuída usando uma modelagem de programação linear inteira mista. A Função objetivo considera a instalação de subestações, circuitos e geração distribuída, os custos de operação e manutenção da rede. Para os testes é usado um sistema de 18 nós usando o *solver* XPRESS-MP.

Tabares *et al.* (2015) propõem uma abordagem multi-período para o problema de PSDEE de longo prazo usando a linearização por partes da função que representa as perdas de potência. A função objetivo inclui os custos de investimento em subestações, construção de novos circuitos, troca de condutores nos circuitos existentes, geração distribuída despachável, bancos de capacitores, reguladores de tensão e os custos de operação por perdas de energia nos condutores e compra de energia ativa na subestação. Os testes são realizados no sistema de 24 barras, considerando três períodos dentro do horizonte de planejamento e usando o solver CPLEX.

Shen *et al.* (2018) desenvolvem uma estratégia de co-otimização para o planejamento multi-período considerando linhas novas e/ou reconduzidas e GD despachável. O modelo matemático permite a reconfiguração e operação ilhada com *microgrids*. O modelo de PLIM proposto usa as leis de Kirchhoff com queda de tensão linearizada. Os testes são realizados no sistema de 18 barras usando o solver GUROBI.

Por outro lado, as técnicas heurísticas e meta-heurísticas apesar de que não garantem que as soluções obtidas são ótimos globais, permitem considerar diferentes aspectos físicos e operacionais reais do problema de planejamento e resolver o problema de planejamento de sistemas de grande porte com tempos de CPU não proibitivos e com um ou vários objetivos simultaneamente, destacando-se os trabalhos apresentados por (CARRANO *et al.*, 2006; GANGULY; SAHOO; DAS, 2013a; GITIZADEH; VAHED; AGHAEI, 2013; GÓMEZ *et al.*, 2004; LAVORATO *et al.*, 2010; NADERI; SEIFI; SEPASIAN, 2012; NAHMAN; PERIC, 2008; PEREIRA JUNIOR *et al.*, 2014; RAMIREZ-ROSADO; BERNAL-AGUSTIN, 1998; RUPOLO *et al.*, 2017).

Ramirez-Rosado e Bernal-Agustin (1998) propõem o uso do algoritmo genético (AG) para resolver o problema de PSDEE com um modelo matemático de programação não linear inteiro misto que é aplicável a horizontes de planejamento estáticos ou dinâmicos, considerando alocação e dimensionamento de subestações e alimentadores e os custos variáveis de operação. Os testes são realizados em um sistema de grande porte com 201 nós utilizando um modelo de planejamento estático.

Gómez *et al.* (2004) usam a meta-heurística colônia de formigas (*ant-colony system algorithm*) para resolver o problema de PSDEE usando um modelo de programação não linear inteiro misto. A função objetivo considera os custos de investimento em alocação e

dimensionamento de subestações e alimentadores primários e os custos operacionais por perdas de energia e operação das subestações. A metodologia é testada em sistemas de 23 e 201 nós.

Carrano *et al.* (2006) propõem resolver o PSDEE considerando otimização multiobjectivo que fornece conjunto de soluções de Pareto. Dois objetivos são considerados na modelagem: custos de investimento e operação, e uma função de custos devido a incidência de faltas no sistema. A modelagem é multi-objetivo e resolvida usando o AG multi-objetivo NSGA-II.

Nahman e Peric (2008) usam *simulated annealing* para resolver o PSDEE em redes radiais. A função objetivo considera construção e reforço de linhas e subestações. Os custos operacionais são as perdas de potência ativa pelos condutores.

Lavorato *et al.* (2010) propõem um algoritmo heurístico construtivo (AHC) para resolver o problema de PSDEE estático. O AHC usa a solução de um modelo de programação não linear para obter índices de sensibilidade e determinar de forma iterativa a adição de novos equipamentos e circuitos no sistema.

Naderi, Seifi e Sepasian (2012) propõem um modelo de programação dinâmica para o problema de PSDEE que é resolvido usando AG. A alocação de geração distribuída é considerada no modelo. Para o cálculo do estado operacional do sistema, é usado um fluxo de potência ótimo para reduzir os custos operacionais do sistema. O algoritmo é testado num sistema de 9 nós para diversos casos de estudo.

Ganguly, Sahoo e Das (2013b) propõem um modelo para o problema de PSDEE com duas funções objetivo usando pesos ponderados para transformá-las em uma única função objetivo. São considerados como primeiro objetivo os custos de instalação de novos alimentadores, instalação de subestações, manutenção de linhas e subestações e os custos de perdas de energia. A segunda função objetivo representa a confiabilidade do sistema de distribuição em termos de custos de energia não suprida, custos de reparo de alimentadores e danos aos consumidores devido as interrupções. O tipo de modelagem é estático e resolvido usando *particle swarm optimization* (PSO).

Gitizadeh, Vahed e Aghaei (2013) desenvolvem um algoritmo híbrido entre as meta-heurísticas PSO e *Shuffled Frog Leaping* para resolver o problema de PSDEE multi-período

considerando duas funções objetivo: a primeira função objetivo minimiza os custos de investimento em linhas de reserva e troca de condutores além da instalação de GD despachável junto com os custos operacionais da rede; A segunda função objetivo maximiza os índices de confiabilidade da rede.

Pereira Junior *et al.* (2014) propõem a solução através de um algoritmo tabu search multi-objetivo do problema de PSDEE. A função objetivo considera os custos por expansão da rede convencionais nos modelos de PSDEE com alocação de chaves, os custos relacionados com a confiabilidade da rede são modelados em termos da energia não suprida. Em caso de contingências no sistema, o modelo permite a reconfiguração da rede para restaurar a falta.

Rupolo *et al.* (2017) resolvem o planejamento integrado de redes de distribuição de média e baixa tensão através da meta-heurística *general variable neighborhood search* (GVNS). As restrições de acoplamento entre as redes de média e baixa tensão são representadas através da modelagem dos transformadores nas equações de fluxo de potência.

Estes trabalhos consideram modelos determinísticos no comportamento da rede, por tanto, nas modelagens propostas não são considerados os modelos de comportamento da demanda nem instalação de FGR que obrigam a considerar comportamentos aleatórios nos parâmetros e variáveis do problema. A consideração das incertezas no comportamento do sistema permite o desenvolvimento de modelos matemáticos que representam de forma mais realística os sistemas de distribuição. Nesta linha de pesquisa destacam-se os trabalhos que utilizam modelos de programação estocástica ou robusta. (ASENSIO *et al.*, 2018b, 2018a; BAÑOL ARIAS *et al.*, 2018; BORGES; MARTINS, 2012; DE QUEVEDO; MUNOZ-DELGADO; CONTRERAS, 2019; HAGHIGHAT; ZENG, 2018; HEMMATI; HOOSHMAND; TAHERI, 2015; MELGAR-DOMINGUEZ; POURAKBARI-KASMAEI; MANTOVANI, 2019; MONTOYA-BUENO; MUNOZ; CONTRERAS, 2015; MUNOZ-DELGADO; CONTRERAS; ARROYO, 2015, 2016, SAMPER; VARGAS, 2013a, 2013b; SANTOS *et al.*, 2017a; SHEN *et al.*, 2017), nestes trabalhos, a solução dos modelos matemáticos torna-se altamente complexa envolvendo uma grande quantidade de cenários e variáveis.

Montoya-Bueno, Munoz e Contreras (2015) apresentam um modelo para alocação ótima de geração distribuída com fontes renováveis considerando incertezas no

comportamento da demanda. Na função objetivo consideram-se os custos de investimento em geração distribuída fotovoltaica e eólica, expansão de subestações existentes, custos de manutenção, custo das perdas de energia, e o custo de compra de energia ativa nas subestações. A abordagem é multi-período, estocástica com as restrições de fluxo de potência linearizadas para obter um modelo matemático de programação linear inteira mista que é resolvida com o *solver* CPLEX.

Munoz-Delgado, Contreras e Arroyo (2015) propõem um modelo de otimização de PLIM para resolver o problema de PSDEE multi-período considerando a instalação de geração distribuída despachável e eólica no sistema de distribuição. As restrições não lineares de perdas de energia são modeladas utilizando linearização por partes. A potência gerada nas turbinas eólicas é considerada através níveis de potencial eólico e zonas de operação.

Munoz-Delgado, Contreras e Arroyo (2016) apresentam uma modelagem para o problema de PSDEE considerando incertezas nas cargas e na geração distribuída de fontes de geração com energias renováveis. Após o processo de otimização é estimada uma medida de confiabilidade baseada nos índices de continuidade do serviço de fornecimento de energia. Desenvolve-se um algoritmo para obter um conjunto de soluções de boa qualidade em termos de custo total do investimento e operação. A modelagem é estocástica baseada em cenários e resolvida como um problema de PLIM através de *solver* comercial.

Santos *et al.* (2017b) (2017c) propõem uma modelagem estocástica multi-período para apoiar o processo de tomada de decisões do planejador considerando instalação de fontes de geração renováveis (eólica e solar) coordenando a operação com fontes de potência reativas e armazenadores de energia. O modelo matemático proposto é linear inteiro misto.

Meneses De Quevedo, Munoz-Delgado e Contreras (2017) apresentam um modelo de PLIM para resolver o problema de PSDEE considerando alocação de fontes de armazenamento, centros de carregamento de veículos elétricos, FGR solar e eólica, enquanto que a geração despachável e o impacto ambiental são desprezados da formulação. As incertezas envolvidas no problema são consideradas através de redução de cenários usando K-means.

Shen *et al.* (2017) apresentam uma estratégia de co-otimização para o planejamento multi-período em redes ativas de distribuição que combina ações de investimento em linhas novas e/ou reconduzidas e DAE em longo prazo, com análises operacionais em horizontes

de curto prazo. O modelo de PLIM proposto usa as leis de Kirchhoff com a restrição de queda de tensão linearizada. O comportamento da demanda e do custo da energia é tratada como cenários combinados de demanda típica diária e preços marginais respectivamente.

Asensio *et al.* (2018a, 2018b) propõem uma perspectiva do problema de PSDEE considerando resposta à demanda. Para isto, a função objetivo considera maximizar o bem-estar social menos os custos investimento em dispositivos, custos de operação e manutenção. A resposta à demanda é modelada através de uma função de elasticidade de demanda e calibrada por níveis de carga considerados em função dos custos da energia na subestação. A formulação resultante considera um modelo de PLIM.

Banol Arias *et al.* (2018) desenvolvem um modelo de PLIM para resolver o PSDEE multi-período robusto considerando construção e/ou reforço de subestações e circuitos, instalação de bancos de capacitores, geração distribuída despachável e estações de carga de veículos elétricos. As variáveis estocásticas do problema são o comportamento da demanda convencional e na demanda dos centros de carga de veículos elétricos. Os limites de potência na subestação consideram-se através da metodologia *chance constraint*, o que determina um intervalo de confiança para garantir os limites de potência das subestações ao redor da solução ótima do problema.

Haghighat e Zeng (2018) propõem um algoritmo de decomposição de Benders para resolver o modelo para o PSDEE estático baseado em programação cônica de segunda ordem e *chance constraint*, considerando incerteza no comportamento da demanda. O modelo de planejamento considera construção e/ou reforço de subestações e circuitos. Os autores não consideram em detalhe o comportamento estocástico das variáveis, porém, focam o trabalho na técnica de solução.

Melgar-Dominguez, Pourakbari-Kasmaei e Mantovani (2018) apresentam o problema de alocação e dimensionamento de FGR, reguladores de tensão, bancos de capacitores e recondutoramento de circuitos em presença de DAE, com uma abordagem robusta de dois estágios sobre um horizonte de planejamento de curto prazo. O problema é modelado através de um modelo de PLIM que é resolvido de forma eficiente através do algoritmo de geração de colunas e restrições.

Home-Ortiz *et al.* (2019) apresentam um modelo de PCIM para resolver o problema de alocação ótima de geração distribuída eólica e despachável junto ao reforço da rede,

considerado o recondutoramento e a expansão das subestações existentes. As incertezas no comportamento combinado da demanda e a velocidade do vento são consideradas através de redução de dados históricos das variáveis com incerteza usando curvas de probabilidade acumulada. O problema é abordado através de programação estocástica de dois estágios baseada em cenários sob um horizonte de planejamento multi-período.

Considerar incertezas no comportamento do sistema leva a tempos computacionais elevados que podem chegar a ser proibitivos em estudos de planejamento. As técnicas meta-heurística são técnicas de solução que mantem-se presentes nas pesquisas devido à grande dificuldade que tem os modelos matemáticos para resolver problemas com grande quantidade de variáveis (BAGHERI; MONSEF; LESANI, 2015; BORGES; MARTINS, 2012; HEMMATI; HOOSHMAND; TAHERI, 2015; ORTIZ *et al.*, 2018; PEREIRA *et al.*, 2016; SAMPER; VARGAS, 2013b, 2013a; SHAABAN; ATWA; EL-SAADANY, 2013; ZENG *et al.*, 2014; ZOU *et al.*, 2012).

Borges e Martins (2012) propõem uma modelagem para o problema de PSDEE considerando instalação de fontes de geração renováveis, custos de investimento para a expansão da rede, compra de energia nas subestações, custo devido as perdas de energia e o valor esperado da energia não suprida pelo sistema. A modelagem é resolvida usando AG. O processo de otimização apresenta um plano de expansão da rede para cada cenário considerado individualmente. Através de uma heurística de decisão, é selecionado um único plano de expansão a partir dos planos de expansão obtidos para cada cenário.

Zou *et al.* (2012) propõem o PSDEE abrangendo a instalação de FGR com tecnologia eólica, solar e despachável. As incertezas envolvidas nas FGR e na demanda são consideradas através de funções de probabilidade e dados históricos para caso. Como técnica de solução se integram as meta-heurística TRIBE-PSO que explora soluções factíveis determinando as barras candidatas para instalar GD, e um processo de otimização local para intensificar e melhorar a solução encontrada pela meta-heurística.

Shaaban, Atwa, El-Saadany (2013) propõem a alocação ótima de GD com fontes renováveis no sistema de distribuição. A incerteza no comportamento do vento é representada como função de densidade de probabilidade num horizonte de planejamento multi-período. O problema foi resolvido usando AG. Os índices de confiabilidade e custo esperado de energia não suprida são calculados usando simulação de Monte Carlo.

Samper e Vargas (2013a, 2013b) usam o algoritmo *evolutionary particle swarm optimization* para resolver o planejamento multi-período de sistemas de distribuição considerando a alocação ótima de geração distribuída, custos de investimento em repotenciação de subestações e alimentadores primários. As incertezas no crescimento da demanda elétrica e os custos de compra de energia são modelados através da Simulação de Monte Carlo. Análise de faltas no sistema determina o custo esperado de energia não suprida. O modelo não considera a possibilidade da reconfiguração da rede no estado restaurativo.

Zeng *et al.* (2014) apresentam um modelo de PSDEE que integra a instalação de FGR, GD despachável, e medidores inteligentes de forma simultânea com o reforço da rede. O objetivo é reduzir as emissões de CO<sub>2</sub> do sistema de distribuição, considerando resposta à demanda. As incertezas associada às FGR e à tarifa nos preços dos consumidores são caracterizadas através de cenários. O problema é resolvido em duas etapas: a primeira etapa determina a alocação de FGR e medidores inteligentes através de AG, enquanto que na segunda etapa um método de ponto interior determina os despachos das FGR e as tarifas de energia oferecidas aos consumidores.

Hemmati, Hooshmand e Taheri (2015) resolvem o problema de PSDEE multi-período com alocação de geração distribuída através da meta-heurística PSO. As incertezas no crescimento da demanda elétrica e nos custos de energia são modeladas através de funções de distribuição de probabilidade e simulação de Monte Carlo. O algoritmo proposto é resolvido em dois estágios: primeiro determinam-se as ações de investimento para atender a demanda elétrica ao final do horizonte de planejamento. No segundo estágio é estimado o crescimento da demanda e são tomadas ações de instalação de dispositivos para atender novos pontos de carga. O modelo não considera a reconfiguração da rede nem restrições de radialidade.

Bagheri, Monsef e Lesani (2015) resolvem através de AG o problema de PSDEE considerando a construção e reforço de subestações e circuitos; e a instalação de GD despachável e eólica. As incertezas na demanda e no preço da energia são modeladas através de curvas de distribuição normal para cada nível de demanda, enquanto que a velocidade do vento é modelada usando uma distribuição de probabilidade Rayleigh. A instalação de GD e alimentadores de reserva permitem a operação ilhada do sistema para melhorar a confiabilidade. O estado operacional da rede é determinado usando um algoritmo de fluxo de potência de varredura.



Pereira *et al.* (2016) abordam o planejamento do ponto de vista da instalação de GD eólica e despachável junto com a alocação de bancos de capacitores. O problema de instalação de dispositivos na rede é resolvido usando busca tabu. As incertezas na geração eólica são consideradas através de curvas de probabilidade Weibull e analisadas mediante o método probabilístico de estimação por pontos. O estado operacional da rede é determinado através de fluxo de potência ótimo e resolvido através de AG de Chu-Beasley.

Ortiz *et al.* (2018) formulam o PSDEE estático como um problema de PCIM, estocástica considerando as ações típicas de planejamento e a alocação de FGR eólica. As incertezas no comportamento do vento e na demanda são consideradas através de dados históricos e redução de cenários. Neste trabalho, a meta-heurística tabu search é usada para determinar as variáveis inteiras do modelo (ações de investimento), enquanto que os custos e estado operacional da rede são determinados através de um modelo de PC resolvido com CPLEX. Finalmente, os resultados obtidos com tabu search são comparados com os resultados e tempos computacionais obtidos ao resolver o modelo de PCIM diretamente usando CPLEX.

## 1.2 OBJETIVO GERAL

O objetivo geral deste trabalho é formular um modelo de programação cônica inteira mista para o problema de PSDEE considerando a alocação de fontes de geração renovável, dispositivos armazenadores de energia, analisar a sua eficiência, escalabilidade e robustez computacional. Desta forma, desenvolver uma metodologia híbrida usando o modelo matemático formulado que é resolvido através da técnica de otimização meta-heurística VND e um *solver* de otimização comercial. Os resultados obtidos com a resolução do problema diretamente com o *solver* e a técnica de otimização meta-heurística desenvolvida são analisados detalhadamente e comparados.

### 1.2.1 Objetivos específicos

Neste trabalho, pretende-se:

- Desenvolver uma modelagem matemática baseada em programação convexa para o problema de PSDEE considerando uma abordagem multi-período

incluindo instalações de fontes de geração renováveis e dispositivos armazenadores de energia.

- Representar o comportamento das variáveis das fontes de energia renováveis e da demanda elétrica, considerando as incertezas por meio de uma metodologia de geração de cenários da literatura.
- Usar o *solver* comercial de otimização CPLEX para resolver o modelo de programação cônica inteira mista desenvolvido.
- Desenvolver uma metodologia híbrida que utiliza a técnica de otimização meta-heurística VND e um *solver* de otimização comercial para resolver o modelo de programação cônica de segunda ordem proposto.
- Comparar os resultados obtidos usando o *solver* CPLEX e o algoritmo híbrido VNS-CPLEX desenvolvido.
- Analisar o impacto econômico e ambiental da instalação de GD renovável e dos DAE na expansão do sistema de distribuição.

### 1.3 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

A descrição do modelo matemático para abordar o problema de PSDEE sobre incertezas, bem como as considerações específicas do problema e o desenvolvimento da técnica de otimização meta-heurística híbrida estão descritos e detalhados nos seguintes capítulos deste documento, que está organizado da seguinte forma:

- No Capítulo 2 apresenta-se uma breve introdução dos conceitos de programação estocástica utilizados para formular o problema de PSDEE como um modelo de programação estocástica de dois estágios.
- No Capítulo 3 são apresentadas as formulações matemáticas para todos os tipos de GD (eólico, solar e despachável) e DAE (bancos de baterias). Aplicação da técnica de agrupamento *k-means* para considerar as incertezas no comportamento da carga e das FGR. Convexificação das equações de fluxo de potência para redes radiais. Apresenta-se uma formulação especializada para o problema de radialidade da rede.
- No Capítulo 4 propõe-se uma formulação matemática para problema de PSDEE como um modelo de otimização PCIM. O modelo é resolvido

diretamente usando o *solver* de otimização CPLEX e são apresentados os resultados obtidos para sistemas testes de 69, 24 e 54 barras.

- No Capítulo 5 apresenta-se de forma detalhada o algoritmo híbrido especializado meta-heurística VND-*solver* de otimização comercial para resolver o modelo de otimização apresentado no Capítulo 4. Além disso, desenvolve-se um algoritmo heurístico construtivo para alocação e dimensionamento de diferentes tipos GD e DAE. São realizados testes e apresentados os resultados obtidos para os sistemas de 69, 24, 54 e 182 barras.
- No Capítulo 6 são apresentadas as comparações dos resultados obtidos nos Capítulos 4 e 5 ao resolver o modelo de otimização proposto usando diretamente o *solver* CPLEX e o algoritmo híbrido proposto.
- No Capítulo 7 são apresentadas as conclusões e sugestões de trabalhos futuros.

## 2 OTIMIZAÇÃO ESTOCÁSTICA

Os modelos de otimização são desenvolvidos para resolver da forma mais eficiente possível os problemas que se apresentam no mundo real, através de formulações matemáticas e técnicas especializadas de resolução. Assim, formulações determinísticas são comumente desenvolvidas para modelar problemas do mundo real, baseadas em medições médias dos parâmetros ou considerando que existe informação perfeita do problema. Normalmente, no mundo real é difícil medir ou prever de forma precisa os parâmetros e variáveis associadas a estes problemas, portanto existem incertezas nos seus comportamentos.

Formulações determinísticas baseadas em informações incompletas ou com previstos médios dos parâmetros embora possam fornecer soluções de qualidade para alguns tipos problemas, em outros casos podem fornecer soluções inadequadas ou ineficazes quando é considerado o comportamento real do problema. Desta forma, em alguns problemas reais é necessário desenvolver formulações matemáticas que considerem as incertezas nas variáveis e nos parâmetros do problema.

Uma forma adequada de tratar com problemas que apresentam variáveis e parâmetros incertos é através de modelos estocásticos (BIRGE; LOUVEAUX, 2011). Neste tipo de abordagem é considerada a natureza incerta das variáveis e parâmetros do problema, representando-os como variáveis aleatórias com funções de probabilidade ou possíveis cenários com uma respectiva probabilidade de ocorrência. Estas variáveis podem ser consideradas na função objetivo do problema de otimização e/ou nas suas restrições. O objetivo da otimização estocástica é encontrar uma solução que satisfaça todas as possibilidades de ocorrência das variáveis e parâmetros incertos do problema (KALL; WALLACE, 1994). Em comparação com o modelo de otimização determinístico, o modelo de otimização estocástica considera todas as possibilidades, ou as que apresentam maior probabilidade de acontecer, das variáveis com incerteza, portanto é possível tomar decisões mais realistas e robustas para o problema.

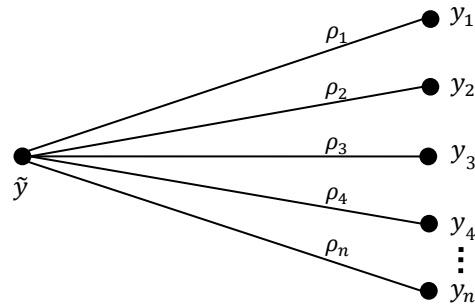
## 2.1 REPRESENTAÇÃO DE INCERTEZAS ATRAVÉS DE CENÁRIOS

Na teoria da otimização estocástica, os parâmetros incertos de um problema são denominados como variáveis estocásticas associadas a uma probabilidade de ocorrência e podem assumir valores discretos ou contínuos. A probabilidade  $\rho$  de uma variável contínua  $\tilde{y}$  assumir um valor  $y$  pode-se expressar como uma função de distribuição de probabilidades  $f_{\tilde{y}}(y) = \rho[y|\tilde{y} \leq y]$ . (KALL; WALLACE, 1994).

A representação do estado das variáveis estocásticas através de cenários é uma prática comum e aceita na teoria de otimização estocástica. Na literatura, existem aproximações na forma de função de probabilidade para os comportamentos de alguns parâmetros e variáveis, porem, na realidade é difícil definir e avaliar uma função de probabilidade para cada variável com incerteza. Nestes casos, a geração de um conjunto reduzido de amostras da variável estocástica pode ser uma forma mais atrativa para inclui-la nos modelos matemáticos. Se estas amostras estão relacionadas com uma probabilidade de ocorrência define-se então um possível conjunto de cenários. Para descrever adequadamente o comportamento de uma variável estocástica é necessário gerar uma quantidade suficiente de cenários, de tal forma que estes representem o comportamento da variável analisada. É importante ressaltar que uma quantidade muito grande de cenários pode tornar o problema computacionalmente intratável, em termos de tempos de processamento e capacidade de memória (CONEJO; CARRIÓN; MORALES, 2010).

O processo de geração de cenário é feito de duas formas: via histórico de comportamento da variável ou por meio da geração aleatória dos possíveis estados da variável, o qual se baseia nas funções de probabilidade do problema para gerar sua árvore e cenários representativos que determinam o comportamento da variável analisada. Na Figura 1 representa-se graficamente um exemplo uma árvore de cenários relacionados à variável aleatória  $\tilde{y}$ .

Figura 1 - Árvore de cenários



Fonte: Elaboração do próprio autor.

Em uma representação por árvore de cenários, a variável estocástica  $\tilde{y}$  pode ser representada como um conjunto reduzido de nós  $y_n$  cada um com a sua respectiva probabilidade de ocorrência  $\rho_n$ . Neste tipo de representação, cada nó representa um evento e, portanto, uma tomada de decisão. Para um problema com múltiplas variáveis estocásticas, como é o caso do PSDEE, a árvore de cenários de cada variável estocástica é composta por sucessões de nós com respectivas probabilidades de ocorrência. Independentemente da quantidade de variáveis envolvidas no problema, a soma total das probabilidades de cada cenário deve ser “1”.

## 2.2 PROGRAMAÇÃO ESTOCÁSTICA DE DOIS ESTÁGIOS

Nos modelos de otimização estocástica, existem basicamente dois tipos de variáveis: as que não dependem das incertezas do problema e as que dependem das realizações das incertezas. A separação entre os tipos de variáveis classifica os modelos de otimização estocástica em modelos por estágios.

A programação estocástica de dois estágios é um tipo de abordagem proposta por (BEALE, 1955) que considera a divisão das variáveis de decisão do problema em dois estágios. O modelo de otimização estocástica mais aplicado e estudado é modelo de programação linear de dois estágios (SHAPIRO; PHILPOTT, 2007). Neste tipo de modelo, as variáveis do primeiro estágio são definidas antes da realização das incertezas enquanto que no segundo estágio são definidos os valores das variáveis estocásticas após a realização das incertezas. O modelo de programação estocástica de dois estágios, pode ser formulado de forma geral segundo o modelo de otimização representado nas equações (1) - (4).

$$\min z(x) = cx + \sum_{c \in \Omega} \rho_c q_c y_c \quad (1)$$

Sujeito a:

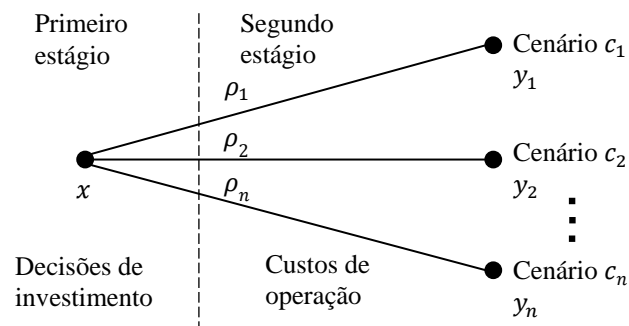
$$Ax = b \quad (2)$$

$$T_c x + W_c y_c = h_c \quad \forall c \in \Omega_c \quad (3)$$

$$x \in X, y_c \in Y, \forall c \in \Omega_c \quad (4)$$

Onde  $x$  representa as variáveis de decisão referentes ao primeiro estágio,  $y$  representa as variáveis estocásticas associadas ao segundo estágio, as matrizes  $A$ ,  $b$ , e  $c$  correspondem aos dados do problema associados ao primeiro estágio, as matrizes  $T$ ,  $W$ ,  $h$  e  $q$  representam os dados do problema associados ao segundo estágio que podem ser representados por cenários. Finalmente,  $c$  representa o conjunto das realizações ou cenários com a sua respectiva probabilidade de ocorrência  $\rho_c$ .

Figura 2 - Variáveis de decisão no modelo de dois estágios



Fonte: Elaboração do próprio autor

Na Figura 2 ilustra-se o comportamento das variáveis de decisão do modelo de programação estocástica de dois estágios considerando o problema de PSDEE que possuem variáveis de investimento e de operação. Pode-se observar que as variáveis de decisão  $x$  dependem da informação disponível até aquele momento e contemplam todos os possíveis cenários  $c$  considerados no problema. O cálculo das variáveis  $y$  é realizado depois de ser conhecido o valor das variáveis  $x$ , ou seja, as variáveis de decisão  $x$  são iguais para todos os possíveis cenários considerados.

O modelo de programação estocástica de dois estágios, é considerado estático porque considera um único instante de tempo no qual são tomadas as decisões. Processos de tomadas de decisões no mundo real requerem modelos em que as decisões sejam tomadas de forma

sequencial em determinados períodos de tempo. Cada um desses períodos de tempo pode ser considerado como um problema de programação estocástica de dois estágios. Como as decisões de um estágio  $t$  dependem da informação disponível até o período  $t$ , pode-se formular o problema multi-período como uma extensão do problema de dois estágios (SHAPIRO; PHILPOTT, 2007).



### 3 CONSIDERAÇÕES PARA O PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DE SDEE

O planejamento de sistema de distribuição de energia elétrica PSDEE tem sido amplamente desenvolvido nas pesquisas considerando diferentes aspectos tanto técnicos, operacionais e econômicos da rede de distribuição, isto devido a sua grande complexidade e importância tanto para as pesquisas acadêmicas como para o setor elétrico. De forma geral, o PSDEE consiste em encontrar o melhor plano de expansão para uma rede, que satisfaça as restrições físicas e operacionais próprias de um sistema elétrico de potência (GÖNEN, 2008). O plano de expansão determina os circuitos e tipos de condutores para os alimentadores, as subestações a serem reforçadas e/ou construídas além dos diversos equipamentos necessários para uma adequada operação do sistema. As restrições físicas referem-se às leis de tensão e corrente de Kirchhoff enquanto que as restrições operacionais consideram os limites de tensão nas barras, limite térmicos dos condutores, capacidade de potência fornecida nas subestações e a operação radial da rede de distribuição (GANGULY; SAHOO; DAS, 2013b).

O problema de PSDEE pode ser desenvolvido sob diversas perspectivas físicas, operacionais, modelamentos e técnicas de solução, assim, neste capítulo são apresentados os aspectos referentes aos diferentes tipos de geração distribuída (GD) para diversas fontes primárias com os seus respectivos modelos matemáticos, a modelagem do comportamento das variáveis com incertezas envolvidas na operação do sistema de distribuição e das fontes de geração de energia renováveis, o modelo convexo do fluxo de potência usado e finalmente as considerações e o modelamento da radialidade da rede de distribuição.

#### 3.1 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Na atualidade, grandes mudanças nos hábitos de consumo de energia elétrica trazem aos planejadores e operadores da rede elétrica novos desafios para obter sistemas mais robustos e confiáveis, capazes de atender as crescentes necessidades energéticas dos consumidores. Na literatura, existem diversas definições e conceitos sobre a utilização da GD que são apresentadas em (ACKERMANN; ANDERSSON; SÖDER, 2001; ADEFARATI; BANSAL, 2016). Estas definições variam segundo o tipo de tecnologia usada, fonte de energia primária, nível de tensão, capacidade, e dispositivos de controle e proteção utilizados. Independentemente do tipo de tecnologia de GD utilizadas (geradores síncronos, assíncronos,

etc) é importante destacar que a utilização de GD em sistemas de distribuição pode ter grandes benefícios ou prejuízos ao sistema..

A GD converteu-se num elemento indispensável no planejamento e operação da rede elétrica e até para o desenvolvimento da sociedade. Devido aos grandes avanços tecnológicos diversos tipos de GD podem ser utilizados no sistema de distribuição. A GD pode ser classificada segundo sua tecnologia e fontes primárias para a geração de energia: em fontes não renováveis (FGNR) e renováveis (FGR). As FGNR são basicamente as que utilizam combustíveis fósseis e podem ser modeladas de forma determinística já que estão diretamente sujeitas ao consumo do combustível. Por outro lado, as fontes de geração renováveis são aquelas que podem ser consideradas inesgotáveis, como a luz solar, força do vento, material orgânico (biomassa), quedas de água, energia do mar e geotérmica (YADAV; SRIVASTAVA, 2014). Quando os sistemas de distribuição contam com mais de dois tipos de fontes de energia, estes são denominados sistemas híbridos, que em geral, têm menores custos operacionais, e melhor confiabilidade, em comparação aos sistemas que dependem de só um tipo de tecnologia (LUNA-RUBIO *et al.*, 2012).

A redução nas reservas de petróleo e o alto impacto ambiental que gera a produção de energia com combustíveis fósseis, têm incentivado o desenvolvimento de fontes de geração alternativas para satisfazer a demanda energética mundial. A instalação de FGR traz grandes benefícios sociais como a redução das emissões de dióxido de carbono CO<sub>2</sub>, maior acesso à energia elétrica especialmente em zonas rurais ou afastadas dos centros de consumo e/ou geração (HONDO; BABA, 2010). Porém, para modelar as FGR é necessário acrescentar variáveis estocásticas ao análise e planejamento dos sistemas elétricos, devido que as incertezas e intermitências das suas fontes primárias têm que ser analisadas de forma probabilística (ZHOU *et al.*, 2010).

Em estudos de sistemas de distribuição, a GD tem grande destaque nas pesquisas, já que são dispositivos que aumentam a complexidade da operação do sistema, alterando o comportamento passivo da rede de distribuição tornando-a numa rede ativa com fluxos de potência bidirecionais. Assim, a alocação e operação adequada destes dispositivos torna-se um tópico de pesquisa importante, já que a instalação de GD pode alterar positiva ou negativamente o sistema elétrico, afetando diretamente os perfis de tensão e perdas de energia, confiabilidade e estabilidade do sistema. (HAMEDANI GOLSHAN; AREFIFAR, 2006; NADERI; SEIFI; SEPASIAN, 2012; SHAABAN; ATWA; EL-SAADANY, 2013; TAN *et al.*, 2013)

### 3.1.1 Geração eólica

A geração eólica é definida como a transformação da energia cinética do vento em energia elétrica através de uma turbina eólica. Este tipo de tecnologia vem se desenvolvendo desde a década dos anos 70 e na atualidade é uma das mais importantes fontes de energia renovável no mundo. Atualmente as turbinas eólicas podem prover potência ativa e reativa assim como uma capacidade de recuperação de faltas do sistema (ELLABBAN; ABU-RUB; BLAABJERG, 2014). Os sistemas de geração eólica atuais consistem de três componentes básicos: uma torre na qual é instalada a turbina eólica, o rotor com pás giratórias e um sistema de controle. As tecnologias modernas para o controle de potência fornecida pelo gerador eólico são de dois tipos: o primeiro é um controlador eletrônico que verifica a potência de saída da turbina com uma taxa de amostragem de  $n$  vezes por segundo e quando a potência de saída é muito alta, um mecanismo desliza ligeiramente o rotor para diminuir a velocidade de giro da máquina. Por outro lado, se a potência de saída é muito baixa, o dispositivo de controle do rotor volta para a sua posição original; o segundo tipo de controle, é projetado segundo as características geométricas e aerodinâmicas das pás do rotor, como um controle de parada quando a turbulência gerada pelos momentos de velocidade de vento muito altas que podem danificar o funcionamento do rotor. A operação no sistema elétrico desde tipo de tecnologia implica uma modelagem que considere as incertezas no comportamento da velocidade do vento segundo a região geográfica que o gerador esta instalado. (ISLAM; MEKHILEF; SAIDUR, 2013).

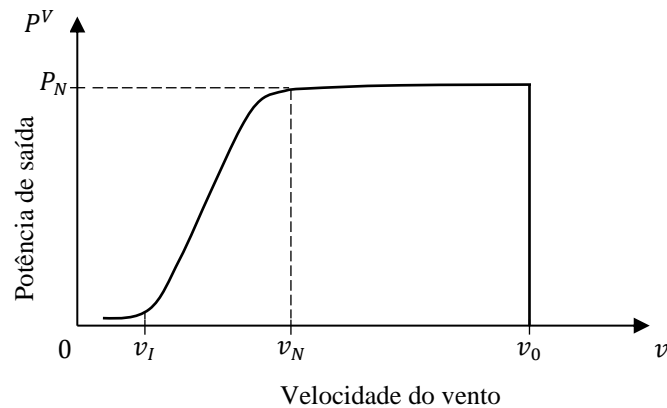
Segundo a *World Wind Energy Association* (WWEA), em 2016 a capacidade instalada total de energia eólica no mundo alcançou 486 GW, sendo China o país com maior incremento na sua instalação. Na América Latina o incremento na instalação de geração eólica aumentou em 2016 em 6,5% com relação ao ano de 2015 Estes dados mostram o crescente interesse no setor elétrico e o impacto socioeconômico devido a este tipo de tecnologia, que fornece uma fonte de energia limpa e inesgotável (<http://www.wwindea.org/11961-2/>).

#### 3.1.1.1 Modelo matemático do gerador eólico

Uma turbina eólica, basicamente, transforma a força do vento em energia elétrica, sendo este capturado pelas pás que fazem girar o rotor da máquina. Deve-se mencionar que a

velocidade do vento não é suficiente para girar o rotor a uma velocidade adequada para a geração de energia elétrica, desta forma o rotor está acoplado a uma caixa de marchas para elevar a velocidade de giro do rotor. Este mecanismo, juntamente com a uma variante velocidade do vento, implica que existem vários estados de operação para um gerador eólico como é ilustrado na Figura 3.

Figura 3 - Potência de saída típica de um gerador eólico



Fonte: Elaboração do próprio autor

A curva de potência de saída apresentada na Figura 3 pode ser aproximada por uma função linear por partes segundo a equação (5) (MONTROYA-BUENO; MUNOZ; CONTRERAS, 2015)

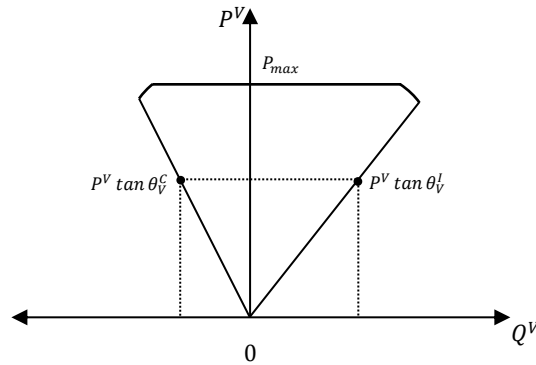
$$P^v(v) = \begin{cases} 0, & v < v_I \\ \frac{P_N}{v_N - v_I} v + P_N \left( \frac{v_N - v}{v_N - v_I} \right), & v_I \leq v < v_N \\ P_N, & v_N \leq v < v_0 \\ 0, & v \geq v_0 \end{cases} \quad (5)$$

Sendo:  $P^v(v)$  a potência ativa de saída da turbina eólica em função da velocidade do vento  $v$ ,  $P_N$  é a potência nominal da máquina,  $v_I$  velocidade mínima da máquina para geração de energia, (*cut-in*),  $v_N$  é a velocidade nominal de funcionamento da máquina (*v rated*),  $v_0$  é a velocidade máxima para geração (*cut-out*). Um controlador interrompe a geração de energia elétrica se a velocidade do vento ultrapassa a velocidade  $v_0$ .

A curva de capacidade considerando uma máquina de indução duplamente alimentada DFIG (*doubly-fed induction generator*) mostrada na Figura 4 é aproximada pelas equações (6)-(8) que representam o modelo matemático do gerador eólico usado, onde  $P_{max}$ , representa a potência máxima de saída devido ao limite de corrente do estator. Neste trabalho

é considerado que a geração eólica pode gerar potência reativa, portanto consideram-se fatores de injeção de potência indutivos  $\tan \theta_V^I$  e capacitivos  $\tan \theta_V^C$ .

Figura 4 - Curva de capacidade do gerador DFIG.



Fonte: Elaboração do próprio autor

$$0 \leq P^V(v) \leq P_{max} \quad (6)$$

$$-P^V(v) \tan \theta_V^C \leq Q^V(v) \leq P^V(v) \tan \theta_V^I \quad (7)$$

$$P^V(v)^2 + Q^V(v)^2 \leq S_{max}^V \quad (8)$$

### 3.1.2 Geração solar

A irradiação solar é a fonte de energia mais abundante do planeta, tanto assim que é considerada como inesgotável. Em termos gerais, a irradiação solar pode ser aproveitada de forma direta como fonte de luz, aquecimento; ou de forma indireta através de dispositivos para geração de energia elétrica. Além de ser inesgotável, é considerada uma fonte de energia limpa, o que pode representar uma alternativa ao uso de combustíveis fósseis na geração de energia elétrica. A geração solar é feita através de células fotovoltaicas que aproveitam o efeito fotoelétrico para gerar corrente contínua que na maioria de aplicações deve ser transformada em corrente alternada para o seu aproveitamento. Geralmente as células fotovoltaicas são organizadas em arranjos para formar um painel fotovoltaico e aumentar a área de aproveitamento da irradiação solar.

Mediante a instalação de painéis fotovoltaicos, a geração solar é a FGR de mais rápido crescimento em comparação com outras fontes de energia (SAWIN *et al.*, 2018). Este aspecto está relacionado à acessibilidade deste tipo de energia para qualquer tipo de usuário, facilidade de instalação, risco baixo de danos, e rápida resposta de geração. A instalação e

operação no sistema de distribuição desde tipo de tecnologia precisa de uma modelagem que considere o comportamento meteorológico e a disponibilidade da fonte solar em diferentes períodos do dia.

### 3.1.2.1 Modelo matemático do painel fotovoltaico

A geração solar, da mesma forma que a geração eólica, possui pontos de operação que variam a injeção de potência segundo a irradiação solar disponível. A potência injetada pelos painéis fotovoltaicos modelados neste trabalho é calculada segundo as equações lineares (9) e (10) (MONTROYA-BUENO; MUNOZ; CONTRERAS, 2015).

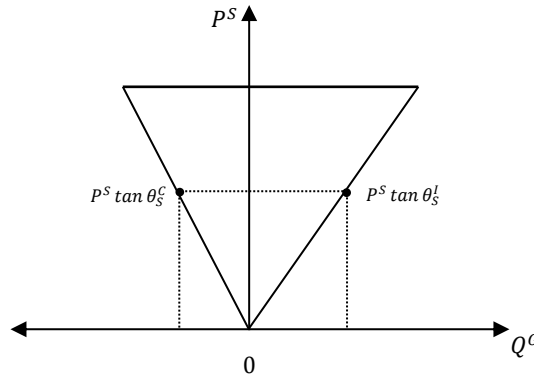
$$P^s(v_s) = P_{NOM}^s \left[ \frac{v_s}{1000} [1 - \partial(T(v_s)_{cel} - 25)] \right] \quad (9)$$

$$T(v_s)_{cel} = T_{amb} + v_s \left( \frac{NOCT - 20}{800} \right) \quad (10)$$

Sendo:  $P^s(v_s)$  a potência ativa de saída do painel solar em função da irradiação solar  $v_s$ .  $P_{NOM}^s$  é a potência de saída do painel sobre condições nominais,  $\partial$  é o coeficiente de temperatura,  $T(v_s)_{cel}$  é a temperatura da célula,  $T_{amb}$  é a temperatura ambiente, e finalmente  $NOCT$  é a temperatura da célula sobre condições de operação nominais.

Os sistemas fotovoltaicos atuais possuem dispositivos com os quais é possível ter controle sobre a potência reativa injetada (ZUBO; MOKRYANI; ABD-ALHAMEED, 2018). A curva de potência injetada pelo sistema fotovoltaico é representada na Figura 5, a modelagem matemática para o limite operacional de potência fornecida pelo painel fotovoltaico é representada nas equações (11) e (12), onde  $P^s$  é a potência ativa gerada que é limitada por  $P_{max}^s$ , enquanto  $Q^s$  é a potência reativa gerada em função da potência ativa e os fatores de injeção de potência indutivos  $\tan \theta_S^I$  e capacitivos  $\tan \theta_S^C$ . Para facilitar a modelagem, neste trabalho não é considerada a injeção de potência reativa sem presença de potência ativa injetada.

Figura 5 - Curva de injeção de potência do sistema fotovoltaico.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

$$-P^S(v_S) \tan \theta_S^C \leq Q^S(v_S) \leq P^S(v_S) \tan \theta_S^I \quad (11)$$

$$0 \leq P^S(v_S) \leq P_{max}^S \quad (12)$$

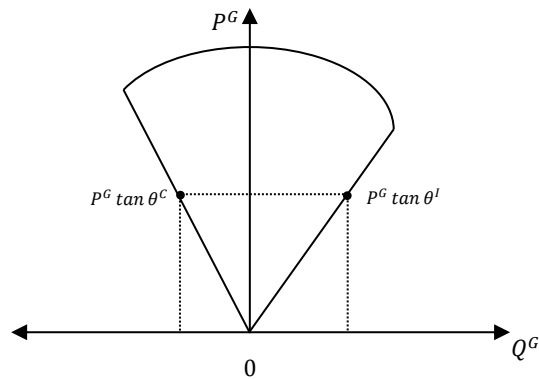
### 3.1.3 Geração despachável

A instalação de GD nos sistemas de distribuição está fundamentada em melhorar as condições operacionais da rede. Para este fim, e do ponto de vista da modelagem matemática, os geradores despacháveis são a forma mais adequada e simples de considerar. Este tipo de tecnologia basicamente transforma algum tipo de combustível em energia elétrica. As FGR que podem ser consideradas como despacháveis são aquelas que usam para o seu funcionamento combustíveis como biodieseis que são produzidos através lipídios naturais como óleos vegetais ou gordura animal; biomassa, produzida através da decomposição de material orgânico.

#### 3.1.3.1 Modelo matemático do gerador despachável

Neste trabalho considera-se que a GD despachável usa geradores síncronos (GS) com tensão livre nas barras. A curva de capacidade do GS é apresentada na Figura 6, e o modelamento matemático dos limites operacionais de potência fornecida, é apresentado nas equações (13)-(15), onde  $P^G$  e  $Q^G$  são as potências ativa e reativa geradas no GS sendo limitadas pela equação quadrática (14), enquanto que  $Q^G$  é limitada segundo a equação (15) em função da potência ativa e os fatores de injeção de potência indutivos  $\tan \theta_G^I$  e capacitivos  $\tan \theta_G^C$ .

Figura 6 - Curva de capacidade do GS.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

$$P^G \geq 0 \quad (13)$$

$$(P^G)^2 + (Q^G)^2 \leq S_{max}^G \quad (14)$$

$$-P^G \tan \theta_g^c \leq Q^G \leq P^G \tan \theta_g^l \quad (15)$$

### 3.2 DISPOSITIVOS ARMAZENADORES DE ENERGIA

A instalação de FGR nos sistemas de elétricos incentiva o estudo da instalação integrada com os dispositivos armazenadores de energia (DAE) para compensar as variações e incertezas da geração de energia com FGR. A energia armazenada pode ser aproveitada segundo os critérios e necessidades do operador do sistema, em busca da melhor relação custo benefício, que geralmente, obedece a intervalos operacionais com picos de demanda e/ou baixa geração. Na operação da rede, a energia armazenada nos DAE não vem necessariamente das FGR, o que permite a sua instalação em sistemas passivos ou com GD despachável instalada. Consideram-se DAE os bancos de baterias (BB), *Flywheel*, supercapacitores, *compressed air energy storage (CAES)* e bombas de armazenamento (ZUBO *et al.*, 2017), cada uma delas com as suas próprias aplicações, vantagens e complexidades. Em sistemas de distribuição os BB são os mais comumente usados, desta forma, neste trabalho são considerados BB para serem instalados no sistema.

