UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA
"JÚLIO DE MESQUITA FILHO"
Câmpus de Ilha Solteira - SP

OZY DANIEL MELGAR DOMINGUEZ

PLANEJAMENTO DE CURTO PRAZO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA CONSIDERANDO INCERTEZAS NA GERAÇÃO E DEMANDA

Ilha Solteira
2019

OZY DANIEL MELGAR DOMINGUEZ

PLANEJAMENTO DE CURTO PRAZO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA CONSIDERANDO INCERTEZAS NA GERAÇÃO E DEMANDA

Tese apresentada à Faculdade de Engenharia do Câmpus de Ilha Solteira - UNESP como parte dos requisitos para obtenção do título de Doutor em Engenharia Elétrica.
Especialidade: Automação.

Prof. Dr. José Roberto Sanches Mantovani
Orientador

Dr. Mahdi Pourakbari-Kasmaei
Colaborador

Ilha Solteira
2019

FICHA CATALOGRÁFICA
Desenvolvido pelo Serviço Técnico de Biblioteca e Documentação

M521p

Melgar Dominguez, Ozy Daniel.
Planejamento de curto prazo de redes de distribuição de energia elétrica considerando incertezas na geração e demanda / Ozy Daniel Melgar Dominguez. -- Ilha Solteira: [s.n.], 2019
125 f. : il.

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

Orientador: José Roberto Sanches Mantovani
Coorientador: Mahdi Pourakbari-Kasmaei
Inclui bibliografia

1. Mecanismos ambientais. 2. Planejamento de curto prazo. 3. Otimização robusta de dois estágios. 4. Sistemas de armazenamento de energia elétrica. 5. Geração distribuída renovável.

Raiane da Silva Santos
Raiane da Silva Santos
Supervisora Técnica de Seção
Seção Técnica de Referência, Atendimento ao usuário e Documentação
Diretoria Técnica de Biblioteca e Documentação
CRB/8 - 9999

unesp

UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA

Câmpus de Ilha Solteira

CERTIFICADO DE APROVAÇÃO

TÍTULO DA TESE: Planejamento de curto prazo de redes de distribuição de energia elétrica considerando Incertezas na Geração e Demanda

AUTOR: OZY DANIEL MELGAR DOMINGUEZ
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

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

Prof. Dr. ANTONIO MARCOS COSSI
Departamento de Matemática / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira

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

Prof. Dr. CLAUDIO FABIANO MOTTA TOLEDO
Departamento de Sistemas de Computação / Universidade de São Paulo - USP

Ilha Solteira, 18 de dezembro de 2018

Para todos aqueles que acreditaram.

AGRADECIMENTOS

À vida pelos ensinamentos e me permitir alcançar os sonhos que pareciam impossíveis. A meus pais Celia Patricia e Osiris, a meus irmãos Alice, Alvaro, Karel e Oizis, a meu avô Israel, a Tita e a minha querida família Reyes, pelo ensinamento, amor, " por siempre estar allí´´ e acreditar em mim. A todas aquelas pessoas que hoje não estão aqui, mas seus ensinamentos contribuíram na minha formação, Gloria, Ena e Manuel.

Ao Professor José Roberto Sanches Mantovani pela orientação, apoio, confiança e pela acolhida no momento crucial da minha carreira. Ao Dr Mahdi Pourakbari-Kasmaei pela importante colaboração, amizade, e o apoio incondicional para o desenvolvimento deste trabalho.

A Carlos Sabillon, John Fredy Franco, Julia, Luis de Oro e Maria Nataly pela amizade e a colaboração em todo momento.

A meus grandes amigos em Honduras e no Brasil pelo constante apoio e o incrível tempo compartilhado.

Ao Professor Matti Lehtonen pela acolhida e a oportunidade de participar no grupo de pesquisa no departamento de engenharia elétrica e automação na Aalto University na Finlândia.

À comissão examinadora pelos comentários e sugestões para melhorar a qualidade deste trabalho.

A todos os professores, companheiros do LaPSEE e funcionários da UNESP pelos conhecimentos e experiencias compartilhadas que foram crucias na minha formação e na realização deste trabalho.

Aos apoios financeiros da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Código de Financiamento 001 e ao projeto temático da FAPESP processo n^o 2015/21972-6.

“Life is all about dreaming and

doing your best to make them come true...”