A operação dos BB considera seqüências de carga e descarga sobre um conjunto de tempos estabelecido ( $\Omega_H$ ), para isto, é considerada também a energia previamente armazenada no dispositivo, além das suas limitantes físicas. A modelagem matemática



completa para determinar o processo de carga e descarga dos dispositivos é apresentada nas equações (16)-(21).

$$x_h \underline{P} \leq P_h^{ESC} \leq \bar{P} x_h \quad \forall (h \in \Omega_H) \quad (16)$$

$$(1 - x_h) \underline{P} \leq P_h^{ESD} \leq \bar{P} (1 - x_h) \quad \forall (h \in \Omega_H) \quad (17)$$

$$E_1 = E_0^C + \eta_{ESC} T_h P_1^C - \frac{1}{\eta_{ESD}} T_h P_1^D - \varepsilon^D T_h E_1^C \quad \forall (h \in \Omega_H) \quad (18)$$

$$E_h = E_{h-1}^C + \eta_{ESC} T_h P_h^C - \frac{1}{\eta_{ESD}} T_h P_h^D - \varepsilon^D T_h E_h^C \quad \forall (h \in \Omega_H | h > 1) \quad (19)$$

$$\underline{E} \leq E_h^C \leq \bar{E} \quad \forall (h \in \Omega_H) \quad (20)$$

$$x_h \in \{0,1\} \quad (21)$$

As equações (16) e (17) determinam os limites de potência absorvida  $P_h^{ESC}$  e injetada  $P_h^{ESD}$  nos processos de carga e descarga do BB. A variável binária  $x_h$  determina um único processo (carga ou descarga) no período  $h$ . As equações (18) e (19) determinam a energia  $E_h^C$  armazenada no período  $h$ , considerando o estado imediatamente anterior ( $h - 1$ ), a eficiência de carga  $\eta_{ESC}$ , a eficiência de descarga  $\eta_{ESD}$ , a duração  $T_h$  e a taxa de descarga  $\varepsilon^d$ . Finalmente, a equação (20) limita a quantidade de energia contida no dispositivo  $E_h^C$  segundo os níveis de energia mínimo  $\underline{E}$  e máximo  $\bar{E}$ . O modelamento dos processos de carga e descarga dos BB, também pode considerar um limite na quantidade de câmbios de estado na operação do dispositivo (MACEDO *et al.*, 2015).

Em estudos de planejamento de longo prazo, incluir um sequenciamento de carga e descarga detalhado dos BB pode ser uma prática inviável do ponto de vista computacional, devido à grande quantidade de variáveis envolvidas; e até desnecessária, já que muitas vezes não é possível ter informação detalhada do comportamento do sistema no longo prazo.

Uma alternativa para modelar a operação aproximada dos BB no planejamento da rede é proposta nas equações (22)-(24).

$$0 \leq P_h^{ESC} \leq \bar{P} \quad \forall (h \in \Omega_H) \quad (22)$$

$$0 \leq P_h^{ESD} \leq \bar{P} \quad \forall (h \in \Omega_H) \quad (23)$$

$$\sum_{h \in \Omega_h} T_h (\eta_{ESC} P_h^{ESC} - 1/\eta_{ESD} P_h^{ESD}) = 0 \quad (24)$$

A formulação proposta é baseada na potência ativa de carga e descarga enquanto que é desprezada a energia armazenada no dispositivo. As equações (22) e (23) determinam os limites de potência absorvida  $P_h^{ESC}$  e injetada  $P_h^{ESD}$  nos processos de carga e descarga do BB. A equação (24) determina uma relação proporcional entre as potências absorvidas e injetadas ao longo de um bloco de tempo representado pelo conjunto  $\Omega_h$ . A formulação proposta não

considera a necessidade do uso de variáveis binárias o que diminui consideravelmente o esforço computacional.

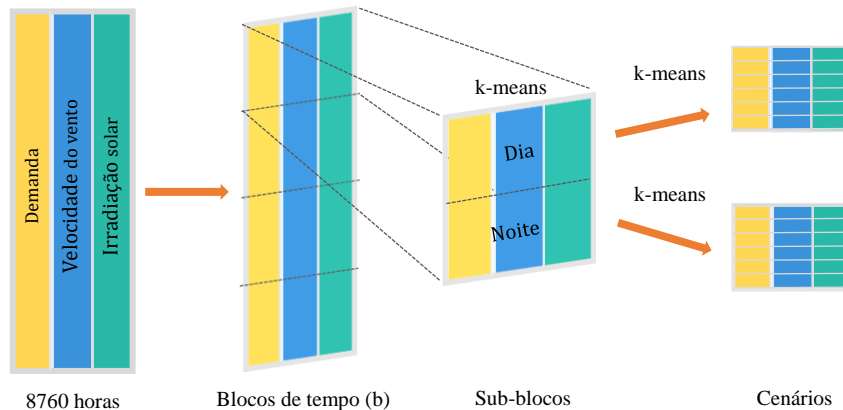
### 3.3 MODELO DE INCERTEZAS NO PSDEE

As incertezas no comportamento real do sistema elétrico têm grande impacto nos custos de operação e conseqüentemente nas decisões a serem consideradas no planejamento da expansão da rede. Tradicionalmente, as incertezas nos parâmetros da rede são consideradas de forma determinística usando valores fixos de demanda elétrica e geração. Porém, na literatura especializada são encontradas metodologias para tratar as incertezas no sistema de distribuição, modelando os parâmetros incertos com métodos analíticos, simulação de Monte Carlo, e métodos de estimação por pontos (HONG, 1998; MORALES; PÉREZ-RUIZ, 2007).

A energia fornecida pelas FGR, e o consumo de energia elétrica nos pontos de carga do sistema de distribuição estão sujeitos as incertezas que dificultam determinar o estado de operação da rede, sendo necessária uma modelagem especializada para considerar a sua correlação dentro a formulação matemática do PSDEE. Nesta seção descreve-se a abordagem das incertezas presentes nas variáveis do sistema usando a técnica de agrupamento *K-means*. O objetivo é modelar o comportamento das fontes primárias das FGR e obter cenários e blocos de tempo com níveis de demanda elétrica, velocidade do vento e irradiação solar. O objetivo de *K-means* no problema de PSDEE é gerar uma classificação dos dados originais do problema por *K* número de centroides, onde cada centroide representa um valor médio da mínima distância quadrática total entre cada ponto contido no conjunto de dados. Alguns exemplos da geração de cenários usando o método de agrupamento *K-means* que tem sido usado na literatura para abordar incertezas em sistemas de potência podem ser encontradas em (BARINGO; CONEJO, 2013; DE QUEVEDO; MUNOZ-DELGADO; CONTRERAS, 2019; TANAKA; YUGE; OHMORI, 2017).

Devido a sua robustez e bom desempenho, neste trabalho utiliza-se o algoritmo *K-means* disponível em Matlab (THE MATHWORKS, 2018). Na implementação da metodologia, são considerados dados hora-hora da demanda elétrica de pico, velocidade do vento e irradiação solar, para considerar o seu comportamento conjunto para um ano de estudo. Nos seguintes passos descreve-se o algoritmo.

Figura 7 - Blocos de tempo e técnica de agrupamento *K-means*



Fonte: Elaboração do próprio autor.

- i. Expressar os dados de demanda, velocidade de vento e irradiação solar em p.u., dividindo cada um destes parâmetros pelo seu valor máximo;
- ii. Dividir os dados em blocos de tempo (segundo o critério do planejador);
- iii. A informação contida nos blocos de tempo é classificada segundo os níveis de irradiação solar em sub-blocos de dia e noite;
- iv. Aplicar a técnica de agrupamento *K-means* a cada sub-bloco (dia/noite) para determinar  $K$  centroides das variáveis de análise e a quantidade de dados agrupados por centroide  $T$ ;

Na Figura 7 ilustra-se o processo de redução de cenários. Neste caso, a informação hora-hora disponível do ano de estudo é dividida em 4 blocos de tempo; cada bloco de tempo tem 2 sub-blocos; finalmente cada sub-bloco é reduzido em 6 centroides usando *K-means*. Ao analisar todos os dados obtém-se um total de 48 centroides.

No final do processo, os cenários ( $c$ ) de demanda elétrica, velocidade do vento, e irradiação solar têm os níveis médios  $v_D^c$ ,  $v_V^c$ ,  $v_S^c$  e a sua correspondente duração em horas  $T_c$ . O nível de demanda para cada cenário  $f_c^D$  é igual ao seu correspondente nível de demanda  $v_D^c$ . O valor médio da velocidade do vento  $v_V^c$  é convertido em níveis de potência elétrica  $f_c^W$  de saída na turbina eólica conforme a equação (5) e as especificações da turbina eólica instalada. Finalmente, o valor médio de irradiação solar  $v_S^c$  é convertido em níveis de potência elétrica  $f_c^{PV}$  conforme a equação (9) e as especificações do painel fotovoltaico instalado.

A quantidade de blocos de tempo, sub-blocos de tempo e centroides usados para representar o comportamento do sistema depende das características do sistema e do conhecimento especialista do planejador. É necessário mencionar que uma grande quantidade

centroides pode ser inadequada, ou até mesmo inviável em termos computacionais (tempos de CPU e memória), porém, uma quantidade muito reduzida resulta em uma representação pobre do comportamento do sistema.

### 3.4 MODELO CÔNICO DE FLUXO DE POTÊNCIA PARA SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

O cálculo de fluxo de potência é uma ferramenta fundamental para os estudos de planejamento e operação dos sistemas elétricos de potência que consiste essencialmente em determinar o estado da rede, distribuição dos fluxos e algumas outras grandezas de interesse (MONTICELLI, 1983). As equações que representam o problema de fluxo de potência AC são equações não convexas que ao serem resolvidas fornecem as informações necessárias para determinar o estado de operação da rede.

Em sistemas de transmissão as principais estratégias para resolver o problema de fluxo de potência são: Newton-Raphson, Gauss, Gauss-Seidel e métodos desacoplados (MONTICELLI, 1983). Por outro lado, em sistemas de distribuição as características topológicas de radialidade e comprimentos não uniformes das linhas junto com uma alta relação dos parâmetros R/X faz com que o problema de fluxo de potência seja comumente resolvido por métodos iterativos de varredura como os apresentados em (CESPEDES, 1990; CHENG; SHIRMOHAMMADI, 1995; SHIRMOHAMMADI *et al.*, 1988).

Um dos grandes desafios da otimização matemática é propor uma formulação que represente a realidade do problema e que possa ser resolvida de maneira eficiente usando métodos de otimização clássica. Embora as equações de fluxo de potência possam ser modeladas e resolvidas com *solvers* de otimização especializados em PNL, pode-se obter uma solução ótima local, o que em problemas de otimização de grande porte e em especial para problemas de otimização estocástica pode representar uma grande degradação na solução do problema. Desta forma, é conveniente representar as equações de fluxo de potência como um conjunto de equações convexas que possam garantir soluções equivalentes e condições de otimalidade comparáveis com o problema de PNL original.

Neste contexto, a programação cônica de segunda ordem (PCSO) tem sido amplamente desenvolvida para a convexificação de problemas de PNL. A PCSO consiste em minimizar uma função objetivo linear sujeita a um conjunto de equações lineares e o produto cartesiano de cones quadráticos convexos, tornando-se um problema de PNL convexo (LOBO

*et al.*, 1998). A aplicação dos conceitos de programação convexa tem sido usada em sistemas elétricos por (JABR, 2006, 2008; MOLZAHN; LESIEUTRE; DEMARCO, 2014).

Neste trabalho são usadas as formulações apresentadas por Jabr (2006) para resolver as equações de fluxo de potência em sistemas radiais. As equações (25) e (26), representa a formulação tradicional do fluxo de potência ativo  $P_{ij}$  e reativo  $Q_{ij}$  da barra  $i$  para a barra  $j$ , em função dos parâmetros da linha  $G_{ij}$  e  $B_{ij}$ , e das tensões nodais  $V_i, V_j$ , com os seus respectivos ângulos  $\theta_i, \theta_j$ .

$$P_{ij} = G_{ij}V_i^2 - G_{ij}V_iV_j \cos(\theta_i - \theta_j) + B_{ij}V_iV_j \sin(\theta_i - \theta_j) \quad \forall (ij \in \Omega_l) \quad (25)$$

$$Q_{ij} = B_{ij}V_i^2 - B_{ij}V_iV_j \cos(\theta_i - \theta_j) - G_{ij}V_iV_j \sin(\theta_i - \theta_j) \quad \forall (ij \in \Omega_l) \quad (26)$$

Define-se o seguinte conjunto de variáveis:

$$\delta_i = \frac{V_i^2}{\sqrt{2}} \quad \forall (i \in \Omega_n) \quad (27)$$

$$X_{ij} = V_iV_j \cos(\theta_i - \theta_j) \quad \forall (ij \in \Omega_l) \quad (28)$$

$$Y_{ij} = V_iV_j \sin(\theta_i - \theta_j) \quad \forall (ij \in \Omega_l) \quad (29)$$

Usando as equações (27)-(29), é possível reescrever as equações (25) e (26) sem considerar os ângulos das tensões da seguinte maneira:

$$P_{ij} = \sqrt{2}G_{ij}\delta_i - G_{ij}X_{ij} + B_{ij}Y_{ij} \quad \forall (ij \in \Omega_l) \quad (30)$$

$$Q_{ij} = \sqrt{2}B_{ij}\delta_i - B_{ij}X_{ij} - G_{ij}Y_{ij} \quad \forall (ij \in \Omega_l) \quad (31)$$

Note que a equação quadrática (32) é necessária para limitar as variáveis  $X_{ij}$  e  $Y_{ij}$ , e relacioná-las com o seu equivalente de equações (25) e (26) do fluxo de potência tradicional.

$$2\delta_i\delta_j = X_{ij}^2 + Y_{ij}^2 \quad \forall (ij \in \Omega_l) \quad (32)$$

Finalmente, relaxando a igualdade da equação (32) o problema de fluxo de potência para redes radiais é definido como um problema de otimização pelas equações (33) - (41) como um problema de PCSO. A função objetivo representada na equação (33) deve aumentar o valor da variável  $X_{ij}$  até ativar a inequação (41).

$$\text{maximizar } \sum_{ij \in \Omega_l} X_{ij} \quad (33)$$

Sujeito a:

$$\sum_{j \in N(i)} P_{ij} = P_i^I - P_i^D \quad \forall (i \in \Omega_n) \quad (34)$$

$$\sum_{j \in N(i)} Q_{ij} = Q_i^I - Q_i^D \quad \forall (i \in \Omega_i) \quad (35)$$

$$-\sum_{j \in N(i)} P_{ij} = -\sqrt{2}\delta_i \sum_{j \in N(i)} G_{ij} + \sum_{j \in N(i)} (G_{ij}X_{ij} - B_{ij}Y_{ij}) \quad \forall (ij \in \Omega_l) \quad (36)$$

$$-\sum_{j \in N(i)} Q_{ij} = -\sqrt{2}\delta_i \sum_{j \in N(i)} B_{ij} + \sum_{j \in N(i)} (B_{ij}X_{ij} + G_{ij}Y_{ij}) \quad \forall (ij \in \Omega_l) \quad (37)$$

$$Y_{ij} = -Y_{ji} \quad \forall (ij \in \Omega_l) \quad (38)$$

$$X_{ij} = X_{ji}, X_{ij} \geq 0 \quad \forall (ij \in \Omega_l) \quad (39)$$

$$0 \leq \sqrt{2}\delta_i \leq \bar{V}_i^2 \quad \forall (i \in \Omega_n) \quad (40)$$

$$2\delta_i\delta_j \geq X_{ij}^2 + Y_{ij}^2 \quad \forall (ij \in \Omega_l) \quad (41)$$

As restrições (34) e (35) representam o balanço de potência ativa e reativa nas barras, sendo  $P_i^I, Q_i^I$  a potência total injetada por diferentes tipos de fontes na barra  $i$ ,  $P_{ij}, Q_{ij}$  representam os fluxos de potência na linha  $ij$ , enquanto que  $P_i^D, Q_i^D$  representam a potência ativa e reativa demandadas na barra  $i$ . As restrições (36) e (37) representam o cálculo do fluxo de potência ativa e reativa entre as barras  $i$  e  $j$  em função dos parâmetros das linhas  $G_{ij}, B_{ij}$  e das variáveis cônicas  $X_{ij}, Y_{ij}$ . As equações (38) e (39) limitam os valores das variáveis  $X_{ij}$  e  $Y_{ij}$ . A equação (40) representa o limite de tensão em cada barra do sistema. A equação (41) representa um cone quadrático rotacionado que limita o valor das variáveis do problema até a solução do fluxo de potência radial do sistema. A solução ótima do problema está garantida quando a restrição (41) fica ativa como uma igualdade (LOW, 2014a, 2014b). A equação (41) torna o problema de otimização em um problema de PCSO que pode ser resolvida de forma eficiente com os solver de otimização CPLEX (INTERNATIONAL BUSINESS MACHINES - IBM, 2018), GUROBI (GUROBI, 2018), XPRESS (FICO, 2009), entre outros.

O modelo de otimização apresentado nas equações (33)-(41), pode ser considerado para o problema de fluxo de potência ótimo minimizando a potência injetada nas barras e assim, ser utilizado para resolver outros problemas referentes aos sistemas de distribuição radiais. Por ser baseada na substituição das variáveis nas equações de fluxo de potência, a formulação apresentada por Jabr (2006) não leva em consideração o cálculo da corrente nas linhas. Isto não implica que a corrente não possa ser calculada em função dos parâmetros da rede e das variáveis associadas ao modelo de minimização.

Usando o modelo  $\pi$ -equivalente da linha, a equação (42) representa a magnitude de corrente da linha  $ij$  em termos dos seus parâmetros de admitância série e shunt ( $g_{ij}, b_{ij}, b_{ij}^{sh}$ ) e das variáveis de tensão e ângulo,  $V$  e  $\theta$  (GEISLER, 1984; MUÑOZ; EXPÓSITO, 1992).

$$I_{ij}^2 = A_{ij}V_i^2 + B_{ij}V_j^2 - 2V_iV_j(C_{ij}\cos(\theta_i - \theta_j) - D_{ij}\sin(\theta_i - \theta_j)) \quad (42)$$

Sendo:

$$A_{ij} = g_{ij}^2 + \left(b_{ij} + \frac{b_{ij}^{sh}}{2}\right)^2 \quad (43)$$

$$B_{ij} = g_{ij}^2 + b_{ij}^2 \quad (44)$$

$$C_{ij} = g_{ij}^2 + b_{ij} \left(b_{ij} + \frac{b_{ij}^{sh}}{2}\right) \quad (45)$$

$$D_{ij} = \frac{g_{ij}b_{ij}^{sh}}{2} \quad (46)$$

Substituindo as variáveis relacionadas com o modelo cônico das equações (27)-(29) na equação (42) obtém-se que:

$$I_{ij}^2 = \sqrt{2}\delta_i A_{ij} + \sqrt{2}\delta_j B_{ij} - 2C_{ij}X_{ij} + 2D_{ij}Y_{ij} \quad (47)$$

A equação (47) determina o quadrado da corrente na linha  $ij$  em função dos parâmetros de admitância e o valor das variáveis associadas ao modelo cônico utilizado.

### 3.5 RADIALIDADE DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

A topologia de operação dos sistemas de distribuição é geralmente radial, o que significa que não há formação de malhas. A radialidade pode ser representada como uma árvore de ramos e nós com a condição que a solução deve ter  $(|\Omega_n| - 1)$  ramos e a árvore deve ser totalmente conexa (LAVORATO *et al.*, 2012). Outra condição de radialidade para a operação do sistema de distribuição é a não conexão entre subestações.

Em sistemas de distribuição, uma condição necessária para obter uma rede radial é formulada na equação (48), em função da cardinalidade dos conjuntos de linhas, barras e subestações.

$$|\Omega_l| = |\Omega_n| - |\Omega_s| \quad (48)$$

A equação (48) indica que o número de linhas é igual ao número de barras de carga do sistema. Esta condição é necessária, porém não é suficiente para garantir a radialidade da rede. Esta equação não obriga que todas as barras de carga sejam conectadas no sistema, o que pode gerar laços e deixar barras desligadas na rede. Apesar disso, quando se associa com as equações de balanço de potência, a equação (48) pode ser usada para resolver problemas

em sistemas de distribuição radiais desde que todas as barras do sistema possuam demanda diferente de zero.

Baseado no comportamento do fluxo de potência, uma alternativa para representar a radialidade do sistema de distribuição indica que é necessário unicamente um caminho de alimentação para cada barra de carga do sistema (BUTLER; SARMA; RAGENDRA PRASAD, 2001), porém, este tipo de análise somente é válido para redes passivas ou com fluxos unidirecionais. Neste sentido, Jabr, Singh e Pal (2012) desenvolvem as equações (49)-(52) para a formulação de radialidade, representando a rede como um grafo conexo que é independente do comportamento elétrico do sistema considerando que:

- As únicas fontes de alimentação do sistema são as subestações;
- Para cada barra de demanda existe um único fluxo de entrada;
- Não existe conexão entre subestações;
- O sistema é totalmente conexo.

$$\beta_{ij} + \beta_{ji} = y_{ij}^L \quad \forall (ij \in \Omega_l) \quad (49)$$

$$\sum_{ij \in \Omega_l^*} \beta_{ij} = 1 \quad \forall (i \in \Omega_n | i \neq s) \quad (50)$$

$$\beta_{sj} = 0 \quad \forall (ij \in \Omega_l^*) \quad (51)$$

$$\beta_{ij/ij}, y_{ij}^L \in \{0,1\} \quad \forall (ij \in \Omega_l) \quad (52)$$

A equação (49) indica que se a linha  $ij$  está em operação ( $y_{ij}^L = 1$ ) existe uma única direção de fluxo indicada pelas variáveis  $\beta_{ij}, \beta_{ji}$ , especificamente se:  $\beta_{ij} = 1$  e  $\beta_{ji} = 0$  então a direção do fluxo é  $j \rightarrow i$ ; caso contrário se:  $\beta_{ij} = 0$  e  $\beta_{ji} = 1$  então a direção do fluxo é  $i \rightarrow j$ . Um único fluxo de entrada para todas as barras é determinado pela equação (50), excetuando-se as barras que são subestações. A equação (51) indica que não existe fluxo de potência entrando nas subestações,  $s$ , o que evita laços e conexão entre subestações. Finalmente a equação (52) determina que as variáveis de radialidade e operação sejam binárias.

A formulação (49)-(52) é eficiente e adequada para problemas de reconfiguração ou PSDEE, nos quais não aparecem novos centros de carga ao longo do horizonte de planejamento (HAGHIGHAT; ZENG, 2018; JABR; SINGH; PAL, 2012; ORTIZ *et al.*, 2018). Assim, no problema de PSDEE multi-período é conveniente representar a radialidade com a possibilidade de deixar barras de passagem (sem carga) desconectadas do sistema. No plano de expansão, isto elimina a construção de linhas desnecessárias na rede.



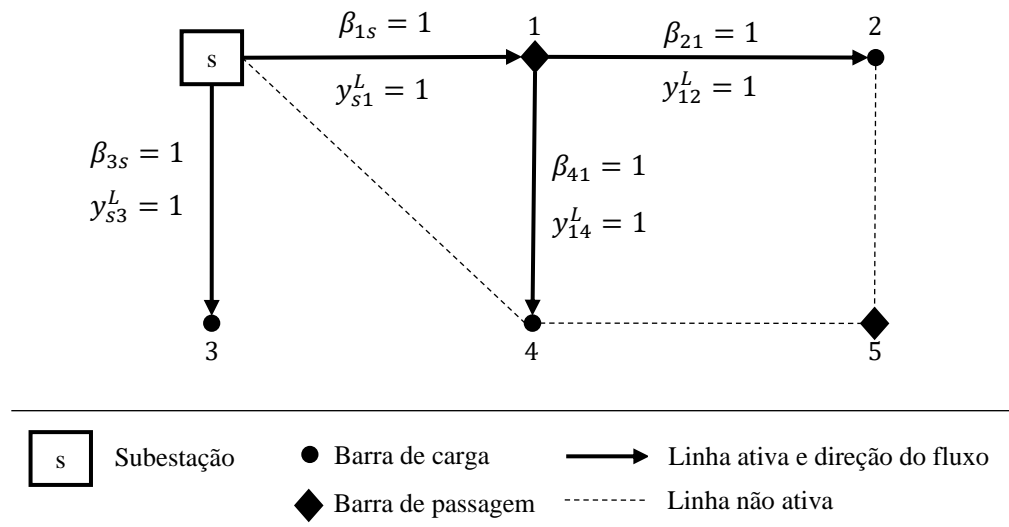
$$\sum_{ij \in \Omega_i^*} \beta_{ij} = 1 \quad \forall (i \in \Omega_{nc} | i \neq s) \quad (53)$$

$$\sum_{ij \in \Omega_i^*} \beta_{ij} \leq 1 \quad \forall (i \in \Omega_{np}) \quad (54)$$

Neste trabalho, são propostas as equações (53) e (54) para substituir a equação (50) e permitir a eliminação de barras de passagem no problema de PSDEE. A equação (53) determina que no conjunto de barras com carga,  $\Omega_{nc}$ , existe um único fluxo entrante na barra  $i$ . Por outro lado, para o conjunto de barras de passagem  $\Omega_{np}$ , a equação (54) deixa livre a possibilidade ter um fluxo para alimentar a barra  $i$ .

No sistema didático da Figura 8, apresentam-se as variáveis de radialidade  $\beta_{ji}, \beta_{ij}$  e de estado operacional da linha  $y_{ij}^L$  que estão ativas, além da direção dos fluxos das conexões entre a subestação e as barras.

Figura 8 - Exemplo de radialidade



Fonte: Elaboração do próprio autor

No exemplo da Figura 8, a barra de passagem 1 tem uma única fonte de alimentação que é a subestação  $s$  e é usada para conectar as barras de carga 2 e 4, enquanto que a barra de passagem 5 pode se manter desligada do sistema. As linhas 2-5 e 4-5 independentemente poderiam estar conectadas no sistema sem alterar a factibilidade das equações. Porém, a conexão conjunta dessas linhas é infactível já que seria gerado um laço com as linhas 1-2 e 1-4. De forma similar, a conexão da linha  $s$ -4 é infactível já que geraria um laço entre as linhas  $s$ -1 e 1-4. Evidentemente, para as linhas não ativas têm-se valores iguais a “0” para as suas

variáveis de radialidade e operação. Finalmente na Tabela 1 apresentam-se os valores de todas as variáveis de radialidade para o exemplo da Figura 8.

Tabela 1 - Variáveis de radialidade

<i>Linha i-j</i>	$\beta_{ij}$	$\beta_{ji}$	$y_{ij}^L$
s-1	0	1	1
s-3	0	1	1
s-4	0	0	0
1-2	0	1	1
1-4	0	1	1
2-5	0	0	0
4-5	0	0	0

Fonte: Dados do próprio autor

## 4 PSDEE - ABORDAGEM ESTOCÁSTICA E MULTI-PERÍODO

No modelo de planejamento de sistemas de distribuição multi-período, consideram-se que as ações de investimento para a expansão e reforço da rede podem ser distribuídas ao longo do horizonte de planejamento. Neste trabalho, uma modelagem de programação cônica inteira mista (PCIM), baseada nas formulações cônicas para o estudo de sistemas de distribuição apresentadas por Jabr (2006), é usada para modelar o problema de PSDEE. A PCIM é um modelo com espaço de busca convexo que garante um gap de otimalidade finito do problema com uso de um *solver* de otimização comercial ou técnicas de otimização clássicas.

Neste trabalho, a inclusão de FGR no modelo matemático do PSDEE procura determinar uma rede de baixo impacto ambiental reduzindo as emissões de CO<sub>2</sub> devidas à compra de energia nas subestações que pode ser gerada em usinas térmicas. Porém, estes tipos de tecnologias envolvendo o uso de FGR implicam em incertezas nos parâmetros das equações que modelam sua operação elevando a complexidade matemática do modelo de planejamento e dificultando a solução do problema.

Para considerar o comportamento do sistema mais próximo à realidade considera-se uma modelagem de programação estocástica de dois estágios, que com cenários representativos das variáveis com incerteza, definem o estado e custos operacionais esperados da rede. No modelo de programação estocástica de dois estágios adaptado para o problema de PSDEE, considera-se como primeiro estágio as propostas de investimento em equipamentos novos e de reforço; enquanto que no segundo estágio são definidas as variáveis estocásticas que definem o valor esperado da operação do sistema.

### 4.1 MODELO MATEMÁTICO PARA O PSDEE MULTI-PERÍODO

A função objetivo (FO) representada pela equação (55), fornece o cálculo do valor presente dos custos de investimento e o valor esperado dos custos operacionais da rede. Os custos de investimento estão associados à construção e/ou troca de condutores nas linhas; construção e/ou repotenciação de subestações, instalação de FGR com tecnologias solar e eólica, instalação de GD despachável e instalação de bancos de baterias (BB).

Com relação à operação do sistema, são considerados os custos de manutenção dos diversos dispositivos da rede; de potência ativa nas subestações; operação dos geradores distribuídos em relação à potência ativa fornecida; e uma taxa de penalização por emissões de

CO<sub>2</sub>. Os custos das perdas de energia estão diretamente relacionados com a compra de energia, assim podem ser retirados das formulações clássicas e ser considerados implicitamente nos custos de operacionais. Embora a formulação apresentada seja multi-período, esta também pode ser utilizada para resolver o problema de PSDEE considerando um horizonte de planejamento estático.

Na formulação proposta, assume-se que toda a GD e os DAE são propriedade das empresas de distribuição; portanto os custos de investimento nestes equipamentos fazem parte da função objetivo. Desta forma, é possível definir um conjunto de barras candidatas para a alocação destes dispositivos segundo as políticas técnicas e operacionais estabelecidas pela concessionária.

$$\begin{aligned} \min FO = & \sum_{t \in \Omega_t} \frac{1}{\tau(1+\tau)^{(t-1)\lambda}} (C_t^L + C_t^{SS} + PV_t + W_t + GS_t + ES_t) + \\ & \sum_{t \in \Omega_t} \frac{1}{(1+\tau)^{(t-1)\lambda}} (C_t^M + OC_t^{SS} + OC_t^{DG} + CT_t + C_t^{LS}) \end{aligned} \quad (55)$$

Onde:

$$C_t^L = \sum_{ij \in \Omega_l} \sum_{a \in \Omega_a} z_{ij,a,t}^L C_{a0,a}^{I,L} \frac{\tau(1+\tau)^{s_L}}{(1+\tau)^{s_L} - 1} \quad \forall (t \in \Omega_t) \quad (56)$$

$$C_t^{SS} = \sum_{s \in \Omega_s} \sum_{k \in \Omega_k^{TR}} y_{s,k,t}^{SS} C_k^{I,SS} \frac{\tau(1+\tau)^{s_S}}{(1+\tau)^{s_S} - 1} \quad \forall (t \in \Omega_t) \quad (57)$$

$$PV_t = \sum_{p \in \Omega_p} \sum_{k \in \Omega_k^{PV}} y_{p,k,t}^{PV} C_k^{I,PV} \frac{\tau(1+\tau)^{s_{PV}}}{(1+\tau)^{s_{PV}} - 1} \quad \forall (t \in \Omega_t) \quad (58)$$

$$W_t = \sum_{w \in \Omega_w} \sum_{k \in \Omega_k^W} y_{w,k,t}^W C_k^{I,W} \frac{\tau(1+\tau)^{s_W}}{(1+\tau)^{s_W} - 1} \quad \forall (t \in \Omega_t) \quad (59)$$

$$GS_t = \sum_{g \in \Omega_g} \sum_{k \in \Omega_k^G} y_{g,k,t}^{GS} C_k^{I,GS} \frac{\tau(1+\tau)^{s_{GS}}}{(1+\tau)^{s_{GS}} - 1} \quad \forall (t \in \Omega_t) \quad (60)$$

$$ES_t = \sum_{e \in \Omega_e} \sum_{k \in \Omega_k^{ES}} y_{e,k,t}^{ES} C_k^{I,ES} \frac{\tau(1+\tau)^{s_{ES}}}{(1+\tau)^{s_{ES}} - 1} \quad \forall (t \in \Omega_t) \quad (61)$$

$$\begin{aligned} C_t^M = F(\tau, \lambda) & \left( \sum_{p \in \Omega_p} \sum_{k \in \Omega_k^{PV}} \sum_{h=1}^t C_k^{M,PV} y_{p,k,h}^{PV} + \sum_{w \in \Omega_w} \sum_{k \in \Omega_k^W} \sum_{h=1}^t C_k^{M,W} y_{w,k,h}^W \right. \\ & \left. + \sum_{g \in \Omega_g} \sum_{k \in \Omega_k^G} \sum_{h=1}^t C_k^{M,GS} y_{g,k,h}^{GS} + \sum_{e \in \Omega_e} \sum_{k \in \Omega_k^{ES}} \sum_{h=1}^t C_k^{M,ES} y_{e,k,h}^{ES} \right) \end{aligned} \quad \forall (t \in \Omega_t) \quad (62)$$

$$OC_t^{SS} = F(\tau, \lambda) \sum_{c \in \Omega_c} T_c \sum_{s \in \Omega_s} C_{c,t}^{E,SS} P_{s,c,t}^{SS} \quad \forall (t \in \Omega_t) \quad (63)$$

$$OC_t^{DG} = F(\tau, \lambda) \sum_{c \in \Omega_c} T_c \left( \sum_{p \in \Omega_p} C_k^{PV} P_{p,c,t}^{PV} + \sum_{w \in \Omega_w} C_k^W P_{w,c,t}^W + \sum_{g \in \Omega_g} C_k^{GS} P_{g,c,t}^{GS} + \sum_{e \in \Omega_e} C_k^{ESC} P_{e,c,t}^{ESC} + \sum_{e \in \Omega_e} C_k^{ESD} P_{e,c,t}^{ESD} \right) \quad \forall (t \in \Omega_t) \quad (64)$$

$$CT_{c,t} = F(\tau, \lambda) \sum_{c \in \Omega_c} T_c C_t^C \left( \sum_{s \in \Omega_s} e^{SS} P_{s,c,t}^{SS} + T_c \sum_{g \in \Omega_g} e^{GS} P_{g,k,c,t}^{GS} \right) \quad \forall (t \in \Omega_t) \quad (65)$$

$$C_{c,t}^{LS} = F(\tau, \lambda) \sum_{c \in \Omega_c} T_c C^{LS} \sum_{i \in \Omega_n} (P_{i,c,t}^{LS} + Q_{i,c,t}^{LS}) \quad \forall (t \in \Omega_t) \quad (66)$$

$$F(\tau, \lambda) = \frac{1 - (1 + \tau)^{-\lambda}}{\tau}. \quad (67)$$

Sujeito a:

$$\sum_{j \in N(i)} P_{ij,c,t} = P_{i,c,t}^{SS} + P_{i,c,t}^{PV} + P_{i,c,t}^W + P_{i,c,t}^{GS} + P_{i,c,t}^{ESD} - P_{i,c,t}^{ESC} + P_{i,c,t}^{LS} - f_c^D P_{i,t}^D \quad \forall (i \in \Omega_n, c \in \Omega_c, t \in \Omega_t) \quad (68)$$

$$\sum_{j \in N(i)} Q_{ij,c,t} = Q_{i,c,t}^{SS} + Q_{i,c,t}^{PV} + Q_{i,c,t}^W + Q_{i,c,t}^{GS} + Q_{i,c,t}^{LS} - f_c^D Q_{i,t}^D \quad \forall (i \in \Omega_n, c \in \Omega_c, t \in \Omega_t) \quad (69)$$

$$P_{ij,c,t} = \sqrt{2} \delta_{i,c,t} g_{ij} - X_{ij,c,t} g_{ij} - Y_{ij,c,t} b_{ij} \quad \forall (ij \in \Omega_l, c \in \Omega_c, t \in \Omega_t) \quad (70)$$

$$Q_{ij,c,t} = -\sqrt{2} \delta_{i,c,t} b_{ij} + X_{ij,c,t} b_{ij} - Y_{ij,c,t} g_{ij} \quad \forall (ij \in \Omega_l, c \in \Omega_c, t \in \Omega_t) \quad (71)$$

$$0 \leq P_{p,c,t}^{PV} \leq \sum_{h=1}^t \sum_{k \in \Omega_k^{PV}} y_{p,k,h}^{PV} f_{k,c}^{PV} \overline{P_k^{PV}} \quad \forall (p \in \Omega_p, c \in \Omega_c, t \in \Omega_t) \quad (72)$$

$$-\tan(\varphi_{cp}^{PV}) P_{p,c,t}^{PV} \leq Q_{p,c,t}^{PV} \leq \tan(\varphi_{id}^{PV}) P_{p,c,t}^{PV} \quad \forall (p \in \Omega_p, c \in \Omega_c, t \in \Omega_t) \quad (73)$$

$$(P_{w,c,t}^W)^2 + (Q_{w,c,t}^W)^2 \leq \sum_{h=1}^t \sum_{k \in \Omega_k^W} y_{w,k,h}^W (\overline{S_k^W})^2 \quad \forall (w \in \Omega_w, c \in \Omega_c, t \in \Omega_t) \quad (74)$$

$$0 \leq P_{w,c,t}^W \leq \sum_{h=1}^t \sum_{k \in \Omega_k^W} y_{w,k,h}^W f_{k,c}^W \overline{P_k^W} \quad \forall (w \in \Omega_w, c \in \Omega_c, t \in \Omega_t) \quad (75)$$

$$-\tan(\varphi_{id}^W) P_{w,c,t}^W \leq Q_{w,c,t}^W \leq \tan(\varphi_{id}^W) P_{w,c,t}^W \quad \forall (w \in \Omega_w, c \in \Omega_c, t \in \Omega_t) \quad (76)$$

$$(P_{g,c,t}^{GS})^2 + (Q_{g,c,t}^{GS})^2 \leq \sum_{h=1}^t \sum_{k \in \Omega_k^G} y_{g,k,h}^{GS} (\overline{S_k^{GS}})^2 \quad \forall (g \in \Omega_g, c \in \Omega_c, t \in \Omega_t) \quad (77)$$

$$-\tan(\varphi_{cp}^{GS}) P_{g,c,t}^{GS} \leq Q_{g,c,t}^{GS} \leq \tan(\varphi_{id}^{GS}) P_{g,c,t}^{GS} \quad \forall (g \in \Omega_g, c \in \Omega_c, t \in \Omega_t) \quad (78)$$

$$0 \leq P_{e,c,t}^{CES} \leq \sum_{h=1}^t \sum_{k \in \Omega_k^{ES}} y_{e,k,h}^{ES} \overline{P_k^{ES}} \quad \forall (e \in \Omega_e, c \in \Omega_c, t \in \Omega_t) \quad (79)$$

$$0 \leq P_{e,c,t}^{DES} \leq \sum_{h=1}^t \sum_{k \in \Omega_k^{ES}} y_{e,k,h}^{ES} \overline{P_k^{ES}} \quad \forall (e \in \Omega_e, c \in \Omega_c, t \in \Omega_t) \quad (80)$$

$$\sum_{c \in \Omega_c^b} T_c (\eta_{ESC} P_{e,c,t}^{ESC} - 1/\eta_{ESD} P_{e,c,t}^{ESD}) = 0 \quad \forall (e \in \Omega_e, b \in \Omega_b, t \in \Omega_t) \quad (81)$$

$$\sum_{i \in \Omega_n} (P_{i,c,t}^{PV} + P_{i,c,t}^W + P_{i,c,t}^{GS} + P_{i,c,t}^{ESD}) \leq \sum_{i \in \Omega_n} f^{DG} f_c^D P_{i,t}^D \quad \forall (c \in \Omega_c, t \in \Omega_t) \quad (82)$$

$$\sum_{i \in \Omega_n} (P_{i,c,t}^{LS}) \leq \overline{LSP} \quad \forall (c \in \Omega_c, t \in \Omega_t) \quad (83)$$

$$\sum_{i \in \Omega_n} (Q_{i,c,t}^{LS}) \leq \overline{LSQ} \quad \forall (c \in \Omega_c, t \in \Omega_t) \quad (84)$$

$$0 \leq P_{i,c,t}^{LS} \leq f_c^D P_{i,t}^D \quad \forall (i \in \Omega_n, c \in \Omega_c, t \in \Omega_t) \quad (85)$$

$$0 \leq Q_{i,c,t}^{LS} \leq f_c^D Q_{i,t}^D \quad \forall (i \in \Omega_n, c \in \Omega_c, t \in \Omega_t) \quad (86)$$

$$0 \leq I_{ij,a,c,t}^{sqr} \leq \overline{I}_{ij}^2 y_{ij,a,t}^L \quad \forall (ij \in \Omega_l, a \in \Omega_a, c \in \Omega_c, t \in \Omega_t) \quad (87)$$

$$\begin{aligned} I_{ij,a,c,t}^{sqr} = & \sqrt{2} \delta_{i,a,c,t}^l g_{ij}^2 + \left( b_{ij} + \frac{b_{ij}^{sh}}{2} \right)^2 \\ & + \sqrt{2} \delta_{j,a,c,t}^l (g_{ij}^2 + b_{ij}^2) \\ & - 2X_{ij,c,t} (g_{ij}^2 \\ & + b_{ij} (b_{ij} + b_{ij}^{sh}/2)) + 2Y (g_{ij} b_{ij}^{sh}/2) \end{aligned} \quad \forall (l/ij \in \Omega_l, a \in \Omega_a, c \in \Omega_c, t \in \Omega_t) \quad (88)$$

$$\overline{V}_i^2 \leq \sqrt{2} \delta_{i,c,t} \leq \overline{V}_i^2 \quad \forall (i \in \Omega_n, c \in \Omega_c, t \in \Omega_t) \quad (89)$$

$$0 \leq \sqrt{2} \delta_{i,a,c,t}^l \leq \overline{V}_i^2 y_{ij,a,t}^L \quad \forall (l/ij \in \Omega_l, a \in \Omega_a, c \in \Omega_c, t \in \Omega_t) \quad (90)$$

$$0 \leq \sqrt{2} \delta_{j,a,c,t}^l \leq \overline{V}_j^2 y_{ij,a,t}^L \quad \forall (l/ij \in \Omega_l, a \in \Omega_a, c \in \Omega_c, t \in \Omega_t) \quad (91)$$

$$0 \leq \delta_{i,c,t} - \sum_{a \in \Omega_a} \delta_{i,a,c,t}^l \leq \frac{\overline{V}_i^2}{\sqrt{2}} \left( 1 - \sum_{a \in \Omega_a} y_{ij,a,t}^L \right) \quad \forall (l/ij \in \Omega_l, c \in \Omega_c, t \in \Omega_t) \quad (92)$$

$$0 \leq \delta_{j,c,t} - \sum_{a \in \Omega_a} \delta_{j,a,c,t}^l \leq \frac{\overline{V}_j^2}{\sqrt{2}} \left( 1 - \sum_{a \in \Omega_a} y_{ij,a,t}^L \right) \quad \forall (l/ij \in \Omega_l, c \in \Omega_c, t \in \Omega_t) \quad (93)$$

$$(S_s^0)^2 + \sum_{h=1}^t \sum_{k \in \Omega_k^{TR}} y_{s,k,h}^{SS} (2S_s^0 S_k + S_k^2) \geq (P_{s,c,t}^{SS})^2 + (Q_{s,c,t}^{SS})^2 \quad \forall (s \in \Omega_s, c \in \Omega_c, t \in \Omega_t) \quad (94)$$

$$2\hat{\delta}_{i,c,t}^l \hat{\delta}_{j,c,t}^l \geq \hat{X}_{ij,a,\omega,t}^2 + \hat{Y}_{ij,a,\omega,t}^2 \quad \forall (l/ij \in \Omega_l, c \in \Omega_c, t \in \Omega_t) \quad (95)$$

$$\hat{\delta}_{i,c,t} = \sum_{a \in \Omega_a} \delta_{i,c,t} \quad \forall (i \in \Omega_n, c \in \Omega_c, t \in \Omega_t) \quad (96)$$

$$\hat{\delta}_{j,c,t} = \sum_{a \in \Omega_a} \delta_{j,c,t} \quad \forall (j \in \Omega_n, c \in \Omega_c, t \in \Omega_t) \quad (97)$$

$$\hat{X}_{ij,a,c,t} = \sum_{a \in \Omega_a} X_{ij,a,c,t} \quad \forall (ij \in \Omega_l, c \in \Omega_c, t \in \Omega_t) \quad (98)$$

$$\hat{Y}_{ij,a,c,t} = \sum_{a \in \Omega_a} Y_{ij,a,c,t} \quad \forall (ij \in \Omega_l, c \in \Omega_c, t \in \Omega_t) \quad (99)$$

$$X_{ij,a,c,t} = X_{ji,a,c,t}, \quad X_{ij,a,c,t} \geq 0 \quad \forall (ij \in \Omega_l, a \in \Omega_a, c \in \Omega_c, t \in \Omega_t) \quad (100)$$

$$Y_{ij,a,c,t} = -Y_{ji,a,c,t} \quad \forall (ij \in \Omega_l, a \in \Omega_a, c \in \Omega_c, t \in \Omega_t) \quad (101)$$

$$X_{ij,a,c,t} \leq \overline{V}_i \overline{V}_j k_{l,a,t} \quad \forall (l/ij \in \Omega_l, a \in \Omega_a, c \in \Omega_c, t \in \Omega_t) \quad (102)$$

$$|Y_{ij,a,c,t}| \leq \overline{V}_i \overline{V}_j k_{l,a,t} \quad \forall (l/ij \in \Omega_l, a \in \Omega_a, c \in \Omega_c, t \in \Omega_t) \quad (103)$$

$$\beta_{ij,t} + \beta_{ji,t} = \sum_{a \in \Omega_a} y_{ij,a,t}^L \quad \forall (ij \in \Omega_l, t \in \Omega_t) \quad (104)$$

$$\sum_{ij \in \Omega_i^*} \beta_{ij,t} = 1 \quad \forall (i \in \Omega_{nc}^t, t \in \Omega_t) \quad (105)$$

$$\sum_{ij \in \Omega_i^*} \beta_{ij,t} \leq 1 \quad \forall (i \in \Omega_{np}^t, t \in \Omega_t) \quad (106)$$

$$\beta_{ij,t} = 0 \quad \forall (ij \in \Omega_l^*, t \in \Omega_t | i \in \Omega_s) \quad (107)$$

$$y_{ij,a,t}^L \leq y_{ij,a}^{L0} + \sum_{h=1}^t z_{ij,a,h}^L \quad \forall (ij \in \Omega_l, a \in \Omega_a, t \in \Omega_t) \quad (108)$$

$$\sum_{t \in \Omega_t} \sum_{a \in \Omega_a} z_{ij,a,t}^L \leq 1 \quad \forall (ij \in \Omega_l) \quad (109)$$

$$\sum_{t \in \Omega_t} \sum_{k \in \Omega_k^{PV}} y_{p,k,t}^{PV} \leq 1 \quad \forall (p \in \Omega_p) \quad (110)$$

$$\sum_{t \in \Omega_t} \sum_{k \in \Omega_k^W} y_{w,k,t}^W \leq 1 \quad \forall (w \in \Omega_w) \quad (111)$$

$$\sum_{t \in \Omega_t} \sum_{k \in \Omega_k^{GS}} y_{g,k,t}^{GS} \leq 1 \quad \forall (g \in \Omega_g) \quad (112)$$

$$\sum_{t \in \Omega_t} \sum_{k \in \Omega_k^{ES}} y_{s,k,t}^{ES} \leq 1 \quad \forall (e \in \Omega_e) \quad (113)$$

$$\sum_{t \in \Omega_t} \sum_{k \in \Omega_k^{SS}} y_{e,k,t}^{SS} \leq 1 \quad \forall (s \in \Omega_s) \quad (114)$$

$$\begin{aligned} \sum_{ij \in \Omega_l} \sum_{k \in \Omega_a} z_{ij,a,t}^L C_{k0,k}^{I,L} + \sum_{p \in \Omega_r} \sum_{k \in \Omega_k^{PV}} y_{p,k,t}^{PV} C_k^{I,PV} + \sum_{w \in \Omega_w} \sum_{k \in \Omega_k^W} y_{w,k,t}^W C_k^{I,W} + \sum_{g \in \Omega_g} \sum_{k \in \Omega_k^{GS}} y_{g,k,t}^{GS} C_k^{I,GS} \\ + \sum_{e \in \Omega_e} \sum_{k \in \Omega_k^{ES}} y_{e,k,t}^{ES} C_k^{I,ES} + \sum_{s \in \Omega_s} \sum_{k \in \Omega_k^{SS}} y_{s,k,t}^{SS} C_k^{I,SS} \leq \overline{INV} \end{aligned} \quad \forall (t \in \Omega_t) \quad (115)$$

$$\beta_{ij,t}, y_{ij,a,t}^L, y_{s,k,t}^{SS}, y_{p,k,t}^{PV}, y_{w,k,t}^W, y_{g,k,t}^{GS}, y_{e,k,t}^{ES}, z_{ij,a,t}^L \in \{0,1\} \quad (116)$$

A função objetivo (55) minimiza os custos atualizados de investimento e operação do sistema. Neste sentido, os custos de investimento na construção de linhas novas e troca de condutores são representados na equação (30), os custos de investimento na construção de novas subestações e repotenciação das existentes são modelados na equação (31), os custos de instalação de geração fotovoltaica, geração eólica, geração despachável e fontes de armazenamento de energia são determinados pelas equações (32)-(35) respectivamente. A equação (62) determina os custos de manutenção dos novos dispositivos instalados na rede para cada período de planejamento, os custos operacionais das subestações e geração distribuída (incluindo fontes de armazenamento) são calculadas nas equações (63) e (64) respectivamente em função do tempo de operação e a potência ativa injetada, a taxa de emissão de CO<sub>2</sub> no ambiente é determinado pela equação (65) em função da potência ativa injetada e dos coeficientes de emissão de CO<sub>2</sub> por compra de energia nas subestações  $e^{SS}$  e das fontes de geração despacháveis  $e^{GS}$ . A equação (66) impõe um custo de penalização ao corte de carga em função das variáveis  $P_{i,c,t}^{LS}$  e  $Q_{i,c,t}^{LS}$ . Finalmente os custos atualizados de

manutenção, operação, e tarifa por emissão de CO<sub>2</sub> são considerados em valor presente usando a equação (67).

As equações (68) - (116) representam as restrições físicas e operacionais que devem ser consideradas para o correto funcionamento da rede no horizonte de planejamento. As equações (68) e (69) representam os balanços de potências ativa e reativa nas barras do sistema que garantem o atendimento da demanda durante todos os períodos  $t$  e cenários  $c$  de operação. A equação (68) considera a injeção de potência ativa na barra  $i$ , fornecida pelas subestações representada pela variável  $P_{i,c,t}^{SS}$ , as FGR fotovoltaica e eólica segundo as variáveis  $P_{i,c,t}^{PV}$  e  $P_{i,c,t}^W$ , despacháveis com turbinas de gás determinada pela variável  $P_{i,c,t}^{GS}$ , e dispositivos armazenadores de energia durante o processo de descarga determinada pela variável  $P_{i,c,t}^{ESD}$  e uma variável artificial de corte de carga  $P_{i,c,t}^{LS}$  que é usada para melhorar o desempenho computacional do modelo, a variável  $P_{i,c,t}^{ESC}$  que determina a potência absorvida no processo de carregamento dos dispositivos armazenadores de energia é um coeficiente negativo nas equações de balanço de potência ativa, e a demanda de potência ativa  $f_c^D P_{i,t}^D$ . O fluxo de potência ativa pelas linhas ( $\sum_{j \in N(i)} P_{ij,c,t}$ ) é determinado na equação (70) em função dos parâmetros das linhas  $g_{ij}$  e  $b_{ij}$  e das variáveis  $X_{ij,c,t}$  e  $Y_{ij,c,t}$  referente às relações cônicas usadas.

A equação (69) considera o balanço da injeção de potência reativa na barra  $i$ , que deve ser igual à potência reativa fornecida pelas subestações  $Q_{i,c,t}^{SS}$ , as FGR fotovoltaica e eólica  $Q_{i,c,t}^{PV}$  e  $Q_{i,c,t}^W$ , despachável com gás  $Q_{i,c,t}^{GS}$ , e uma variável artificial de corte de carga  $Q_{i,c,t}^{LS}$  que é usada para melhorar o desempenho computacional do modelo; é considerada negativamente na equação a demanda de potência reativa  $f_c^D Q_{i,t}^D$ ; o fluxo de potência reativa pelas linhas ( $\sum_{j \in N(i)} Q_{ij,c,t}$ ) é determinado pela equação (71) em função dos parâmetros das linhas  $g_{ij}$  e  $b_{ij}$  e das variáveis  $X_{ij,c,t}$  e  $Y_{ij,c,t}$  referente às relações cônicas usadas.

A potência fornecida pelas fontes de geração fotovoltaicas e determinada pelas equações (72) e (73), onde a variável binária  $y_{p,k,t}^{PV}$  determina a barra  $p$ , tipo  $k$ , e período  $t$  onde se deve instalar uma fonte de geração fotovoltaica. As variáveis contínuas  $P_{p,c,t}^{PV}$  e  $Q_{p,c,t}^{PV}$  são as potências ativa reativa injetadas respectivamente. Os parâmetros  $f_{k,c}^{PV}$ ,  $\overline{P_k^{PV}}$  determinam o limite de potência ativa fornecida no cenário  $c$ . As constantes  $\tan(\varphi_{cp}^{PV})$ ,  $\tan(\varphi_{id}^{PV})$  limitam a injeção de potência reativa segundo a injeção de potência ativa.

As restrições (74) - (76) limitam a potência ativa e reativa injetada pelos geradores eólicos instalados no sistema, segundo as características da máquina duplamente alimentada



para cada cenário de operação. A variável binária  $y_{w,k,t}^W$  determina a barra  $w$ , tipo  $k$ , e período  $t$  onde se deve instalar uma fonte de geração eólica. As variáveis contínuas  $P_{w,c,t}^W$  e  $Q_{w,c,t}^W$  são as potências ativa e reativa injetadas, respectivamente. Os parâmetros  $(f_{k,c}^W, \overline{P}_k^W, \overline{S}_k^W)$  determinam o limite de potências fornecidas no cenário  $c$ . As constantes  $\tan(\varphi_{cp}^W)$ ,  $\tan(\varphi_{id}^W)$  limitam a injeção de potência reativa segundo a injeção de potência ativa.

A restrição quadrática (77) determina a operação dos geradores despacháveis em função das potências ativa e reativa  $(P_{g,c,t}^{GS}, Q_{g,c,t}^{GS})$ , respectivamente e o limite de potência fornecida  $\overline{S}_k^{GS}$ . A variável binária  $y_{g,k,t}^{GS}$  determina a barra  $g$ , o tipo de gerador  $k$  e o período  $t$  onde se deve instalar uma fonte de geração despachável.

O limite de potência ativa na carga e descarga  $(P_{e,c,t}^{CES}, P_{e,c,t}^{DES})$  dos DAE são determinadas pelas restrições (79) e (80). No entanto, o modelo matemático do comportamento operacional dos DAE para um esquema de planejamento de longo prazo, apresenta uma dificuldade adicional, uma vez que com a redução de cenários é impossível manter o sequenciamento exato de carga e descarga do dispositivo. Para resolver este problema é usada a equação (81), que determina que a potência fornecida na rede é proporcional à potência carregada pelo dispositivo em função do tempo de operação  $T_c$  e das eficiências de carga e descarga  $(\eta_{ESC}, \eta_{ESD})$ . Esta restrição deve ser formulada para cada bloco de tempo  $b$ , que compõe o conjunto de cenários  $\Omega_c^b$ . A formulação apresentada garante que não tem cenários de carga e de descarga simultaneamente.

O limite de penetração de potência fornecida pelo conjunto de FGR, GD despachável e DAE é representado na equação (82), em função da demanda total do sistema em cada cenário e do fator  $f^{DG}$ .

O corte de carga é limitado segundo as equações (83)-(86) considerando um limite máximo para o corte de carga total do sistema, e limitando o corte de carga de cada barra até a demanda da barra para cada cenário.

As equações (87) e (88) modelam o limite térmico operacional dos condutores instalados na rede em função do quadrado da corrente  $I_{ij,a,c,t}^{sqr}$  que é transportada pelas linhas.

As equações (90)-(93) modelam os limites operacionais de tensão nas barras do sistema. A equação (89) modela os limites de tensão usando a variável auxiliar  $\delta_{i,c,t}$  referente à tensão do sistema. O estado operacional da linha  $ij$  é determinado pela variável  $y_{ij,a,t}^L$ ; se  $(y_{ij,a,t}^L = 1)$  a linha  $ij$  está operando, com condutor tipo  $a$  no período  $t$ , caso contrário está

fora de operação, desta forma as equações (90) e (91) permitem a ativação da variável  $\delta_{i,a,c,t}^l$  segundo o estado operacional da linha. Se a linha  $ij$  não está em operação ( $y_{ij,a,t}^l = 0$ ), então as variáveis relacionadas com a tensão são iguais a zero, ( $\delta_{i,a,c,t}^l = 0$ ) e ( $\delta_{j,a,c,t}^l = 0$ ) o que representa um problema para determinar a tensão das barras  $i$  e  $j$ , então as equações (92) e (93) estabelecem a ativação de uma variável auxiliar  $\delta_{i,c,t}$  para manter a factibilidade do problema.

Para cada período ( $t$ ), a equação quadrática (94) modela os limites máximos de potência fornecida pelas subestações considerando a capacidade de transformação existente  $S_s^0$  e pela capacidade de transformação ampliada, que é definida pela variável binária  $y_{s,k,t}^{SS}$  e pelo parâmetro  $S_k$ .

As equações (95)-(103) representam as restrições de rotação cônica baseadas na formulação apresentada por Jabr (2006). Estas restrições associam as variáveis  $X, Y$  e  $\delta$  com as equações de balanço de potência (68)-(71). As equações (69)-(72) são usadas para reduzir em uma dimensão a quantidade de restrições de rotação cônica (95), que teria que ser definida também para cada tipo de condutor. As variáveis associadas ao modelo cônico,  $X$  e  $Y$ , estão sujeitas ao estado operacional da rede elétrica pelas funções cosseno e seno, presentes nas equações de fluxo de potência tradicional representado em coordenadas polares, portanto devem ser limitadas pela máxima queda de tensão nas linhas ( $ij$ ) segundo as equações (102) e (103).

A operação radial da rede é garantida pelas restrições (104)-(107), que representam a topologia da rede de distribuição como uma árvore de mínimo peso. As variáveis  $\beta_{ij}$  e  $\beta_{ji}$  são definidas para cada linha  $ij$  e determinam a direção de fluxo nas linhas, sendo que se  $\beta_{ij} = 1$  determina que há um fluxo entrando na barra  $i$  saindo da barra  $j$ . A equação (104) determina que exista um único fluxo na linha  $ij$ , se  $y_{ij,a,t}^l = 1$ , caso contrário ambas variáveis  $\beta_{ij}$  e  $\beta_{ji}$  são 0. A equação (105) impõe que para cada barra com carga  $i$  existe um único fluxo chegando. A equação (106) considera que as barras de passagem (barra sem carga) podem ou não ter um fluxo de entrada. A equação (107) impõe que não existe fluxo de entrada nas barras das subestações, isto evita a conexão entre subestações.

A equação (108) relaciona a variável de operação das linhas  $y_{ij,a,t}^l$  com a variável de investimento por instalação ou repotenciação de condutores,  $z_{ij,a,t}^l$ , considerando os condutores existentes no sistema desde o começo do problema de planejamento,  $y_{ij,a}^{L0}$ . Neste sentido, o parâmetro  $y_{ij,a}^{L0} = 1$  indica que existe um condutor na linha ( $ij$ ) com bitola ( $a$ ).

Note que, a variável  $y_{ij,a,t}^L$  só pode ser ativada quando a linha  $ij$  já existe ou quando for realizado o investimento nela. A equação (109) impõe o limite de uma única ação de investimento nas linhas durante todo o horizonte de planejamento.

As restrições econômicas do problema estão representadas pelas equações (110)-(115). A equação (110) impõe que em cada barra candidata ( $p$ ) só se pode instalar um tipo de geração fotovoltaica durante o horizonte de planejamento. De forma similar, as equações (111)-(113) impõem um limite de um tipo de tecnologia por barra candidata para tecnologias eólica, gás e baterias, respectivamente. A equação (114) impõe uma única repotenciação e/ou construção das subestações. A equação (115) determina o limite de investimento para cada período ( $t$ ). Finalmente a equação (67) é uma função que facilita o cálculo do custo anual de operação e manutenção do sistema.

Para determinar as emissões totais de CO<sub>2</sub> no ambiente é utilizada a equação (117), esta equação não é considerada dentro da formulação do problema de PSDEE, porém, é utilizada na apresentação de resultados.

$$CO_2^{Total} = \sum_{t \in \Omega_t} \lambda \sum_{c \in \Omega_c} T_c C_t^c \left( \sum_{s \in \Omega_s} e^{SS} P_{s,c,t}^{SS} + T_c \sum_{g \in \Omega_g} e^{GS} P_{g,k,c,t}^{GS} \right) \quad (117)$$

## 4.2 TÉCNICA DE SOLUÇÃO

O modelo de otimização para o PSDEE apresentado nas equações (55) - (116) é um modelo de otimização de PCIM que pode ser resolvido diretamente com um solver de otimização baseado em programação matemática como CPLEX, GUROBI, MOSEK, ou XPRESS usando alguma linguagem de modelamento matemático (AMPL, GAMS, AIMMS, MATLAB, PYTHON, C<sup>++</sup>).

## 4.3 TESTES E RESULTADOS

Com a finalidade de testar a eficiência da modelagem proposta, o modelo foi resolvido para três sistemas teste de 69, 24 e 54 barras que são encontrados e testados na literatura para diferentes casos de planejamento. O modelo de PCIM foi resolvido usando o *solver* de otimização comercial CPLEX 12.8 (INTERNATIONAL BUSINESS MACHINES - IBM, 2018) usando AMPL (FOURER; GAY; KERNIGHAN, 2002) como linguagem de modelamento. As características do computador usado nos testes são: processador XEON E5 2650 @2.20GHz, 64 GB de memória RAM e sistema operacional LINUX.

### 4.3.1 Sistema de 69 barras

Este sistema é adaptado da referência (BARAN; WU, 1989). O sistema opera em 12,66 kV, e atende uma demanda total de 4659,7 kVA. A máxima penetração de GD considerada é de 30% e o horizonte de planejamento é dividido em três períodos de dois anos com um incremento anual na demanda de 5%. Os limites mínimo e máximo de tensão são 0,95 e 1,05 respectivamente. A taxa de juros é de 8% e o limite de investimento é de 10 milhões de dólar. A emissão CO<sub>2</sub> na rede principal e da geração distribuída despachável é de 2,17 e 0,63 kg CO<sub>2</sub>/kWh respectivamente obtidos de (MELGAR-DOMINGUEZ; POURAKBARI-KASMAEI; MANTOVANI, 2019) com um custo de 10 US\$/TonCO<sub>2</sub> obtidos de (ZENG *et al.*, 2014). As informações detalhadas do sistema são apresentadas no anexo B1.

Com o crescimento de demanda, o sistema com a configuração atual não consegue manter as condições operacionais dentro dos limites estabelecidos. Assim, são considerados 4 casos de estudo para encontrar um plano de investimento adequado em FGR, GD despachável e DAE.

- **Caso A.** Somente é considerada a instalação de GD despachável.
- **Caso B.** Somente é considerada a instalação de FGR com geração eólica e DAE.
- **Caso C.** Somente é considerada a instalação de FGR com geração fotovoltaica e DAE.
- **Caso D.** Considera-se a instalação de FGR eólica e fotovoltaica e DAE.
- **Caso E.** Consideram-se todas as tecnologias.

Como hipótese inicial, em cada caso de estudo o corte de carga permitido é 0. Caso isto leve a uma solução infactível, um corte de carga de 0,5 MVA penalizado com 10<sup>3</sup> US\$/MVA é permitido para apresentar uma proposta de solução para o problema.

Para todos os casos de estudo, são considerados 48 cenários divididos em 4 blocos de tempo com 2 sub-blocos de 6 cenários. No anexo A1 são apresentados os conjuntos de cenários usados. A tensão da subestação é fixada na tensão nominal do sistema. Na Figura 11, apresenta-se a solução ótima com a alocação, tipo de tecnologia e período de instalação para cada caso de estudo (A, B, C, D e E).

**Caso A:**

Neste caso, são consideradas dois tipos de turbinas despacháveis de gás com capacidades de 400 e 800 kVA, respectivamente. O conjunto de barras candidatas para a sua instalação é definido como:  $\Omega_g = \{17, 24, 35, 41, 46, 52, 58, 63, 67, 69\}$ .

No período 1, o processo de otimização apresenta um plano de investimento que propõe a instalação de duas turbinas de 800 kVA nas barras 58 e 63, enquanto que nos períodos 2 e 3 não é necessário instalar mais dispositivos. O tempo computacional foi de 2195 segundos de CPU.

**Caso B:**

Neste caso, geradores despacháveis e painéis fotovoltaicos não são considerados para serem instalados. Consideram-se para a instalação, turbinas eólicas de 0,91 e 2,0 MVA e dois tipos de BB de 0,5 e 1,0 MW. O conjunto de barras candidatas à instalação de turbinas eólicas é  $\Omega_w = \{18, 25, 34, 42, 59, 64, 68\}$ , enquanto que o conjunto de barras candidatas à instalação de BB é  $\Omega_e = \{19, 26, 33, 43, 60, 65, 67, 69\}$ .

O resultado obtido pelo processo de otimização informa que a instalação de geração eólica junto com os BB não é suficiente para manter as condições de operação dentro dos limites estabelecidos, obtendo-se a uma solução infactível.

Um corte de carga de 0,5 MVA é permitido obtendo-se os seguintes resultados: No período 1 o processo de otimização propõe a instalação de uma turbina de 2,0 MVA na barra 64 e a instalação de um BB de 0,5 MW na barra 60. As ações de investimento terminam no período três com a instalação de um BB de 0,5 MVA na barra 65. O tempo total de simulação é de 2234 segundos de CPU.

Com o plano de investimento fixo, um fluxo de potência é calculado para determinar as magnitudes de tensão do sistema que neste caso é de 0,943 p.u nas barras 61, 62, 63, 64, e 65.

**Caso C:**

Neste caso, geradores despacháveis e eólicos não são considerados para serem instalados. Consideram-se para a instalação painéis fotovoltaicos de 1,0 e 1,8 MVA e dois tipos de BB de 0,5 e 1,0 kW. O conjunto de barras candidatas à instalação de geração fotovoltaica é  $\Omega_p = \{16, 23, 32, 44, 61, 66, 67, 69\}$ , enquanto que o conjunto de barras candidatas à instalação de DAE é  $\Omega_e = \{19, 26, 33, 43, 60, 65, 67, 69\}$ .

O processo de otimização determina que a instalação duas usinas fotovoltaicas junto com os BB não são suficientes para manter as condições de operação dentro dos limites estabelecidos.

Permitindo-se um corte de carga de 0,5 MVA obtêm-se os seguintes resultados: No período 1, o processo tem-se a instalação de uma usina fotovoltaica na barra 61 com capacidade de 1,8 MVA, além da instalação de um banco de baterias de 1,0 MW na barra 60. Nos períodos 2 e 3 não é proposta a instalação de equipamentos.

Com o plano de investimento fixo, um fluxo de potência é calculado para determinar as magnitudes de tensão que estão fora dos limites do sistema, neste caso é de 0,929 p.u na barra 65.

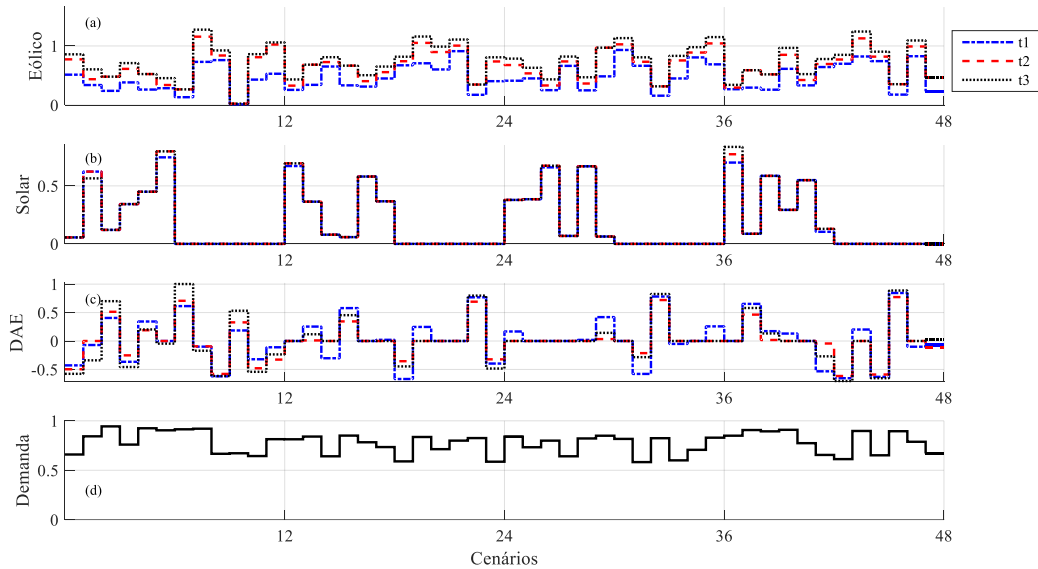
#### **Caso D:**

Neste caso, somente são consideradas FGR e DAE. Os conjuntos de barras candidatas para alocar estes equipamentos são iguais que nos casos anteriores B e C.

A solução do problema de otimização determina que no período 1 é necessária a instalação de uma turbina eólica de 2,0 MVA na barra 64, a instalação e uma usina fotovoltaica de 1,0 MVA na barra 61 e de um banco de baterias de 1,0 MW na barra 65. No período 2 é proposta a instalação de uma turbina eólica de 2,0 MVA na barra 59. Finalmente, no período 3 é proposta a instalação de um banco de baterias de 0,5 MW na barra 60. O tempo total de processamento foi de 2776 segundos CPU.

Na Figura 9, apresenta-se o perfil de potência ativa total gerada pelos geradores de diferentes tecnologias instaladas em todos os períodos e nos cenários considerados. É fácil verificar a relação entre a Figura 9 (a) e (c) onde o processo de carga no DAE está ocorrendo, normalmente, nos cenários com altos níveis de geração eólica. A relação entre a Figura 9 (c) e (d) mostra que o processo de carga e descarga dos DAE ocorre com os baixos e altos níveis de carga respectivamente. Ao longo dos períodos, na Figura 9 (a) mostra-se que a variação da geração de energia eólica depende do aumento da demanda. Na Figura 9 (b), esse comportamento não é tão perceptível, onde a geração fotovoltaica mantém valores mais estáveis. Como esperado, as maiores gerações de energia ativa, bem como os processos de carregamento e descarregamento dos DAE ocorrem no último período de planejamento, onde a demanda é maior.

Figura 9 - Injeção de potência ativa (MW) para os períodos (t1, t2 e t3) e cenários considerados no caso D. (a) Potência ativa total injetada pela geração eólica. (b) Potência ativa total injetada pela geração fotovoltaica. (c) Potência ativa total dos DAE durante o processo de carga (-) e descarga (+). (d) Perfil de demanda  $f_c^D$ . CPLEX



Fonte: Elaboração do próprio autor

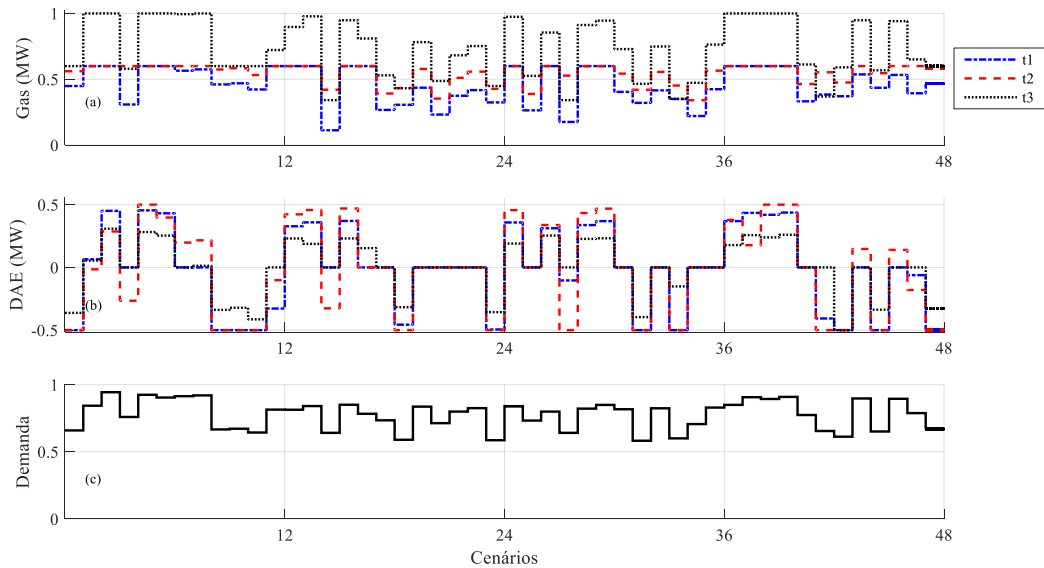
### **Caso E:**

Neste caso, as barras candidatas e tipos de geradores para a instalação dos dispositivos são os mesmos que os considerados nos casos anteriores. No período 1 a solução do problema de otimização estabelece a instalação de uma turbina a gás de 600 kVA na barra 63 e a instalação de um banco de baterias de 0,5 MW na barra 60. No período 2, não são propostas ações de investimento, enquanto que no período 3 é proposta a instalação de uma turbina a gás de 400 kVA na barra 58. O tempo total de processamento foi de 3755 segundos de CPU. Na Figura 10 mostra o comportamento da injeção de potência ativa fornecida pela geração despachável e DAE juntamente com a curva de demanda para cada período e cenários considerados.

Neste caso, as incertezas do problema estão no comportamento da demanda, já que FGR não foram instaladas. Na Figura 10 (a) verifica-se que a injeção de potência ativa dos geradores despacháveis instalados, acompanha ao comportamento da demanda Figura 10 (c). Um comportamento similar é apresentado nos DAE instalados que são carregados em períodos de baixa demanda e injetam potência no sistema para compensar os períodos de demanda alta. No período 3 a instalação de 400 kW de geração tem um grande impacto no

sistema, acrescentando a injeção de potência e modificando os processos de carga e descarga dos DAE.

Figura 10 - Injeção de potência ativa para os períodos (t1, t2 e t3) e cenários considerados no caso E. (a) Potência ativa total injetada pela geração despachável. (b) Potência ativa total dos DAE durante o processo de carga (-) e descarga (+). (c) Perfil de demanda  $f_c^D$ .



Fonte: Elaboração do próprio autor

#### 4.3.1.1 Sistema de 69 barras. Análise de resultados

Para todos os casos (A - E) na Tabela 2 apresentam-se os custos de investimentos em valor presente para cada tipo de equipamento que foi instalado na rede; as diferentes parcelas dos custos que compõem a função objetivo são apresentadas na Tabela 3; finalmente na Tabela 4 são apresentadas as emissões de CO<sub>2</sub> esperadas do sistema.

Tabela 2 - Sistema de 69 barras. Custos de investimento em valor presente (custo em 10<sup>6</sup> US\$). CPLEX

Caso	Gás	Fotovoltaico	Eólica	DAE	Total
A	4,216	-	-	-	4,216
B	-	-	6,003	1,900	7,903
C	-	3,667	-	2,191	5,857
D	-	2,037	11,149	2,996	16,182
E	2,882	0,000	0,000	1,095	3,978

Fonte: Dados do próprio autor



Tabela 3 - Sistema de 69 barras. Custos de investimento e operação em valor presente (custo em  $10^6$  US\$). CPLEX

Custo	Caso A	Caso B	Caso C	Caso D	Caso E
FO	16,067	19,343	20,597	26,782	15,668
Investimento	4,216	7,903	5,857	16,182	3,978
Produção	8,572	6,511	6,908	5,937	8,567
Manutenção	0,832	1,312	1,012	2,525	0,648
CO <sub>2</sub>	2,447	2,357	2,475	2,138	2,475
Corte de carga	0,000	1,259	4,344	0,000	0,000

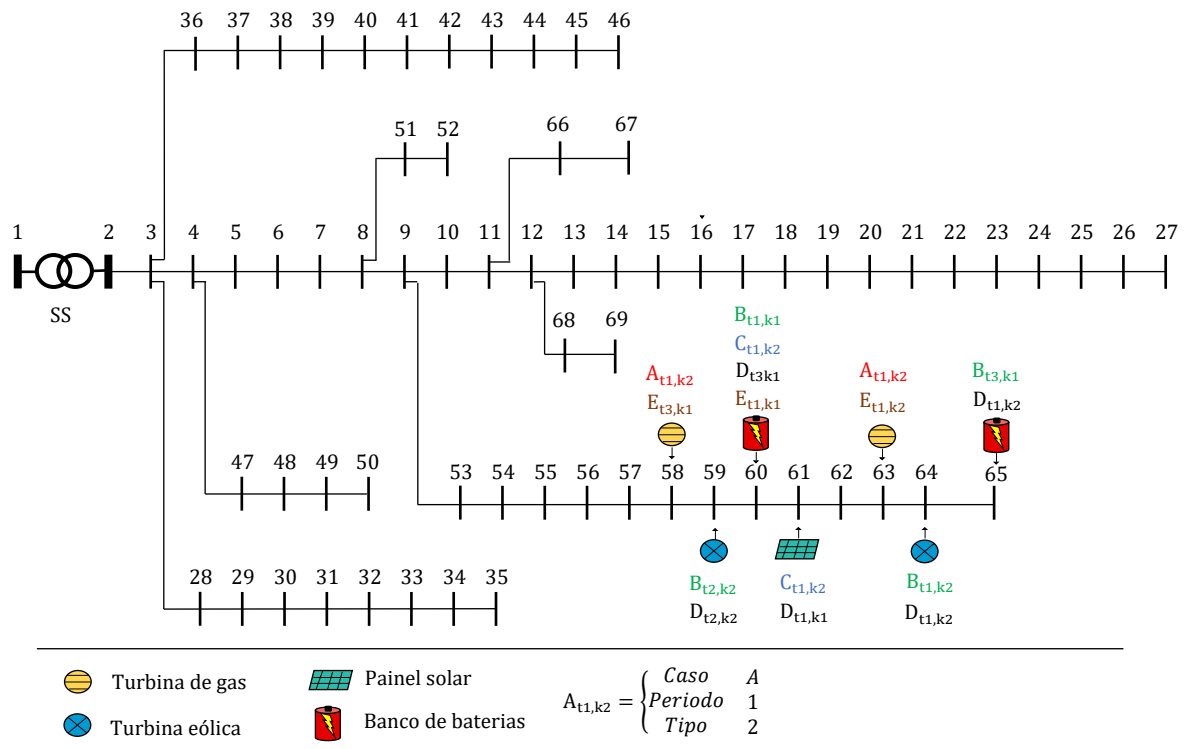
Fonte: Dados do próprio autor

Tabela 4 - Sistema de 69 barras. Valor esperado das emissões de CO<sub>2</sub> (kTon). CPLEX

Emissões de CO <sub>2</sub>	Caso A	Caso B	Caso C	Caso D	Caso E
GD	21,516	0,000	0,000	0,000	20,843
Rede principal	298,642	309,171	323,259	279,419	302,782
Total	320,159	309,171	323,259	279,419	323,625

Fonte: Dados do próprio autor

Figura 11 - Sistema de 69. Soluções ótimas obtidas para os casos (A, B, C, D, E). CPLEX



Fonte: Elaboração do próprio autor

O caso de estudo A, apresenta um plano de investimento factível e de baixo custo que pode ser atrativo para a concessionária. Isto não significa que seja necessariamente o melhor plano de investimento devido aos custos de operação do sistema e às altas emissões de CO<sub>2</sub>.

Os casos que consideram a instalação de FGR independentemente (*B* e *C*) apresentam planos de investimento ineficazes do ponto de vista operacional. Este aspecto está evidenciado nos altos custos por corte de carga apresentados na Tabela 3; Nestes casos, a instalação de bancos de baterias é insuficiente para compensar a intermitência na geração de energia por parte das turbinas eólicas e os horários noturnos sem geração fotovoltaica.

A instalação conjunta de FGR considerada no caso *D* apresenta um plano de investimento que mantém as condições de operação dentro dos limites estabelecidos, embora seja o caso com o maior custo de investimento. O alto custo de investimento proporciona uma compensação na redução de 15,39% das emissões de CO<sub>2</sub> quando é comparado com o caso *A* que não considera a instalação de FGR.

Como esperado, a melhor plano de investimento é o apresentado caso *E* quando todas as tecnologias são consideradas simultaneamente. Para o sistema teste e desde o ponto de vista da função objetivo, a melhor combinação de tecnologias consiste em geração despachável e bancos de baterias.

#### 4.3.2 Sistema de 24 barras

O sistema exemplo de 24 barras modificado de (GÖNEN; RAMIREZ-ROSADO, 1986) é ilustrado na Figura 12. O sistema possui 20 barras de demanda, duas barras (21 e 22) com subestações instaladas de 8 e 12 MVA, respectivamente e mais duas barras com subestações propostas (23 e 24) com uma tensão de operação de 20 kV. Existem no sistema 6 linhas instaladas e 26 linhas propostas. Dois tipos de condutor são considerados para a construção e redimensionamento de circuitos. São considerados dois tipos de geradores eólicos com potências de 0,91 e 2,0 MVA e o conjunto de barras candidatas para a sua instalação é definido como  $\Omega_w = \{5, 6, 14, 16\}$ . A geração fotovoltaica tem capacidade de 0,7 e 1,6 MVA e o conjunto de barras candidatas para a sua instalação é definido como  $\Omega_p = \{7, 12, 17, 20\}$ . Podem ser instalados bancos de baterias de 0,5 MW e o conjunto de barras candidatas para a sua instalação é definido como  $\Omega_e = \{5, 10, 15, 18\}$ . Geradores despacháveis de 0,2 e 0,4 MVA podem ser instalados nas barras  $\Omega_g = \{4, 9, 11, 13\}$ . O limite máximo e mínimo de tensão nas barras de demanda é de 0,95 e 1,05 p.u respectivamente. A taxa de juros é de 10% anual, e o horizonte de planejamento é dividido em 3 períodos de 5 anos. A emissão CO<sub>2</sub> na rede principal e da geração distribuída despachável é de 0,92 e 0,63 kg CO<sub>2</sub>/kWh respectivamente com um custo de 10 US\$/TonCO<sub>2</sub>. As informações detalhadas

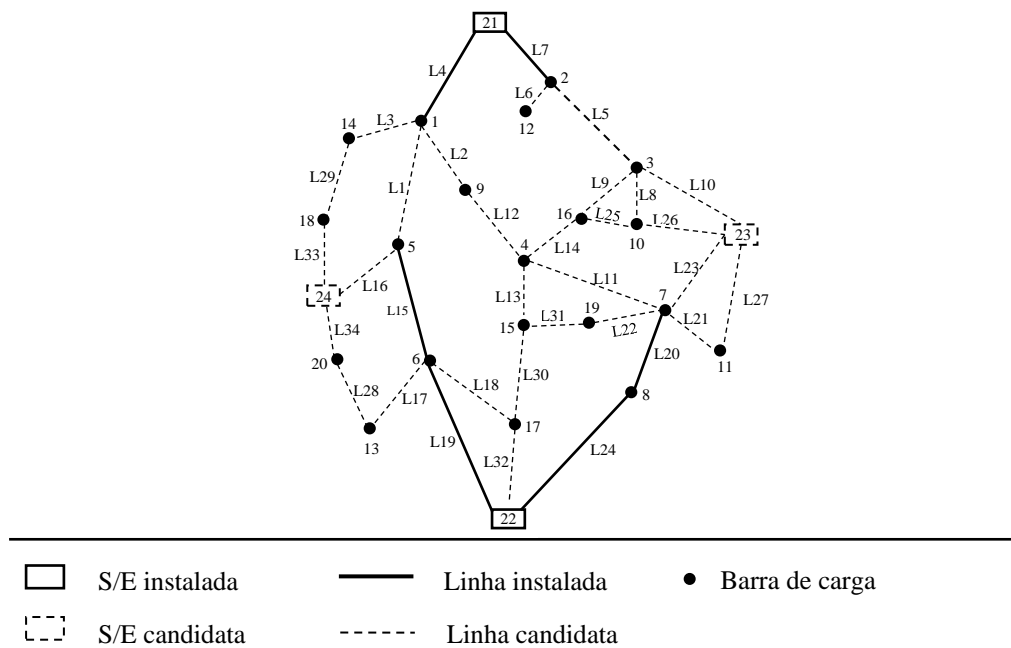
do sistema são apresentada no anexo B2. O conjunto de cenários usado é apresentado no anexo A1.

Para analisar a eficiência e a qualidade do modelamento proposto, são considerados três casos de testes:

- **Caso A** - Análise do PSDEE sem considerar a instalação de FGR;
- **Caso B** - Análise do PSDEE sem considerar a instalação de GD despachável;
- **Caso C** - Considerando todas as alternativas.

Como critério de parada do processo de otimização é definido o gap relativo de otimalidade de 1%, ou um limite de tempo de 72 horas.

Figura 12 - Sistema de 24 barras. Topologia base



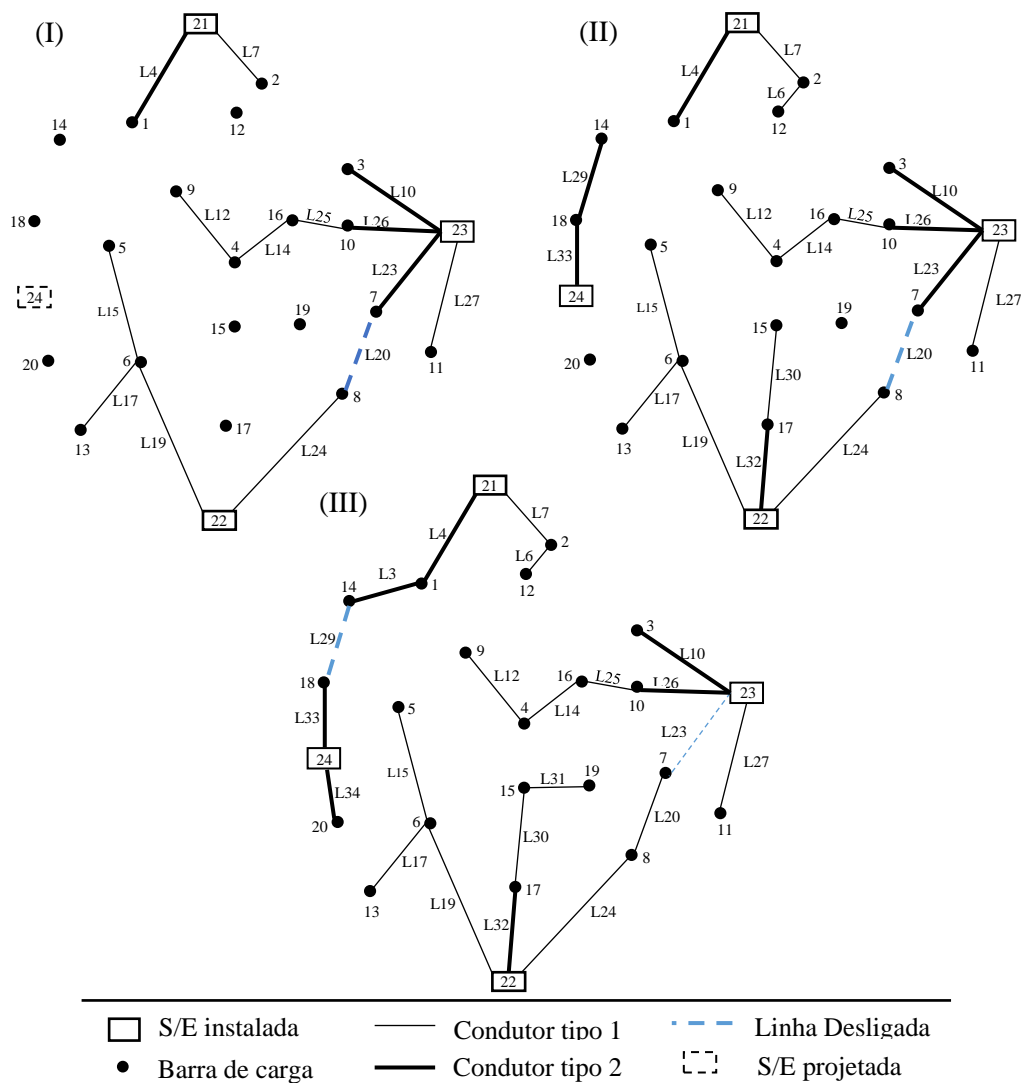
Fonte: Adaptado de (GÖNEN; RAMIREZ-ROSADO, 1986)

### **Caso A - Sem considerar a instalação de FGR:**

Neste caso, o processo de otimização termina depois de atingir o limite de tempo com um gap de otimalidade de 1,17%. No primeiro período de planejamento, o plano de investimento determina a construção de uma subestação na barra 23 com uma capacidade de 12 MVA; a instalação de geradores despacháveis 0,4 MVA nas barras 4, 9, 11, 13; a troca de condutor da linha 4, a construção das linhas 10, 23 e 26 com condutor tipo 2 e as linhas 12, 14, 17, 25 e 27 devem ser construídas com condutor tipo 1. No segundo período, é necessária

a instalação de uma subestação na barra 24 com capacidade de 8 MVA; na construção das linhas 29, 32, e 33 é proposto com condutor de bitola tipo 2, enquanto que as linhas 6 e 13 devem ser construídas com condutor de bitola tipo 1. Finalmente no período três, é proposto o reforço das subestações 21 e 22 adicionando 8 MVA em cada uma; a construção das linhas 3 e 34 é proposta com condutor tipo 2, enquanto que a linha 31 com condutor tipo 1. Na Figura 13 apresentam-se as topologias propostas para o sistema nos três períodos de planejamento.

Figura 13 - Sistema de 24 barras. Topologia proposta para o caso A. (I) período 1, (II) período 2 e (III) período 3. CPLEX



Fonte: Elaboração do próprio autor

Dos resultados obtidos pode-se verificar que existem linhas que mudam de estado, como as linhas 20 e 29. Estas linhas que passam a serem linhas desconectadas em alguns

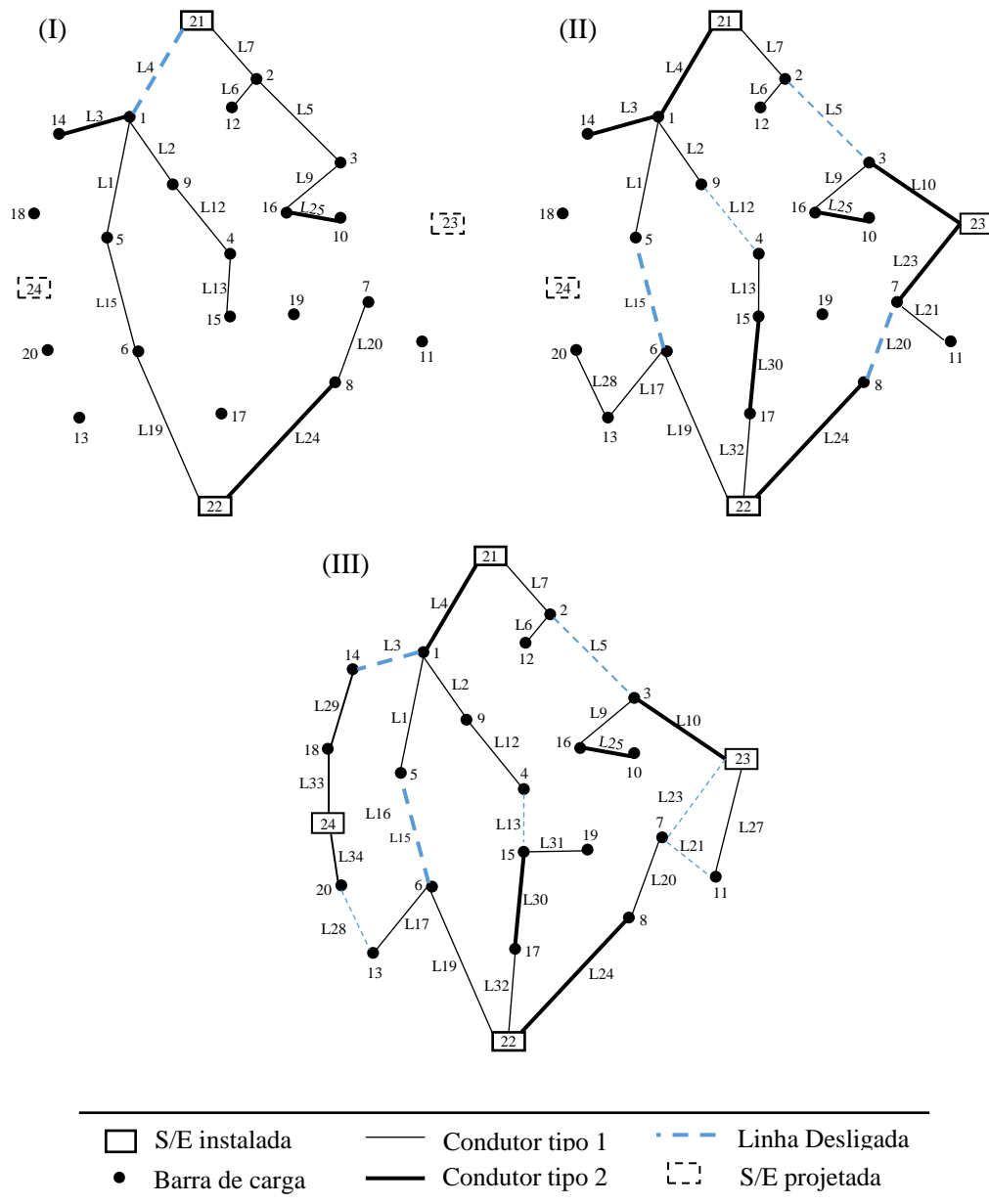
períodos, e podem ser usadas como transferências de carga em casos de contingências ou manobras. Outra característica da rede, é que existem barras de passagem que foram conectadas no sistema para permitir a instalação de GD no sistema, como por exemplo, as barra 11, 13 no primeiro período.

**Caso B - Sem considerar a instalação de GD despachável:**

Nestas condições, o processo de otimização termina depois de alcançar o limite de tempo com um gap de otimalidade de 4,09%. O plano de investimento obtido para o primeiro período determina a instalação de uma turbina eólica de 2,0 MVA nas barras 5, 6, 14, 16; de geração fotovoltaica de 1,6 MVA nas barras 7 e 12; e a instalação de bancos de baterias de 0,5 MVA nas barras 5, 10, 15; neste mesmo período, a construção das linhas 3, 24 e 25 é proposta com condutor tipo 2, enquanto que as linhas 1, 2, 5, 6, 9, 12 e 13 devem ser construídas com condutor tipo 1. No segundo período, o plano de investimento propor a instalação de uma subestação de 12 MVA na barra 23 e o reforço na capacidade da subestação 21 acrescentando 8 MVA; a instalação de geração fotovoltaica de 1,6 MVA nas barras 17 e 20; a construção das linhas 4, 10, 23, 30 com condutor tipo 2, em quanto que as linhas 17, 21, e 32 com condutor tipo 1. Finalmente no período três, são propostas a construção da subestação 24 com uma capacidade de 8 MVA e o reforço da subestação 22 com um transformador de 12 MVA; a instalação de e um banco de baterias de 0,5 MW na barra 18; a construção das linhas 27, 29, 31, 33, 34 com condutor tipo 1. Na Figura 14, apresentam-se as topologias encontradas para o sistema de distribuição nos três períodos do horizonte de planejamento.

Uma alta penetração de FGR no sistema permite atrasar os investimentos em construção de subestações na rede, o que gera circuitos longos alimentados por somente uma subestação e as FGR, esta característica da rede permite a possibilidade de reconfiguração do sistema entre períodos o que no final do horizonte de planejamento implica em seis circuitos de reserva que podem ser utilizados em casos de manobra ou contingencia, o que é uma quantidade maior de linhas de reserva em comparação com o caso A.

Figura 14 - Sistema de 24 barras. Topologia proposta para o caso B. (I) período 1, (II) período 2 e (III) período 3. CPLEX



Fonte: Elaboração do próprio autor

### Caso C – Considerando todas as tecnologias:

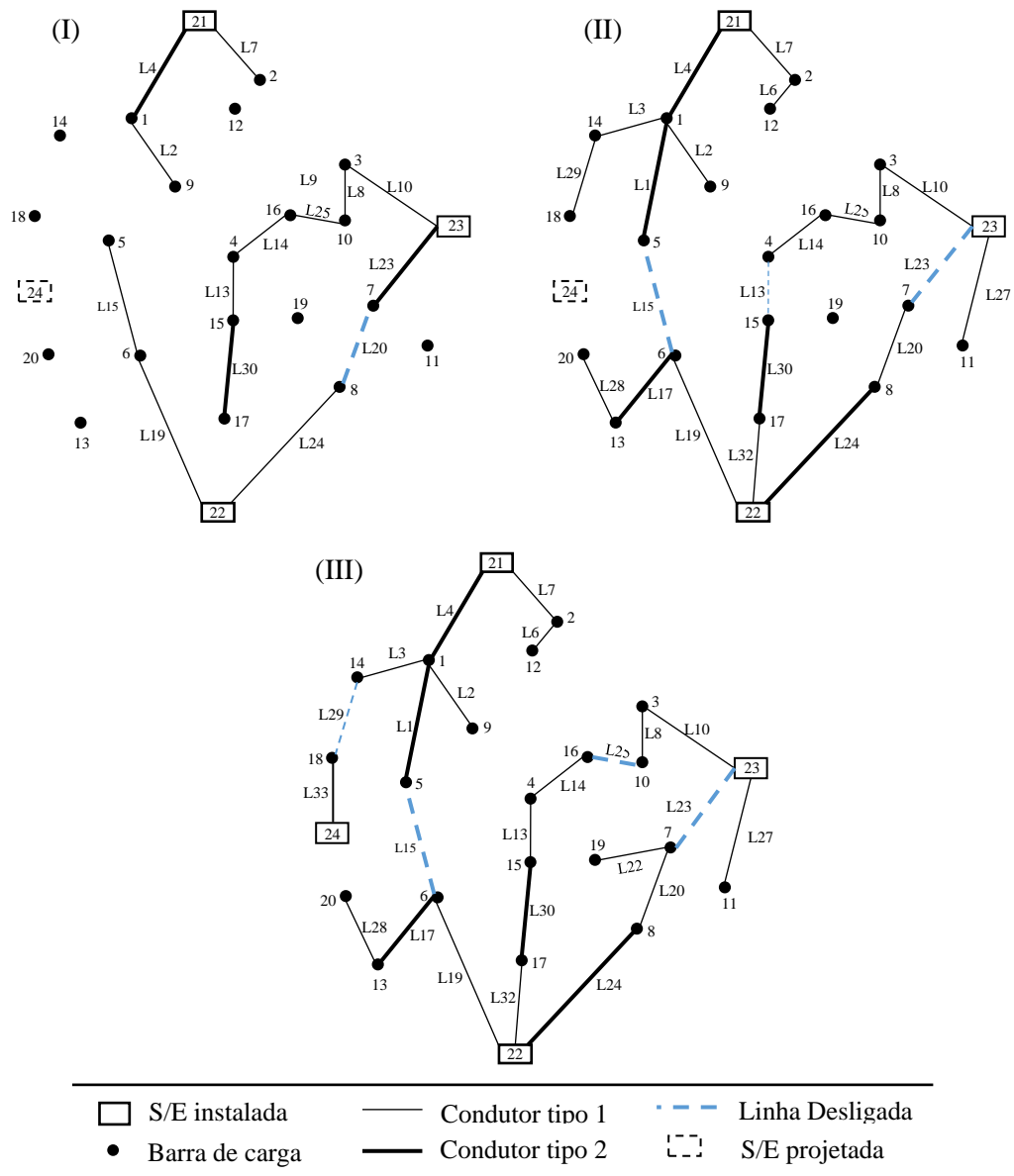
Neste caso de teste, são consideradas todas as variáveis inteiras do problema sendo o caso de estudo de maior complexidade. O *solver* de otimização atinge o limite de tempo encontrando uma solução com um gap de otimalidade de 3,04%. O plano de investimento é

composto no primeiro período pela construção de uma subestação de 8 MVA na barra 23; a instalação de turbinas eólicas de 2MVA nas barras 5, 6 e 16; geração fotovoltaica de 1,6 MVA alocada nas barras 7 e 17; a instalação de BB de 0,5 MW nas barras 5, 10, 15 e 18; a construção das linhas 4, 23 e 30 com condutor tipo 2, e das linhas 2, 8, 10, 13, 14 e 25 com condutor tipo 1. No segundo período de planejamento, propõem-se o reforço da subestação 21 com um transformador de 12 MVA, a instalação de um gerador despachável de 0,4 MVA na barra 9; a geração eólica alocada na barra 14 com uma turbina de 2,0 MVA; a instalação de geração solar de 1,6 MVA nas barras 12 e 20; a construção das linhas 1, 17 e 24 com condutor tipo 2, enquanto que as linhas 3, 6, 27, 28, 29 e 32 com condutor tipo 1. Finalmente, no período três o plano de investimento propõe: o reforço da subestação 22 com um transformador de 12 MVA e a construção de uma subestação de 8 MVA na barra 24; a instalação de geração despachável de 0,4 MVA nas barras 4, 11 e 13 e a construção dos circuitos 22 e 33 com condutor tipo 1. Na Figura 15, apresentam-se as topologias encontradas para o sistema de distribuição nos três períodos do horizonte de planejamento.

Neste caso, o solver de otimização CPLEX para o processo de otimização com um gap de otimalidade relativamente alto que é obtido após ser atingido o limite de tempo computacional preestabelecido. Neste sistema a desconexão de circuitos é feita desde o primeiro período de planejamento com a desconexão do circuío L20, assim, durante cada período de planejamento, novos circuitos são contruídos e a rede deve ser reconfigurada, o que permite ao sistema ter circuitos de reserva que podem ser utilizados para manobras e situações de contingencias futuras. Neste sistema, as barras de passagem do primeiro período como as barras 15 e 17 são conectadas à rede para conseguir conectar bancos de baterias e geração fotovoltaica respectivamente desde o início do horizonte de planejamento.

Considerando o anterior, cabe ressaltar que do pronto de vista dos limites operacionais da rede, a solução obtida é factível e com corte de carga igual a zero. Neste caso, no final do horizonte de planejamento, são instaladas todas as possíveis subestações no sistema. Além disso, todas as tecnologias de geração e armazenamento são instaladas na rede.

Figura 15 - Sistema de 24 barras. Topologia proposta para o caso C. (I) período 1, (II) período 2 e (III) período 3. CPLEX



Fonte: Elaboração do próprio autor

#### 4.3.2.1 Sistema de 24 barras. Análise de resultados

Para todos os casos (A, B e C) na Tabela 5 apresentam-se os custos de investimentos em valor presente para cada tipo de equipamento que pode ser instalado na rede; as diferentes parcelas dos custos que compõem a função objetivo são apresentadas na Tabela 6; finalmente na Tabela 7 são apresentadas as emissões de CO<sub>2</sub> esperadas do sistema.



Tabela 5 - Sistema de 24 barras. Custos de investimento em valor presente (custo em  $10^6$  US\$). CPLEX

Caso	Subestações	Linhas	Gás Fotovoltaico		Eólica	DAE	Total
A	2,245	1,036	0,176	-	-	-	3,457
B	1,986	1,353	-	0,647	1,782	0,111	5,879
C	2,315	1,255	0,078	0,647	1,613	0,131	6,039

Fonte: Dados do próprio autor

Tabela 6 - Sistema de 24 barras. Custos de investimento e operação em valor presente (custo em  $10^6$  US\$). CPLEX

Custo	Caso A	Caso B	Caso C
FO	88,500	79,320	78,885
Investimento	3,457	5,879	6,039
Produção	74,003	63,190	62,678
Manutenção	0,061	0,801	0,754
CO <sub>2</sub>	10,979	9,449	9,415
Corte de carga	0,000	0,000	0,000

Fonte: Dados do próprio autor

Tabela 7 - Sistema de 24 barras. Valor esperado das emissões de CO<sub>2</sub> (kTon). CPLEX

Emissões de CO <sub>2</sub>	Caso A	Caso B	Caso C
GD	41,630	0,000	16,000
Rede principal	1868,704	1655,626	1636,852
Total	1910,333	1655,626	1652,852

Fonte: Dados do próprio autor

Comparando os casos de estudo apresentados, o caso A que considera unicamente a instalação de GD despachável é o plano de investimento com maior valor de FO e emissões de CO<sub>2</sub>, embora seja o caso com menor custo de investimento. Neste caso, os altos custos de produção são devido que a GD instalada é de baixa capacidade em comparação com as FGR propostas, o que obriga a compra de maiores quantidades de energia nas subestações.

O caso B considerando somente a instalação de FGR, apresenta o menor custo de investimento em subestações, por outro lado é o plano com maior investimento em geração eólica, isto se for comparado com o caso C que considera todas as tecnologias de geração. O fato de considerar unicamente FGR no sistema implica em uma redução nos custos por emissões de CO<sub>2</sub> de 13,93%, comparados com os custos por emissões de CO<sub>2</sub> do caso A, embora os custos de investimento sejam 41,19% maiores. Por outro lado, os altos custos de investimento das FGR são compensados pelos baixos custos de produção o que tem grande impacto na FO do problema.

Como esperado, considerar todas as possibilidades de investimento (caso C) leva a obter o melhor plano de investimento para o sistema teste. Este plano de investimento tem os

menores custos de FO, de operação e de emissões de CO<sub>2</sub>. Em termos de custos de investimento, esta é a solução de maior custo. Porém, o incremento nos custos de investimento, é compensado com redução dos custos operacionais de 15,30% e 0,81% comparado com os casos A e B respectivamente.

Para os casos B e C, o gap de otimalidade apresentado é relativamente alto comparado com os gap de otimalidade utilizados regularmente na literatura. Isto não necessariamente implica que as soluções encontradas sejam de má qualidade, já que não há uma regra que obrigue a existência de soluções factíveis com valores melhores para este parâmetro. Porém, fica a possibilidade de obter soluções de melhor qualidade, contando com tempos computacionais consideravelmente maiores aos apresentados neste trabalho.

### 4.3.3 Sistema de 54 barras

O sistema de distribuição de 54 barras modificado de (MIRANDA; RANITO; PROENÇA, 1994) é ilustrado na Figura 16 onde os traços contínuos representam as linhas e subestações existentes no sistema, os elementos pontilhados representam as linhas e subestações candidatas a serem construídas e os círculos representam as barras de carga do sistema. Este sistema possui 50 barras de demanda, duas barras com subestações instaladas e mais duas subestações propostas com uma tensão de operação de 13,5 kV. Os circuitos estão divididos em 17 linhas existentes e 46 propostas. Dois tipos de condutores são considerados para a construção e redimensionamento de circuitos. A alocação de geração despachável considera uma turbina de 3,0 MVA com custo de instalação de US\$ 200.000 que pode ser instalada nas barras  $\Omega_g = \{5, 12, 17, 31, 37, 43\}$ . O tipo de gerador eólico que pode ser instalado no sistema tem uma capacidade máxima de 2,0 MVA com um custo de instalação de US\$ 379.250 e pode ser instalado nas barras  $\Omega_w = \{6, 13, 18, 32, 38, 44\}$ , enquanto que as usinas fotovoltaicas podem ser instaladas nas barras  $\Omega_p = \{7, 15, 19, 33, 39, 45\}$  considerando que tem uma potência de 1,6 MVA com custo de US\$ 170.000. Os BB considerados são de 1,0 MW com custo de instalação de US\$ 100.000 e podem ser instalados nas barras  $\Omega_e = \{4, 11, 16, 30, 36, 42\}$ . O limite máximo e mínimo de tensão nas barras de demanda é de 0,95 e 1,00 p.u respectivamente. A taxa de juros é de 10% anual. O horizonte de planejamento considerado é de 15 anos divididos em 3 períodos de 5 anos. A emissão CO<sub>2</sub> na rede principal e da geração distribuída despachável é de 0,92 e 0,63 kg CO<sub>2</sub>/kWh

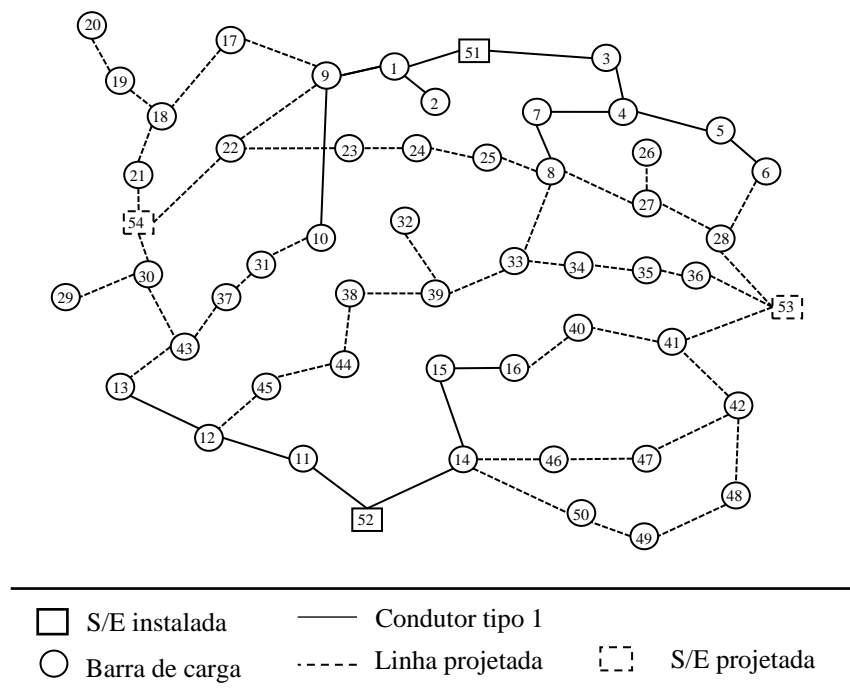
respectivamente com um custo de 10 US\$/TonCO<sub>2</sub>. Informações detalhadas do sistema são apresentadas no anexo B3.

Para analisar a eficiência e a qualidade do modelamento proposto, são considerados dois casos de testes:

- **Caso A** - Análise do PSDEE sem considerar a instalação de FGR ou DAE.
- **Caso B** - Análise do PSDEE considerando a instalação de todas as tecnologias de geração e de armazenamento.

Como critério de parada do processo de otimização, é definido o gap relativo de otimalidade de 1,00%, ou um limite de tempo de 72 horas.

Figura 16 - Sistema de 54 barras. Topologia base



Fonte: Adaptado (MIRANDA; RANITO; PROENÇA, 1994)

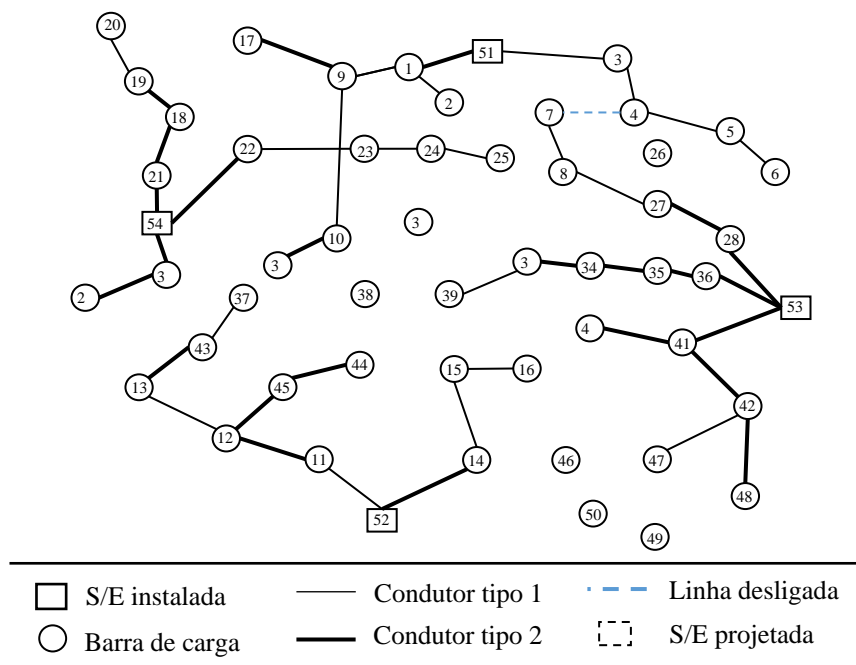
### **Caso A – Sem considerar a instalação de FGR ou DAE**

Devido à grande quantidade de variáveis envolvidas no problema, a complexidade computacional aumenta consideravelmente em comparação com os casos de estudo apresentados anteriormente (sistemas de 69 e 24 barras). Neste sentido e considerando que a instalação de GD é despachável, propõe-se resolver o problema de forma determinística sem considerar cenários de operação. Assim, neste caso de estudo são considerados unicamente

fatores de carga pesada média e leve de 100%, 80% e 65% com custos de compra de energia na subestação de [225,6 - 186,8 - 158,1] US\$/MWh e durações de [1000 - 5760 - 2000] horas/ano respectivamente.

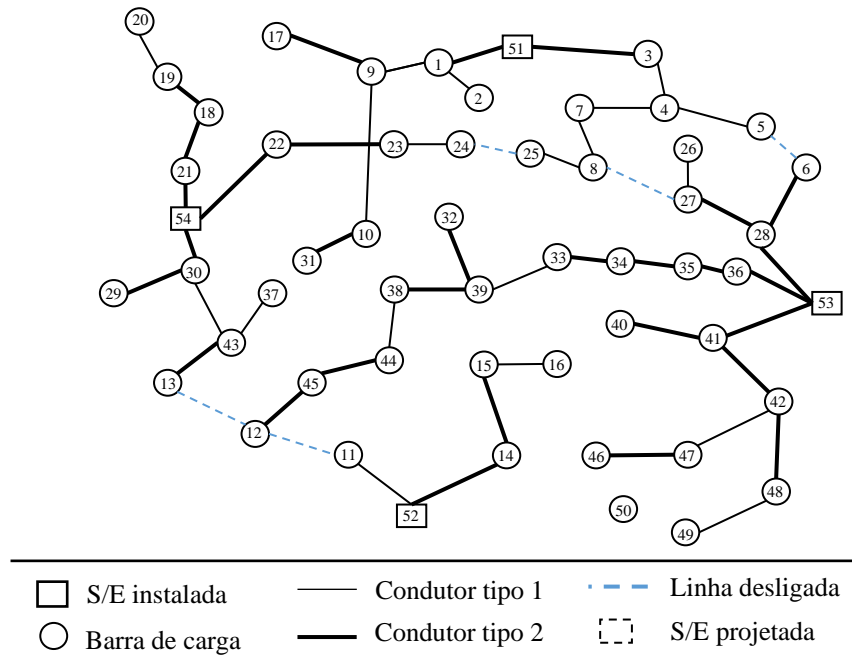
Nestas condições, o modelo de otimização obtém uma solução de MUS\$ 380,587 com um gap de otimalidade de 1,0% depois de 41,7 horas de processamento. O plano de investimento para o primeiro período propõe a instalação de GD nas barras 5, 31 e 43; a construção das subestações 53 e 54 usando transformadores de 22 MVA; o recondutoramento de 3 linhas, a construção de 21 linhas com condutor tipo 2 e 8 linhas com condutor tipo 1. No período dois, o plano de investimento propõe a instalação de uma turbina de gás de 3 MVA nas barras 12 e 17; a troca de condutores em duas linhas, a construção de 5 novas linhas com condutor do tipo 2 e mais 5 com condutores do tipo 1. Finalmente no último período de planejamento é proposto o recondutoramento de 4 linhas, a construção de 4 linhas com condutor tipo 2 e 3 linhas com condutor tipo 1. As Figura 17-19 apresentam as topologias propostas para o sistema em cada período de planejamento sendo que as linhas pontilhadas representam linhas existentes que são desligadas para manter a operação radial do sistema.

Figura 17 - Sistema de 54 barras. Topologia proposta para o período 1. Caso A. CPLEX



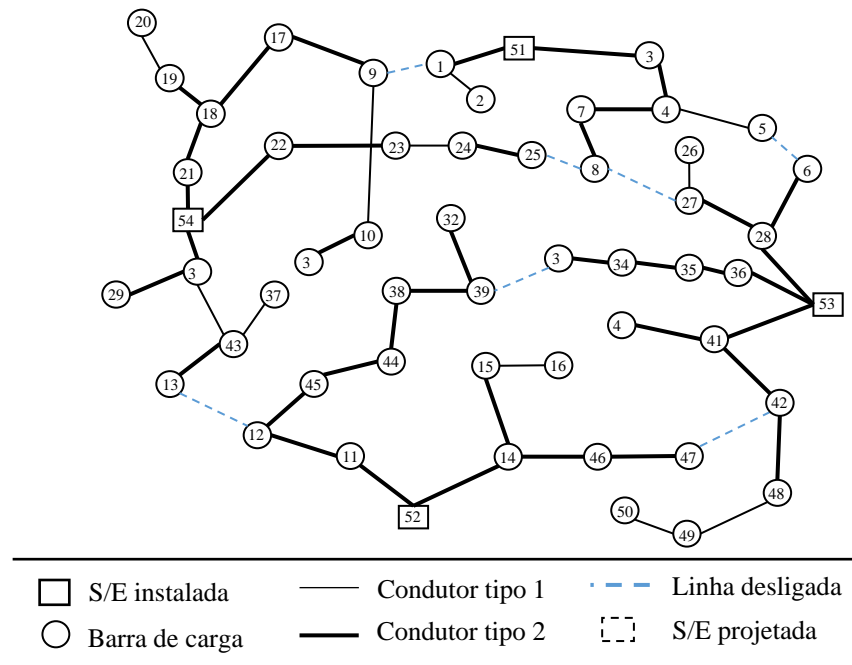
Fonte: Elaboração do próprio autor

Figura 18 - Sistema de 54 barras. Topologia proposta para o período 2. Caso A. CPLEX



Fonte: Elaboração do próprio autor

Figura 19 - Sistema de 54 barras. Topologia proposta para o período 3. Caso A. CPLEX



Fonte: Elaboração do próprio autor

Neste caso a reconfiguração do sistema no primeiro período de planejamento determina a desconexão da linha 4-7, para finalmente no ultimo período ter sete linhas de reserva na rede. No final do horizonte de planejamento não existem barras de passagem, assim, no tercer período o sistema é totalmente conexo.

Para validar a solução obtida com o modelo determinístico, ela é fixada e a função objetivo é recalculada considerando-se o comportamento estocástico dos cenários de carga apresentados no Anexo A1. Assim, Na Tabela 8, apresentam-se os custos detalhados de investimento para os diferentes dispositivos utilizados na construção da rede. A comparação dos custos individuais obtidos através do modelo determinístico e estocástico é apresentada na Tabela 9. Finalmente na Tabela 10, é apresentada a comparação das emissões de CO<sub>2</sub> considerando um comportamento determinístico e estocástico da demanda.

Tabela 8 - Sistema de 54 barras. Custos de investimento em valor presente (custo em 10<sup>6</sup> US\$). Caso A CPLEX

Subestações	Linhas	Gás	Total
2,200	2,458	0,935	5,592

Fonte: Dados do próprio autor

Tabela 9 - Sistema de 54 barras. Custos de investimento e operação dos modelos determinístico e estocástico (custo em 10<sup>6</sup> US\$). Caso A. CPLEX

Custo	Determinístico	Estocástico
FO	380,587	156,849
Investimento	5,592	5,592
Energia SE + GD	374,995	131,642
Manutenção	0,304	0,304
CO <sub>2</sub>	19,211	19,310
Corte de carga	0,000	0,000

Fonte: Dados do próprio autor

Tabela 10 - Sistema de 54 barras. Valor esperado das emissões de CO<sub>2</sub> (kTon) dos modelos determinístico e estocástico. Caso A. CPLEX

Emissões de CO <sub>2</sub>	Determinístico	Estocástico
GD	757,908	413,919
Rede principal	3395,247	3759,616
Total	4153,154	4173,535

Fonte: Dados do próprio autor

Neste caso de estudo, propõe-se a construção de todas as subestações desde o primeiro período de planejamento. O plano de expansão proposto permite à rede atrasar investimentos desnecessários em construção de linhas no sistema deixando barras de passagem desligadas

do sistema. Assim, no final do horizonte de planejamento existem linhas de reserva que podem ser utilizadas para transferências de carga em casos de contingências e/ou manobras de manutenção.

Considerar um modelo de planejamento determinístico é uma prática comum em estudos de planejamento, no entanto, isto pode levar a determinar custos operacionais muito elevados e fora do comportamento real do sistema de distribuição. Isto é evidenciado já que neste tipo de abordagem com 3 níveis de demanda, os custos por emissões de CO<sub>2</sub> devido à DG despachável correspondem ao 18,25% das emissões totais do sistema. Por outro lado, para a mesma topologia (fixando a solução inteira) é calculada a FO determinado o comportamento do sistema sobre os cenários estocásticos, neste caso a relação entre as emissões de CO<sub>2</sub> reduz para um 9,92%. Este comportamento mostra como o despacho de potência da GD é altamente sensível ao comportamento da demanda e, portanto são afetados os custos operacionais do sistema, conforme a Tabela 9 a diferença dos custos de operação considerando uma modelagem determinística e estocástica é de 57,45%.

### **Caso B – Considerando todas as tecnologias**

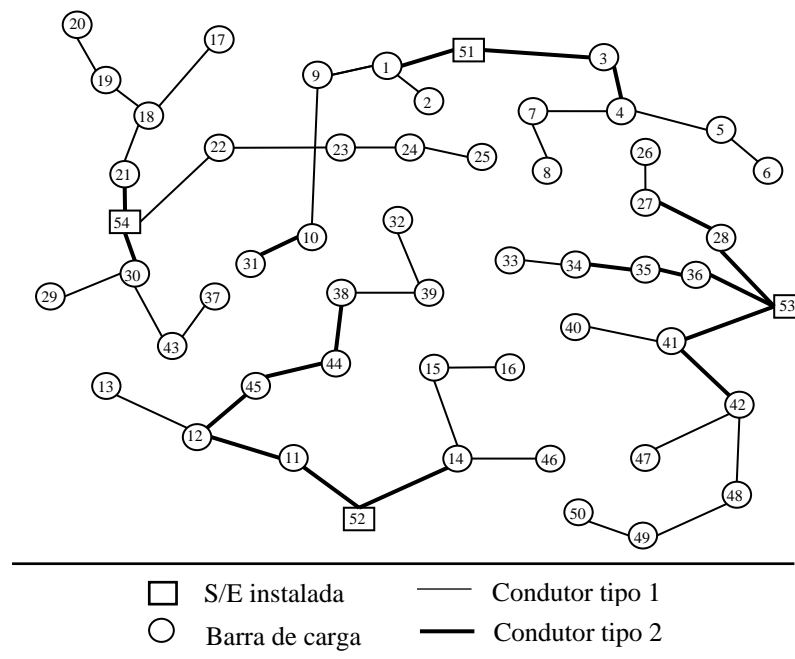
Considerar o planejamento da rede integrando todas as possíveis tecnologias de geração obriga a considerar uma quantidade considerável de cenários de operação para representar o comportamento das FGR e dos DAE; sendo que adicionalmente são consideradas algumas linhas fixas na topologia. Sob estas condições, o solver de otimização CPLEX não encontra uma solução factível para o modelo de otimização proposto dentro do limite de tempo máximo de processamento.

Considerando que CPLEX não resolve o modelo de otimização multi-período do problema de PSDEE com FGR que necessite considerar cenários de operação, é proposto neste caso de teste reduzir a complexidade do problema através de um novo caso de estudo com um horizonte de planejamento estático considerando unicamente a demanda elétrica do último período de planejamento. Finalmente, para validar esta estratégia, a solução inteira (plano de investimento) encontrada pelo modelo estático-estocástico é fixada no modelo de otimização multi-período considerando que todos os investimentos são realizados no primeiro período de planejamento para obter condições de operação e FO comparáveis com o caso de estudo A.

Com as condições estabelecidas, o *solver* de otimização obtém uma solução para o problema de PSDEE multi-período e estocástico com um valor de função objetivo de MUS\$ 151,135 em um tempo computacional de 63,4 horas. O plano de investimento propõe a

construção de duas subestações de 22 MVA nas barras 53 e 54; a instalação de GD despachável nas barras 5, 12 e 31, a geração fotovoltaica é instalada nas barras 33, 39 e 45, enquanto que os BB devem ser instalados nas barras 4, 11, 16, 30, 36 e 42; a construção de 40 linhas divididas em 19 linhas com condutor tipo 2 e 21 linhas com condutor tipo 1. Na Figura 20, apresenta-se a topologia proposta para o sistema:

Figura 20 - Sistema de 54 barras. Topologia proposta. Caso B. CPLEX



Fonte: Elaboração do próprio autor

Na Tabela 11, apresentam-se os custos de investimentos no sistema; a comparação dos custos individuais obtidos pelo modelo estático e multi-período é apresentada na Tabela 12; finalmente na Tabela 13 é apresentada a comparação das emissões de CO<sub>2</sub> considerando os modelos de planejamento estático e multi-período.

Tabela 11 - Sistema de 54 barras. Custos de investimento em valor presente (custo em 10<sup>6</sup> US\$). Caso B CPLEX

Subestações	Linhas	Gás Fotovoltaico	Eólica	DAE	Total
2,200	2,011	0,661	0,599	0,197	5,668

Fonte: Dados do próprio autor



Tabela 12 - Sistema de 54 barras. Custos de investimento e operação dos modelos estático e multi-período (custo em  $10^6$  US\$). Caso B. CPLEX

Custo	Estático	Multi-período
FO	212,689	151,135
Investimento	5,668	5,668
Produção	179,423	125,787
Manutenção	0,479	0,479
CO <sub>2</sub>	27,119	19,201
Corte de carga	0,000	0,000

Fonte: Dados do próprio autor

Tabela 13 - Sistema de 54 barras. Valor esperado das emissões de CO<sub>2</sub> (kTon) com modelos estático e multi-período. Caso B. CPLEX

Emissões de CO <sub>2</sub>	Estático	Multi-período
GD	335,904	237,273
Rede principal	5012,206	3921,510
Total	5348,111	4158,783

Fonte: Dados do próprio autor

Neste caso de estudo, evidencia-se a dificuldade computacional do problema de planejamento multi-período em comparação com o planejamento estático, embora nos dois casos tenham-se considerado comportamentos estocásticos da demanda e das FGR. O horizonte de planejamento estático apresenta custos operacionais 28,94% maiores que no caso multi-período, isto é devido a que no planejamento estático é considerada a demanda do último período durante todo o horizonte de planejamento, enquanto que no planejamento multi-período a demanda total do sistema aumenta gradualmente ao longo dos períodos de planejamento.

Considerar o valor presente dos custos operacionais do sistema é uma vantagem ao modelo multi-período sobre o modelo estático. Deste modo, evidencia-se uma redução no custo por emissões de CO<sub>2</sub> no sistema de 29,19%, isto, evidentemente proporciona uma redução considerável nas emissões de CO<sub>2</sub> ao ambiente.

#### 4.3.3.1 Sistema de 54 barras. Análise de resultados

O sistema teste apresentado foi resolvido para dois casos; o caso A, sem considerar a instalação de FGR e o caso B considerando todas as tecnologias. Para cada um deles, a complexidade computacional do problema faz que o sistema tenha que ser resolvido considerando algumas simplificações específicas. No entanto, os resultados obtidos foram normalizados ao determinar a FO e a operação do sistema considerando o total de cenários e

períodos no horizonte de planejamento. Sendo assim, os resultados são apresentados da seguinte forma: na Tabela 14, apresenta-se os custos detalhados de investimentos; os custos detalhados da FO são apresentados na Tabela 15, finalmente na Tabela 16 apresentam-se as emissões de CO<sub>2</sub> do sistema para cada caso de estudo.

Tabela 14- Sistema de 54 barras. Custos de investimento em valor presente dos casos A e B (custo em 10<sup>6</sup> US\$). CPLEX

Caso	Subestações	Linhas	Gás	Fotovoltaico	Eólica	DAE	Total
A	2,200	2,458	0,935	-	-	-	5,592
B	2,200	2,011	0,661	0,599	0,000	0,197	5,668

Fonte: Dados do próprio autor

Tabela 15 - Sistema de 54 barras. Custos de investimento e operação em valor presente dos casos A e B (custo em 10<sup>6</sup> US\$). CPLEX

Custo	A	B
FO	156,849	151,135
Investimento	5,592	5,668
Energia SE+GD	131,257	125,787
Manutenção	0,304	0,479
CO <sub>2</sub>	19,310	19,201
Corte de carga	0,000	0,000

Fonte: Dados do próprio autor

Tabela 16 - Sistema de 54 barras. Valor esperado das emissões de CO<sub>2</sub> (kTon) dos casos A e B. CPLEX

Emissões de CO <sub>2</sub>	A	B
GD	413,919	237,273
Rede principal	3759,616	3921,510
Total	4173,535	4158,783

Fonte: Dados do próprio autor

Para a formulação do problema de PSDEE usando os modelos multi-período e estocástico, o *solver* de otimização CPLEX não consegue encontrar uma solução factível para este sistema teste. Porém, através de aproximações e manipulação de dados, em ambos casos é possível determinar uma solução factível para o sistema. Resolver o problema de PSDEE sobre um horizonte de planejamento estático considerando todas as alternativas de investimento é a solução mais econômica, embora seja o problema com maior complexidade computacional.

Considerando todas as alternativas de investimento, é possível obter uma redução na FO do problema de 3,64% em relação ao caso que somente considera a instalação de GD despachável. Por outro lado, os custos de investimento são maiores em 1,34%. A maior

diferença está nos custos de operação do sistema, que são 20,27% menores devido o baixo custo de operação das FGR e dos BB que reduzem a quantidade de energia comprada nas subestações e a gerada nas GD despacháveis. A prazo existe também uma redução total nas emissões de CO<sub>2</sub> no ambiente de 14,75 kTon.

Um horizonte de planejamento multi-período permite ao sistema adaptar-se à alteração de demanda e geração ao longo do tempo. Esta adaptação permite procurar melhores configurações entre períodos mediante a reconfiguração do sistema, o que em geral deixa linhas abertas no sistema em alguns períodos do horizonte de planejamento dando a possibilidade de transferência de carga em casos de contingência ou manobras de manutenção. Na solução proposta no caso B, não existem linhas desligadas no sistema, o que poderia ser visto como uma desvantagem em comparação com a solução proposta no caso A.

De forma geral, evidencia-se que apesar do modelo desenvolvido apresentar soluções de qualidade, ele consome um tempo computacional proibitivo e somente consegue resolver o planejamento para sistemas de pequeno porte. Desta forma, no seguinte capítulo, desenvolve-se uma metodologia para resolver de forma mais eficiente o modelo de PSDEE desenvolvido neste capítulo.

## 5 META-HEURÍSTICA VND APLICADA AO PROBLEMA DE PSDEE

Apesar dos grandes avanços em capacidade de *hardware* e o desenvolvimento científico e computacional dos *solvers* de otimização, os altos tempos computacionais ainda são uma limitação para resolver modelos de otimização cônicos e quadráticos que envolvem uma grande quantidade de variáveis discretas e contínuas como no caso do problema de PSDEE estocástico e multi-período proposto neste trabalho. Uma alternativa para solucioná-lo, é através de técnicas de otimização meta-heurísticas, que embora não possam garantir a solução ótima do problema, podem obter soluções de boa qualidade com custos computacionais consideravelmente menores em comparação à solução direta do problema com um *solver* de otimização.

As técnicas de otimização meta-heurística têm-se mostrado como ferramentas poderosas e eficientes para resolver problemas complexos e de grande porte como são o PSDEE considerando incertezas (BAGHERI; MONSEF; LESANI, 2015; BORGES; MARTINS, 2012; HEMMATI; HOOSHMAND; TAHERI, 2015; ORTIZ *et al.*, 2018; PEREIRA *et al.*, 2016; SAMPER; VARGAS, 2013b, 2013a; SHAABAN; ATWA; EL-SAADANY, 2013; ZENG *et al.*, 2014; ZOU *et al.*, 2012). Recentemente, a técnica de otimização meta-heurística *Variable Neighborhood Search* (VNS) tem-se mostrado uma ferramenta adequada e eficiente para a resolução de modelos complexos de otimização em sistemas de distribuição (POSSAGNOLO, 2015; RUPOLO *et al.*, 2017; SOUZA, 2011).

Neste capítulo, apresenta-se de maneira detalhada a variante *Variable Neighborhood Descendent* (VND) adaptada para resolver o problema de PSDEE de forma integrada com um *solver* de otimização para determinar as variáveis contínuas e discretas do problema. A estratégia proposta, resolve um equivalente do modelo de PCIM estocástico e multi-período apresentado no Capítulo 4.

### 5.1 ALGORITMO DE BUSCA EM VIZINHANÇA VARIÁVEL

Os algoritmos de busca em vizinhança variável VNS são técnicas de otimização meta-heurísticas cujo comportamento para encontrar soluções de problemas de otimização é baseado na exploração e mudança sistemática entre estruturas de vizinhança (HANSEN; MLADENOVIC, 2003).

A ideia geral dos algoritmos VNS é baseada nas seguintes hipóteses:

- a. Uma solução catalogada como mínimo local de uma estrutura de vizinhança não é necessariamente um mínimo local com relação a outras estruturas de vizinhança.
- b. Uma solução especificada como mínimo global é um mínimo local com relação a todas as possíveis estruturas de vizinhança.
- c. Para a maioria dos problemas uma solução mínima local tem com relação a outras estruturas de vizinhança soluções mínimas locais próximas.

Em comparação com outras técnicas meta-heurísticas baseadas em busca local, o algoritmo VNS não traça uma trajetória, porém a sua filosofia procura diversificar o processo de busca alternando entre estruturas de vizinhança que têm um maior impacto na solução atual do algoritmo levando a soluções cada vez mais distantes da solução atual. Devido o critério para passar a uma nova solução é se a nova solução é melhor que a solução atual do algoritmo, pode-se concluir que a solução atual do algoritmo é sempre a solução incumbente do problema.

A meta-heurística VNS e as suas variações, são geralmente simples e requerem de poucos parâmetros para serem calibradas e implementadas. Esta é uma característica interessante do VNS como técnica de solução do PSDEE, já que, além de fornecer soluções de boa qualidade, apresenta alto desempenho e facilidade de implementação computacional.

## 5.2 ALGORITMO VND

O algoritmo de busca por vizinhança de descida ou (VND), é a variação mais simples dos algoritmos VNS. Baseia-se na hipótese (a) em que a partir de uma solução atual  $x$ , a solução mínima local  $x'$  de uma estrutura de vizinhança  $N_i(x)$  não é necessariamente igual a uma solução mínima local com relação a outra estrutura de vizinhança  $N_j(x)$ .

A ideia geral do algoritmo de otimização meta-heurística VND é alternar entre estruturas de vizinhança de intensificação para encontrar ótimos locais e estruturas de vizinhança de diversificação cada vez mais profundas com o objetivo de sair deles. O algoritmo de otimização VND é representando nos seguintes passos 1 e 2:

---

**Algoritmo VND**

---

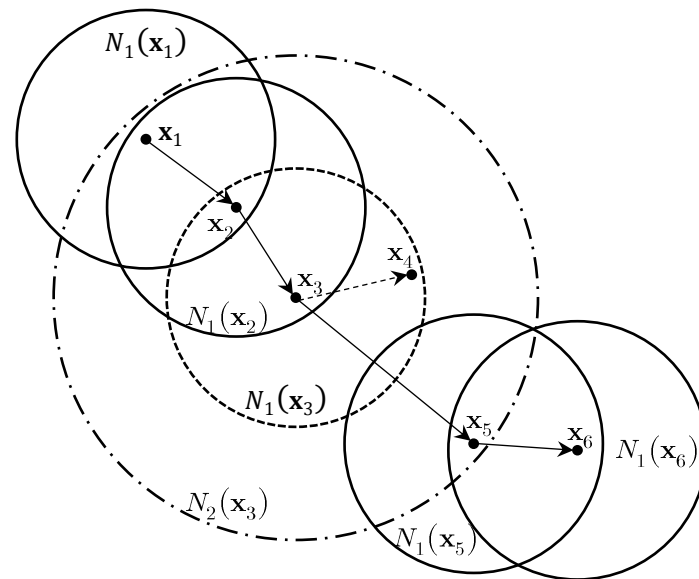
- a) Defina as estruturas de vizinhança  $N_v, v = 1, \dots, v_{max}$
- 1:** b) Gerar uma solução inicial  $(x)$ .
- c) Definir  $(x)$  como primeira solução incumbente ( $x^l \leftarrow x$ ).
- 
- a) Faça  $v = 1$ .
- b) Repetir os seguintes passos enquanto  $v \leq v_{max}$ .
1. A partir de  $(x)$ , usar o critério de vizinhança  $v$  para gerar configurações vizinhas  $x_v$ .
- 2:** 2. Encontrar a melhor solução vizinha  $x'_v$ .
3. **Se**  $f(x'_v) < f(x^l)$   
Fazer  $x^l \leftarrow x'_v$ , e  $v = 1$ .
- Senão:**  
Fazer  $v = v + 1$
- 

Em 1, o algoritmo define as estruturas de vizinhança  $N_v$  adequadas para o problema a ser resolvido junto com uma solução inicial  $(x)$  que é definida também como solução incumbente  $x^l$  do processo de otimização.

O passo 2, consiste em aplicar um critério de vizinhança por vez à solução corrente do algoritmo  $(x)$ . Se usando algum critério de vizinhança foi possível encontrar uma solução que melhora a solução corrente do algoritmo, então, se adota essa solução como a incumbente do algoritmo e começa o processo de intensificação voltando a aplicar o primeiro critério de vizinhança. Caso contrário, o algoritmo muda para outra vizinhança com região de busca maior. O processo termina quando a última vizinhança  $N_v$  não consegue melhorar a solução incumbente do algoritmo.

Na Figura 21 ilustra-se o processo de otimização VND, onde a partir do ponto  $x_1$  é aplicado o critério de vizinhança  $N_1(x_1)$ , isto até que no ponto  $x_3$  não seja possível melhorar a solução usando a vizinhança  $N_1(x_3)$ . Neste ponto, o algoritmo muda de critério de vizinhança para uma com região de busca maior  $N_2(x_3)$  encontrando a solução  $x_5$  que melhora a solução atual do algoritmo  $x_3$ , então o processo VND recomeça no critério de vizinhança  $N_1(x_5)$ .

Figura 21 - Processo de otimização. Algoritmo VND



Fonte: adaptado de (POSSAGNOLO, 2015)

Ressalta-se que o algoritmo VND é altamente sensível ao tipo de critérios de vizinhança e a ordem em que estes são aplicados. Esta característica da meta-heurística pode afetar o tempo de processamento e a qualidade da solução final do processo. Uma das implementações mais usadas e recomendadas consiste em aplicar os critérios de vizinhança começando desde o critério com menor impacto na solução atual do algoritmo, e ir avançando em ordem crescente a complexidade das vizinhanças.

O algoritmo de VND deve ser adaptado para cada tipo de problema no momento de definir as estruturas de vizinhança. Na seção 5.3 descrevem-se os critérios de vizinhança adaptados ao problema de PSDEE.

### 5.3 VND DEDICADO AO PROBLEMA DE PSDEE MULTI-PERÍODO

As técnicas meta-heurísticas de otimização são ferramentas reconhecidas e adequadas para resolver problemas complexos e de grande porte. Neste trabalho, a meta-heurística *Variable Neighborhood Descendent* (VND) é usada para resolver o problema de PSDEE, considerando que ela tem-se mostrado eficiente e adequada para este problema, de acordo com trabalhos e pesquisas disponíveis na literatura especializada que abordam o problema de PSDEE (RUPOLO *et al.*, 2017; SOUZA, 2011).

Uma das características das técnicas de otimização meta-heurísticas, é o fato de poder considerar soluções infactíveis e percorrer o espaço de busca mesmo com a infactibilidade de um subconjunto de soluções. Para isto, é necessário realizar pequenas alterações ao modelo matemático do problema de PSDEE para conseguir adapta-lo ao algoritmo de otimização. Neste sentido, a equação (118) é usada para adaptar a modelagem matemática do PSDEE ao uso da meta-heurística VND. Esta equação mantém a factibilidade do problema mesmo por violação dos limites de investimento. Note que a variável  $INV_t$  só vai ser ativada e penalizada na função objetivo quando os custos de investimento ultrapassem o valor máximo  $\overline{INV}$  preestabelecido.

$$\begin{aligned}
& \sum_{ij \in \Omega_l} \sum_{k \in \Omega_a} z_{ij,a,t}^L C_{k0,k}^{I,L} + \sum_{p \in \Omega_r} \sum_{k \in \Omega_k^{PV}} y_{p,k,t}^{PV} C_k^{I,PV} + \sum_{w \in \Omega_w} \sum_{k \in \Omega_k^W} y_{w,k,t}^W C_k^{I,W} \\
& + \sum_{g \in \Omega_g} \sum_{k \in \Omega_k^{GS}} y_{g,k,t}^{GS} C_k^{I,GS} + \sum_{e \in \Omega_e} \sum_{k \in \Omega_k^{ES}} y_{e,k,t}^{ES} C_k^{I,ES} \\
& + \sum_{s \in \Omega_s} \sum_{k \in \Omega_k^{TR}} y_{s,k,t}^{SS} C_k^{I,SS} \leq \overline{INV} + INV_t \quad \forall (t \in \Omega_t) \quad (118)
\end{aligned}$$

A infactibilidade por limites operacionais do sistema é considerada através da penalização por corte de carga que já está presente no modelo de otimização proposto no Capítulo 4.

### 5.3.1 Solução inicial

Uma exigência fundamental para o bom desempenho do algoritmo VND, está em obter uma solução inicial (semente) de boa qualidade para iniciar o processo de otimização. Na literatura existem diversos métodos heurísticos para obter soluções para PSDEE que podem ser usados como solução semente do VND (LAVORATO *et al.*, 2010; PONNAVAIKKO; RAO; VENKATA, 1987). Neste trabalho, utiliza-se uma modelagem linear para o problema de PSDEE considerando alocação e dimensionamento dos dispositivos da rede para definir a semente do algoritmo. Este modelo consegue-se relaxando as informações do sistema a planejar da seguinte forma:

- 1) Não é considerado o limite de tensão nas barras;
- 2) As demandas de potência ativa e reativa nas barras ( $P_{i,t}^D, Q_{i,t}^D$ ) são escritas como seu

$$\text{equivalente em potência aparente } S_{i,t}^D = \sqrt{(P_{i,t}^D)^2 + (Q_{i,t}^D)^2};$$



- 3) Não são considerados os parâmetros de resistência e reatância dos condutores, porém, são mantidos os limites de corrente;
- 4) As FGR, a GD despachável e os bancos de baterias, consideram a injeção de potência aparente sem fator de potência;
- 5) O corte de carga máximo permitido no sistema é nulo.

O modelo de PLIM resultante minimiza, a função objetivo (119) que considera custos de investimento em construção e troca de condutor nas linhas; construção e reforço de subestações; alocação e dimensionamento de FGR fotovoltaica e FGR eólica; instalação de geração despachável e DAE segundo as equações (120)-(125), respectivamente. Assim como os custos operacionais de manutenção em dispositivos instalados na rede; compra de energia nas subestações; operação da geração despachável; custo por emissão de CO<sub>2</sub> em subestações e GD despachável segundo as equações (126)-(130), respectivamente.

$$\begin{aligned} \min FO = & \sum_{t \in \Omega_t} \frac{1}{\tau(1+\tau)^{(t-1)\lambda}} (C_t^L + C_t^{SS} + PV_t + W_t + GS_t + ES_t) + \\ & \sum_{t \in \Omega_t} \frac{1}{(1+\tau)^{(t-1)\lambda}} (C_t^M + OC_t^{SS} + OC_t^{DG} + CT_t) \end{aligned} \quad (119)$$

Onde:

$$C_t^L = \sum_{ij \in \Omega_l} \sum_{a \in \Omega_a} z_{ij,a,t}^L C_{a0,a}^{I,L} \frac{\tau(1+\tau)^{sL}}{(1+\tau)^{sL} - 1} \quad \forall (t \in \Omega_t) \quad (120)$$

$$C_t^{SS} = \sum_{s \in \Omega_s} \sum_{k \in \Omega_k^{TR}} y_{s,k,t}^{SS} C_k^{I,SS} \frac{\tau(1+\tau)^{sS}}{(1+\tau)^{sS} - 1} \quad \forall (t \in \Omega_t) \quad (121)$$

$$PV_t = \sum_{p \in \Omega_p} \sum_{k \in \Omega_k^{PV}} y_{p,k,t}^{PV} C_k^{I,PV} \frac{\tau(1+\tau)^{sPV}}{(1+\tau)^{sPV} - 1} \quad \forall (t \in \Omega_t) \quad (122)$$

$$W_t = \sum_{w \in \Omega_w} \sum_{k \in \Omega_k^W} y_{w,k,t}^W C_k^{I,W} \frac{\tau(1+\tau)^{sW}}{(1+\tau)^{sW} - 1} \quad \forall (t \in \Omega_t) \quad (123)$$

$$GS_t = \sum_{g \in \Omega_g} \sum_{k \in \Omega_k^G} y_{g,k,t}^{GS} C_k^{I,GS} \frac{\tau(1+\tau)^{sGS}}{(1+\tau)^{sGS} - 1} \quad \forall (t \in \Omega_t) \quad (124)$$

$$ES_t = \sum_{e \in \Omega_e} \sum_{k \in \Omega_k^{ES}} y_{e,k,t}^{ES} C_k^{I,ES} \frac{\tau(1+\tau)^{sES}}{(1+\tau)^{sES} - 1} \quad \forall (t \in \Omega_t) \quad (125)$$

$$\begin{aligned} C_t^M = F(\tau, \lambda) & \left( \sum_{p \in \Omega_p} \sum_{k \in \Omega_k^{PV}} \sum_{h=1}^t C_k^{M,PV} y_{p,k,h}^{PV} + \sum_{w \in \Omega_w} \sum_{k \in \Omega_k^W} \sum_{h=1}^t C_k^{M,W} y_{w,k,h}^W \right. \\ & \left. + \sum_{g \in \Omega_g} \sum_{k \in \Omega_k^G} \sum_{h=1}^t C_k^{M,GS} y_{g,k,h}^{GS} + \sum_{e \in \Omega_e} \sum_{k \in \Omega_k^{ES}} \sum_{h=1}^t C_k^{M,ES} y_{e,k,h}^{ES} \right) \end{aligned} \quad \forall (t \in \Omega_t) \quad (126)$$

$$OC_t^{SS} = F(\tau, \lambda) \sum_{c \in \Omega_c} T_c \sum_{s \in \Omega_s} C_{c,t}^E S_{s,c,t}^{SS} \quad \forall (t \in \Omega_t) \quad (127)$$

$$OC_t^{DG} = F(\tau, \lambda) \sum_{c \in \Omega_c} T_c \left( \sum_{p \in \Omega_p} C_k^{PV} S_{p,c,t}^{PV} + \sum_{w \in \Omega_w} C_k^W S_{w,c,t}^W + \sum_{g \in \Omega_g} C_k^{GS} S_{g,c,t}^{GS} + \sum_{e \in \Omega_e} C_k^{ESC} S_{e,c,t}^{ESC} + \sum_{e \in \Omega_e} C_k^{ESD} S_{e,c,t}^{ESD} \right) \quad \forall (t \in \Omega_t) \quad (128)$$

$$CT_{c,t} = F(\tau, \lambda) \sum_{c \in \Omega_c} T_c C_t^c \left( \sum_{s \in \Omega_s} e^{SS} S_{s,c,t}^{SS} + T_c \sum_{g \in \Omega_g} e^{GS} S_{g,k,c,t}^{GS} \right) \quad \forall (t \in \Omega_t) \quad (129)$$

$$F(\tau, \lambda) = \frac{1 - (1 + \tau)^{-\lambda}}{\tau}. \quad (130)$$

As condições de radialidade e restrições de investimento são preservadas na modelagem usando as equações (104)-(116). As restrições operacionais estão representadas nas equações (131)-(140) e são consideradas para cada cenário  $c$  e período  $t$ .

$$\sum_{j \in N(i)} S_{ij,c,t} = S_{i,c,t}^{SS} + S_{i,c,t}^{PV} + S_{i,c,t}^W + S_{i,c,t}^{GS} + S_{i,c,t}^{ESD} - S_{i,c,t}^{ESC} - f_c^D S_{i,t}^D \quad \forall (i \in \Omega_n, c \in \Omega_c, t \in \Omega_t) \quad (131)$$

$$0 \leq S_{p,c,t}^{PV} \leq \sum_{h=1}^t \sum_{k \in \Omega_k^{PV}} y_{p,k,h}^{PV} f_{k,c}^{PV} \overline{S}_k^{PV} \quad \forall (p \in \Omega_p, c \in \Omega_c, t \in \Omega_t) \quad (132)$$

$$S_{w,c,t}^W \leq \sum_{h=1}^t \sum_{k \in \Omega_k^W} y_{w,k,h}^W \overline{S}_k^W \quad \forall (w \in \Omega_w, c \in \Omega_c, t \in \Omega_t) \quad (133)$$

$$S_{g,c,t}^{GS} \leq \sum_{h=1}^t \sum_{k \in \Omega_k^G} y_{g,k,h}^{GS} \overline{S}_k^{GS} \quad \forall (g \in \Omega_g, c \in \Omega_c, t \in \Omega_t) \quad (134)$$

$$0 \leq S_{e,c,t}^{CES} \leq \sum_{h=1}^t \sum_{k \in \Omega_k^{ES}} y_{e,k,h}^{ES} \overline{P}_k^{ES} \quad \forall (e \in \Omega_e, c \in \Omega_c, t \in \Omega_t) \quad (135)$$

$$0 \leq S_{e,c,t}^{DES} \leq \sum_{h=1}^t \sum_{k \in \Omega_k^{ES}} y_{e,k,h}^{ES} \overline{P}_k^{ES} \quad \forall (e \in \Omega_e, c \in \Omega_c, t \in \Omega_t) \quad (136)$$

$$\sum_{c \in \Omega_c^b} T_c (\eta_{ESC} S_{e,c,t}^{ESC} - 1/\eta_{ESD} S_{e,c,t}^{ESD}) = 0 \quad \forall (e \in \Omega_e, b \in \Omega_b, t \in \Omega_t) \quad (137)$$

$$\sum_{i \in \Omega_n} (S_{i,c,t}^{PV} + S_{i,c,t}^W + S_{i,c,t}^{GS} + S_{i,c,t}^{ESD}) \leq \sum_{i \in \Omega_n} f_c^{DG} f_c^D S_{i,t}^D \quad \forall (c \in \Omega_c, t \in \Omega_t) \quad (138)$$

$$0 \leq S_{ij,c,t} \leq \sum_{a \in \Omega_a} y_{ij,a,t}^L \overline{I}_{ij,a} V_i \quad \forall (ij \in \Omega_l, c \in \Omega_c, t \in \Omega_t) \quad (139)$$

$$S_s^0 + \sum_{h=1}^t \sum_{k \in \Omega_k^{TR}} y_{s,k,h}^{SS} (S_k) \geq S_{i,c,t}^{SS} \quad \forall (s \in \Omega_s, c \in \Omega_c, t \in \Omega_t) \quad (140)$$

A equação (131) representa o balanço de potência aparente para atender a demanda  $S_{i,t}^D$  da barra  $i$  considerando o fluxo de potência nas linhas  $ij$ ; as injeções de potência da subestação,  $S_{i,c,t}^{SS}$ , geração fotovoltaica,  $S_{i,c,t}^{PV}$ , geração eólica,  $S_{i,c,t}^W$ , geração despachável,  $S_{i,c,t}^{GS}$ , descarga de BB,  $S_{i,c,t}^{ESD}$ , carga de BB,  $S_{i,c,t}^{ESC}$ ; porém, são desprezadas as perdas de potência nas linhas. As equações (132)-(134) modelam os limites de potência injetada nas barras para cada

tipo de tecnologia: fotovoltaica, eólica e GD despachável respectivamente. O processo de carga dos BB está representado na equação (135) enquanto que a equação (136) representa o processo de descarga. A equação (137) determina uma relação entre os processos de carga e descarga dos BB. O limite de penetração de GD no sistema é modelado pela equação (138). A equação (139) modela os limites de carregamento nas linhas  $ij$  para cada condutor do tipo  $a$  em função da potência,  $S_{ij,c,t}$ . Finalmente a equação (140) determina o limite de potência nas subestações do sistema.

O modelo de otimização resultante, é um problema de PLIM que pode ser resolvido de forma eficiente por um *solver* de otimização comercial. Em termos gerais, o modelo apresentado deve fornecer como proposta a alocação e dimensionamento dos dispositivos necessários na rede para manter uma operação radial e atender a demanda do sistema através da determinação das variáveis  $\beta_{ij,t}$ ,  $\gamma_{ij,a,t}^L$ ,  $\gamma_{p,k,t}^{PV}$ ,  $\gamma_{w,k,t}^W$ ,  $\gamma_{g,k,t}^{GS}$ ,  $\gamma_{e,k,t}^{ES}$ ,  $\gamma_{s,k,t}^{SS}$ ,  $z_{ij,a,t}^L$ .

Devido que não são considerados os parâmetros da rede, a solução do modelo de PLIM apresentado pode ser ineficaz quando a sua solução inteira é fixada e avaliada com um modelo de fluxo de potência ótimo não linear que considere todas as restrições físicas e operacionais do sistema. Como alternativa para obter uma solução inicial de melhor qualidade é possível aumentar a demanda em cada barra do sistema. Isto pode gerar uma solução para o problema com dispositivos dimensionados de forma mais robusta e com melhor distribuição das cargas entre subestações e fontes de geração.

### 5.3.2 Critérios de vizinhança

O termo vizinhança pode ser definido como pequenas variações feitas nos atributos da solução atual do algoritmo. As características de vizinhança do algoritmo VND permitem manter a operação radial do sistema de distribuição, porém, essas características precisam de especial atenção já que representam um fator crítico na eficiência do algoritmo. Para definir adequadamente a vizinhança no problema de PSDEE, é necessário considerar as características próprias do sistema de distribuição, mantendo a radialidade, a não conexão entre subestações, e garantindo que todas as barras de carga estejam conectadas ao sistema.

Os critérios de vizinhanças para o problema de PSDEE apresentados neste trabalho estão relacionados com alterações em subestações, circuitos, GD e DAE da configuração atual do algoritmo, da qual são conhecidos e fixados todos os valores das variáveis binárias do modelo de otimização  $\beta_{ij,t}$ ,  $\gamma_{ij,a,t}^L$ ,  $\gamma_{p,k,t}^{PV}$ ,  $\gamma_{w,k,t}^W$ ,  $\gamma_{g,k,t}^{GS}$ ,  $\gamma_{e,k,t}^{ES}$ ,  $\gamma_{s,k,t}^{SS}$ ,  $z_{ij,a,t}^L$ .

### 5.3.2.1 Eliminação de Subestações

O critério de eliminação de subestações somente pode ser utilizado se a subestação foi instalada na solução atual do algoritmo e a mesma não estava considerada como existente no início do horizonte de planejamento. Usando esse critério, a vizinhança ótima para qualquer período ( $t$ ) é determinada de uma barra ( $s$ ) do sistema que possui uma subestação candidata instalada. Uma vez escolhida a subestação que vai ser eliminada da solução atual, é necessário determinar uma lista das barras de carga que estão ligadas nela para cada período, tal lista é chamada ( $NLS^t$ ). Para isto, realiza-se uma varredura começando da subestação ( $s$ ) analisando os valores das variáveis de radialidade binárias  $\beta_{ij,t}$ ,  $\beta_{ji,t}$  adicionando à lista  $NLS^t$  as barras que aparecem neste processo de varredura. Lembrando que  $\beta_{ij,t} = 1$  indica que no período ( $t$ ) existe a conexão das barras ( $ij$ ), no sentido  $j \rightarrow i$ , portanto  $\beta_{ji,t} = 0$  e a conexão é realizada com condutor tipo ( $a$ ) segundo a variável de operação  $y_{ij,a,t}^L = 1$ .

A eliminação da subestação ( $s$ ) no período ( $t$ ) é feita fixando a sua variável de investimento em zero ( $y_{s,k,ti}^{SS} \leftarrow 0, \forall(k, ti | ti \leq t)$ ) para todo tipo de subestação  $k$  e considerando também a eliminação desta subestação nos períodos anteriores a ( $t$ ).

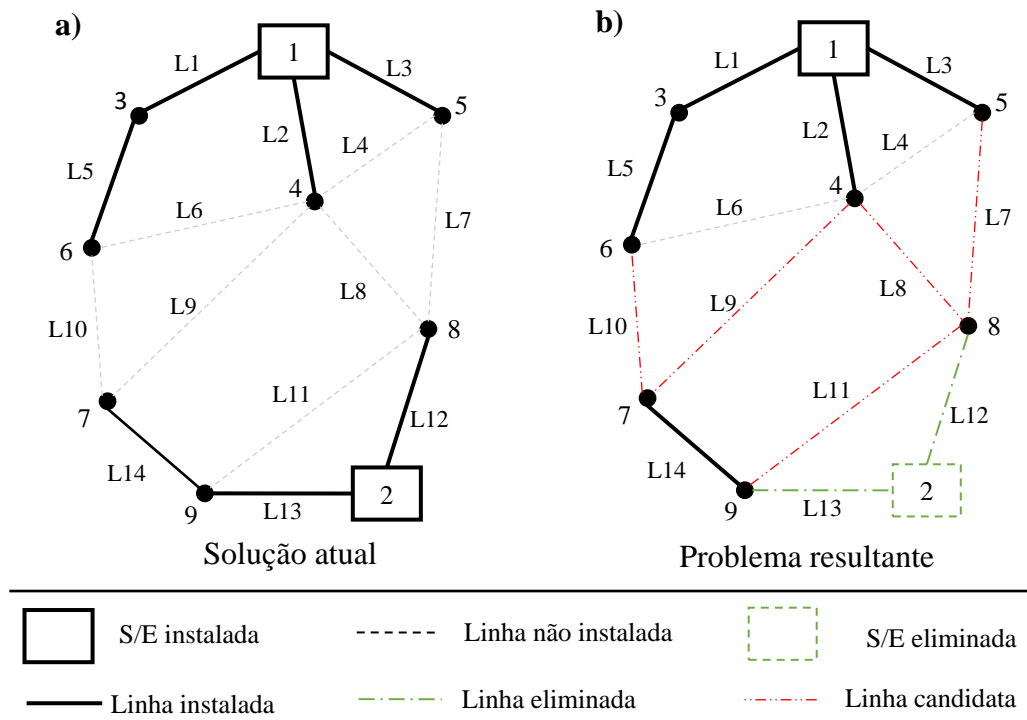
A eliminação da subestação na barra ( $s$ ) no período ( $t$ ) deve ser precedida pela eliminação as linhas ( $ij$ ) que estão diretamente ligadas nesta subestação fixando a sua variável de investimento em zero ( $y_{ij,a,ti}^L \leftarrow 0, \forall(ij, a, ti | (i = s \text{ ou } j = s), ti \leq t)$ ) para todo tipo de condutor ( $a$ ) considerando também os períodos anteriores a ( $t$ ). O mesmo procedimento deve ser aplicado para as variáveis de radialidade ( $\beta_{ij,ti} \leftarrow 0, \forall(ij, a, ti | i \text{ ou } j = s, ti \leq t)$ ). O conjunto de linhas desinstaladas ao eliminar uma subestação é chamado  $LES^t$ .

A eliminação das linhas que estão diretamente ligadas à subestação ( $s$ ) cria seções com barras de cargas que ficam desligadas do sistema. Para reconectar estas seções, é necessário conhecer as linhas abertas ou não construídas que podem reconectá-las ao sistema, este conjunto de linhas é chamado ( $LRS^t$ ). O conjunto  $LRS^t$  pode ser criado analisando os valores das variáveis de radialidade  $\beta_{ij,t}$ ,  $\beta_{ji,t}$  que estão relacionadas com as barras do conjunto  $NLS^t$ , quando  $\beta_{ij,ti} = 0$  e  $\beta_{ji,ti} = 0 \forall(i \in NLS, j \notin \Omega_s, ti | ti \leq t)$ .

Uma vez definido o conjunto de linhas  $LRS^t$ , é modelado o problema de otimização adaptado para a meta-heurística VND usando as equações (55)-(114) e (116)-(118). Com as variáveis discretas fixadas, este problema é resolvido liberando as variáveis discretas  $\beta_{ij,ti}$ ,  $\beta_{ji,ti}$ ,  $y_{ij,a,ti}^L \forall(ij \in LRS^t, ti | ti \leq t)$ . O processo de otimização determina os

melhores caminhos e tipos de condutores para reconectar as barras de carga que foram desligadas quando a subestação (s) foi eliminada. O procedimento para eliminação de subestações é ilustrado no exemplo da Figura 22.

Figura 22 - Eliminação de subestações



Fonte: Elaboração do próprio autor

Na Figura 22(a), ilustra-se a solução atual do algoritmo que tem as subestações 1 e 2 instaladas no sistema. Como se ilustra na Figura 22(b), no caso da eliminação da subestação 2 geram-se ilhas na operação do sistema que deixam as barras de demanda 7, 8 e 9 fora de serviço. A eliminação da subestação 2 também elimina os circuitos  $L12$  e  $L13$  que estão diretamente conectados nela. Assim é necessário construir novos circuitos para transferir as cargas. Para reconectar as cargas isoladas, os circuitos  $L7$ ,  $L8$ ,  $L9$ ,  $L10$  e  $L11$  são candidatos a serem construídos.

Graficamente é fácil determinar os conjuntos de barras desligadas, linhas desconectadas e possíveis linhas de reconexão, porém, para problemas maiores isto já não é viável, logo esses conjuntos podem ser determinados usando os valores das variáveis do modelo de otimização e o algoritmo apresentado.

Seguindo o exemplo da Figura 22(a) na Tabela 17 mostram-se as variáveis envolvidas no processo considerando somente um tipo de condutor e um período de planejamento. Seja ( $s = 2$ ), então  $y_2^{SS} = 1$ .

Tabela 17 - Eliminação de subestação 2. Variáveis das linhas instaladas

<i>Linha</i>	$\beta_{ij} = \mathbf{1}$	$\beta_{ji} = \mathbf{0}$	$y_{ij}^L = \mathbf{1}$
L1	$\beta_{3,1}$	$\beta_{1,3}$	$y_{1,3}^L$
L2	$\beta_{4,1}$	$\beta_{4,1}$	$y_{1,4}^L$
L3	$\beta_{5,1}$	$\beta_{1,5}$	$y_{1,5}^L$
L5	$\beta_{6,3}$	$\beta_{3,6}$	$y_{3,6}^L$
L12	$\beta_{8,2}$	$\beta_{2,8}$	$y_{2,8}^L$
L13	$\beta_{9,2}$	$\beta_{2,9}$	$y_{2,9}^L$
L14	$\beta_{7,9}$	$\beta_{9,7}$	$y_{7,9}^L$

Fonte: Dados do próprio autor

Tabela 18 - Eliminação de subestação 2. Variáveis das linhas não instaladas

<i>Linha</i>	$\beta_{ij} = \mathbf{0}$	$\beta_{ji} = \mathbf{0}$	$y_{ij}^L = \mathbf{0}$
L4	$\beta_{4,5}$	$\beta_{5,4}$	$y_{4,5}^L$
L6	$\beta_{4,6}$	$\beta_{6,4}$	$y_{4,6}^L$
L7	$\beta_{5,8}$	$\beta_{8,5}$	$y_{5,8}^L$
L8	$\beta_{4,8}$	$\beta_{8,4}$	$y_{4,8}^L$
L9	$\beta_{4,7}$	$\beta_{7,4}$	$y_{4,7}^L$
L10	$\beta_{6,7}$	$\beta_{7,6}$	$y_{6,7}^L$
L11	$\beta_{8,9}$	$\beta_{9,8}$	$y_{8,9}^L$

Fonte: Dados do próprio autor

A varredura para determinar o conjunto *NLS* de barras de carga que estão ligadas na subestação começa definindo ( $j \leftarrow s$ ) para analisar os valores das variáveis de radialidade,  $\beta_{ij} = 1$  ou  $\beta_{ji} = 1$ , disponíveis na Tabela 17 e adicionando as barras (*i*) à lista *NLS*. Assim, inicialmente é definido  $NLS = \{8, 9\}$ .

O procedimento deve ser repetido até que todas as barras que vão sendo adicionadas ao conjunto *NLS* sejam analisadas. Desta forma, define-se ( $j \leftarrow NLS_1$ ) para continuar a

varredura da primeira barra adicionada à lista  $NLS$ , que neste exemplo é a barra 8. Ao final do processo obtém-se  $NLS = \{8, 9, 7\}$ .

Para determinar as linhas que estão diretamente ligadas na subestação basta analisar as variáveis  $\beta_{is} = 1$ , e define-se  $LES = \{L12, L13\}$ .

O conjunto de linhas candidatas para reconectar as barras isoladas  $LRS$  é determinado analisando as variáveis  $\beta_{ij} = 0$  com elementos contidos no conjunto  $NLS$  ( $\beta_{ij} = 0, \forall (i \in NLS, \text{ou } j \in NLS)$ ). Assim, seguindo os valores da Tabela 18 determina-se  $LRS = \{L7, L8, L9, L10, L11\}$ .

Este tipo de vizinhança é possível somente se existe a possibilidade de recuperar em sua totalidade as barras de demanda que ficam fora de serviço. Caso contrário, não é possível eliminar a subestação selecionada.

### 5.3.2.2 Construção de novas subestações

Para que este critério tenha impacto no algoritmo, é necessário que a construção de uma nova subestação esteja vinculada à construção de novos circuitos ligados a ela, e a desconexão de circuitos existentes na solução atual do algoritmo para manter a radialidade do sistema. Se uma subestação nova não alimenta nenhuma carga, isto leva a um aumento nos custos de investimento que não são justificados com uma redução nos custos operacionais, portanto seria uma solução vizinha pouco atrativa para o algoritmo de busca.

Para determinar a vizinhança ótima quando se instala uma nova subestação ( $s$ ) no período ( $t$ ), é necessário determinar o conjunto de linhas candidata a serem instaladas para conectar cargas na nova subestação ( $LIS^t$ ); este conjunto pode ser definido através do análise das variáveis de investimento em linhas iguais a zero que estão diretamente relacionadas com a subestação( $s$ ) assim: ( $LIS^{ti} \leftarrow ij \mid y_{ij,a,ti}^l = 0 \forall (ij, a, ti \mid i = s \text{ ou } j = s, ti \geq t)$ ) considerando os períodos posteriores a ( $t$ ); o mesmo procedimento deve-se aplicar para analisar as variáveis de radialidade  $LIS^{ti} \leftarrow ij \mid \beta_{ij,t} = 0 \forall (ij, a, ti \mid i \text{ ou } j = s, ti \geq t)$ .

Uma vez conhecido o conjunto  $LIS^t$ , é possível determinar o conjunto  $NCS^t$  de barras que podem ser diretamente conectadas na subestação ( $s$ ) usando os índices ( $i$ ) das variáveis de radialidade contidas no conjunto  $LIS^t$  assim,  $\beta_{is,t} \in LIS^t$ .

Em todos do períodos ( $t$ ), é necessário manter a condição de não conexão entre subestações, isto implica conhecer o conjunto ( $LDS^t$ ) de linhas que podem ser desligadas do sistema. Para determinar este conjunto, uma varredura *backward* começando pelas barras ( $i$ )

do conjunto  $NCS^t$  é realizada, adicionando linhas ( $ij$ ) até chegar a alguma barra que tenha subestação instalada, usando os valores das variáveis  $\beta_{ij,t} = 1$  disponíveis.

A instalação da subestação ( $s$ ) e a construção de linhas para a conexão de carga nesta subestação são garantidas adicionando ao modelo de otimização as restrições (141) e (142). A restrição (141) obriga a instalação da subestação ( $s$ ) no período ( $t$ ), porém, não especifica o tipo de transformador que deve ser usado, enquanto que a restrição (142) obriga a construção de linhas para a conexão de carga na subestação ( $s$ ) sem especificar o tipo de condutor.

$$\sum_{k \in \Omega_{TR}} y_{s,k,t}^{SS} = 1 \quad (141)$$

$$\sum_{a \in \Omega_a} y_{ij,a,t}^L = 1 \quad \forall (ij \in LIS) \quad (142)$$

Finalmente, é resolvido o modelo de otimização (55)-(116), liberando as variáveis de radialidade ( $\beta_{ij,t}, \forall (ij \in LIS, ij \in LDS, ti \geq t)$ ), as variáveis de instalação e operação de linhas ( $y_{ij,a,ti}^L, z_{ij,a,ti}^L, \forall (ij \in LIS, ij \in LDS, a \in \Omega_a, ti \geq t)$ ), e instalação de subestações ( $y_{s,k,ti}^{SS}, \forall (s \in \Omega_s, k \in \Omega_{TR}, ti \geq t)$ ).

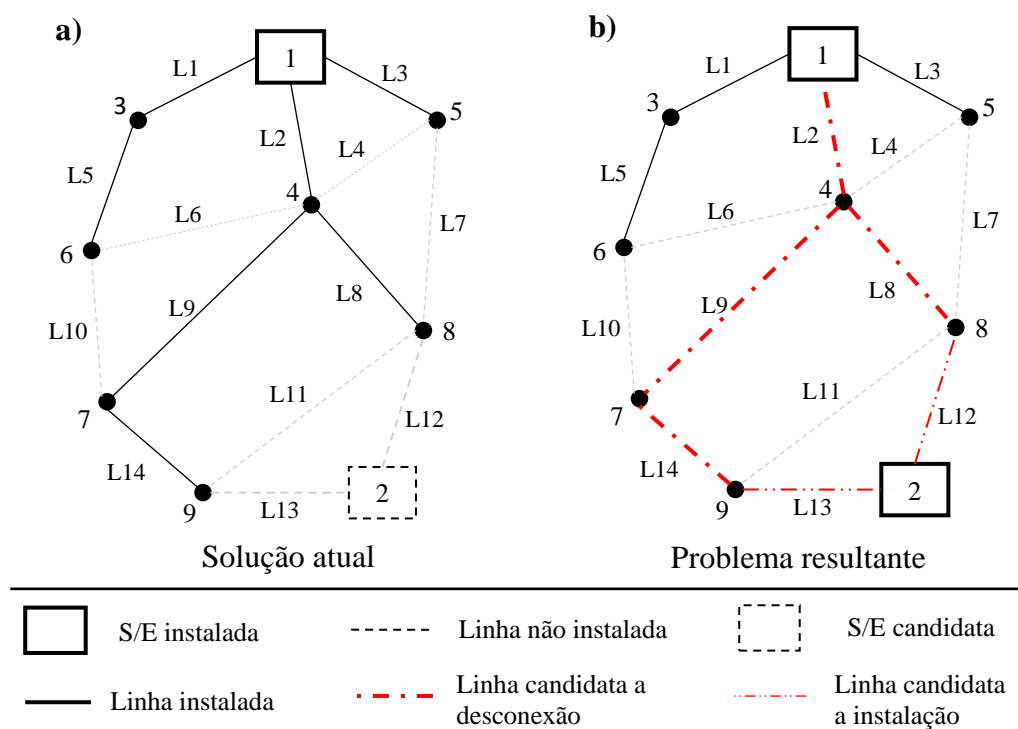
A solução do modelo determina de forma ótima o tipo de subestação a ser instalado na barra ( $s$ ), o tipo de condutor utilizado nas novas linhas e a reconfiguração da rede para manter a radialidade do sistema.

O procedimento descrito deve ser aplicado para analisar todas as subestações que são candidatas a serem construídas e que na solução atual do algoritmo não foram instaladas.

O procedimento para a instalação de uma subestação é ilustrado no exemplo da Figura 23. Na Figura 23(a) representa-se a solução atual do algoritmo, onde a subestação 1 alimenta todas as cargas do sistema. Neste critério de vizinhança, a instalação da subestação 2 deve ser acompanhada da construção dos circuitos  $L12$  e/ou  $L13$ , isto gera uma conexão direta entre as subestações 1 e 2. Neste caso, os circuitos  $L2$ ,  $L8$ ,  $L9$  e  $L14$  são candidatos a serem retirados da topologia para manter a condição de não conexão entre subestações. Os circuitos que devem ser construídos com o seu respectivo tipo de condutor, os circuitos que devem ser retirados da rede, assim como o tipo de transformador a instalar na subestação 2, são determinados mediante a solução do modelo de otimização.



Figura 23 - Construção de novas subestações



Fonte: Elaboração do próprio autor

Na Tabela 19 e na Tabela 20 mostra-se o estado das variáveis que definem a topologia da Figura 23(a), que são usadas para determinar os conjuntos LDS, NCS e LIS. A Figura 23(b) mostra o sistema resultante e as variáveis envolvidas.

Tabela 19 - Variáveis das linhas instaladas na solução atual do algoritmo. Construção da subestação 2

Linha	$\beta_{ij} = 1$	$\beta_{ji} = 0$	$y_{ij}^L = 1$
L1	$\beta_{3,1}$	$\beta_{1,3}$	$y_{1,3}^L$
L2	$\beta_{4,1}$	$\beta_{4,1}$	$y_{1,4}^L$
L3	$\beta_{5,1}$	$\beta_{1,5}$	$y_{1,5}^L$
L5	$\beta_{6,3}$	$\beta_{3,6}$	$y_{3,6}^L$
L8	$\beta_{8,4}$	$\beta_{4,8}$	$y_{4,8}^L$
L9	$\beta_{4,7}$	$\beta_{7,4}$	$y_{4,7}^L$
L14	$\beta_{7,9}$	$\beta_{9,7}$	$y_{7,9}^L$

Fonte: Dados do próprio autor.

Tabela 20 - Variáveis das linhas não instaladas na solução atual do algoritmo. Construção da subestação 2

<i>Linha</i>	$\beta_{ij} = 0$	$\beta_{ji} = 0$	$y_{ij}^L = 0$
L4	$\beta_{4,5}$	$\beta_{5,4}$	$y_{4,5}^L$
L6	$\beta_{4,6}$	$\beta_{6,4}$	$y_{4,6}^L$
L7	$\beta_{5,8}$	$\beta_{8,5}$	$y_{5,8}^L$
L10	$\beta_{6,7}$	$\beta_{7,6}$	$y_{6,7}^L$
L11	$\beta_{8,9}$	$\beta_{9,8}$	$y_{8,9}^L$
L12	$\beta_{8,2}$	$\beta_{2,8}$	$y_{2,8}^L$
L13	$\beta_{9,2}$	$\beta_{2,9}$	$y_{2,9}^L$

Fonte: Dados do próprio autor.

Define-se ( $s \leftarrow 2$ ). Analisando a Tabela 20, pode-se observar facilmente que as linhas L12 e L13 têm ligação direta com a subestação 2, assim o conjunto de linhas LIS é definido como  $LIS = \{L12, L13\}$ , e o conjunto de barras NCS é definido como  $NCS = \{8, 9\}$ .

Começando a varredura pelo conjunto NCS com ( $i \leftarrow 8$ ) e analisando os valores das variáveis de radialidade  $\beta_{ij}$  da Tabela 19, o primeiro elemento do conjunto de linhas LDS é L8. O passo seguinte é fazer ( $i \leftarrow 4$ ) com o qual é definido que  $LDS = \{L8, L2\}$ . O processo de varredura termina já que ( $i \leftarrow 1$ ) sendo que 1 é uma subestação.

O processo anterior se repete com ( $i \leftarrow 9$ ), até chegar na subestação 1. Finalmente o conjunto de linhas candidatas a serem desligadas fica definido  $LDS = \{L8, L2, L14, L9\}$ .

### 5.3.2.3 Repotenciação de subestações

Do ponto de vista das subestações, a repotenciação destas é o critério de menor impacto e mais simples na sua implementação. Neste critério, são livres unicamente as variáveis que determinam o investimento em subestações  $y_{s,k,t}^{SS}$  para todas as barras ( $s$ ), períodos ( $t$ ) e tipos de subestação ( $k$ ). O modelo de otimização determinado pelas equações (55)-(114) e (116)-(118) é resolvido para determinar a configuração ótima de subestações para a topologia atual da rede. Devido à topologia fixa da rede, este critério de vizinhança não instala subestações na solução atual do algoritmo, porém, existe a possibilidade de eliminar uma subestação quando esta está totalmente desligada da rede. Também é importante mencionar que usando este critério de vizinhança não é possível piorar a solução atual. Neste sentido a solução vizinha é pelo menos igual que a solução incumbente do algoritmo.

### 5.3.2.4 *Recondutoramento de circuitos*

O recondutoramento ou troca de condutores nos circuitos é um critério de vizinhança de baixo impacto na evolução do algoritmo. Para melhorar o desempenho, este critério considera juntamente a reconfiguração da solução atual do algoritmo usando os seguintes passos para cada período ( $t$ ):

1. Definir a linha ( $ij$ ) a ser recondutorada.
2. Liberar todas as variáveis de investimento  $z_{mn,ti}^L$  para todas as linhas ( $mn$ ) e todos os períodos ( $ti$ ).
3. Liberar a variável de operação  $y_{ij,t}^L$ .
4. Liberar todas as variáveis de radialidade  $\beta_{mn,t}$  do problema.
5. Liberar todas as variáveis de operação  $y_{mn,t}^L$  nas linhas não instaladas.
6. Resolver o problema de otimização (55)-(114), (116)-(118).

O processo é repetido para cada período ( $t$ ) até analisar cada linha ( $ij$ ) instalada no sistema. Este critério determina o tipo de condutor, e caso for necessário determina uma reconfiguração ótima do sistema quando a linha ( $ij$ ) é desligada.

Cabe ressaltar que o critério de vizinhança por recondutoramento de circuitos e reconfiguração da rede, pode ser aplicado para uma ou várias linhas simultaneamente.

### 5.3.2.5 *Reconfiguração da rede*

Para aplicar este critério, é necessário considerar uma análise de radialidade para cada caso, já que pode gerar laços ou conexões entre subestações. Na literatura, um dos métodos mais utilizados para a reconfiguração do sistema é a técnica *branch exchange* (GOSWAMI, 1997) que consiste em construir ou habilitar uma linha que não esteja em operação na topologia atual e retirar do sistema uma linha para manter a radialidade do sistema. Assim, cada possível linha instalada tem associado um conjunto de linhas candidatas a serem desconectadas.

Neste trabalho, para cada linha ( $ij$ ) que é construída, o modelo de otimização determina a linha ótima para ser desabilitada que mantém a operação radial do sistema, e a bitola ótima para construir o novo circuito. Assim, é necessário determinar o conjunto de linhas (LNS) que conectam as barras ( $i$ ) e ( $j$ ) com alguma subestação do sistema. O conjunto LNS pode ser determinado realizando uma varredura com os valores das variáveis de radialidade  $\beta_{ij,t}$  e  $\beta_{ji,t}$ , começando nas barras ( $i$ ) e ( $i$ ) até chegar em alguma barra com

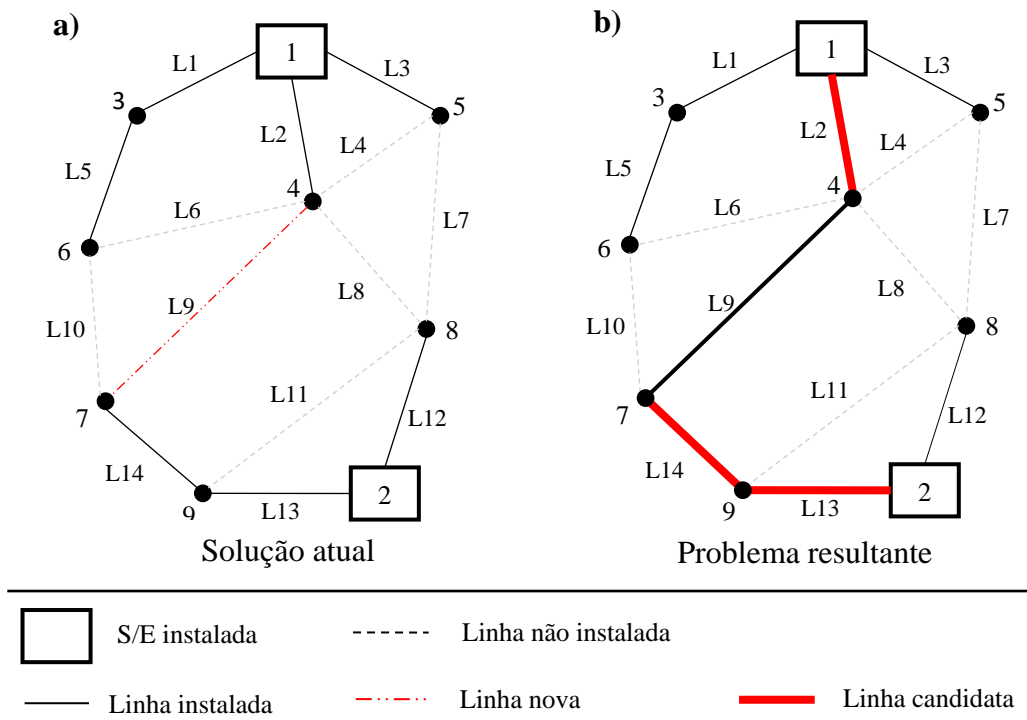
subestação instalada. Lembrando que:  $\beta_{ij,t} = 1$  indica que no período ( $t$ ) existe a conexão entre as barras ( $ij$ ), no sentido  $j \rightarrow i$ , portanto  $\beta_{ji,t} = 0$  e a conexão é realizada com condutor tipo ( $a$ ) segundo a variável de operação  $y_{ij,a,t}^L = 1$ .

A construção da nova linha é determinada adicionando ao modelo de otimização (55)-(116) a equação (143) que obriga a construção da linha ( $ij$ ), no período de análise ( $t$ ), sem especificar o tipo de condutor ( $a$ ).

$$\sum_{a \in \Omega_a} y_{ij,a,t}^L = 1 \tag{143}$$

A análise de reconfiguração do sistema pode ser realizada independentemente para cada período ( $t$ ), já que a topologia do sistema pode mudar entre os períodos. Um exemplo da metodologia proposta é apresentado na Figura 24.

Figura 24 - Reconfiguração da rede



Fonte: Elaboração do próprio autor

Se a linha  $L11$  é construída, forma-se um laço na topologia da rede, assim as linhas  $L12$  e  $L13$  são candidatas a serem desconectadas para manter a radialidade. Da mesma forma, a construção das linhas  $L4$  e  $L6$ , geram laços na topologia da rede.

Se a linha  $L10$  é construída, forma-se uma conexão entre as subestações  $SE1$  e  $SE2$ . Assim, as linhas  $L1$ ,  $L5$ ,  $L13$  e  $L14$  são candidatas a serem desconectadas para manter a não conexão entre subestações. A construção das linhas  $L7$ ,  $L8$  e  $L9$  também geram uma conexão entre as subestações.

Como exemplo prático, se analisa a construção da linha  $L9$  entre as barras 4 e 7, que gera problemas de radialidade ao conectar as subestações 1 e 2. A determinação do conjunto LNS começa analisando a variável de radialidade  $\beta_{4j} = 1$ , que indica a entrada de fluxo na barra 4 a partir de alguma barra  $j$ . Segundo os valores da Tabela 17, a varredura de linhas que conectam a barra 4 com a subestação inicia e termina na com a linha  $\beta_{41} = 1$  que conecta diretamente a barra 4 com a subestação 1; assim  $LNS = \{L2\}$ . A varredura para determinar as linhas que conectam a barra 7 com alguma subestação do sistema começa com  $\beta_{79} = 1$ , o que adiciona essa linha ao conjunto  $NLS = \{L2, L14\}$ . O processo continua analisando a barra 9 com  $\beta_{92} = 1$ , o que adiciona a linha  $L13$  ao conjunto  $NLS = \{L2, L14, L13\}$ . A varredura termina já que a linha  $L13$  tem conexão direta com a subestação 2.

O modelo de otimização resultante libera as variáveis de radialidade  $\beta_{ij}$ , de operação de linhas  $y_{ij,a}^L$ , e de investimento para a instalação das linhas  $z_{ij,a}$  contidas no conjunto NLS. A seleção do tipo de condutor para o novo circuito entre duas barras  $i-j$ , é determinada pelo modelo de otimização (55)-(116), ao adicionar a equação  $\sum_{a \in \Omega_a} y_{47,a}^L = 1$  baseada em (143).

### 5.3.2.6 Instalação de GD e DAE em barras candidatas

Devido a variedade de tecnologias e capacidades das FRG, GD despachável e DAE disponíveis para a instalação no sistema, este critério de vizinhança implica um alto grau de dificuldade para determinar uma adequada instalação dos equipamentos e o seu comportamento no sistema. Neste trabalho, a instalação de GD e DAE é determinada por meio de um algoritmo heurístico construtivo (AHC).

A partir da solução atual do algoritmo  $x$ , o AHC proposto baseia o seu funcionamento na solução do modelo de otimização (55)-(116) relaxado, fixando as variáveis de radialidade, construção e operação das linhas, e construção de subestações,  $(\beta_{ij,t}, y_{ij,a,t}^L, z_{ij,a,t}^L, y_{s,k,t}^{SS})$ , enquanto que são deixadas para análises as variáveis referentes à instalação de GD e DAE do problema  $(y_{p,k,t}^{PV}, y_{w,k,t}^W, y_{g,k,t}^{GS}, y_{e,k,t}^{ES})$ . O AHC proposto instala um dispositivo por vez até atingir o critério de parada definido. No processo, a instalação de uma tecnologia de geração ou armazenamento  $K$  numa barra selecionada ( $i$ ) é garantida usando a equação (144).

$$\sum_{t \in \Omega_t} \sum_{k \in \Omega_k^K} y_{i,k,t}^K = 1 \quad (i) \quad (144)$$

Para facilitar a implementação do AHC os tipos de tecnologias de geração e armazenamento são considerados como valores numéricos no conjunto  $\{1, \dots, Nk\}$  sendo  $Nk$  o número de tecnologias de geração e armazenamentos disponíveis. O AHC proposto pode-se definir nos seguintes passos:

1. Definir como solução incumbente global a solução atual do algoritmo  $x$ .
2. Definir  $x'$  como solução incumbente do AHC considerando que não existe GD nem DAE instalados no sistema.
3. Relaxar a integralidade das variáveis  $(y_{p,k,t}^{PV}, y_{w,k,t}^W, y_{g,k,t}^{GS}, y_{e,k,t}^{ES})$ , e definir um tipo de tecnologia para analisar fazendo  $K \leftarrow 1$ .
4. Fixar em zero todas as variáveis  $y_{i,k,t}^K$  que estão fora do análises e que ainda não foram fixadas.
5. Resolver o modelo de PC resultante (55)-(116).
6. Usar a solução do modelo relaxado para determinar a barra ( $i$ ) e o período ( $t$ ) mais atrativos para instalar a tecnologia  $K$  baseado no máximo valor de  $y_{i,k,t}^K, \forall(t)$ .
7. Adicionar ao problema (55)-(116) a restrição (144) correspondente à tecnologia em análise  $K$ .
8. Resolver o problema de PCIM resultante e definir esta solução como solução vizinha  $x'_K$ .
9. Se todas as tecnologias já foram analisadas, ir ao passo 10. Se não, escolher o próximo tipo de tecnologia para analisar fazendo  $(K \leftarrow K + 1)$  e voltar ao passo 4.
10. Se a melhor solução  $x'_K$  não melhora a solução incumbente do AHC  $x'$  ir ao passo 11, caso contrário:
  - a. Definir  $x' = x'_K$ .
  - b. Voltar ao passo 4.
11. Se  $x' < x$ , então definir  $x = x'$ . Fim do processo.

A solução final do AHC proposto não depende da ordem em que são analisadas as tecnologias disponíveis, isto porque são sempre escolhidas as melhores soluções depois de ter analisado todas as tecnologias. Uma estratégia para obter variações na solução do algoritmo é modificando o valor da penalização por corte de carga. Com isto, pode-se considerar o AHC proposto como uma vizinhança associada à meta-heurística VND proposta.

### 5.3.3 Algoritmo VND especializado para o problema de PSDEE

O algoritmo VND adaptado ao problema de PSDEE pode ser executado através dos seguintes passos:

---

#### Algoritmo VND dedicado ao problema de PSDEE

---

- a) Gerar uma solução inicial ( $x$ ) usando o procedimento descrito na seção 5.3.1
- 1:** b) Baseado na seção 5.3.2 defina as estruturas de vizinhança  $N_v, v = 1, \dots, v_{max}$ .
- c) Definir ( $x$ ) como primeira solução incumbente  $x^I \leftarrow x$ .
- 
- a) Faça  $v = 1$ .
- b) Repetir os seguintes passos enquanto  $v = v_{max}$ .
1. A partir de ( $x$ ), usar o critério de vizinhança  $v$  para gerar configurações vizinhas  $x_v$ .
- 2:** 2. Encontrar a melhor solução vizinha  $x'_v$ .
3. **Se**  $f(x'_v) < f(x^I)$   
Fazer  $x^I \leftarrow x'_v$ , e  $v = 1$ .
- Senão:**  
Fazer  $v = v + 1$
- 

Em 1, define-se uma solução inicial ( $x$ ) através da solução do problema de PLIM apresentado na seção 5.3.1 e a define como a solução incumbente  $x^I$  do algoritmo. Além disso, definem-se as estruturas de vizinhança  $N_v$  disponíveis para o problema de PSDEE como as apresentadas na seção 5.3.2.

O passo 2, consiste em aplicar um critério de vizinhança por vez à solução corrente do algoritmo ( $x$ ). Se usando algum critério de vizinhança foi possível encontrar uma solução que melhora a solução corrente do algoritmo, então, se escolhe essa solução como a incumbente do algoritmo e começa o processo de intensificação voltando a aplicar o primeiro critério de vizinhança. Caso contrário, o algoritmo muda para outra vizinhança. O processo termina quando a ultima vizinhança  $N_v$  não consegue melhorar a solução incumbente do algoritmo.

Sendo que a reconfiguração do sistema e o recondutoramento de circuitos são critérios de vizinhança de baixo impacto, estes critérios serão considerados na etapa de intensificação

do algoritmo. Com relação à reconfiguração e troca de condutores, a instalação de GD e DAE é um critério de vizinhança que tem maior impacto no sistema. Finalmente as subestações são a parte do sistema de distribuição com maior efeito no comportamento do sistema, sendo estes considerados como os maiores critérios de vizinhança. Assim, o conjunto  $N_v$  que define a ordem em que são aplicados os critérios de vizinhança no algoritmo VND adaptado ao problema de PSDEE é definido como:

1. Reconfiguração do sistema;
2. Recondutoramento de circuitos;
3. Instalação de GD e DAE em barras candidatas (AHC);
4. Repotenciação de subestações;
5. Construção de novas subestações;
6. Eliminação de subestações.

#### 5.4 TESTES E RESULTADOS

Com a finalidade de testar a eficiência e escalabilidade da metodologia proposta, o modelo de otimização foi resolvido para três sistemas teste de 69, 24 e 54 barras, os mesmos sistemas testados no Capítulo 4. A meta-heurística VND foi desenvolvida em AMPL (FOURER; GAY; KERNIGHAN, 2002) e os subproblemas foram resolvidos usando o *solver* de otimização comercial CPLEX 12.8 (INTERNATIONAL BUSINESS MACHINES - IBM, 2018). As características do computador usado nos testes são: 4 processadores XEON E5 2650 @2.20GHz, 64 GB de memória RAM e sistema operacional LINUX.

##### 5.4.1 Sistema de 69 barras

O sistema de distribuição descrito na seção 4.3.1 é usado para validar o AHC de alocação de FGR, GD despachável e DAE descrito na seção 5.3.2.6 considerando uma penalidade por corte de carga de 5000 US\$/kW para os seguintes casos de estudo:

- **Caso A.** Somente é considerada a instalação de GD despachável.
- **Caso B.** Somente é considerada a instalação de FGR com geração eólica e DAE.
- **Caso C.** Somente é considerada a instalação de FGR com geração fotovoltaica e DAE.



- **Caso D.** Considera-se a instalação de FGR eólica e fotovoltaica e DAE.
- **Caso E.** Consideram-se todas as tecnologias.

### **Caso A:**

Neste caso, são consideradas dois tipos de turbinas despacháveis a gás com capacidades de 400 e 800 kVA, respectivamente. O conjunto de barras candidatas para a sua instalação é definido como  $\Omega_g = \{17, 24, 35, 41, 46, 52, 58, 63, 67, 69\}$ .

O AHC consegue uma solução factível para o problema com corte de carga nulo. No período 1, o processo de otimização apresenta um plano de investimento que propõe a instalação de duas turbinas de 800 kVA nas barras 58 e 63, enquanto que nos períodos 2 e 3 não é necessário instalar mais dispositivos. O tempo computacional foi de 80 segundos de CPU.

### **Caso B:**

Neste caso, geradores despacháveis e painéis fotovoltaicos não são considerados para serem instalados. Considera-se a instalação, de turbinas eólicas com capacidades de 0,91 e 2,0 MVA e dois tipos de BB de 0,5 e 1,0 kW. O conjunto de barras candidatas à instalação de turbinas eólicas é  $\Omega_w = \{18, 25, 34, 42, 59, 64, 68\}$ , e o conjunto de barras candidatas à instalação de DAE é  $\Omega_e = \{19, 26, 33, 43, 60, 65, 67, 69\}$ .

O resultado obtido pelo algoritmo determina um plano de investimento com alto custo no corte de carga, o que mostra a infactibilidade do problema. No período 1 o processo de otimização propõe a instalação de uma turbina de 2,0 MVA na barra 64 e a instalação de um DAE de 0,5 MW na barras 65 e outro de 1,0 MW na barra 60. As ações de investimento terminam no período 2 com a instalação de uma turbina eólica de 2,0 MVA na barra 59. O tempo total de simulação é de 440 segundos de CPU.

### **Caso C:**

Neste caso, geradores despacháveis e eólicos não são considerados para serem instalados. Considera-se a instalação, de painéis fotovoltaicos com capacidades de 1,0 e 1,8 MVA e que dois tipos de DAE de 0,5 e 1,0 kW. O conjunto de barras candidatas à instalação de painéis fotovoltaicos é  $\Omega_p = \{16, 23, 32, 44, 61, 66, 67, 69\}$ , o conjunto de barras candidatas à instalação de DAE é o mesmo que no caso B.

O algoritmo implementado determina um plano de investimento com alto custo no corte de carga, o que mostra a infactibilidade do problema. No período 1, o processo de

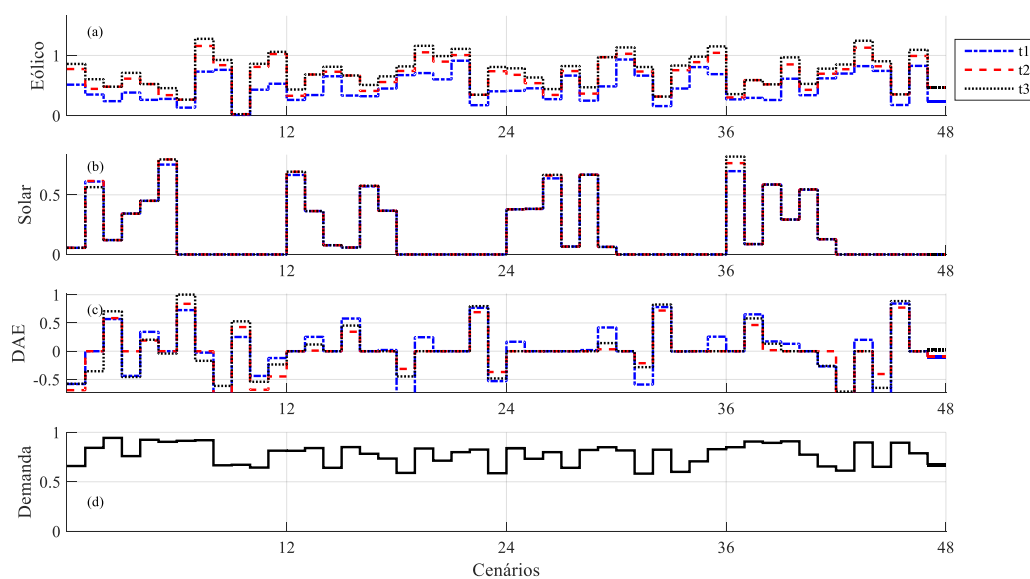
otimização determina a instalação de uma usina fotovoltaica na barra 67 com capacidade de 1,0 MVA enquanto que nas barras 61 e 66 são de 1,8 MVA, além da instalação de um banco de baterias de 0,5 MW na barra 65 e outro de 1,0 MW na barra 60. No período dois propõe-se a instalação de usinas fotovoltaicas de 1,8 MVA nas barras 69, 16 e 23, além da instalação de um banco de baterias de 0,5MW na barra 19. No período 3 não é proposta a instalação de dispositivos. Com o plano de investimento fixo, um fluxo de potência é calculado para determinar as magnitudes de tensão do sistema que apresenta valor mínimo de 0,929 p.u na barra 65.

### **Caso D:**

Neste caso, somente são consideradas FGR e DAE. Os conjuntos de barras candidatas para alocar estes equipamentos são iguais que nos casos anteriores, B e C.

A solução do problema determina que no período 1 é necessária a instalação de uma turbina eólica de 2,0 MVA na barra 64, a instalação e um painel fotovoltaico de 1,0 MVA na barra 61 e de um banco de baterias de 1,0 MW na barra 60. No período 2 é proposta a instalação de uma turbina eólica de 2,0 MVA na barra 59. Finalmente no período 3 é proposta a instalação de um banco de baterias de 0,5 MW na barra 65. O tempo total de processamento é de 402 segundos.

Figura 25 - Injeção de potência ativa (MW) para os períodos (t1, t2 e t3) e cenários considerados no caso D. (a) Potência ativa total injetada pela geração eólica. (b) Potência ativa total injetada pela geração fotovoltaica. (c) Potência ativa total dos DAE durante o processo de carga (-) e descarga (+). (d) Perfil de demanda  $f_c^D$ . AHC



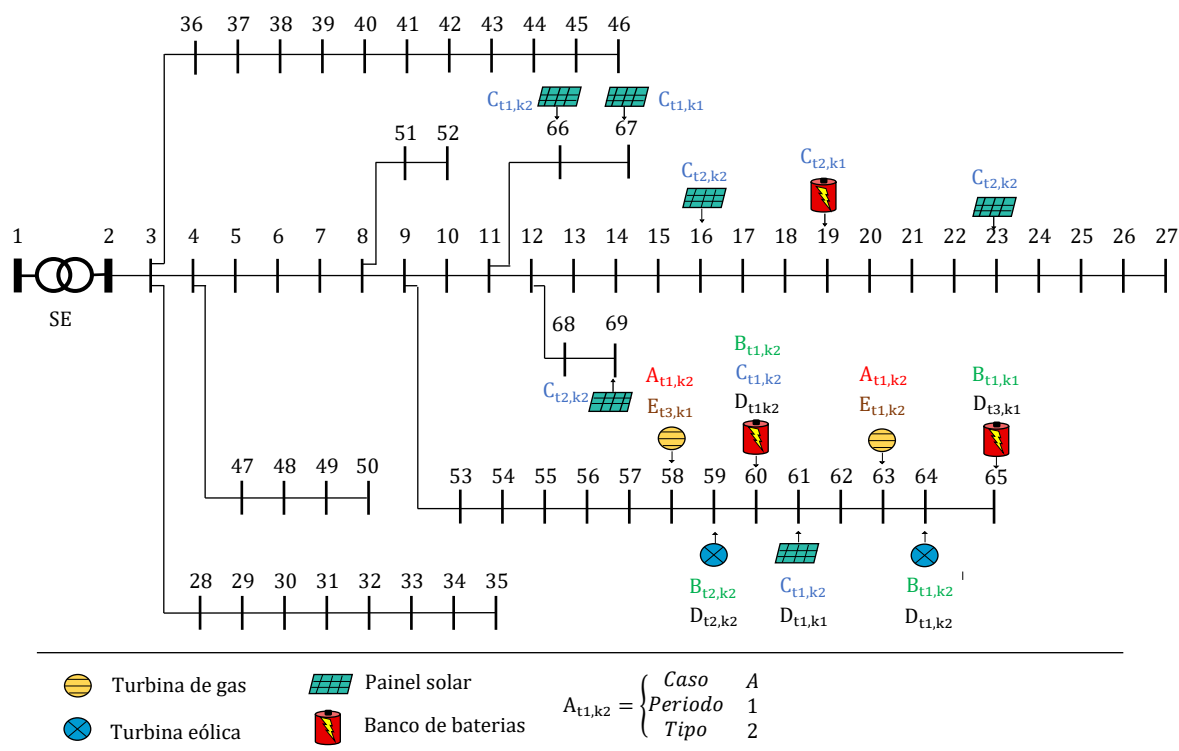
Fonte: Elaboração do próprio autor

Na Figura 25 apresenta-se o perfil de potência ativa total gerada por cada tipo de tecnologia de GD instalada em todos os períodos e nos cenários considerados e a dinâmica de carga e descarga dos DAE. Evidencia-se a relação entre a Figura 25 (a) e (c) como o processo de carga nos DAE está ocorrendo normalmente nos cenários com altos níveis de geração eólica. Na Figura 25 (c) e (d) mostra-se que o processo de carga e descarga dos DAE ocorre com os baixos e altos níveis de carga, respectivamente. Ao longo dos períodos, na Figura 25 (a) mostra-se que a variação da geração de energia eólica depende do comportamento da demanda. Na Figura 25 (b), esse fato não é tão perceptível, onde a geração fotovoltaica mantém valores mais estáveis.

### Caso E:

Neste caso, as barras candidatas, tipos de geradores e DAE são os mesmos que os considerados nos casos anteriores. A solução do problema determina a mesma solução que no caso A, considerando unicamente geração despachável. O tempo computacional é de 88 segundos de CPU.

Figura 26 - Sistema de 69 barras. Soluções obtidas para os casos (A, B, C, D, E). AHC



Fonte: Elaboração do próprio autor

#### 5.4.1.1 Sistema de 69 barras. Análise de resultados. AHC

O sistema teste de 69 barras foi resolvido satisfatoriamente para cada caso de estudo realizado usando o AHC proposto. Nesta seção comparam-se os resultados obtidos para este sistema teste. Assim, para cada caso, na Tabela 21 apresentam-se os custos de investimento, os custos detalhados de operação apresentam-se na Tabela 22, finalmente na Tabela 23 apresentam-se as emissões de CO<sub>2</sub> esperadas durante o horizonte de planejamento.

Tabela 21 - Sistema de 69 barras. Custos de investimento em valor presente (custo em 10<sup>6</sup> US\$). AHC

Caso	Gás	Fotovoltaico	Eólica	DAE	Total
A	4,216	-	-	-	4,216
B	-	-	11,149	3,286	14,435
C	-	18,801	-	4,2248	23,026
D	-	2,037	11,149	2,995	16,182
E	4,216	-	-	-	4,216

Fonte: Dados do próprio autor

Tabela 22 - Sistema de 69 barras. Custos de investimento e operação em valor presente (custo em 10<sup>6</sup> US\$). AHC

Custo	Caso A	Caso B	Caso C	Caso D	Caso E
FO	16,067	30,350	158,00	26,782	16,067
Investimento	4,216	14,435	23,026	16,182	4,216
Energia SE+GD	8,572	6,172	15,543	5,932	8,572
Manutenção	0,832	2,279	3,554	2,525	0,832
CO <sub>2</sub>	2,447	2,255	5,688	2,140	2,447
Corte de carga	0,000	5,208	110,189	0,000	0,000

Fonte: Dados do próprio autor

Tabela 23 - Valor esperado das emissões de CO<sub>2</sub> (kTon). AHC

Emissões de CO <sub>2</sub>	Caso A	Caso B	Caso C	Caso D	Caso E
GD	21,516	0,000	0,000	0,000	21,516
Rede principal	298,642	262,656	271,554	279,904	298,642
Total	320,159	262,656	271,554	279,904	320,159

Fonte: Dados do próprio autor

Os casos de estudo A e E, apresentam um plano de investimento mais atrativo devido ao baixo custo tanto em valor de FO como em investimento total. Porém, são os planos que apresentam as maiores emissões de CO<sub>2</sub> de todos os casos analisados. Comparados com o caso D, os casos A e E apresentam 15,35% mais de emissões de CO<sub>2</sub> ao longo do horizonte de planejamento. Porém, o valor da FO do caso D é 67,3% maior que nos casos A e E.

Do ponto de vista operacional, os casos que consideram a instalação independente de FGR e DAE (B e C), apresentam soluções infactíveis. Isto evidencia-se nos altos custos de corte de carga apresentados na Tabela 22. Em estes casos a solução que fica com menor corte de carga é a opção com geração eólica.

A instalação conjunta de FGR e DAE considerada no caso D, consegue encontrar uma solução factível para o problema, mantendo as condições operacionais dentro dos parâmetros estabelecidos e com corte de carga nulo. Entre as soluções factíveis, o caso D apresenta o maior custo de investimento, superando em 283,91% os custos de investimento apresentados nos casos A e E. O grande aumento nos custos de investimento é compensado com menores custos de energia e emissões de CO<sub>2</sub> no ambiente, que representam uma diminuição de 30,10% e 13,31% respectivamente comparados com os casos A e E.

#### 5.4.2 Sistema de 24 barras

O sistema de exemplo de 24 barras modificado de (GÖNEN; RAMIREZ-ROSADO, 1986) que foi apresentado na seção 4.3.2 é usado para validar a técnica de otimização meta-heurística VND. O sistema considera todos os aspectos referentes ao problema de PSDEE multi-período como: Construção e/ou reforço de subestações, construção e/ou troca de condutores nas linhas, instalação de FGR eólica e solar, instalação de GD despachável e instalação de bancos de baterias.

Para analisar a eficiência e a qualidade do modelamento proposto, são considerados três casos de testes:

- **Caso A** - PSDEE sem considerar a instalação de FGR.
- **Caso B** - PSDEE sem considerar a instalação de GD despachável.
- **Caso C** - PSDEE considerando todas as alternativas.

Para determinar uma solução inicial semente, em cada caso a demanda das barras é aumentada com um fator de 1,5.

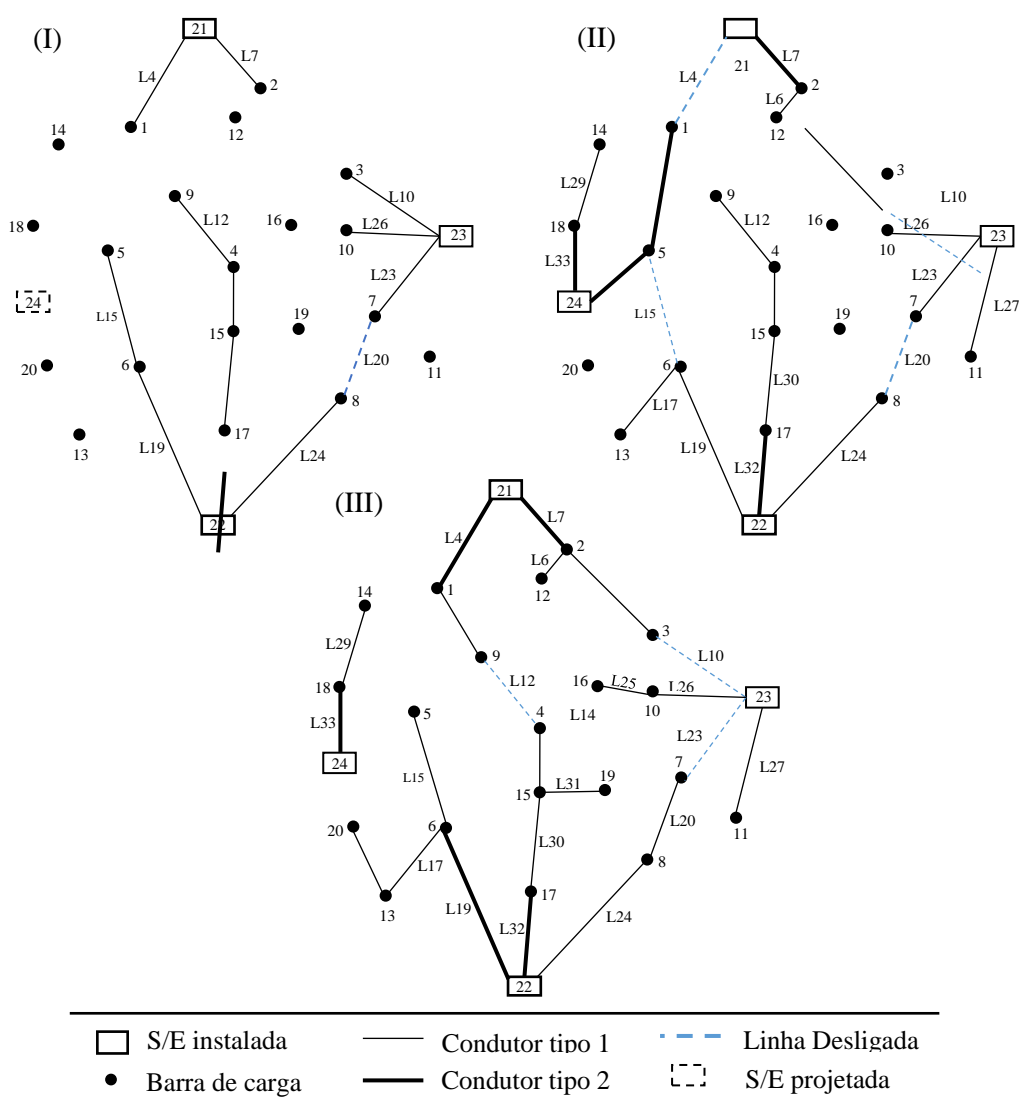
##### **Caso A – Sem considerar instalação de FGR:**

Neste caso, o modelo de PLIM determina uma semente inicial para o algoritmo com um valor na FO de M\$ 89,741. A partir desta solução, o processo de otimização determina uma solução com um custo total de M\$ 89,072 depois de 1,87 horas. O plano de investimento no primeiro período determina a construção de uma subestação na barra 23 com uma capacidade de 8 MVA; a instalação de geradores despacháveis de 0,4 MVA nas barras 4, 9 e

11; a construção da linha 32 com condutor tipo 2, enquanto que as linhas 10, 12, 13, 23, 26 e 30 são construídas com condutor tipo 1. No segundo período, é necessária a construção de uma subestação na barra 24 com capacidade de 8 MVA; a instalação de um gerador despachável de 0,4 MVA na barra 13; a construção das linhas 1, 7, 16 e 33 é proposta com condutor tipo 2 e as linhas 5, 6, 17, 27 e 29 com condutor tipo 1. Finalmente, no período três é proposta a expansão das subestações 21 e 22 adicionando um transformador de 8 MVA em cada uma delas; a construção das linhas 4 e 19 é proposta com condutor tipo 2, enquanto que as linhas 2, 25, 28 e 31 com condutor tipo 1.

Na Figura 27, apresenta-se a topologia proposta pelo algoritmo para cada período de planejamento.

Figura 27 - Sistema de 24 barras. Topologia proposta para o caso A. (I) período 1, (II) período 2 e (III) período 3. VND



Fonte: Elaboração do próprio autor

O algoritmo determina uma solução radial e factível para cada período de planeamento com um corte de carga igual a zero. Ao final do horizonte de planeamento, o sistema possui quatro subestações instaladas, o que permite reconfigurar a rede em cada período deixando finalmente três linhas desligadas da operação da rede. Estas linhas desligadas podem ser utilizadas em casos de contingência e/ou manobra. O algoritmo consegue eficientemente eliminar as barras de passagem entre períodos, o que diminui os custos de investimento devido a linhas desnecessárias. Neste caso, todos os geradores possíveis são instalados no sistema, porém a sua instalação é dividida nos dois primeiros períodos de planeamento.

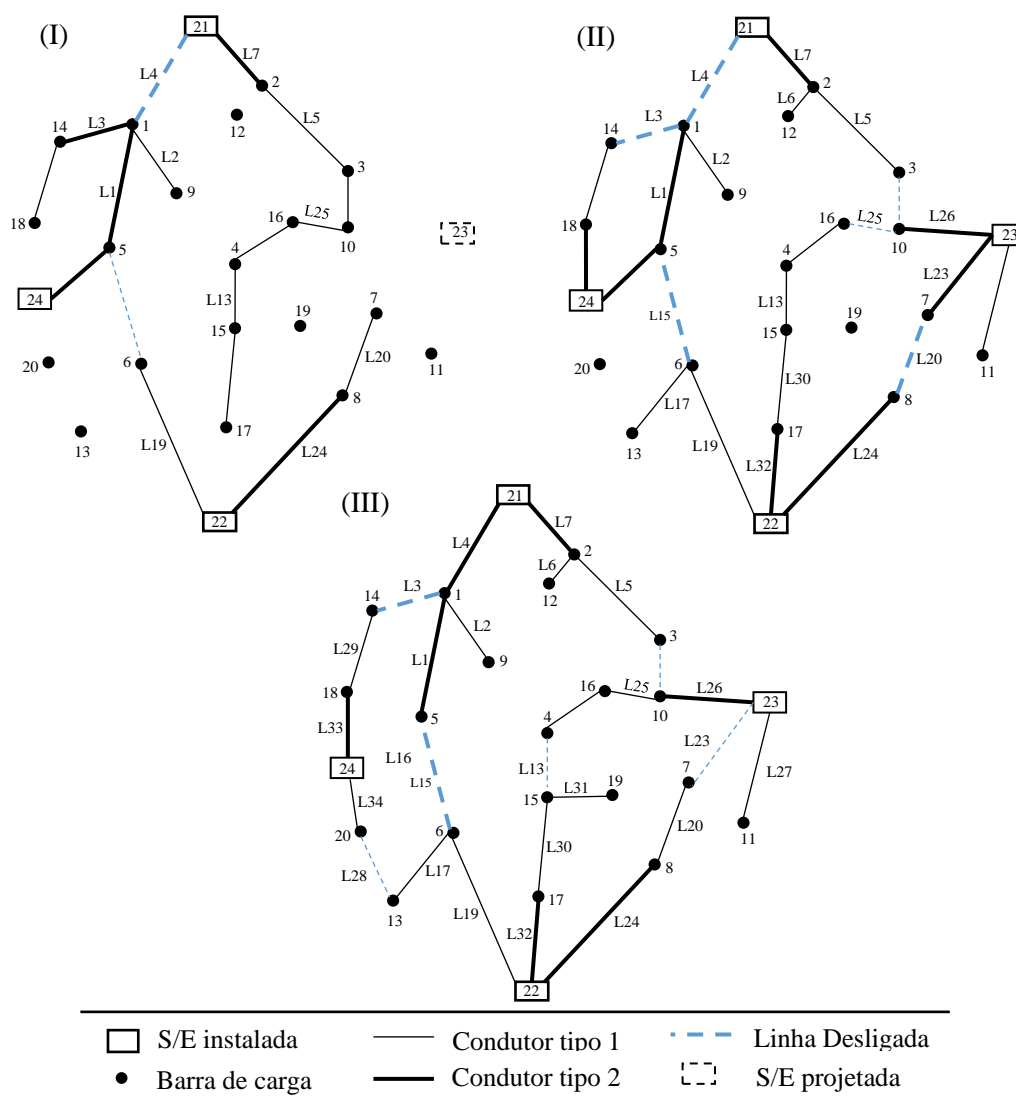
**Caso B – Sem considerar instalação de GD despachável:**

Nestas condições, o processo de otimização inicia com uma solução semente de M\$ 84,078. Depois de 17,63 horas, o algoritmo determina um plano de investimento com um custo total de M\$ 79,274. No primeiro período de planeamento o plano de investimento propõe a instalação de uma subestação na barra 24 com capacidade de 8 MVA; a instalação de uma turbina eólica de 2,0 MVA nas barras 14 e 16; a instalação de 2 painéis fotovoltaicos de 1,6 MVA nas barras 7 e 17; a instalação de bancos de baterias de 0,5 MVA nas barras 5, 10, 15 e 18; a construção das linhas 1, 3, 7, 16 e 24 com condutor tipo 2. No segundo período, as propostas de investimento são definidas pela construção de uma subestação de 8,0 MVA na barra 23; a instalação de turbinas eólicas de 2,0 MVA nas barras 5 e 6 respectivamente; a instalação de painéis fotovoltaicos de 1,6 MVA na barra 12; a construção das linhas 23, 26, 32 e 33 com condutor tipo 2, enquanto que o condutor tipo 1 é usado para a construção das linhas 6, 17, e 27. Finalmente no período três, o plano de investimento propõe o reforço das subestações 21 e 22 com transformadores de 8 MVA; a instalação de geração solar de 1,6 MVA na barra 20; a construção do circuito 4 com condutor tipo 2, enquanto que os circuitos 31 e 34 são construídos com condutor tipo 1.

Ao final do horizonte de planeamento, o algoritmo propõe uma topologia com todas as subestações instaladas no sistema junto com a reconfiguração da rede, deixando algumas linhas desligadas da operação do sistema em todos os períodos. Neste caso de estudo, existem muitas barras candidatas para instalar FGRs e DAEs o que explica o fato de conectar barras de passagem no sistema e ter um circuito particularmente cumprido no primeiro período de planeamento para conectar a geração fotovoltaica da barra 17 ao sistema. Um caso similar acontece com o BB instalado na barra 18 no primeiro período de planeamento. A rede

encontrada é factível do ponto de vista topológico e operacional já que tem um corte de carga nulo. Na Figura 28, representam-se as topologias propostas em cada período de planeamento.

Figura 28 - Sistema de 24 barras. Topologia proposta para o caso B. (I) período 1, (II) período 2 e (III) período 3. VND



Fonte: Elaboração do próprio autor

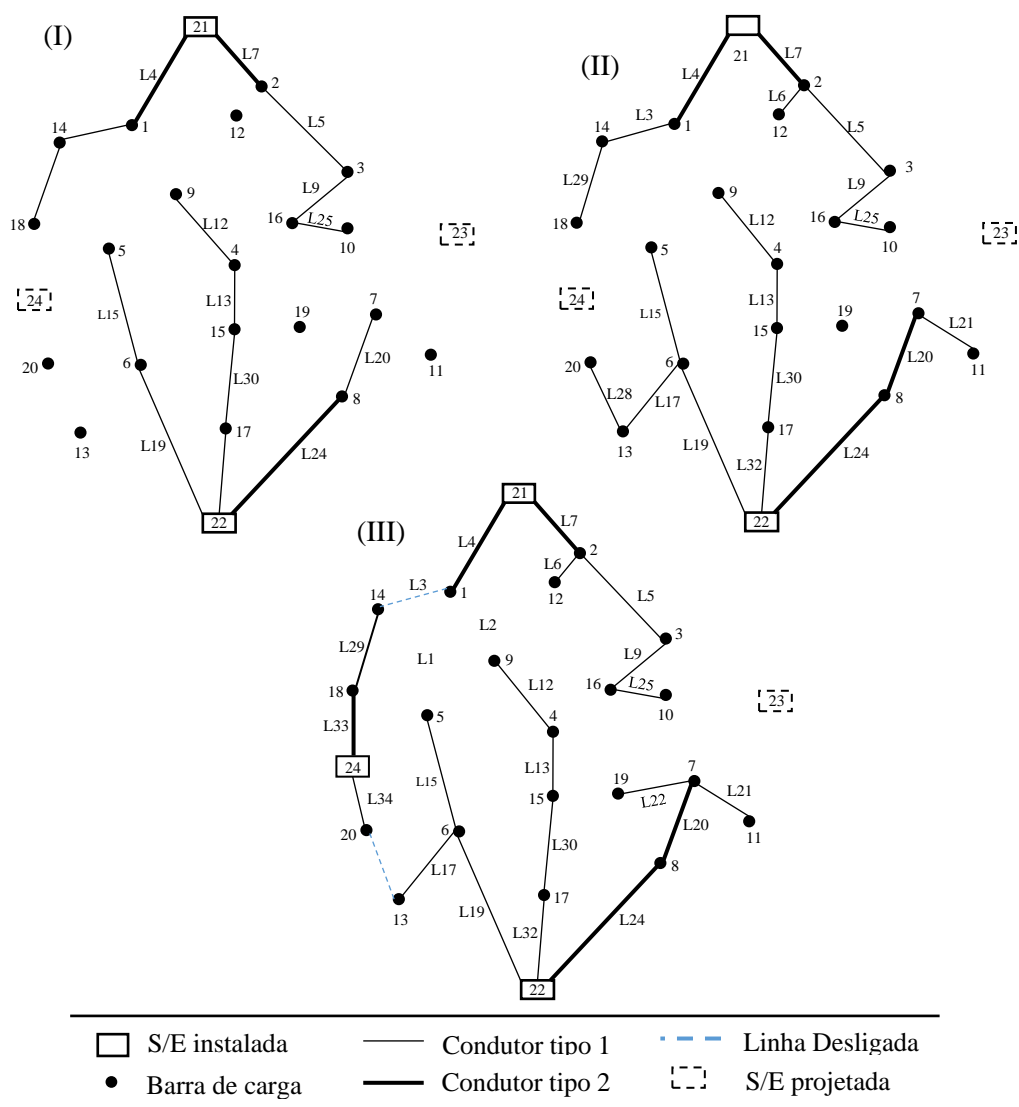
### **Caso C – Considerando todas as tecnologias:**

Sendo consideradas todas as tecnologias de geração para ser instaladas no sistema, o modelo PLIM fornece uma solução semente de M\$ 83,347. O algoritmo de otimização determina uma solução de M\$ 78,309 depois de 10,95 horas de processamento. Na Figura 29, apresentam-se as topologias de rede para o sistema em cada período de planeamento. Para o primeiro período de planeamento, o plano de investimento determina a instalação de geração distribuída despachável nas barras 4 e 9 com capacidade de 0,4 MVA, a instalação de geração



eólica de 2,0 MVA nas barras 5, 6, 14 e 16, os painéis fotovoltaicos de 1,6 MVA devem ser instalados nas barras 7 e 17, enquanto que a compensação com BB e instalada nas barras 5, 10, 15 e 18; já a construção de circuitos é proposta com condutores tipo 2 nas linhas 4, 7, e 24, enquanto que construção das linhas 5, 9, 12, 13, 25, 29, 30 e 32 é proposta com condutor tipo 1. No período dois de planejamento é proposta a expansão da subestação 21 com um transformador de 8 MVA; a instalação de turbinas despacháveis de 0,4 MVA nas barras 11 e 13, junto com geração fotovoltaica de 1,6 MVA nas barras 12 e 20; a construção do circuito 20 é proposta com condutor tipo 2, enquanto que o condutor tipo 1 é proposto para as linhas 6, 17, 21 e 28.

Figura 29 - Sistema de 24 barras. Topologia proposta para o caso C. (I) período 1, (II) período 2 e (III) período 3. VND



Fonte: Elaboração do próprio autor

Finalmente no último período de planejamento e proposta a repotenciação da subestação 22 com um transformador de 12 MVA e a construção de uma subestação na barra 24 com um transformador de 8,0 MVA; a construção da linha 33 é proposta com condutor tipo 2 enquanto que as linhas 22 e 34 são propostas com condutor tipo 1.

Neste caso, o algoritmo propõe uma topologia que não considera a instalação da subestação 23, o que mostra que a instalação de GD tanto despachável como com FGR e DAE podem suprir as necessidades energéticas da rede, ao ponto de eliminar uma subestação do sistema. Do ponto de vista da topologia, somente duas linhas no ultimo período são desligadas da operação do sistema.

#### 5.4.2.1 Sistema de 24 barras. Análise de resultados

Para os três casos de estudo analisados (A, B e C), na Tabela 24 apresentam-se em detalhe os custos de investimento em valor presente, a separação dos custos que compõem a função objetivo é apresentada na Tabela 25, finalmente na Tabela 26 apresentam-se as emissões de CO<sub>2</sub> da rede.

Tabela 24 - Sistema de 24 barras. Custos de investimento em valor presente (custo em 10<sup>6</sup> US\$). VND

Caso	Subestações	Linhas	Gás Fotovoltaico		Eólica	DAE	Total
A	2,045	1,180	0,160	-	-	-	3,385
B	2,045	1,507	-	0,600	1,444	0,131	5,728
C	1,359	1,280	0,143	0,647	1,782	0,131	5,342

Fonte: Dados do próprio autor

Tabela 25 - Sistema de 24 barras. Custos de investimento e operação (custo em 10<sup>6</sup> US\$). VND

Custo	Caso A	Caso B	Caso C
FO	89,072	79,274	78,309
Investimento	3,385	5,728	5,342
Energia SE + GD	74,578	63,318	62,723
Manutenção	0,053	0,645	0,855
CO <sub>2</sub>	11,055	9,582	9,389
Corte de carga	0,000	0,000	0,000

Fonte: Dados do próprio autor

Tabela 26 - Sistema de 24 barras. Valor esperado das emissões de CO<sub>2</sub> (kTon). VND

Emissões de CO <sub>2</sub>	Caso A	Caso B	Caso C
GD	37,388	-	21,237
Rede principal	1884,198	1670,703	1630,756
Total	1921,587	1670,703	1651,992

Fonte: Dados do próprio autor

Para os casos de estudo apresentados, o caso A que considera unicamente a instalação de GD despachável, é o plano de investimento com maior valor de FO e emissões de CO<sub>2</sub>, isto contrasta com que é o caso com menor custo de investimento. Para este caso, o alto custo por compra de energia deve-se que a GD instalada não tem a capacidade suficiente para fazer diminuir os custos por compra de energia nas subestações.

No caso B, que considera unicamente FGR e DAE, é o plano de expansão com maiores custos de investimento, especialmente em linhas se é comparado com os casos A e C. Este fato implica em uma redução de 15,09% nos custos da energia comparados com os custos da energia do caso A. por outro lado, os altos custos de investimento em FGR, são também compensados com uma redução de 13,32% nos custos por emissões de CO<sub>2</sub> no ambiente comparados com o caso A.

Considerar todas as tecnologias de geração e armazenamento no problema de PSDEE (caso C) obtém o melhor plano de expansão para o sistema testado. Esta solução tem um custo de investimento intermediário entre os casos A e B, e tem os menores custos de investimento em subestações. Em termos de custos operacionais, é a solução com os menores custos de energia entre os três casos analisados. Esta solução é também a topologia com menores emissões de CO<sub>2</sub> no ambiente. Evidentemente esta redução nas emissões de CO<sub>2</sub>, vem com uma diminuição de 15,07% e 2,01% comparando com os casos A e B, respectivamente.

### 5.4.3 Sistema de 54 barras

O sistema de distribuição de 54 barras modificado de (MIRANDA; RANITO; PROENÇA, 1994) que foi apresentado na seção 4.3.3 é usado para validar a meta-heurística proposta e fazer comparações dos resultados obtidos nos casos de estudo propostos. Para analisar a eficiência e a qualidade do modelamento proposto, são considerados dois casos teste:

- **Caso A** - PSDEE sem considerar a instalação de FGR ou DAE.
- **Caso B** - PSDEE considerando a instalação de todas as tecnologias de geração e de armazenamento.

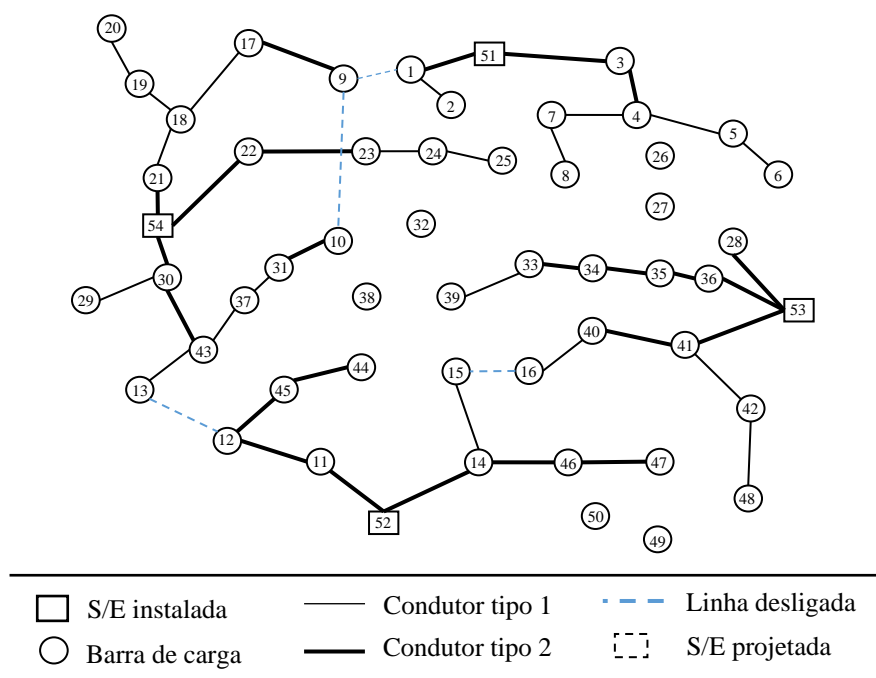
#### **Caso A – Sem considerar a instalação de FGR:**

Neste caso de estudo, são consideradas as mesmas condições de planejamento determinístico através de três níveis de demanda que foram apresentadas e detalhadas na

seção 4.3.3 na qual foi resolvido este mesmo caso de estudo. Uma vez resolvido o problema de PSDEE determinístico, a solução inteira (ações de investimento) é fixada para determinar a operação e a FO do problema considerando uma modelagem estocástica com cenários.

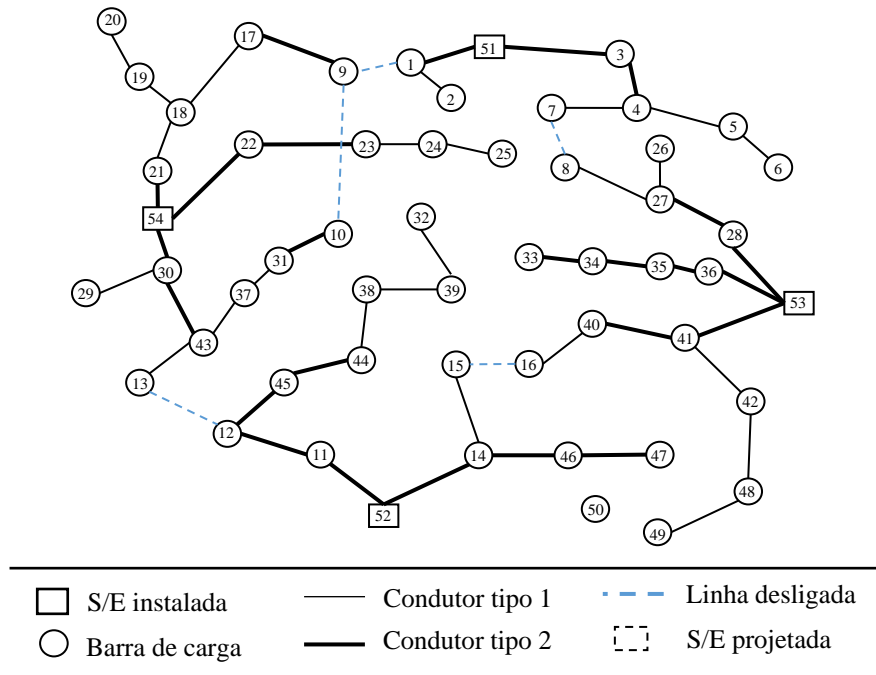
Sob estas condições e a partir de uma semente inicial com um valor em FO de M\$ 381,635 o algoritmo de otimização determina uma solução com um valor de FO de M\$ 379,978 em 3,59 horas de processamento. No primeiro período, o plano de investimento propõe a instalação de duas subestações de 22 MVA nas barras 53 e 54, a instalação de GD nas barras 5, 17 e 31, a construção de 24 linhas com condutor tipo 2 e a construção de 14 linhas com condutor tipo 1. No segundo período de planejamento, é necessária a instalação de GD nas barras 12 e 43, a construção de um único circuito com condutor tipo 2, e de seis circuitos com condutor tipo 1. Finalmente no período 3 de planejamento, somente é necessária a construção dois circuitos, cada um deles com um tipo de condutor diferente. Na Figura 30, Figura 31 e Figura 32 apresentam as topologias propostas para o sistema nos três períodos de planejamento respectivamente.

Figura 30 - Sistema de 54 barras. Topologia proposta para o período 1. Caso A. VND



Fonte: Elaboração do próprio autor

Figura 31 - Sistema de 54 barras. Topologia proposta para o período 2. Caso A. VND



Fonte: Elaboração do próprio autor

Figura 32 - Sistema de 54 barras. Topologia proposta para o período 3. Caso A. VND



Fonte: Elaboração do próprio autor

Para validar a solução obtida com o modelo determinístico, as variáveis inteiras são fixadas para recalculer o valor da FO considerando o comportamento estocástico da carga, através de cenários de operação. Neste sentido, na Tabela 27 apresentam-se os custos detalhados de investimento para cada tipo de dispositivo instalado na rede. A comparação dos custos individuais de operação obtidos pelos modelos estocástico e determinístico é apresentada na Tabela 28. Finalmente na Tabela 29, é apresentada a comparação das emissões de CO<sub>2</sub> considerando os modelos determinístico e estocástico respectivamente.

Tabela 27 - Sistema de 54 barras. Custos de investimento em valor presente (custo em 10<sup>6</sup> US\$). Caso A. VND

Subestações	Linhas	Gás	Fotovoltaico	Eólica	DAE	Total
2,200	2,270	0,935	-	-	-	5,405

Fonte: Dados do próprio autor

Tabela 28 - Sistema de 54 barras. Comparação de resultados modelos determinístico e estocástico (custo em 10<sup>6</sup> US\$). Caso A. VND

Custo	Determinístico	Estocástico
FO	379,978	156,421
Investimento	5,405	5,405
Energia SE + GD	355,078	131,409
Manutenção	0,304	0,304
CO <sub>2</sub>	19,191	19,302
Corte de carga	0,000	0,000

Fonte: Dados do próprio autor

Tabela 29 - Sistema de 54 barras. Valor esperado das emissões de CO<sub>2</sub> (kTon). Caso A. VND

Emissões de CO <sub>2</sub>	Determinístico	Estocástico
GD	757,908	404,325
Rede principal	3394,361	3769,433
Total	4152,269	4173,758

Fonte: Dados do próprio autor

Neste caso de estudo, são instaladas todas as novas possíveis subestações desde o primeiro período de planejamento. O sistema proposto permite à rede retrazar investimentos desnecessários em construção de linhas no sistema deixando barras de passagem desligadas do sistema o que mostra que a metodologia adotada seguiu os alinhamentos do modelo de otimização desenvolvido.

Em contraste, os modelos de operação determinístico e estocástico apresentam-se grandes diferenças nos custos operacionais do sistema.

Isto é evidenciado já que neste tipo de abordagem com 3 níveis de demanda, os custos de produção de energia são M\$ 223,669 maiores que quando a operação é considerada de forma estocástica. A diferença nos custos de operação também mostra como o despacho de potência na GD é altamente sensível ao comportamento da demanda e por tanto são afetados os custos por emissões de CO<sub>2</sub>. Neste caso as variações nos despachos de potência na GD fazem que as emissões aumentem em 0,57%.

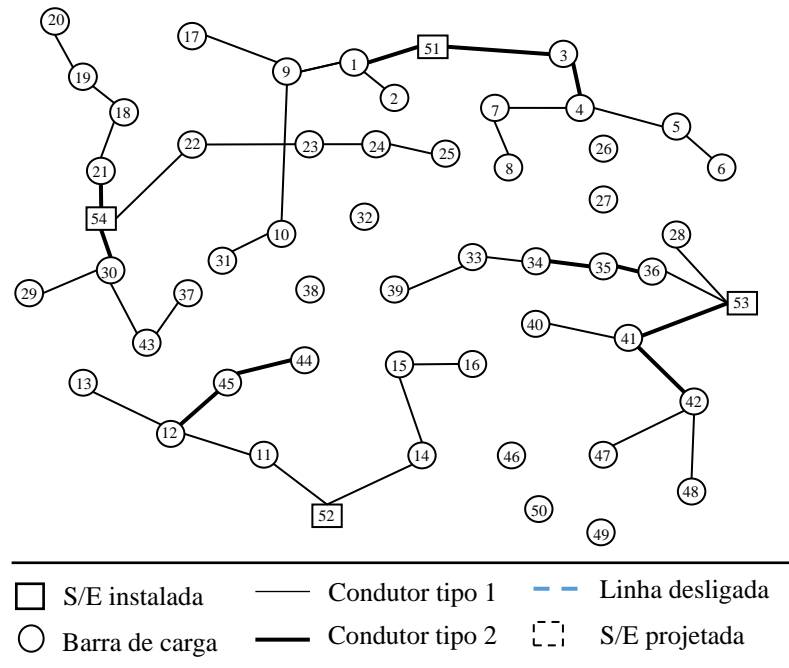
### **Caso B – Considerando todas as tecnologias:**

Para validar a eficiência e robustez do algoritmo desenvolvido e poder fazer comparações com a solução do modelo de otimização resolvido diretamente com o *solver* CPLEX, são consideradas as mesmas condições de linhas fixas do sistema apresentadas no capítulo 4. Porém, para validar a escalabilidade da técnica de solução são considerados todos os períodos de planejamento.

Para determinar a solução semente do processo de otimização, não é considerada a instalação de FGR nem DAE e a demanda é aumentada em 20%. Nestas condições o modelo PLIM fornece uma solução inicial de M\$ 156,935. Antes de começar o algoritmo VND, a solução inicial passa pelo AHC para determinar uma solução que considere todas as tecnologias de GD e DAE. O algoritmo termina o processo depois de 5,37 horas com uma solução com um valor de FO de M\$ 143,696. O plano de investimento determina no primeiro período a construção das subestações 53 e 54 com transformadores de 22 MVA; a instalação de GD despachável de 3,0 MVA nas barras 17 e 31, uma turbina eólica de 2 MVA na barra 18, painéis fotovoltaicos de 1,6 MVA nas barras 7, 19, 33, 39 e 45, BB de 1 MW nas barras 4, 11, 16, 30, 36 e 42, a construção de 11 circuitos com condutor tipo 2 e 19 com condutor tipo 1. No período dois, é proposta a instalação de um GD despachável na barra 5, turbinas eólicas nas barras 6, 13, 32, 38 e 44 e um painel fotovoltaico na barra 15; a construção de três circuitos com condutor tipo 2 e sete com condutor tipo 1. Finalmente no período 3, é proposta a instalação de geração despachável nas barras 12 e 37; a construção de uma linha com condutor tipo 2 e mais uma com condutor tipo 1.

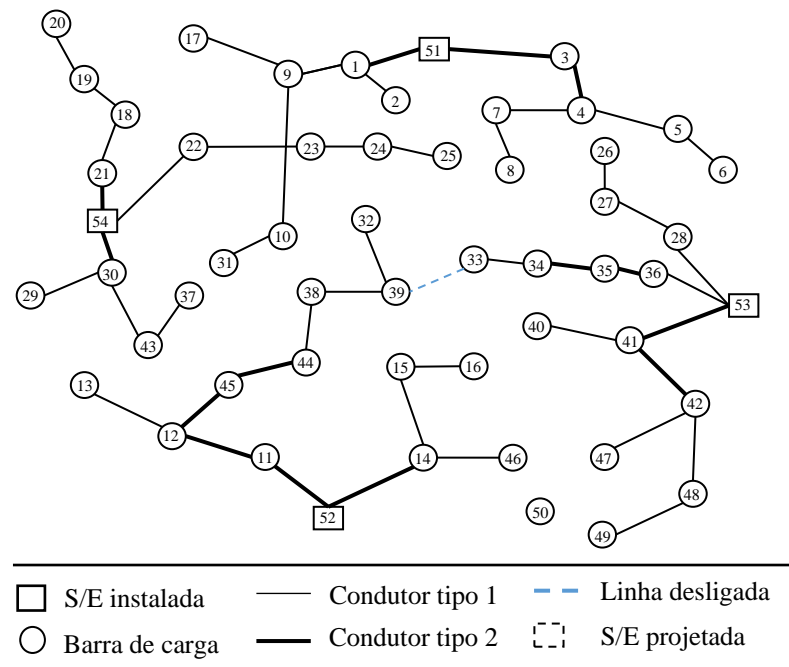
As topologias propostas para o sistema são apresentadas nas Figura 33, Figura 34 e Figura 35 para cada período de planejamento respectivamente.

Figura 33 - Sistema de 54 barras. Topologia proposta para o período 1. Caso B. VND



Fonte: Elaboração do próprio autor

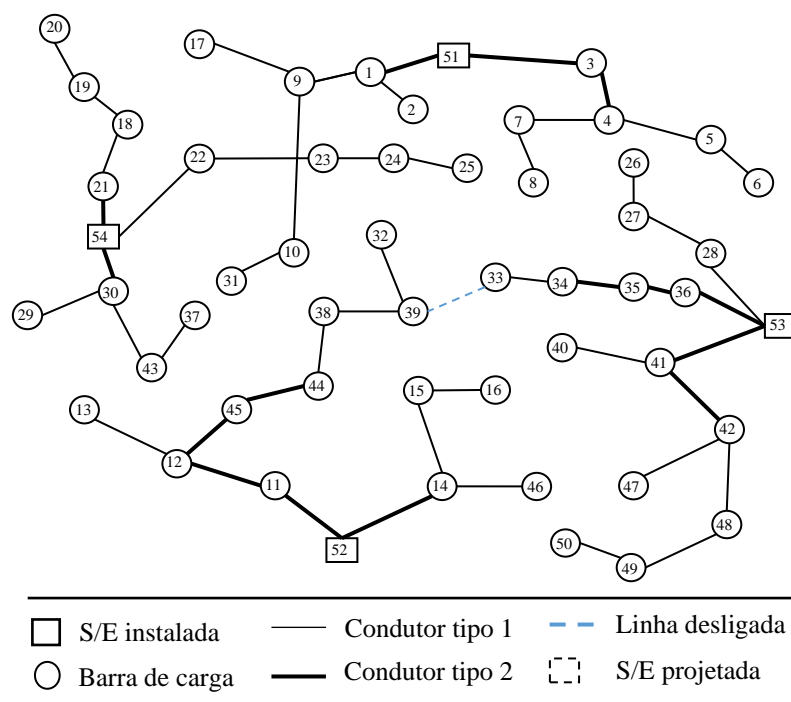
Figura 34 - Sistema de 54 barras. Topologia proposta para o período 2. Caso B. VND



Fonte: Elaboração do próprio autor



Figura 35 - Sistema de 54 barras. Topologia proposta para o período 3. Caso B. VND



Fonte: Elaboração do próprio autor

Os custos detalhados de investimento para este caso de estudo são apresentados na Tabela 30. Na Tabela 31 apresentam-se os custos operacionais do plano de investimento proposto. Finalmente na Tabela 32 apresentam-se as emissões de CO<sub>2</sub> esperadas do sistema ao longo do horizonte de planejamento.

Tabela 30 - Sistema de 54 barras. Custos de investimento em valor presente (custo em 10<sup>6</sup> US\$). Caso B. VND

Subestações	Linhas	Gás	Fotovoltaico	Eólica	DAE	Total
2,200	1,768	0,747	1,122	1,828	0,197	7,863

Fonte: Dados do próprio autor

Tabela 31 - Sistema de 54 barras. Custos de investimento e operação (custo em 10<sup>6</sup> US\$). Caso B. VND

Custo	Caso B
FO	143,696
Investimento	7,863
Energia SE + GD	117,039
Manutenção	1,138
CO <sub>2</sub>	17,656
Corte de carga	0,000

Fonte: Dados do próprio autor

Tabela 32 - Sistema de 54 barras. Valor esperado das emissões de CO<sub>2</sub> (kTon). Caso B. VND

Emissões de CO <sub>2</sub>	Caso B
GD	137,052
Rede principal	3651,996
Total	3789,048

Fonte: Dados do próprio autor

O algoritmo consegue encontrar uma solução factível para o sistema sem corte de carga. O plano de investimento propõe um sistema híbrido com presença de todas as tecnologias de geração e armazenamento. Mesmo com todas as tecnologias instaladas, é necessária a instalação de duas subestação novas, porém, não é necessário o reforço das subestações existentes. A topologia de operação varia levemente entre cada período conforme aparecem novos centros de carga no sistema e a GD é alocada na rede. Isto deixa uma única linha desabilitada (33-39) entre os períodos dois e três que pode ser utilizada para manobras durante a operação em estado estável do sistema.

#### 5.4.3.1 Sistema de 54 barras. Análise de resultados.

O sistema teste foi resolvido desde duas perspectivas com resultados satisfatórios. Nos casos propostos, a meta-heurística consegue encontrar uma solução factível com corte de carga zero. A comparação de resultados dos casos de estudo A e B são apresentados em tabelas da seguinte forma: na Tabela 33 apresenta-se a comparação dos custos de investimento, na Tabela 34 apresentam-se em detalhe os custos de investimento e operação das redes, finalmente na Tabela 35 são apresentadas as emissões de CO<sub>2</sub>.

Tabela 33 - Sistema de 54 barras. Custos de investimento em valor presente (custo em 10<sup>6</sup> US\$). VND

Caso	Subestações	Linhas	Gás	Fotovoltaico	Eólica	DAE	Total
A	2,200	2,270	0,935	-	-	-	5,405
B	2,200	1,768	0,747	1,122	1,828	0,197	7,863

Fonte: Dados do próprio autor

Tabela 34 - Sistema de 54 barras. Custos de investimento e operação (custo em 10<sup>6</sup> US\$). VND

Custo	Caso A	Caso B
FO	156,421	143,696
Investimento	5,405	7,863
Produção	131,409	117,039
Manutenção	0,304	1,138
CO <sub>2</sub>	19,302	17,656
Corte de carga	0,000	0,000

Fonte: Dados do próprio autor

Tabela 35 - Sistema de 54 barras. Valor esperado das emissões de CO<sub>2</sub> (kTon). VND

Emissões de CO <sub>2</sub>	Caso A	Caso B
GD	404,325	137,052
Rede principal	3769,433	3651,996
Total	4173,758	3789,048

Fonte: Dados do próprio autor

Evidencia-se como a instalação de FGR na rede, tem um alto impacto nos custos de investimento do sistema. Neste caso considerar FGR é MUS\$ 2,458 mais caro que considerar unicamente GD despachável. O aumento nos custos de investimento proporcionam um desconto no custo de produção de energia de MUS\$ 12,725 o que evidentemente compensa o aumento nos custos de investimento. Além disso, as emissões de CO<sub>2</sub> do plano B são 9,21% menores que no caso A, o que representa uma diferença econômica de M\$ 1,646.

#### 5.4.4 Sistema de 182 barras

Este sistema é composto por uma subestação existente e mais duas propostas, 182 barras e 44 linhas existentes e 163 propostas. A tensão nominal de operação é 10,0 kV. Os dados detalhados utilizados são apresentados no anexo B4. Como nos casos anteriores os cenários de operação são apresentados no anexo A1. Neste caso de estudo são considerados geradores de gás de 0,8 MVA que podem ser instalados nas barras  $\Omega_g = \{24, 26, 30, 37, 44, 58, 85, 101, 107, 117, 120, 134, 147, 176\}$ . As barras candidatas para instalar turbinas eólicas de 2,0 MVA são  $\Omega_w = \{23, 25, 29, 38, 42, 57, 86, 100, 108, 116, 123, 133, 146, 174\}$ . As barras candidatas para instalar geração fotovoltaica de 1,6 MVA são  $\Omega_p = \{21, 23, 27, 40, 43, 59, 84, 102, 106, 119, 121, 135, 148, 177\}$ , a instalação de BB de 0,5 MW podem ser instaladas nas barras  $\Omega_e = \{22, 24, 28, 39, 45, 56, 83, 99, 105, 118, 122, 132, 145, 175\}$ . O horizonte de planejamento é de 9 anos divididos em três períodos de 3 anos. A penetração máxima de GD no sistema é de 30%. A emissão CO<sub>2</sub> na rede principal e da geração distribuída despachável é de 0,92 e 0,63 kg CO<sub>2</sub>/kWh respectivamente com um custo de 10 US\$/TonCO<sub>2</sub> e a taxa de retorno é de 10%.

O sistema é planejado sob um caso de estudo que considera todas as possibilidades de investimento, reconfiguração da rede e todos os períodos do horizonte de planejamento. Neste caso de estudo, o modelo de PLIM determina uma solução inicial com um valor na FO de M\$ 39,500. A partir desta solução, o algoritmo de otimização determina uma solução com um

custo total na FO de M\$ 37,062 com um tempo computacional de 27,20 horas. No primeiro período de planejamento, o plano de investimento determina a construção da subestação da barra 1182 com uma capacidade de 17 MVA, a instalação de turbinas eólicas de 2,0 MVA nas barras 123 e 133, um gerador despachável de 0,8 MVA na barra 120, a instalação de painéis fotovoltaicos de 1,6 MVA nas barras 119 e 135, a alocação de BB de 0,5 MW nas barras 45 e 56, a construção de 5 circuitos com condutor do tipo 2 e 112 circuitos com condutor do tipo 1. No período 2 o algoritmo determina a instalação de um gerador despachável de 0,8 MVA na barra 44, a construção de 14 circuitos com condutor do tipo 1. Finalmente no período 3 é necessária a construção da subestação da barra 1064 com uma capacidade de 17 MVA e 6 circuitos com condutor do tipo 1.

Na Tabela 36 apresentam-se os custos detalhados de investimento para cada tipo de tecnologia utilizada, na Tabela 37, são apresentados os custos que compõem a FO, finalmente na Tabela 38 apresentam-se as emissões de CO<sub>2</sub> esperadas no ambiente para a GD despachável e rede principal.

Tabela 36 - Sistema de 182 barras. Custos de investimento em valor presente (custo em 10<sup>6</sup> US\$). VND

Subestações	Linhas	Gás	Fotovoltaico	Eólica	DAE	Total
0,691	0,266	0,174	0,247	0,395	0,066	1,838

Fonte: Dados do próprio autor

Tabela 37 - Sistema de 182 barras. Comparação de resultados (custo em 10<sup>6</sup> US\$). VND

Custo	PSDEE
FO	37,062
Investimento	1,838
Energia SE + GD	30,357
Manutenção	0,212
CO <sub>2</sub>	4,654
Corte de carga	0,000

Fonte: Dados do próprio autor

Tabela 38 - Sistema de 182 barras. Valor esperado das emissões de CO<sub>2</sub> (kTon). VND

Emissões de CO <sub>2</sub>	PSDEE
GD	26,420
Rede principal	746,728
Total	773,148

Fonte: Dados do próprio autor

Para este sistema teste, o algoritmo VND-CPLEX proposto, consegue uma solução factível com corte de carga zero. A solução do modelo determina a construção das duas subestações candidatas e a instalação de dois geradores de cada tipo no sistema. Com um

tempo máximo de processamento de 72 horas, a solução direta do modelo de PSDEE através do *solver* CPLEX não consegue determinar uma solução factível para este sistema.

Na Tabela 39 apresentam-se os tipos de condutor utilizados para a construção de circuitos no período 1, para o período 2 a construção de circuitos é definida segundo a Tabela 40, finalmente, na Tabela 41 apresentam-se os tipos de condutores utilizados para a construção de circuitos no período 3.

Tabela 39 - Sistema de 182 barras. Cabos para construção de circuitos no período 1

Linha	$N_i$	$N_j$	Cabo	Linha	$N_i$	$N_j$	Cabo	Linha	$N_i$	$N_j$	Cabo
6	3	4	1	83	1182	73	1	150	20	143	1
10	1182	174	1	84	73	74	1	156	100	104	1
11	7	8	1	86	74	75	1	157	67	68	2
12	8	9	1	96	65	66	1	158	68	164	2
13	8	10	1	98	132	133	1	159	164	165	1
14	1182	10	1	100	135	122	1	160	165	69	1
15	174	1	1	101	135	136	1	162	164	162	2
17	172	151	1	104	109	114	1	163	162	161	2
18	151	11	1	107	95	59	1	165	161	71	1
19	151	152	1	108	59	86	1	166	1182	161	2
20	152	12	1	110	123	125	1	167	1182	163	1
21	152	13	1	111	123	65	1	168	163	83	1
34	42	154	1	112	123	124	1	169	163	84	1
35	154	153	1	113	123	122	1	171	67	126	1
36	153	41	1	114	122	121	1	172	126	127	1
37	153	40	1	115	121	120	1	173	67	96	1
38	42	155	1	116	120	98	1	174	96	95	1
39	155	156	1	117	98	95	1	175	95	94	1
40	156	43	1	118	121	128	1	176	95	97	1
41	156	44	1	119	128	129	1	177	94	93	1
43	45	46	1	120	129	130	1	178	93	91	1
44	46	47	1	122	128	132	1	180	91	89	1
50	118	117	1	126	139	140	1	181	89	90	1
51	117	114	1	127	140	141	1	182	89	88	1
52	109	104	1	128	133	134	1	183	88	87	1
53	48	157	1	129	140	167	1	186	1181	172	1
54	157	158	1	131	167	142	1	187	99	84	1
55	158	49	1	132	167	144	1	188	99	100	1
56	158	50	1	133	144	145	1	189	100	101	1
57	50	51	1	134	144	168	1	190	101	102	1
61	53	160	1	135	168	146	1	191	102	103	1
62	160	55	1	136	168	169	1	195	115	111	1
63	53	54	1	137	169	147	1	196	111	106	1

continua ...

Linha	$N_i$	$N_j$	Cabo	Linha	$N_i$	$N_j$	Cabo	Linha	$N_i$	$N_j$	Cabo
65	56	57	1	138	169	50	1	197	106	99	1
77	25	24	1	139	7	76	1	200	109	119	1
78	24	23	1	140	76	77	1	201	109	113	1
79	23	21	1	141	34	35	1	202	76	78	1
81	20	19	1	148	31	92	1	203	78	79	1
82	1182	72	1	149	92	35	1	204	79	80	1

Fonte: Dados do próprio autor

Tabela 40 - Sistema de 182 barras. Cabos para construção de circuitos no período 2

Linha	$N_i$	$N_j$	Cabo	Linha	$N_i$	$N_j$	Cabo	Linha	$N_i$	$N_j$	Cabo
46	113	108	1	102	136	137	1	152	103	177	1
47	108	112	1	103	137	138	1	161	165	70	1
48	112	116	1	121	130	131	1	184	87	99	1
75	173	26	1	125	166	139	1	185	99	85	1
88	62	63	1	151	177	176	1				

Fonte: Dados do próprio autor

Tabela 41 - Sistema de 182 barras. Cabos para construção de circuitos no período 3

Linha	$N_i$	$N_j$	Cabo	Linha	$N_i$	$N_j$	Cabo	Linha	$N_i$	$N_j$	Cabo
59	159	52	1	105	114	110	1	124	1064	166	1
94	1064	63	1	123	1064	138	1	164	162	180	1

Fonte: Dados do próprio autor

## 6 COMPARAÇÃO DAS TÉCNICAS DE SOLUÇÃO E DISCUSSÃO DE RESULTADOS.

Em problemas de otimização com uma alta complexidade, nem sempre existe uma única forma de abordá-los e/ou resolvê-los. O desenvolvimento de modelagens matemáticas precisas ou aceitáveis, tempos computacionais, restrições físicas em capacidade de processamento são algumas das dificuldades que se apresentam na solução deste tipo de problemas. Assim, em termos de otimização, são exploradas técnicas de solução através de meta-heurística e técnicas de otimização clássica que podem ser mais ou menos convenientes para cada tipo de problema em função do modelo matemático, número e natureza das variáveis e restrições. Assim, dependendo dos recursos computacionais disponíveis e das necessidades de obter soluções de qualidade para o problema vale a pena destacar e decidir que técnica de solução é mais conveniente para ser aplicada e os critérios que foram adotados para se fazer esta escolha.

Em sistemas de distribuição, o planejamento da rede é um dos tópicos mais complexos e relevantes tanto para empresas como para pesquisadores, devido ao alto impacto econômico e à grande quantidade de requisitos e variáveis envolvidas. Neste sentido, para cada sistema teste utilizado são apresentadas as comparações dos resultados obtidos com cada técnica de solução utilizada (CPLEX, AHC e híbrido VND-CPLEX) para resolver o problema de PSDEE incluído fontes de geração renováveis e dispositivos armazenadores de energia.

### 6.1 SISTEMA DE 69 BARRAS

O sistema de distribuição radial de 69 barras foi resolvido considerando o problema de alocação e dimensionamento ótimo de FGR, GD despachável e DAE através de duas técnicas de solução: usando o solver CPLEX diretamente ao modelo de PCIM apresentado no Capítulo 4, e, usando o AHC desenvolvido no Capítulo 5. Foram considerados os seguintes casos de testes:

- Caso A. Sem considerar FGR nem DAE;
- Caso B. Considerado unicamente FGR eólica e DAE;
- Caso C. Considerando unicamente FGR fotovoltaica e DAE;
- Caso D. Considerando todas as FGR e DAE;
- Caso E. Considerando todas as possibilidades de geração e DAE.

Com as duas técnicas de solução apresentadas, os casos que consideram unicamente FGR e DAE (casos B e C) obtêm soluções infactíveis com problemas operacionais. Portanto, são analisados e comparados os casos A, D e E que obtiveram soluções factíveis com corte de carga igual a zero. As comparações para os casos de estudo entre as duas técnicas de solução são apresentadas da seguinte forma: na Tabela 42 apresentam-se os custos em valor presente de investimento em cada tipo de tecnologia de geração e armazenamento de energia; a separação dos custos que compõem a FO são apresentados na Tabela 43; a comparação das emissões de CO<sub>2</sub> no ambiente ao longo do horizonte de planejamento são apresentadas na Tabela 44; finalmente na Tabela 45 apresentam-se os tempos computacionais de cada técnica de solução.

Tabela 42 - Sistema de 69 barras. Custos de investimento em valor presente (custo em 10<sup>6</sup> US\$). CPLEX – AHC. Casos factíveis

Caso	Técnica	Gás	Fotovoltaico	Eólica	DAE	Total
A	CPLEX	4,216	-	-	-	4,216
A	AHC	4,216	-	-	-	4,216
D	CPLEX	-	2,037	11,149	2,995	16,182
D	AHC	-	2,037	11,149	2,995	16,182
E	CPLEX	2,882	0,000	0,000	1,095	3,978
E	AHC	4,216	-	-	-	4,216

Fonte: Dados do próprio autor

Tabela 43 - Sistema de 69 barras. Custos de investimento e operação (custo em 10<sup>6</sup> US\$). CPLEX – AHC. Casos factíveis

Custo	Técnica	Caso A	Caso D	Caso E
FO	CPLEX	16,067	26,782	15,668
FO	AHC	16,067	26,782	16,067
Investimento	CPLEX	4,216	16,182	3,978
Investimento	AHC	4,216	16,182	4,216
Energia SE+GD	CPLEX	8,572	5,937	8,567
Energia SE+GD	AHC	8,572	5,932	8,572
Manutenção	CPLEX	0,832	2,525	0,648
Manutenção	AHC	0,832	2,525	0,832
CO <sub>2</sub>	CPLEX	2,447	2,138	2,475
CO <sub>2</sub>	AHC	2,447	2,140	2,447

Fonte: Dados do próprio autor



Tabela 44 - Sistema de 69 barras. Valor esperado das emissões de CO<sub>2</sub> (kTon).  
CPLEX – AHC. Casos factíveis

Emissões de CO <sub>2</sub>	Técnica	Caso A	Caso D	Caso E
GD	Solver	21,516	0,000	20,843
GD	AHC	21,516	0,000	21,516
Rede principal	Solver	298,642	279,904	302,782
Rede principal	AHC	298,642	279,904	298,642
Total	Solver	320,159	279,904	323,625
Total	AHC	320,159	279,904	320,159

Fonte: Dados do próprio autor

Tabela 45 - Sistema de 69 barras. Tempos computacionais [s]. CPLEX – AHC.  
Casos factíveis

Caso	CPLEX	AHC
A	2195	80
D	2776	402
E	3755	88

Fonte: Dados do próprio autor

No caso A, as duas técnicas de solução obtêm o mesmo plano de investimento, portanto mesmo valor de função objetivo. A grande diferença está no esforço computacional já que o tempo de resolução par ao modelo de PCIM usando CPLEX foi de 2776 segundos enquanto que o AHC precisou de 80 segundos para obter a solução.

No caso D, o AHC obtêm um plano de instalação de FGR e DAE que no final do horizonte de planejamento ficaria igual ao plano de investimento proposto pelo solver. A diferença nos planos de investimento está em que o AHC propõe a instalação de um BB na barra 60 e 65 no primeiro e terceiro períodos, respectivamente, enquanto que o solver propõe, a instalação dos BB nas barras 65 e 60 no primeiro e terceiro períodos, respectivamente. Em poucas palavras alternam o período em que são instalados. O tempo computacional do AHC e do solver são de 402 e 2776 segundos, respectivamente.

As condições do caso D, que considera todas as alternativas de investimento fazem com que este caso seja o mais complexo. O *solver* obtêm uma solução com uma função objetivo que é 0,86% melhor que a encontrada pelo AHC que propõe a mesma solução que a proposta no caso A. Esta melhoria tem um custo computacional de 3755 segundos frente aos 88 segundos necessários para resolver o AHC. Cabe mencionar que as emissões esperadas de CO<sub>2</sub> do plano de investimento proposto pelo solver são 1,82% maiores que as esperadas com a solução proposta pelo AHC.

## 6.2 SISTEMA DE 24 BARRAS

O sistema de teste de 24 barras modificado de (GÖNEN; RAMIREZ-ROSADO, 1986) apresentado na seção 4.3.2 foi resolvido através do solver de otimização CPLEX e a meta-heurística VND. O sistema considera todos os aspectos referentes ao problema de PSDEE multi-período, a instalação de DAE com BB, GD despachável com turbinas de gás e GD com FGD usando geração eólica e fotovoltaica. O sistema foi analisado considerando três casos de testes:

- **Caso A** - PSDEE sem considerar a instalação de FGR.
- **Caso B** - PSDEE sem considerar a instalação de GD despachável.
- **Caso C** - PSDEE considerando todas as alternativas de investimentos.

As duas técnicas de solução utilizadas fornecem soluções factíveis para o problema com corte de carga nulo. Para cada caso de estudo e técnica de solução, é proposta uma solução diferente, desta forma na Tabela 46 apresentam-se os custos de investimento para cada um dos planos de expansão propostos; na Tabela 47 apresentam-se os diferentes custos que compõem a FO; as emissões de CO<sub>2</sub> esperadas durante o horizonte de planejamento são apresentadas na Tabela 48; finalmente, na Tabela 49 apresentam-se os tempos computacionais e o gap de otimalidade para cada caso de estudo.

Tabela 46 - Sistema de 24 barras. Custos de investimento em valor presente (custo em 10<sup>6</sup> US\$). CPLEX – VND

Caso	Técnica	Subestações	Linhas	Gás	Fotovoltaico	Eólica	DAE	Total
A	CPLEX	2,245	1,036	0,176	-	-	-	3,457
A	VND	2,045	1,180	0,160	-	-	-	3,385
B	CPLEX	1,986	1,353	-	0,647	1,782	0,111	5,879
B	VND	2,045	1,507	-	0,600	1,444	0,131	5,728
C	CPLEX	2,315	1,255	0,078	0,647	1,613	0,131	6,039
C	VND	1,359	1,280	0,143	0,647	1,782	0,131	5,342

Fonte: Dados do próprio autor

Tabela 47 - Sistema de 24 barras. Custos de investimento e operação (custo em 10<sup>6</sup> US\$). CPLEX – VND

Custo	Técnica	Caso A	Caso B	Caso C
FO	CPLEX	88,500	79,320	78,885
FO	VND	89,072	79,274	78,309
Investimento	CPLEX	3,457	5,879	6,039
Investimento	VND	3,385	5,728	5,342
Energia SE+GD	CPLEX	74,003	63,190	62,678
Energia SE+GD	VND	74,578	63,318	62,723

continua ...

Custo	Técnica	Caso A	Caso B	Caso C
Manutenção	CPLEX	0,061	0,801	0,754
Manutenção	VND	0,053	0,645	0,855
CO <sub>2</sub>	CPLEX	10,979	9,449	9,415
CO <sub>2</sub>	VND	11,055	9,582	9,389

Fonte: Dados do próprio autor

Tabela 48 - Sistema de 24 barras. Valor esperado das emissões de CO<sub>2</sub> (kTon).  
CPLEX – VND

Emissões de CO <sub>2</sub>	Técnica	Caso A	Caso B	Caso C
GD	CPLEX	41,630	0,000	16,000
GD	VND	37,388	0,000	21,237
Rede principal	CPLEX	1868,704	1655,626	1636,852
Rede principal	VND	1884,198	1670,703	1630,756
Total	CPLEX	1910,333	1655,626	1652,852
Total	VND	1921,587	1670,703	1651,992

Fonte: Dados do próprio autor

Tabela 49 - Sistema de 24 barras. Tempos computacionais. CPLEX – VND

Caso	CPLEX [h]	Gap-CPLEX [%]	VND [h]
A	72	1,17	1,87
B	72	4,09	17,63
C	72	3,04	10,95

Fonte: Dados do próprio autor

Comparando as técnicas de solução utilizadas no caso A, que considera unicamente a instalação de GD despachável, o *solver* CPLEX fornece uma solução com melhor função objetivo que a encontrada pelo VND. Porém, esta melhoria de 0,65% no valor da FO, tem um custo computacional de 70,13 horas a mais de processamento. Um aumento de M\$ 0,072 nos custos de investimento em subestações devido à repotenciação das subestações 21 e 22 no último período de planejamento e a instalação antecipada de GD diminuem os custos totais em valor presente de investimento em linhas e compra de energia, encontrando assim um plano de expansão com um valor de FO mais econômico.

No caso B que considera unicamente a instalação de FGR e DAE, a meta-heurística VND consegue uma solução com valor de FO que é 0,058% melhor que a solução encontrada pelo *solver* CPLEX. Na solução obtida com VND, uma redução total de M\$ 0,307 nos custos de investimento e manutenção compensam o aumento de M\$ 0,261 nos custos de energia e emissões de CO<sub>2</sub>, comparados com a solução obtida pelo CPLEX.

Considerar todas as tecnologias de geração e armazenamento é o caso que envolve mais variáveis inteiras no problema, neste caso, VND consegue uma solução que é MUS\$ 0,576 menor que a solução encontrada por CPLEX. Neste caso, a solução proposta pelo

CPLEX contempla a instalação da subestação 23, enquanto que VND determina uma topologia com três subestações sem considerar a construção da subestação 23.

A meta-heurística VND é uma opção mais interessante para resolver este sistema teste obtendo a melhor solução em dois dos três casos de estudo considerados. Os altos gaps de otimalidade apresentados nos casos B e C, indicam que a solução encontrada pelo processo de otimização ainda está longe da solução ótima do problema, assim, é possível pensar que com tempos computacionais muito maiores e/ou melhor capacidade de processamento o *solver* CPLEX poderia encontrar soluções melhores ou iguais que as encontradas por VND.

### 6.3 SISTEMA DE 54 BARRAS.

O sistema de teste de 54 barras apresentado na seção 4.3.3 foi resolvido através do *solver* de otimização CPLEX e a meta-heurística VND. Considerando todos os aspectos referentes ao problema de PSDEE multi-período como a instalação de DAE com BB, GD despachável com turbinas a gás e GD com FGD usando geração eólica e fotovoltaica, o sistema foi analisado considerando dois casos de estudo:

- **Caso A** - PSDEE sem considerar a instalação de FGR.
- **Caso B** - PSDEE considerando todas as alternativas de planejamento.

As duas técnicas de solução utilizadas conseguem uma solução factível para o problema com corte de carga nulo. Para cada caso de estudo e técnica de solução, na Tabela 50, apresentam-se os custos detalhados de investimento para cada tipo de dispositivo. Os diferentes custos que compõem a FO apresentam-se na Tabela 51, as emissões de CO<sub>2</sub> esperadas durante o horizonte de planejamento são apresentadas na Tabela 52, finalmente, na Tabela 53 apresentam-se os tempos computacionais e gap de otimalidade para cada caso de estudo.

Tabela 50 - Sistema de 54 barras. Custos de investimento em valor presente (custo em 10<sup>6</sup> US\$).

#### CPLEX – VND

Caso	Técnica	Subestações	Linhas	Gás	Fotovoltaico	Eólica	DAE	Total
A	CPLEX	2,200	2,458	0,935	-	-	-	5,592
A	VND	2,200	2,270	0,935	-	-	-	5,405
B	CPLEX	2,200	2,011	0,661	0,599	0,000	0,197	5,668
B	VND	2,200	1,768	0,747	1,122	1,828	0,197	7,863

Fonte: Dados do próprio autor

Tabela 51 - Sistema de 54 barras. Custos de investimento e operação (custo em  $10^6$  US\$).  
CPLEX – VND

Custo	Técnica	Caso A	Caso B
FO	CPLEX	156,849	151,135
FO	VND	156,421	143,696
Investimento	CPLEX	5,592	5,668
Investimento	VND	5,405	7,863
Energia SE+GD	CPLEX	131,642	125,787
Energia SE+GD	VND	131,409	117,039
Manutenção	CPLEX	0,304	0,479
Manutenção	VND	0,304	1,138
CO <sub>2</sub>	CPLEX	19,310	19,201
CO <sub>2</sub>	VND	19,302	17,656

Fonte: Dados do próprio autor

Tabela 52 - Sistema de 54 barras. Valor esperado das emissões de CO<sub>2</sub> (kTon).  
CPLEX – VND

Emissões de CO <sub>2</sub>	Técnica	Caso A	Caso B
GD	CPLEX	413,919	237,273
GD	VND	404,325	137,052
Rede principal	CPLEX	3759,616	3921,510
Rede principal	VND	3769,433	3651,996
Total	CPLEX	4173,535	4158,783
Total	VND	4173,758	3789,048

Fonte: Dados do próprio autor

Tabela 53 - Sistema de 54 barras. Tempos computacionais [h]. CPLEX – VND

Caso	CPLEX	VND
A	41,7	3,59
B	63,4	5,37

Fonte: Dados do próprio autor

No caso A, o plano de expansão determinado por VND é melhor em 0,27% em relação à solução encontrada por CPLEX. Em termos de investimento, somente existe diferença nos custos de investimento totais por linhas. Neste caso, a distribuição de cargas entre as subestações, encontrada pelo VND, conseguiu reduzir também todos os custos operacionais do sistema, incluído as emissões de CO<sub>2</sub> ao ambiente.

No caso B, o *solver* CPLEX não consegue resolver o modelo de PSDEE estocástico e multi-período, devido a isso, é proposta a manipulação dos dados para resolver o planejamento de forma estática, porém, mantendo os cenários de operação. Uma vez determinada uma solução para o modelo estático, é recalculada a função objetivo para o horizonte de planejamento multi-período originalmente adotado, considerando que todos os investimentos são realizados no primeiro período de planejamento. Por outro lado, o

algoritmo VND-CPLEX, consegue resolver o problema de planejamento estocástico e multi-período determinando uma solução factível para o problema.

Sob estas condições, o algoritmo VND determina uma solução com um valor de FO que é 4,92% menor que a solução proposta por CPLEX. A solução determinada por VND tem um custo de investimento que é MUS\$ 2,195 maior que a solução determinada por CPLEX, este aumento nos custos de investimento é compensado com uma redução nos custos de energia de M\$ 8,748. A solução do problema completo de PSDEE multi-período também tem impacto nas emissões de CO<sub>2</sub> no ambiente, com uma redução de 8,04% comparada com as emissões de CO<sub>2</sub> calculadas para o plano de expansão encontrado pelo CPLEX.

Os resultados obtidos no caso B, demonstram que resolver o problema de PSDEE com um horizonte de planejamento multi-período apresenta resultados consideravelmente melhores que quando é considerado um horizonte de planejamento estático. Por outro lado a escalabilidade do modelo de PSDEE proposto é limitada em função do tamanho do sistema e da quantidade de cenários operacionais considerados. Neste caso de estudo, é necessária a manipulação de dados para diminuir a complexidade do problema e obter uma solução factível para o problema usando o *solver* CPLEX. Por outro lado, a meta-heurística VND proposta consegue superar as limitações do solver de otimização e resolve de forma eficiente o problema. Os tempos computacionais apresentados por VND são baixos em comparação com os tempos de processamento consumidos por CPLEX, validando o uso do algoritmo VND em problemas complexos como o PSDEE.

## 7 CONCLUSÕES E CONSIDERAÇÕES FINAIS PARA TRABALHOS FUTUROS

### 7.1 CONCLUSÕES

Neste trabalho, foram propostas modelagens matemáticas e técnicas de solução para resolver o problema de PSDEE multi-período-estocástico, onde foram consideradas a instalação de fontes de geração renováveis com tecnologias fotovoltaica e eólica, geração despachável e dispositivos armazenadores de energia. As incertezas no comportamento da demanda e das fontes de geração renováveis também são incorporadas neste modelo, que é de natureza estocástica. A modelagem das incertezas é realizada através de redução de cenários usando a técnica de agrupamento *K-means*, que permite considerar de forma simultânea o comportamento da demanda, velocidade do vento e irradiação solar, para de determinar o estado operacional da rede de uma forma mais realista.

O modelo de PCIM desenvolvido para o problema de PSDEE é uma modelagem de fácil implementação com linguagem de modelamento matemático que garante a otimização global do problema por meio de *solvers* de otimização ou técnicas de otimização clássica, porém, com custos computacionais elevados e em alguns casos até proibitivos.

Embora, a solução direta por meio de *solvers* de otimização do modelo de PCIM proposto seja inviável para alguns casos, pode-se utiliza-lo manipulando seus dados, bem como, usando métodos heurísticos/meta-heurísticos híbridos para obter soluções de boa qualidade.

Considerar o impacto ambiental do sistema de distribuição através de uma taxa de penalização pode ser visto como um incentivo para a instalação de fontes de geração renováveis que fazem parte do presente e futuro do sistema elétrico. Embora não seja possível ter controle sobre suas fontes primárias, este tipo de tecnologia combinada com os dispositivos armazenadores de energia podem manter a operação da rede dentro dos limites regulatórios e físicos do sistema.

A técnica de otimização meta-heurística VND, é uma alternativa adequada para obter soluções de boa qualidade para problemas de grande porte como o PSDEE. A metodologia híbrida VND-CPLEX desenvolvida apresenta um desempenho satisfatório na solução do problema, mostrando-se viável para solução de problemas de médio e grande porte. Considerando os sistemas testados, os tempos computacionais são muito melhores que os apresentados por CPLEX, e apresenta soluções de melhor qualidade para a maioria dos casos.

O principal objetivo deste trabalho, foi representar matematicamente o problema de planejamento de sistemas de distribuição sobre incertezas como um modelo de otimização inteiro misto sobre um espaço de busca convexo através de programação cônica. Verificando as limitações desse tipo de abordagem, desenvolveu-se uma técnica de solução híbrida VND-CPLEX para resolver de forma eficiente o problema. Portanto, esta pesquisa buscou contribuir com um modelo matemático e uma técnica de solução especializada para o problema de PSDEE onde a otimização clássica e as técnicas meta-heurísticas são combinadas.

## 7.2 TRABALHOS FUTUROS

Como futuras contribuições propõem-se considerar as seguintes abordagens e técnicas de solução para o problema de PSDEE:

- Desenvolver uma formulação do problema de PSDEE considerando a melhoria dos índices de continuidade com a instalação de GD no sistema.
- Programar um método de otimização multi-objetivo considerando os custos de operação, investimento e o custo de energia não distribuída.
- Inclusão de centros de carregamento de veículos elétricos no modelo do problema de PSDEE.
- Aperfeiçoar a meta-heurística VNS através das suas variantes GVND, BVNS etc. Busca tabu é uma meta-heurística que pode ser facilmente adaptada com os conceitos de vizinhança desenvolvidos neste trabalho.
- Considerar o PSDEE sobre conceitos de resiliência.



## REFERÊNCIAS

- ACKERMANN, T.; ANDERSSON, G.; SÖDER, L. Distributed generation: a definition. **Electric Power Systems Research**, Amsterdam, v. 57, n. 3, p. 195–204, abr. 2001.
- ADEFARATI, T.; BANSAL, R. C. Integration of renewable distributed generators into the distribution system: a review. **IET Renewable Power Generation**, Stevenage, v. 10, n. 7, p. 873–884, ago. 2016.
- ASENSIO, M.; MENESES DE QUEVEDO, P.; MUNOZ-DELGADO, G.; CONTRERAS, J. Joint distribution network and renewable energy expansion planning considering demand response and energy storage—part II: numerical results and considered metrics. **IEEE Transactions on Smart Grid**, Piscataway, v. 9, n. 2, p. 667–675, mar. 2018. b.
- ASENSIO, M.; MENESES DE QUEVEDO, P.; MUNOZ-DELGADO, G.; CONTRERAS, J. Joint distribution network and renewable energy expansion planning considering demand response and energy storage—part I: stochastic programming model. **IEEE Transactions on Smart Grid**, Piscataway, v. 9, n. 2, p. 655–666, mar. 2018. a.
- BAGHERI, A.; MONSEF, H.; LESANI, H. Integrated distribution network expansion planning incorporating distributed generation considering uncertainties, reliability, and operational conditions. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, London, v. 73, n. 1, p. 56–70, dez. 2015.
- BAÑOL ARIAS, N.; TABARES, A.; FRANCO, J. F.; LAVORATO, M.; ROMERO, R. Robust joint expansion planning of electrical distribution systems and EV charging stations. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, Piscataway, v. 9, n. 2, p. 884–894, abr. 2018.
- BARAN, M. E.; WU, F. F. Optimal capacitor placement on radial distribution systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Piscataway, v. 4, n. 1, p. 725–734, jan. 1989.
- BARINGO, L.; CONEJO, A. J. Correlated wind-power production and electric load scenarios for investment decisions. **Applied Energy**, Kidlington, v. 101, n. 1, p. 475–482, jan. 2013.
- BEALE, E. M. L. On minimizing a convex function subject to linear inequalities. **Journal of the Royal Statistical Society**, Chichester, v. 17, n. 2, p. 173–184, jan. 1955.
- BIRGE, J. R.; LOUVEAUX, F. **Introduction to stochastic programming**. New York: Springer, 2011.
- BORGES, C. L. T.; MARTINS, V. F. Multistage expansion planning for active distribution networks under demand and Distributed Generation uncertainties. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, London, v. 36, n. 1, p. 107–116, mar. 2012.
- BUTLER, K. L.; SARMA, N. D. R.; RAGENDRA PRASAD, V. Network reconfiguration for service restoration in shipboard power distribution systems. **IEEE Power Engineering Review**, Piscataway, v. 21, n. 11, p. 55–55, nov. 2001.
- CARRANO, E. G.; SOARES, L. A. E.; TAKAHASHI, R. H. C.; SALDANHA, R. R.; NETO, M. N. Electric distribution network multiobjective design using a problem-specific genetic algorithm. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Piscataway, v. 21, n. 2, p. 995–1005, abr.

2006.

CESPEDES, R. New method for the analysis of distribution networks. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Piscataway, v. 5, n. 1, p. 391–396, jan. 1990.

CHENG, C. S.; SHIRMOHAMMADI, D. A three-phase power flow method for real-time distribution system analysis. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 10, n. 2, p. 671–679, maio. 1995.

CONEJO, A. J.; CARRIÓN, M.; MORALES, J. M. **Decision making under uncertainty in electricity markets**. New York: Springer, 2010.

DE QUEVEDO, P. M.; MUNOZ-DELGADO, G.; CONTRERAS, J. Impact of electric vehicles on the expansion planning of distribution systems considering renewable energy, storage and charging stations. **IEEE Transactions on Smart Grid**, Piscataway, v. 10, n. 1, p. 794–804, jan. 2019.

ELLABBAN, O.; ABU-RUB, H.; BLAABJERG, F. Renewable energy resources: Current status, future prospects and their enabling technology. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Kidlington, v. 39, n. 1, p. 748–764, nov. 2014.

FICO. **Xpress-optimizer reference manual**. 3. ed. New Jersey: Fair Isaac Corporation, 2009.

FOURER, R.; GAY, D. M.; KERNIGHAN, B. W. **A Modeling Language for Mathematical Programming**. 2. ed. Illinois: Duxbury Press, 2002.

FRANCO, J. F.; RIDER, M. J.; ROMERO, R. A mixed-integer quadratically-constrained programming model for the distribution system expansion planning. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, London, v. 62, n. 1, p. 265–272, nov. 2014.

GANGULY, S.; SAHOO, N. C.; DAS, D. Multi-objective planning of electrical distribution systems using dynamic programming. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, London, v. 46, n. 1, p. 65–78, mar. 2013. a.

GANGULY, S.; SAHOO, N. C.; DAS, D. Recent advances on power distribution system planning: a state-of-the-art survey. **Energy Systems**, Heidelberg, v. 4, n. 2, p. 165–193, jun. 2013. b.

GEISLER, K. Ampere magnitude line measurements for power systems state estimation. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, Piscataway, v. PAS-103, n. 8, p. 1962–1969, ago. 1984.

GEORGILAKIS, P. S.; HATZIARGYRIOU, N. D. A review of power distribution planning in the modern power systems era: Models, methods and future research. **Electric Power Systems Research**, Amsterdam, v. 121, n. 1, p. 89–100, abr. 2015.

GITIZADEH, M.; VAHED, A. A.; AGHAEI, J. Multistage distribution system expansion planning considering distributed generation using hybrid evolutionary algorithms. **Applied Energy**, Kidlington, v. 101, n. 1, p. 655–666, jan. 2013.

GÓMEZ, J. F.; KHODR, H. M.; DE OLIVEIRA, P. M.; OCQUE, L.; YUSTA, J. M.; VILLASANA, R.; URDANETA, A. J. Ant colony system algorithm for the planning of

primary distribution circuits. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 19, n. 2, p. 996–1004, maio 2004.

GÖNEN, T. **Electric power distribution system engineering**. 2. ed. Boca Raton: CRC Press, 2008.

GÖNEN, T.; RAMIREZ-ROSADO, I. J. Review of distribution system planning models: a model for optimal multistage planning. **Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings C**, Stevenage, v. 133, n. 7, p. 397–408, nov. 1986.

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

GUROBI. **Gurobi optimization**. [S.l.: s.n.] 2018. Disponível em: <http://www.gurobi.com/>. Acesso em: 7 jun. 2018.

HAFFNER, S.; PEREIRA, L. F. A.; PEREIRA, L. A.; BARRETO, L. S. Multistage model for distribution expansion planning with distributed generation—part II: numerical results. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Piscataway, v. 23, n. 2, p. 924–929, abr. 2008. a.

HAFFNER, S.; PEREIRA, L. F. A.; PEREIRA, L. A.; BARRETO, L. S. Multistage model for distribution expansion planning with distributed generation—part I: problem formulation. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Piscataway, v. 23, n. 2, p. 915–923, abr. 2008. b.

HAGHIGHAT, H.; ZENG, B. Stochastic and chance-constrained conic distribution system expansion planning using bilinear benders decomposition. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 33, n. 3, p. 2696–2705, maio 2018.

HAMEDANI GOLSHAN, M. .; AREFIFAR, S. . Distributed generation, reactive sources and network-configuration planning for power and energy-loss reduction. **IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution**, Stevenage, v. 153, n. 2, p. 127–136, mar. 2006.

HANSEN, P.; MLADENOVIC, N. Chapter 6 - variable neighborhood search. In: **HANDBOOK of metaheuristics**. Boston: Springer, 2003. p. 145–184.

HEMMATI, R.; HOOSHMAND, R.-A.; TAHERI, N. Distribution network expansion planning and DG placement in the presence of uncertainties. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, London, v. 73, n. 1, p. 665–673, dez. 2015.

HOME-ORTIZ, J. M.; MELGAR-DOMINGUEZ, O. D.; POURAKBARI-KASMAEI, M.; MANTOVANI, J. R. S. A stochastic mixed-integer convex programming model for long-term distribution system expansion planning considering greenhouse gas emission mitigation. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, London, v. 108, n. 1, p. 86–95, jun. 2019.

HONDO, H.; BABA, K. Socio-psychological impacts of the introduction of energy technologies: Change in environmental behavior of households with photovoltaic systems. **Applied Energy**, Kidlington, v. 87, n. 1, p. 229–235, jan. 2010.

HONG, H. P. An efficient point estimate method for probabilistic analysis. **Reliability Engineering and System Safety**, London, v. 59, n. 3, p. 261–267, mar. 1998.

INTERNATIONAL BUSINESS MACHINES - IBM. **IBM ILOG CPLEX**. [S.l.:s.n.], 2018. Disponível em: <http://www-01.ibm.com/software/commerce/optimization/cplex-optimizer>. Acesso em: 20 jul. 2018.

ISLAM, M. R.; MEKHILEF, S.; SAIDUR, R. Progress and recent trends of wind energy technology. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Kidlington, v. 21, p. 456–468, maio 2013.

JABR, R. A. Radial distribution load flow using conic programming. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 21, n. 3, p. 1458–1459, 2006.

JABR, R. A. Optimal power flow using an extended conic quadratic formulation. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 23, n. 3, p. 1000–1008, ago. 2008.

JABR, R. A. Polyhedral formulations and loop elimination constraints for distribution network expansion planning. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 28, n. 2, p. 1888–1897, maio 2013.

JABR, R. A.; SINGH, R.; PAL, B. C. Minimum loss network reconfiguration using mixed-integer convex programming. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 27, n. 2, p. 1106–1115, maio 2012.

KALL, P.; WALLACE, S. W. **Stochastic programming**. 2. ed. Chichester: John Wiley & Sons, 1994.

KHATOR, S. K.; LEUNG, L. C. Power distribution planning: a review of models and issues. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 12, n. 3, p. 1151–1159, ago. 1997.

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

LAVORATO, M.; RIDER, M. J.; GARCIA, A. V.; ROMERO, R. A constructive heuristic algorithm for distribution system planning. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 25, n. 3, p. 1734–1742, ago. 2010.

LOBO, M. S.; VANDENBERGHE, L.; BOYD, S.; LEBRET, H. Applications of second-order cone programming. **Linear Algebra and its Applications**, Philadelphia, v. 284, n. 1–3, p. 193–228, nov. 1998.

LOW, S. H. Convex relaxation of optimal power flow—Part I: Formulations and equivalence. **IEEE Transactions on Control of Network Systems**, Piscataway, v. 1, n. 1, p. 15–27, mar. 2014. a.

LOW, S. H. Convex relaxation of optimal power flow—Part II: Exactness. **IEEE Transactions on Control of Network Systems**, Piscataway, v. 1, n. 2, p. 177–189, jun. 2014. b.

LUNA-RUBIO, R.; TREJO-PEREA, M.; VARGAS-VÁZQUEZ, D.; RÍOS-MORENO, G. J. Optimal sizing of renewable hybrids energy systems: a review of methodologies. **Solar Energy**, Oxford, v. 86, n. 4, p. 1077–1088, abr. 2012.

MACEDO, L. H.; FRANCO, J. F.; RIDER, M. J.; ROMERO, R. Optimal operation of distribution networks considering energy storage devices. **IEEE Transactions on Smart Grid**, Piscataway, v. 6, n. 6, p. 2825–2836, nov. 2015.

MELGAR-DOMINGUEZ, O. D.; POURAKBARI-KASMAEI, M.; MANTOVANI, J. R. S. Adaptive robust short-term planning of electrical distribution systems considering siting and sizing of renewable energy based DG units. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, Piscataway, v. 10, n. 1, p. 158–169, jan. 2019.

MIRANDA, V.; RANITO, J. V.; PROENÇA, L. M. Genetic algorithms in optimal multistage distribution network planning. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 9, n. 4, p. 1927–1933, nov. 1994.

MOLZAHN, D. K.; LESIEUTRE, B. C.; DEMARCO, C. L. A sufficient condition for global optimality of solutions to the optimal power flow problem. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 29, n. 2, p. 978–979, mar. 2014.

MONTICELLI, A. J. **Fluxo de carga em redes de energia elétrica**. São Paulo: E. Blucher, 1983.

MONTOYA-BUENO, S.; MUNOZ, J. I.; CONTRERAS, J. A stochastic investment model for renewable generation in distribution systems. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, Piscataway, v. 6, n. 4, p. 1466–1474, out. 2015.

MORALES, J. M.; PÉREZ-RUIZ, J. Point estimate schemes to solve the probabilistic power flow. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 22, n. 4, p. 1594–1601, nov. 2007.

MUNOZ-DELGADO, G.; CONTRERAS, J.; ARROYO, J. M. Joint expansion planning of distributed generation and distribution networks. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 30, n. 5, p. 2579–2590, set. 2015.

MUNOZ-DELGADO, G.; CONTRERAS, J.; ARROYO, J. M. Multistage generation and network expansion planning in distribution systems considering uncertainty and reliability. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 31, n. 5, p. 3715–3728, set. 2016.

MUÑOZ, J. M. R.; EXPÓSITO, A. G. A line-current measurement based state estimator. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 7, n. 2, p. 513–519, maio 1992.

NADERI, E.; SEIFI, H.; SEPASIAN, M. S. A dynamic approach for distribution system planning considering distributed generation. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Piscataway, v. 27, n. 3, p. 1313–1322, jul. 2012.

NAHMAN, J. M.; PERIC, D. M. Optimal planning of radial distribution networks by simulated annealing technique. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 23, n. 2, p. 790–795, maio 2008.

ORTIZ, J. M. H.; POURAKBARI-KASMAEI, M.; LÓPEZ, J.; MANTOVANI, J. R. S. A stochastic mixed-integer conic programming model for distribution system expansion planning considering wind generation. **Energy Systems**, Heidelberg, v. 9, n. 3, p. 551–571, ago. 2018.

PEREIRA, B. R.; MARTINS DA COSTA, G. R. M.; CONTRERAS, J.; MANTOVANI, J. R. S. Optimal distributed generation and reactive power allocation in electrical distribution systems. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, Piscataway, v. 7, n. 3, p. 975–984, jul. 2016.

PEREIRA JUNIOR, B. R.; COSSI, A. M.; CONTRERAS, J.; MANTOVANI, J. R. S. Multiobjective multistage distribution system planning using tabu search. **IET Generation, Transmission & Distribution**, Stevenage, v. 8, n. 1, p. 35–45, jan. 2014.

PONNAVAIKKO, N.; RAO, K. S. P.; VENKATA, S. S. Distribution system planning through a quadratic mixed integer programming approach. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Piscataway, v. 2, n. 4, p. 1157–1163, out. 1987.

POSSAGNOLO, L. H. F. M. **Reconfiguração de sistemas de distribuição operando em vários níveis de demanda através de uma meta-heurística de busca em vizinhança variável**. Ilha Solteira: Universidade Estadual Paulista, 2015.

RAMIREZ-ROSADO, I. J.; BERNAL-AGUSTIN, J. L. Genetic algorithms applied to the design of large power distribution systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 13, n. 2, p. 696–703, maio 1998.

RUPOLO, D.; PEREIRA, B. R.; CONTRERAS, J.; MANTOVANI, J. R. S. Medium- and low-voltage planning of radial electric power distribution systems considering reliability. **IET Generation, Transmission & Distribution**, Stevenage, v. 11, n. 9, p. 2212–2221, jun. 2017.

SAMPER, M. E.; VARGAS, A. Investment decisions in distribution networks under uncertainty with distributed generation—part II: implementation and results. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 28, n. 3, p. 2341–2351, ago. 2013. a.

SAMPER, M. E.; VARGAS, A. Investment decisions in distribution networks under uncertainty with distributed generation—part I: model formulation. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 28, n. 3, p. 2331–2340, ago. 2013. b.

SANTOS, S. F.; FITIWI, D. Z.; BIZUAYEHU, A. W.; SHAFIE-KHAH, M.; ASENSIO, M.; CONTRERAS, J.; CABRITA, C. M. P.; CATALAO, J. P. S. Novel multi-stage stochastic DG investment planning with recourse. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, Piscataway, v. 8, n. 1, p. 164–178, jan. 2017. a.

SANTOS, S. F.; FITIWI, D. Z.; SHAFIE-KHAH, M.; BIZUAYEHU, A. W.; CABRITA, C. M. P.; CATALÃO, J. P. S. New multi-stage and stochastic mathematical model for maximizing RES hosting capacity — part II : numerical results. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, Piscataway, v. 8, n. 1, p. 320–330, jan. 2017. b.

SANTOS, S. F.; FITIWI, D. Z.; SHAFIE-KHAH, M.; BIZUAYEHU, A. W.; CABRITA, C. M. P.; CATALÃO, J. P. S. New multi-stage and stochastic mathematical model for maximizing RES hosting capacity - part I: problem formulation. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, Piscataway, v. 8, n. 1, p. 304–319, jan. 2017. c.

SAWIN, J. L.; RUTOVITZ, J.; SVERRISSON, F.; ABERG, E.; ADIB, R.; APPAVOU, F. **Renewables 2018 global status report**. Paris: [s.n.], 2018.

SHAABAN, M. F.; ATWA, Y. M.; EL-SAADANY, E. F. DG allocation for benefit

maximization in distribution networks. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 28, n. 2, p. 939–949, maio 2013.

SHAPIRO, A.; PHILPOTT, A. **A tutorial on stochastic programming**. [S.l.: s.n.], 2007. Disponível em: <http://stoprog.org/>. Acesso em: 2 dez. 2018.

SHEN, X.; SHAHIDEHPOUR, M.; HAN, Y.; ZHU, S.; ZHENG, J. Expansion planning of active distribution networks with centralized and distributed energy storage systems. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, Piscataway, v. 8, n. 1, p. 126–134, jan. 2017.

SHEN, X.; SHAHIDEHPOUR, M.; ZHU, S.; HAN, Y.; ZHENG, J. Multi-stage planning of active distribution networks considering the co-optimization of operation strategies. **IEEE Transactions on Smart Grid**, Piscataway, v. 9, n. 2, p. 1425–1433, mar. 2018.

SHIRMOHAMMADI, D.; HONG, H. W.; SEMLYEN, A.; LUO, G. X. A compensation-based power flow method for weakly meshed distribution and transmission networks. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 3, n. 2, p. 753–762, maio 1988.

SOUZA, R. F. F. **Planejamento da expansão de sistemas de distribuição usando a metaheurística de busca em vizinhança variável**. Ilha Solteira: Universidade Estadual Paulista, 2011.

TABARES, A.; FRANCO, J. F.; LAVORATO, M.; RIDER, M. J. Multistage long-term expansion planning of electrical distribution systems considering multiple alternatives. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 31, n. 3, p. 1900–1914, maio 2016.

TAN, W.-S.; HASSAN, M. Y.; MAJID, M. S.; ABDUL RAHMAN, H. Optimal distributed renewable generation planning: A review of different approaches. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Kidlington, v. 18, p. 626–645, fev. 2013.

TANAKA, I.; YUGE, H.; OHMORI, H. Formulation and evaluation of long-term allocation problem for renewable distributed generations. **IET Renewable Power Generation**, Stevenage, v. 11, n. 12, p. 1584–1596, out. 2017.

THE MATHWORKS, I. **MATLAB**. [S.l.: s.n.], 2018. Disponível em: <http://www.matlab.com>. Acesso em: 5 jan. 2018.

WILLIS, H. L. **Power distribution planning reference book**. 2. ed. New York: CRC, 2004.

YADAV, A.; SRIVASTAVA, L. Optimal placement of distributed generation: An overview and key issues. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON POWER SIGNALS CONTROL AND COMPUTATIONS - EPSCICON, 2014. **Anais...** [S.l.: s.n.], 2014.

ZENG, B.; ZHANG, J.; YANG, X.; WANG, J.; DONG, J.; ZHANG, Y. Integrated planning for transition to low-carbon distribution system with renewable energy generation and demand response. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 29, n. 3, p. 1153–1165, maio 2014.

ZHOU, W.; LOU, C.; LI, Z.; LU, L.; YANG, H. Current status of research on optimum sizing of stand-alone hybrid solar–wind power generation systems. **Applied Energy**, Kidlington, v. 87, n. 2, p. 380–389, fev. 2010.

ZOU, K.; AGALGAONKAR, A. P.; MUTTAQI, K. M.; PERERA, S. Distribution system planning with incorporating DG reactive capability and system uncertainties. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, Piscataway, v. 3, n. 1, p. 112–123, jan. 2012.

ZUBO, R. H. A.; MOKRYANI, G.; ABD-ALHAMEED, R. Optimal operation of distribution networks with high penetration of wind and solar power within a joint active and reactive distribution market environment. **Applied Energy**, Kidlington, v. 220, p. 713–722, jun. 2018.

ZUBO, R. H. A.; MOKRYANI, G.; RAJAMANI, H.-S.; AGHAEI, J.; NIKNAM, T.; PILLAI, P. Operation and planning of distribution networks with integration of renewable distributed generators considering uncertainties: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Kidlington, v. 72, n. 1, p. 1177–1198, maio 2017.



## APÊNDICE – PUBLICAÇÕES

Artigos publicados durante o desenvolvimento desta tese de doutorado.

**HOME-ORTIZ, J. M.**; POURAKBARI-KASMAEI, M.; LEHTONEN, M.; MANTOVANI, J. R. S. Optimal location-allocation of storage devices and renewable-based DG in distribution systems. **Electric Power Systems Research**. Amsterdam, v. 172, p. 11–21, jul. 2019.

**HOME-ORTIZ, J. M.**; MELGAR-DOMINGUEZ, O. D.; POURAKBARI-KASMAEI, M.; MANTOVANI, J. R. S. A stochastic mixed-integer convex programming model for long-term distribution system expansion planning considering greenhouse gas emission mitigation. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, London, v. 108, n. 3, p. 86–95, jun. 2019.

**HOME-ORTIZ, J. M.**; VARGAS, R.; MACEDO, L. H.; ROMERO, R. Joint reconfiguration of feeders and allocation of capacitor banks in radial distribution systems considering voltage-dependent models. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**. London, v. 107, n. 1, p. 298–310, maio 2019.

**ORTIZ, J. M. H.**; POURAKBARI-KASMAEI, M.; LÓPEZ, J.; MANTOVANI, J. R. S. A stochastic mixed-integer conic programming model for distribution system expansion planning considering wind generation. **Energy Systems**, Heidelberg, v. 9, n. 3, p. 551–571, ago. 2018.

## ANEXO A. Cenários de operação

Cenário	Bloco de tempo	Custo da energia (10 <sup>3</sup> US\$/MWh)	Velocidade do vento (m/seg.)	Irradiação solar (W/m <sup>2</sup> )	Nível de carga (pu)	Horas
1	1	39,7685	4,7578	54,9530	0,6594	127
2	1	73,9988	5,2421	672,866	0,8432	124
3	1	75,2704	3,2889	119,7883	0,9437	137
4	1	58,8475	4,0554	352,8148	0,7595	108
5	1	104,1852	3,4067	470,6465	0,9246	161
6	1	96,674	3,6475	891,842	0,9041	152
7	1	58,8618	2,7119	0,000	0,9142	105
8	1	59,4628	5,9203	0,000	0,9202	85
9	1	34,2293	6,8909	0,000	0,6667	120
10	1	34,8095	2,0649	0,000	0,6719	92
11	1	33,4076	4,3101	0,000	0,6437	102
12	1	41,9502	4,8422	0,000	0,8143	79
13	2	78,4922	3,5965	759,9081	0,8133	334
14	2	98,6298	3,8335	375,4007	0,8408	320
15	2	37,0123	5,8947	78,4235	0,6413	247
16	2	78,8128	3,7891	57,4669	0,8505	215
17	2	67,7923	7,7735	621,9517	0,7831	185
18	2	54,893	4,4145	379,1447	0,7346	224
19	2	31,4995	7,6938	0,000	0,5898	399
20	2	58,6966	5,7924	0,000	0,8364	174
21	2	41,9453	5,2329	0,000	0,7134	156
22	2	53,3886	8,3196	0,000	0,7996	113
23	2	57,6207	2,9305	0,000	0,8254	203
24	2	31,2187	4,1677	0,000	0,5865	358
25	3	99,459	4,2087	392,1335	0,8399	228
26	3	54,8243	6,1482	398,9643	0,7327	193
27	3	71,9221	6,9509	734,502	0,7995	202
28	3	37,1279	6,8289	67,6405	0,6413	178
29	3	81,7953	3,3346	728,5423	0,8216	181
30	3	80,2437	4,6047	62,5311	0,8493	148
31	3	55,7414	8,2379	0,000	0,8171	115
32	3	30,8677	7,787	0,000	0,5825	463
33	3	58,9333	2,8491	0,000	0,8242	109
34	3	32,6527	4,4156	0,0005	0,6002	115
35	3	41,6237	7,4291	0,000	0,7066	134
36	3	58,7817	5,6967	0,000	0,8295	166
37	4	80,5458	4,2825	942,0481	0,8495	239
38	4	78,2152	3,5824	86,0369	0,9068	169

continua ...

Cenário	Bloco de tempo	Custo da energia (10 <sup>3</sup> US\$/MWh)	Velocidade do vento (m/seg.)	Irradiação solar (W/m <sup>2</sup> )	Nível de carga (pu)	Horas
39	4	103,5217	3,3939	628,7055	0,8936	187
40	4	102,6648	5,2884	299,1061	0,909	161
41	4	62,0716	6,3765	585,4337	0,774	224
42	4	39,7295	6,1103	128,9546	0,6551	269
43	4	32,1368	6,4738	0,000	0,6127	224
44	4	59,8774	6,4104	0,000	0,8973	171
45	4	35,4767	9,8001	0,000	0,6514	150
46	4	58,8792	2,9476	0,000	0,8948	171
47	4	41,8658	6,4339	0,000	0,7882	117
48	4	34,9633	3,2482	0,000	0,6697	126

## ANEXO B. DADOS DOS SISTEMAS TESTADOS

### B 1. Sistema distribuição de 69 barras

Dados de linha							
$N_i$ (De)	$N_j$ (Para)	Resistencia ( $\Omega$ )	Reatância ( $\Omega$ )	$N_i$ (De)	$N_j$ (Para)	Resistencia ( $\Omega$ )	Reatância ( $\Omega$ )
1	2	0,0005	0,0012	3	36	0,0044	0,0108
2	3	0,0015	0,0036	36	37	0,064	0,1565
3	4	0,0015	0,0036	37	38	0,1053	0,123
4	5	0,0251	0,0294	38	39	0,0304	0,0355
5	6	0,366	0,1864	39	40	0,0018	0,0021
6	7	0,3811	0,1941	40	41	0,7283	0,8509
7	8	0,0922	0,047	41	42	0,31	0,3623
8	9	0,0493	0,0251	42	43	0,041	0,0478
9	10	0,819	0,2707	43	44	0,0092	0,0116
10	11	0,1872	0,0619	44	45	0,1089	0,1373
11	12	0,7114	0,2351	45	46	0,0009	0,0012
12	13	1,03	0,34	4	47	0,0034	0,0084
13	14	1,044	0,34	47	48	0,0851	0,2083
14	15	1,058	0,3496	48	49	0,2898	0,7091
15	16	0,1966	0,065	49	50	0,0822	0,2011
16	17	0,3744	0,1238	8	51	0,0928	0,0473
17	18	0,0047	0,0016	51	52	0,3319	0,1114
18	19	0,3276	0,1083	9	53	0,174	0,0886
19	20	0,2106	0,0696	53	54	0,203	0,1034
20	21	0,3416	0,1129	54	55	0,2842	0,1447
21	22	0,014	0,0046	55	56	0,2813	0,1433
22	23	0,1591	0,0526	56	57	1,59	0,5337
23	24	0,3463	0,1145	57	58	0,7837	0,263
24	25	0,7488	0,2475	58	59	0,3042	0,1006
25	26	0,3089	0,1021	59	60	0,3861	0,1172
26	27	0,1732	0,0572	60	61	0,5075	0,2555
3	28	0,0044	0,0108	61	62	0,0974	0,0496
28	29	0,064	0,1565	62	63	0,145	0,0738
29	30	0,3978	0,1351	63	64	0,7105	0,3619
30	31	0,0702	0,0232	64	65	1,041	0,5302
31	32	0,351	0,116	11	66	0,2012	0,0611
32	33	0,839	0,2816	66	67	0,0047	0,0014
33	34	1,708	0,5646	12	68	0,7394	0,2444
34	35	1,474	0,4873	68	69	0,0047	0,0016

**Dados de barra**

Barra	P(kW)	Q(kVAr)	Barra	P(kW)	Q(kVAr)
1	0,00	0,00	36	26,00	18,55
2	0,00	0,00	37	26,00	18,55
3	0,00	0,00	38	0,00	0,00
4	0,00	0,00	39	24,00	17,00
5	0,00	0,00	40	24,00	17,00
6	2,60	2,20	41	1,20	1,00
7	40,40	30,00	42	0,00	0,00
8	75,00	54,00	43	6,00	4,30
9	30,00	22,00	44	0,00	0,00
10	28,00	19,00	45	39,22	26,30
11	145,00	104,00	46	39,22	26,30
12	145,00	104,00	47	0,00	0,00
13	8,00	5,50	48	79,00	56,40
14	8,00	5,50	49	384,70	274,50
15	0,00	0,00	50	384,70	274,50
16	45,50	30,00	51	40,50	28,30
17	60,00	35,00	52	3,60	2,70
18	60,00	35,00	53	4,35	3,50
19	0,00	0,00	54	26,40	19,00
20	1,00	0,60	55	24,00	17,20
21	114,00	81,00	56	0,00	0,00
22	5,30	3,50	57	0,00	0,00
23	0,00	0,00	58	0,00	0,00
24	28,00	20,00	59	100,00	72,00
25	0,00	0,00	60	0,00	0,00
26	14,00	10,00	61	1244,00	888,00
27	14,00	10,00	62	32,00	23,00
28	26,00	18,60	63	0,00	0,00
29	26,00	18,60	64	227,00	162,00
30	0,00	0,00	65	59,00	42,00
31	0,00	0,00	66	18,00	13,00
32	0,00	0,00	67	18,00	13,00
33	14,00	10,00	68	28,00	20,00
34	19,50	14,00	69	28,00	20,00
35	6,00	4,00	-	-	-

**Dados dos geradores eólicos**

Tipo	Potência ativa (MW)	Potência aparente (MVA)	Fp Ind.	Fp Cap.	Custo de investimento (US\$)	Ciclo de vida (anos)	$v_I$ (m/s)	$v_N$ (m/s)	$v_0$ (m/s)
1	0,91	0,99	0,90	0,95	3367000	20	3,0	17,0	25,0
2	2,00	2,23	0,90	0,95	4715000	20	2,0	13,0	25,0

**Dados dos painéis fotovoltaicos**

Tipo	S (MVA)	Fp Ind.	Fp Cap.	Custo de investimento (US\$)	Ciclo de vida (anos)	$T_{amb}$ °C	NOCT °C	$\delta$
1	1,00	0	0	1600000	20	20,0	45,0	-0,0045
2	1,80	0	0	2880000	20	20,0	45,0	-0,0045

**Dados dos geradores a gás**

Tipo	S (MVA)	Fp Ind.	Fp Cap.	Custo de investimento (US\$)	Ciclo de vida (anos)
1	0,40	0,90	0,95	900000	25
2	0,80	0,90	0,95	1800000	25

**Dados dos bancos de baterias**

Tipo	P (MW)	Eficiência de carga	Eficiência de descarga	Custo de investimento (US\$)	Ciclo de vida (anos)
1	0,50	0,92	0,92	900000	15
2	1,00	0,92	0,92	1800000	15

## B 2. Sistema distribuição de 24 Barras

### Dados de linha

Linha	$N_i$ (De)	$N_j$ (Para)	Long. (km)	Cabo	Linha	$N_i$ (De)	$N_j$ (Para)	Long. (km)	Cabo
1	1	5	3,885	0	18	6	17	3,850	0
2	1	9	2,100	0	19	6	22	4,550	1
3	1	14	2,100	0	20	7	8	3,500	1
4	1	21	3,850	1	21	7	11	1,925	0
5	2	3	3,500	0	22	7	19	2,800	0
6	2	12	1,925	0	23	7	23	1,575	0
7	2	21	2,975	1	24	8	22	3,500	1
8	3	10	1,925	0	25	10	16	1,400	0
9	3	16	2,100	0	26	10	23	2,275	0
10	3	23	2,100	0	27	11	23	2,800	0
11	4	7	4,550	0	28	13	20	2,100	0
12	4	9	2,100	0	29	14	18	1,750	0
13	4	15	2,800	0	30	15	17	2,100	0
14	4	16	2,275	0	31	15	19	2,800	0
15	5	6	4,200	1	32	17	22	2,625	0
16	5	24	1,225	0	33	18	24	2,625	0
17	6	13	2,100	0	34	20	24	1,575	0

### Dados de condutores

Tipo	Resistencia ( $\Omega$ /km)	Reatância ( $\Omega$ /km)	Capacidade (A)	Ciclo de vida (anos)
1	0,614	0,399	197,0	20
2	0,307	0,380	314,0	20

### Custo por instalação ou troca de condutores (US\$ $10^3$ /km)

Inicial	Final	
	1	2
0	25,00	35,00
1	0,00	30,00
2	1000,00	0,00

**Dados dos transformadores**

Tipo	Capacidade (MVA)	Custo (US\$ 10 <sup>6</sup> )
1	22,0	1,0
2	32,0	1,2

**Dados do gerador eólico**

Tipo	P (MW)	S (MVA)	Fp. Ind.	Fp. Cap.	Custo de investimento (US\$)	Ciclo de vida (anos)	$v_I$ (m/s)	$v_N$ (m/s)	$v_0$ (m/s)
1	0,91	0,99	0,90	0,95	168350	20	3	17	25
2	2,05	2,23	0,90	0,95	379250	20	2	13	25

**Dados dos painéis fotovoltaicos**

Tipo	S (MVA)	Fp. Ind.	Fp. Cap.	Custo de investimento (US\$)	Ciclo de vida (anos)	$T_{amb}$	NOCT	$\partial$
1	0,70	0	0	105000	20	20,0	45,0	-0,0045
2	1,60	0	0	170000	20	20,0	45,0	-0,0045

**Dados dos geradores a gás**

Tipo	S (MVA)	Fp. Ind.	Fp. Cap.	Custo de Investimento (US\$)	Ciclo de vida (anos)
1	0,20	0,90	0,95	20000	25
2	0,40	0,90	0,95	40000	25

**Dados do banco de baterias**

Tipo	P (MW)	Eficiência de carga.	Eficiência de descarga.	Custo de investimento (US\$)	Ciclo de vida (anos)
1	0,50	0,92	0,92	25000	15



**Dados de barra**

Barra	Período 1		Período 2		Período 3	
	P(kW)	Q(kVAr)	P(kW)	Q(kVAr)	P(kW)	Q(kVAr)
1	3645,00	1765,35	4261,50	2063,94	4878,00	2362,52
2	702,00	339,99	895,50	433,71	1089,00	527,43
3	2322,00	1124,6	3042,00	1473,31	3582,00	1734,84
4	288,00	139,48	369,00	178,71	441,00	213,59
5	252,00	122,05	333,00	161,28	423,00	204,87
6	1053,00	509,99	1174,50	568,84	1296,00	627,68
7	3636,00	1761	3780,00	1830,74	3924,00	1900,48
8	648,00	313,84	747,00	361,79	846,00	409,74
9	1026,00	496,91	1309,50	634,22	1593,00	771,53
10	1404,00	679,99	1836,00	889,22	2160,00	1046,14
11	0,00	0,00	1719,00	832,55	2520,00	1220,49
12	0,00	0,00	837,00	405,38	1161,00	562,30
13	0,00	0,00	1035,00	501,27	1215,00	588,45
14	0,00	0,00	2745,00	1329,46	2844,00	1377,41
15	0,00	0,00	1458,00	706,14	1458,00	706,14
16	0,00	0,00	0,00	0,00	1098,00	531,79
17	0,00	0,00	1944,00	941,52	2160,00	1046,14
18	0,00	0,00	0,00	0,00	1890,00	915,37
19	0,00	0,00	0,00	0,00	1629,00	788,96
20	0,00	0,00	0,00	0,00	3411,00	1652,02
21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
24	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

### B 3. Sistema distribuição de 54 barras

Dados de linha									
Linha	$N_i$	$N_j$	Comp. (km)	Cabo	Linha	$N_i$	$N_j$	Comp. (km)	Cabo
1	51	1	1,00	1	32	6	28	2,50	0
2	51	3	1,09	1	33	54	30	1,00	0
3	3	4	1,56	1	34	30	29	1,56	0
4	4	7	1,25	1	35	30	43	2,03	0
5	4	5	1,56	1	36	43	37	1,25	0
6	7	8	1,56	1	37	37	31	0,935	0
7	5	6	1,25	1	38	31	10	1,56	0
8	1	9	2,00	1	39	13	43	2,00	0
9	1	2	1,56	1	40	12	45	1,25	0
10	9	10	3,59	1	41	45	44	1,09	0
11	52	14	2,00	1	42	44	38	1,56	0
12	14	15	2,00	1	43	38	39	2,00	0
13	15	16	1,00	1	44	39	32	2,03	0
14	52	11	1,00	1	45	39	33	1,00	0
15	11	12	1,56	1	46	33	8	2,34	0
16	12	13	2,00	1	47	33	34	0,935	0
17	19	20	1,56	0	48	34	35	1,09	0
18	18	19	1,25	0	49	35	36	1,09	0
19	17	18	2,03	0	50	53	36	1,25	0
20	9	17	2,15	0	51	53	28	1,56	0
21	18	21	1,56	0	52	53	41	1,56	0
22	54	21	1,25	0	53	41	40	1,25	0
23	54	22	2,00	0	54	40	16	1,25	0
24	9	22	2,34	0	55	41	42	2,00	0
25	22	23	2,00	0	56	42	48	1,25	0
26	23	24	1,00	0	57	48	49	2,00	0
27	24	25	1,09	0	58	49	50	1,09	0
28	25	8	1,00	0	59	42	47	1,56	0
29	8	27	2,00	0	60	47	46	1,56	0
30	27	26	2,00	0	61	46	14	2,00	0
31	27	28	1,56	0					

Dados de Condutores				
Tipo	Resistencia ( $\Omega$ /km)	Reatância ( $\Omega$ /km)	Capacidade (A)	Ciclo de vida (anos)
1	0,614	0,399	197,00	20
2	0,307	0,380	314,00	20

**Custo por instalação ou troca de condutores (US\$ 10<sup>3</sup>/km)**

Inicial	Final	
	1	2
0	25,00	35,00
1	0,00	30,00
2	1000,00	0,00

**Dados dos transformadores**

Tipo	Capacidade (MVA)	Custo (US\$ 10 <sup>6</sup> )
1	22,00	1,00
2	32,00	1,20

**Dados do gerador eólico**

Tipo	Potência ativa (MW)	Potência aparente (MVA)	Fp Ind.	Fp Cap.	Custo de Investimento (US\$)	Ciclo de vida (anos)	$v_I$ (m/s)	$v_N$ (m/s)	$v_0$ (m/s)
1	2,00	2,23	0,90	0,95	379250	20	2,00	13,00	25,00

**Dados do painel fotovoltaico**

Tipo	Potência (MVA)	Fp Ind.	Fp Cap.	Custo de Investimento (US\$)	Ciclo de vida (anos)	$T_{amb}$ °C	NOCT °C	$\partial$
1	1,60	0	0	170000	20	20,0	45,0	-0,0045

**Dados do gerador a gás**

Tipo	Potência (MVA)	Fp Ind.	Fp Cap.	Custo de Investimento (US\$)	Ciclo de vida (anos)
1	3,00	0,90	0,95	200000	25

**Dados do banco de baterias**

Tipo	Potência (MW)	Eficiência de Carga.	Eficiência de Descarga.	Custo de Investimento (US\$)	Ciclo de vida (anos)
1	1,00	0,92	0,92	25000	15

**Dados de barra**

Barra	Período 1		Período 2		Período 3	
	P(kW)	Q(kVAr)	P(kW)	Q(kVAr)	P(kW)	Q(kVAr)
1	2970,00	1650,00	3420,00	1900,00	3780,00	2100,00
2	990,00	550,00	1170,00	650,00	1350,00	750,00
3	360,00	200,00	450,00	250,00	630,00	350,00
4	1260,00	700,00	1710,00	950,00	990,00	550,00
5	1800,00	1000,00	2070,00	1150,00	2340,00	1300,00
6	540,00	300,00	630,00	350,00	630,00	350,00
7	180,00	100,00	450,00	250,00	900,00	500,00
8	1350,00	750,00	1530,00	850,00	1710,00	950,00
9	1710,00	950,00	1800,00	1000,00	1080,00	600,00
10	1800,00	1000,00	2160,00	1200,00	2610,00	1450,00
11	180,00	100,00	270,00	150,00	270,00	150,00
12	900,00	500,00	1440,00	800,00	1620,00	900,00
13	810,00	450,00	900,00	500,00	990,00	550,00
14	720,00	400,00	810,00	450,00	900,00	500,00
15	900,00	500,00	1080,00	600,00	1260,00	700,00
16	1170,00	650,00	1350,00	750,00	1710,00	950,00
17	450,00	250,00	540,00	300,00	630,00	350,00
18	810,00	450,00	900,00	500,00	1080,00	600,00
19	900,00	500,00	1080,00	600,00	1260,00	700,00
20	450,00	250,00	630,00	350,00	720,00	400,00
21	450,00	250,00	1440,00	800,00	1620,00	900,00
22	450,00	250,00	900,00	500,00	990,00	550,00
23	450,00	250,00	810,00	450,00	900,00	500,00
24	450,00	250,00	360,00	200,00	450,00	250,00
25	540,00	300,00	720,00	400,00	810,00	450,00
26	0,00	0,00	720,00	400,00	1080,00	600,00
27	0,00	0,00	1080,00	600,00	1350,00	750,00
28	360,00	200,00	450,00	250,00	630,00	350,00
29	540,00	300,00	810,00	450,00	1260,00	700,00
30	1800,00	1000,00	2070,00	1150,00	2340,00	1300,00
31	540,00	300,00	630,00	350,00	630,00	350,00
32	0,00	0,00	1350,00	750,00	1530,00	850,00
33	1620,00	900,00	2070,00	1150,00	2610,00	1450,00
34	810,00	450,00	900,00	500,00	1080,00	600,00

continua ...

**Dados de barra**

Barra	Período 1		Período 2		Período 3	
	P(kW)	Q(kVAr)	P(kW)	Q(kVAr)	P(kW)	Q(kVAr)
35	0,00	0,00	0,00	0,00	810,00	450,00
36	180,00	100,00	180,00	100,00	270,00	150,00
37	900,00	500,00	1440,00	800,00	1890,00	1050,00
38	0,00	0,00	0,00	0,00	990,00	550,00
39	720,00	400,00	810,00	450,00	900,00	500,00
40	900,00	500,00	1080,00	600,00	1260,00	700,00
41	270,00	150,00	450,00	250,00	810,00	450,00
42	0,00	0,00	0,00	0,00	1080,00	600,00
43	0,00	0,00	0,00	0,00	1170,00	650,00
44	450,00	250,00	900,00	500,00	1260,00	700,00
45	450,00	250,00	450,00	250,00	720,00	400,00
46	0,00	0,00	1440,00	800,00	1620,00	900,00
47	450,00	250,00	450,00	250,00	900,00	500,00
48	450,00	250,00	540,00	300,00	720,00	400,00
49	0,00	0,00	540,00	300,00	450,00	250,00
50	0,00	0,00	0,00	0,00	720,00	400,00
51	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
52	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
53	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
54	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

## B 4. Sistema distribuição de 182 barras

Dados de linha														
<i>L</i>	<i>N<sub>i</sub></i>	<i>N<sub>j</sub></i>	Comp.		<i>L</i>	<i>N<sub>i</sub></i>	<i>N<sub>j</sub></i>	Comp.		<i>L</i>	<i>N<sub>i</sub></i>	<i>N<sub>j</sub></i>	Comp.	
			(m)	<i>a</i>				(m)	<i>a</i>				(m)	<i>a</i>
1	1181	150	620	1	70	175	32	40	1	139	7	76	184	0
2	1181	149	620	2	71	29	30	156	1	140	76	77	90	0
3	149	2	64	2	72	27	29	90	2	141	34	35	115	0
4	150	178	64	2	73	27	170	160	1	142	7	35	210	0
5	2	3	175	1	74	170	173	135	1	143	31	148	260	1
6	3	4	170	0	75	173	26	10	0	144	148	6	110	1
7	2	5	354	1	76	173	25	8	1	145	179	28	141	2
8	178	179	354	2	77	25	24	75	0	146	28	27	216	2
9	5	6	205	1	78	24	23	190	0	147	31	30	265	0
10	1182	174	30	0	79	23	21	190	0	148	31	92	205	0
11	7	8	105	0	80	21	20	240	0	149	92	35	190	0
12	8	9	320	0	81	20	19	230	0	150	20	143	80	0
13	8	10	153	0	82	1182	72	39	0	151	177	176	305	0
14	1182	10	154	0	83	1182	73	316	0	152	103	177	161	0
15	174	1	410	0	84	73	74	229	0	153	108	106	270	0
16	1181	1	1320	0	85	74	8	382	0	154	113	116	223	0
17	172	151	285	0	86	74	75	317	0	155	113	117	198	0
18	151	11	311	0	87	75	63	315	0	156	100	104	120	0
19	151	152	585	0	88	62	63	188	0	157	67	68	233	0
20	152	12	550	0	89	61	62	216	1	158	68	164	300	0
21	152	13	137	0	90	60	61	130	1	159	164	165	70	0
22	1181	14	951	2	91	58	60	175	1	160	165	69	275	0
23	14	15	290	2	92	56	58	188	1	161	165	70	45	0
24	15	16	340	1	93	171	38	91	1	162	164	162	205	0
25	15	17	180	2	94	1064	63	198	0	163	162	161	80	0
26	17	18	8	2	95	1064	65	195	0	164	162	180	720	0
27	18	19	220	2	96	65	66	272	0	165	161	71	45	0
28	19	22	243	1	97	66	67	428	0	166	1182	161	125	0
29	22	36	280	1	98	132	133	114	0	167	1182	163	780	0
30	36	37	213	1	99	133	135	195	0	168	163	83	285	0
31	36	171	184	1	100	135	122	150	0	169	163	84	160	0
32	38	39	20	1	101	135	136	177	0	170	180	67	847	0
33	38	42	286	1	102	136	137	80	0	171	67	126	105	0
34	42	154	15	0	103	137	138	115	0	172	126	127	150	0
35	154	153	350	0	104	109	114	168	0	173	67	96	138	0
36	153	41	50	0	105	114	110	228	0	174	96	95	138	0
37	153	40	200	0	106	110	103	288	0	175	95	94	203	0
38	42	155	25	0	107	95	59	131	0	176	95	97	103	0
39	155	156	140	0	108	59	86	98	0	177	94	93	62	0

continua ...

**Dados de linha**

<i>L</i>	<i>N<sub>i</sub></i>	<i>N<sub>j</sub></i>	Comp.		<i>L</i>	<i>N<sub>i</sub></i>	<i>N<sub>j</sub></i>	Comp.		<i>L</i>	<i>N<sub>i</sub></i>	<i>N<sub>j</sub></i>	Comp.	
			(m)	<i>a</i>				(m)	<i>a</i>				(m)	<i>a</i>
40	156	43	35	0	109	59	123	295	0	178	93	91	251	0
41	156	44	15	0	110	123	125	15	0	179	67	91	270	0
42	42	45	125	1	111	123	65	284	0	180	91	89	46	0
43	45	46	144	0	112	123	124	132	0	181	89	90	15	0
44	46	47	199	0	113	123	122	240	0	182	89	88	172	0
45	42	48	167	1	114	122	121	185	0	183	88	87	128	0
46	113	108	191	0	115	121	120	260	0	184	87	99	511	0
47	108	112	215	0	116	120	98	192	0	185	99	85	300	0
48	112	116	187	0	117	98	95	104	0	186	1181	172	76	0
49	116	118	338	0	118	121	128	86	0	187	99	84	222	0
50	118	117	182	0	119	128	129	73	0	188	99	100	255	0
51	117	114	190	0	120	129	130	114	0	189	100	101	152	0
52	109	104	226	0	121	130	131	75	0	190	101	102	124	0
53	48	157	118	0	122	128	132	160	0	191	102	103	272	0
54	157	158	15	0	123	1064	138	186	0	192	103	104	570	0
55	158	49	55	0	124	1064	166	24	0	193	104	107	138	0
56	158	50	385	0	125	166	139	3	0	194	107	115	607	0
57	50	51	515	0	126	139	140	75	0	195	115	111	288	0
58	50	159	270	0	127	140	141	310	0	196	111	106	198	0
59	159	52	136	0	128	133	134	153	0	197	106	99	214	0
60	52	53	157	1	129	140	167	490	0	198	103	105	190	0
61	53	160	161	0	130	29	175	95	1	199	105	109	346	0
62	160	55	110	0	131	167	142	25	0	200	109	119	35	0
63	53	54	75	0	132	167	144	315	0	201	109	113	198	0
64	53	56	270	1	133	144	145	160	0	202	76	78	132	0
65	56	57	290	0	134	144	168	145	0	203	78	79	94	0
66	56	82	184	1	135	168	146	360	0	204	79	80	170	0
67	82	81	227	1	136	168	169	570	0	205	34	80	135	0
68	33	81	190	1	137	169	147	325	0	206	80	81	147	0
69	32	33	95	1	138	169	50	80	0	207	33	34	228	0

*L* = Índice de linha; *N<sub>i</sub>* = de ; *N<sub>j</sub>* = para; *a* = cabo

**Dados de condutores**

Tipo	Resistencia ( $\Omega/\text{km}$ )	Reatância ( $\Omega/\text{km}$ )	Capacidade (A)	Ciclo de vida (anos)
1	0,8763	0,4133	180,00	20
2	0,5518	0,4077	230,00	20
3	0,2765	0,3610	340,00	20

**Custo por instalação ou troca de condutores (US\$ 10<sup>3</sup>/km)**

Inicial	Final		
	1	2	3
0	8,725	23,035	43,550
1	0	19,140	37,870
2	1000,00	0	29,170
3	1000,00	1000,00	1000,00

**Dados de transformadores**

Tipo	Capacidade (MVA)	Custo (US\$ 10 <sup>3</sup> )
1	8,00	140000
2	17,00	160000

**Dados do gerador eólico**

Tipo	Potência ativa (MW)	Potência aparente (MVA)	Fp Ind.	Fp Cap.	Custo de Investimento (US\$)	Ciclo de vida (anos)	$v_I$ (m/s)	$v_N$ (m/s)	$v_0$ (m/s)
1	0,91	0,99	0,00	0,00	168350	20	3,0	17,0	25,0

**Dados do painel fotovoltaico**

Tipo	Potência (MVA)	Fp Ind.	Fp Cap.	Custo de Investimento (US\$)	Ciclo de vida (anos)	$T_{amb}$ °C	NOCT °C	$\partial$
1	1,00	0	0	105000	20,0	20,0	45,0	-0,0045

**Dados do gerador a gás**

Tipo	Potência (MVA)	Fp Ind.	Fp Cap.	Custo de Investimento (US\$)	Ciclo de vida (anos)
1	0,80	0,85	0,95	90000	25



**Dados do banco de baterias**

Tipo	Potência (MW)	Eficiência Carga.	Eficiência Descarga.	Custo de Investimento (US\$)	Ciclo de vida (anos)
1	0,50	0,92	0,92	80000	15

**Dados de barra**

Barra	Período 1		Período 2		Período 3	
	P(kW)	Q(kVAr)	P(kW)	Q(kVAr)	P(kW)	Q(kVAr)
1	163,41	43,32	201,94	96,93	276,97	71,86
2	0,00	0,00	212,55	70,71	266,30	122,19
3	61,01	26,46	76,88	25,52	87,43	27,98
4	72,75	34,48	81,77	37,61	97,48	20,21
5	0,00	0,00	120,09	44,31	147,43	52,60
6	91,81	33,39	126,49	34,06	142,81	51,77
7	272,43	80,82	335,19	110,71	364,63	156,52
8	157,10	69,67	167,85	62,19	191,17	65,68
9	111,28	40,09	133,26	42,92	135,60	55,63
10	51,98	14,46	62,11	22,32	68,82	15,59
11	23,18	9,84	25,09	9,98	27,47	9,34
12	21,43	9,01	25,17	9,76	27,42	12,75
13	4,29	1,21	4,85	1,20	5,80	2,47
14	110,40	31,06	135,26	36,13	142,86	52,61
15	48,33	11,67	59,57	17,19	66,45	24,44
16	52,24	15,55	66,72	17,60	76,64	29,10
17	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
18	27,99	10,08	32,40	13,23	40,83	15,94
19	116,68	47,25	155,80	60,14	169,04	41,19
20	118,25	50,14	129,55	53,07	165,09	67,35
21	184,49	86,22	212,03	72,25	237,76	50,67
22	29,91	13,81	43,49	11,58	46,19	15,13
23	70,10	18,88	86,88	23,50	106,69	43,14
24	108,81	50,84	130,03	51,88	138,26	66,81
25	175,12	66,97	205,30	89,59	287,35	75,03
26	0,00	0,00	18,40	7,83	24,17	6,71
27	175,78	55,06	210,57	76,40	258,02	107,54
28	80,56	30,57	109,80	43,22	133,98	28,45
29	140,78	36,11	176,07	81,46	226,93	98,04
30	175,20	42,12	178,70	72,90	224,70	92,63

continua ...

**Dados de barra**

Barra	Período 1		Período 2		Período 3	
	P(kW)	Q(kVAr)	P(kW)	Q(kVAr)	P(kW)	Q(kVAr)
31	89,28	26,92	119,97	38,51	140,05	57,60
32	172,85	43,68	208,26	82,48	258,13	115,23
33	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
34	205,44	69,22	218,07	51,2	179,43	82,03
35	398,70	171,41	429,69	126,76	464,10	223,20
36	160,58	51,42	214,79	63,57	266,01	79,95
37	94,43	41,58	130,26	51,30	139,94	56,99
38	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
39	26,43	11,35	29,87	11,47	32,07	13,74
40	7,90	2,65	9,38	3,47	12,41	4,20
41	4,13	1,46	4,6	1,95	5,57	1,68
42	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
43	14,12	4,49	18,96	6,38	19,84	7,24
44	39,17	18,35	45,71	20,27	54,09	18,92
45	25,93	11,05	34,19	11,27	34,72	15,87
46	56,58	26,51	64,53	21,45	74,50	31,00
47	68,22	30,15	81,58	38,01	97,59	36,67
48	112,38	39,54	126,74	59,48	150,46	52,20
49	27,18	10,55	23,56	8,37	26,74	8,74
50	10,02	4,85	13,94	5,53	18,68	5,25
51	13,76	5,00	18,50	7,59	20,52	9,28
52	116,81	27,01	135,65	34,63	158,18	44,08
53	5,36	1,19	5,51	2,38	5,36	1,36
54	22,49	8,27	27,7	8,58	34,15	10,10
55	18,15	5,71	18,93	6,44	24,30	9,97
56	127,94	38,92	129,99	51,99	158,89	44,81
57	63,90	27,31	82,76	35,37	108,87	23,96
58	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
59	120,11	46,6	128,9	54,63	149,95	45,83
60	38,66	18,32	41,43	19,99	45,76	16,50
61	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
62	26,15	10,88	29,61	9,18	36,56	14,70
63	0,00	0,00	30,40	12,84	37,67	8,88
1064	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
65	191,02	70,04	205,56	89,01	233,59	111,48
66	245,52	95,57	324,64	138,62	457,1	97,89
67	140,82	60,05	183,88	67,84	194,94	64,18
68	104,69	49,2	128,45	55,68	152,37	48,02
69	5,53	1,13	6,70	2,03	8,65	2,69
70	0,00	0,00	32,77	9,05	41,81	9,60
71	55,83	20,07	64,26	18,96	74,34	33,66
72	45,84	9,64	58,22	21,33	71,16	32,59

continua ...

**Dados de barra**

Barra	Período 1		Período 2		Período 3	
	P(kW)	Q(kVAr)	P(kW)	Q(kVAr)	P(kW)	Q(kVAr)
73	0,00	0,00	133,86	41,00	166,37	77,31
74	108,14	51,17	121,43	49,16	138,71	61,27
75	120,80	50,18	135,03	36,99	161,73	68,07
76	176,10	83,54	203,06	94,56	246,56	90,23
77	10,24	2,27	10,52	3,23	11,71	5,58
78	121,13	29,06	130,88	49,71	158,85	39,57
79	197,27	75,36	209,61	78,99	216,78	80,59
80	282,09	125,87	333,58	115,48	340,41	163,84
81	61,43	25,62	88,56	20,91	104,15	39,48
82	99,94	34,39	128,18	56,3	162,74	69,70
83	21,16	7,22	22,60	8,09	23,73	9,98
84	12,50	4,22	13,12	4,89	15,20	4,07
85	0,00	0,00	72,50	31,38	96,13	38,84
86	90,86	29,68	101,82	46,65	115,21	43,45
87	105,77	37,07	121,64	28,78	143,82	52,53
88	102,57	43,47	133,06	43,54	146,08	64,53
89	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
90	32,33	10,54	36,08	11,93	41,94	18,21
91	77,53	23,48	82,84	40,02	111,95	33,18
92	52,05	22,69	64,64	13,35	74,75	23,28
93	104,89	30,91	136,56	30,83	177,34	44,8
94	133,90	43,68	154,99	43,59	197,67	67,23
95	191,33	86,96	205,14	89,96	228,58	94,13
96	45,78	14,22	53,73	15,79	62,07	29,05
97	43,11	10,34	42,46	17,69	45,17	15,70
98	185,22	80,93	212,10	72,03	237,53	98,55
99	66,73	24,99	76,71	36,62	88,07	39,92
100	214,17	53,70	173,27	44,92	201,98	95,46
101	434,37	94,58	501,12	172,55	543,97	211,84
102	0,00	0,00	72,98	17,27	93,28	29,86
103	12,40	5,56	13,72	6,06	15,69	6,24
104	2,83	1,28	3,77	1,35	4,29	1,13
105	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
106	51,29	17,23	66,81	29,41	90,97	21,94
107	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
108	0,00	0,00	63,98	19,90	65,65	27,00
109	87,6	39,21	96,95	40,31	124,37	27,12
110	0,00	0,00	0,00	0,00	23,92	7,55
111	18,26	4,29	19,78	7,06	23,98	8,39
112	0,00	0,00	67,49	30,35	76,54	34,73
113	18,40	4,88	18,46	7,69	22,25	10,56
114	33,50	11,91	34,97	12,09	38,54	17,77

continua ...

**Dados de barra**

Barra	Período 1		Período 2		Período 3	
	P(kW)	Q(kVAr)	P(kW)	Q(kVAr)	P(kW)	Q(kVAr)
115	21,05	5,93	21,02	9,35	27,14	9,42
116	0,00	0,00	34,66	12,96	41,29	18,59
117	42,64	8,94	44,07	16,35	57,51	18,34
118	48,55	18,54	56,40	13,51	60,65	13,78
119	43,54	15,83	45,29	15,90	57,61	20,83
120	112,07	41,34	135,64	34,68	156,27	53,97
121	110,81	30,43	112,20	39,66	151,69	35,22
122	175,09	71,48	204,70	90,96	220,31	98,90
123	119,80	47,85	135,78	34,13	163,12	61,34
124	18,30	8,82	25,45	9,02	31,46	9,73
125	80,42	26,75	107,43	31,68	132,47	45,11
126	84,01	20,66	85,15	29,16	96,43	30,81
127	134,78	35,27	157,93	68,12	174,21	83,72
128	21,98	5,60	23,88	7,40	28,12	10,41
129	25,32	5,15	30,95	14,08	36,53	7,91
130	119,28	51,83	134,78	37,86	154,38	47,99
131	0,00	0,00	12,68	5,94	15,24	3,52
132	43,28	18,55	58,79	19,70	79,14	18,33
133	110,01	45,32	126,89	39,85	135,37	61,19
134	117,30	47,29	129,29	53,72	148,01	52,26
135	312,74	135,51	429,09	128,78	431,42	174,04
136	78,76	26,01	84,61	30,68	100,01	46,70
137	0,00	0,00	186,45	63,61	240,26	84,33
138	0,00	0,00	162,02	44,41	172,08	59,24
139	7,45	3,25	9,04	4,28	11,67	4,80
140	0,00	0,00	29,24	13,00	37,12	17,81
141	12,48	5,50	13,82	5,82	18,21	7,41
142	18,90	5,06	22,57	10,74	27,74	12,58
143	41,59	20,10	46,40	18,63	49,33	20,18
144	0,00	0,00	0,00	0,00	12,56	3,23
145	29,91	10,54	36,14	17,15	45,13	20,58
146	3,64	1,73	4,78	1,47	6,06	2,22
147	7,79	3,28	9,01	4,33	9,44	4,27
148	68,53	27,17	82,21	34,09	86,65	37,81
149	0,00	0,00	0,00	0,00	99,27	31,83
150	0,00	0,00	0,00	0,00	24,66	9,03
151	0,00	0,00	0,00	0,00	23,18	9,57
152	0,00	0,00	0,00	0,00	192,05	72,38
153	0,00	0,00	0,00	0,00	15,28	3,36
154	0,00	0,00	0,00	0,00	229,05	81,44
155	0,00	0,00	0,00	0,00	483,9	176,21
156	0,00	0,00	0,00	0,00	199,34	48,83

continua ...

**Dados de barra**

Barra	Período 1		Período 2		Período 3	
	P(kW)	Q(kVAr)	P(kW)	Q(kVAr)	P(kW)	Q(kVAr)
157	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
158	0,00	0,00	0,00	0,00	107,87	23,37
159	0,00	0,00	0,00	0,00	205,02	88,74
160	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
161	0,00	0,00	0,00	0,00	158,83	71,72
162	0,00	0,00	0,00	0,00	111,17	52,96
163	0,00	0,00	0,00	0,00	157,72	43,88
164	0,00	0,00	0,00	0,00	23,47	10,59
165	0,00	0,00	0,00	0,00	161,77	64,82
166	0,00	0,00	83,48	33,63	109,52	39,05
167	0,00	0,00	0,00	0,00	152,03	39,03
168	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
169	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
170	0,00	0,00	0,00	0,00	157,40	74,14
171	0,00	0,00	0,00	0,00	18,00	7,91
172	0,00	0,00	0,00	0,00	114,08	46,36
173	0,00	0,00	0,00	0,00	154,88	37,08
174	0,00	0,00	0,00	0,00	11,77	4,56
175	0,00	0,00	0,00	0,00	145,00	67,06
176	0,00	0,00	87,15	37,81	84,35	21,56
177	0,00	0,00	90,21	29,8	90,78	39,2
178	0,00	0,00	0,00	0,00	12,12	4,60
179	0,00	0,00	0,00	0,00	231,22	106,63
180	0,00	0,00	0,00	0,00	115,13	54,29
1181	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1182	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00