Tuomas Holopainen

RESUMO

O planejamento de curto prazo é uma estratégia de tomada de decisão que visa assegurar o desempenho adequado de um sistema de distribuição de energia elétrica e fornecer um produto de alta qualidade aos usuários finais. Este processo considera ações tradicionais para um controle efetivo no fluxo de potência reativa, fator de potência e magnitude de tensão nas barras do sistema. Nos últimos anos, este tipo de planejamento enfrenta-se com significativos desafios devido à integração de novas tecnologias e a filosofia de operação das redes de distribuição de média tensão. Desta forma, o desenvolvimento de algoritmos e ferramentas computacionais sofisticadas são necessárias para contornar essas complexidades. Nessa perspectiva, neste trabalho apresenta-se uma estratégia para a solução do problema de planejamento de curto prazo para redes de distribuição. Em que, a integração de unidades de geração distribuída e sistemas de armazenamento de energia elétrica é considerada simultaneamente com as ações tradicionais de planejamento para melhorar a eficiência do sistema. Diferentes alternativas de investimento, tais como a localização e dimensionamento de bancos de capacitores, unidades de armazenamento de energia e unidades de geração baseadas em energia fotovoltaica e eólica, seleção e substituição de condutores dos circuitos sobrecarregados e alocação de reguladores de tensão são consideradas como variáveis de decisão no problema de otimização. Adicionalmente, na formulação deste problema aspectos ambientais no nível de distribuição são devidamente abordados através do mecanismo *Cap and Trade*. Naturalmente, este problema de otimização combinatória é representado por um problema de programação não-linear inteiro mista não convexo. Portanto, para tornar o modelo convexo, este é manipulado algebricamente para obter um modelo de programação linear inteira mista. Por outro lado, para considerar as incertezas na demanda e na geração renovável, um modelo de otimização robusto de dois estágios é formulado. Este modelo de otimização robusto apresenta uma estrutura de três níveis, em que, a partir de uma reformulação baseada em algoritmos de decomposição, essa estrutura é representada em um ambiente hierárquico de problema mestre e subproblema. Dessa maneira, a solução deste problema é obtida através de um algoritmo de decomposição denominado *Column-and-Constraint Generation*. Para analisar e avaliar a efetividade e robustez da metodologia proposta, dois sistemas de distribuição de média tensão são utilizados para testes. Assim, resultados numéricos de diferentes casos de estudo corroboram a aplicabilidade da estratégia proposta neste trabalho.

Palavras-chave: Mecanismos ambientais. Planejamento de curto prazo. Otimização robusta de dois estágios. Sistemas de armazenamento de energia elétrica. Geração distribuída renovável.

ABSTRACT

Short-term planning is a decision-making strategy that aims to enhance proper electric distribution network performance and provide high-quality service to consumers. This process considers traditional planning actions to effectively control the reactive power flow, power factor, and the voltage profile of the network. In the last years, this type of distribution network planning has faced important challenges due to the integration of modern technologies and operating aspects of medium-voltage distribution networks. In this regard, development of sophisticated algorithms and computational tools are necessary to cope with these complexities. In this perspective, a strategy to determine the solution of the short-term planning problem for distribution networks is presented in this work, where, integration of distributed generation units and electric energy storage systems are considered simultaneously with traditional planning actions to improve the network performance. Several investment alternatives such as siting and sizing of capacitors banks, energy storage systems, photovoltaic- and wind- based generation units, conductor replacement of overloaded circuits, and voltage regulators allocation are considered as decision variables in the optimization problem. Additionally, environmental aspects at distribution level are duly addressed via Cap and Trade mechanism. Inherently, this optimization problem is represented by a non-convex mixed integer nonlinear programming problem. Therefore, to address this issue, this complex model is recast to a mixed-integer linear programming model. On the other hand, uncertainties in demand consumption and renewable power production are approached via a two-stage robust optimization model. This robust optimization model is defined by a three-level structure, for which by using decomposition algorithms, this structure is represented by a hierarchical environment of master problem and subproblem. To address this issue, the column and constraint generation algorithm is employed to carry out the solution of this problem. In order to analyze and evaluate the effectiveness and robustness of the proposed methodology, two medium voltage distribution networks are used. Finally, numerical results of different case studies show the applicability of the proposed strategy.

Keywords: Environmental mechanism. Energy storage systems. Renewable energy-based sources. Short-term planning. two-stage robust optimization.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Representação do ponto de operação de um SDEE 48

Figura 2 – Esquema de um SAEE. 53

Figura 3 – Representação do esquema de comércio de direitos de emissões entre setores de um SDEE e o mercado de carbono 56

Figura 4 – Esquema de três níveis para a abordagem robusta adaptativa. 71

Figura 5 – Fluxograma do esquema de solução. 78

Figura 6 – Sistema teste de 134-barras. 81

Figura 7 – Previsão de demanda e custos da energia para os níveis de operação analisados no sistema de distribuição de 134-barras. 82

Figura 8 – Sistema de distribuição de 135-barras. 83

Figura 9 – Previsão de demanda e custos da energia para os níveis de operação analisados no sistema de distribuição de 135-barras. 84

Figura 10 – Valores esperados em geração renovável. 87

Figura 11 – Perfil da magnitude de tensão para a condição inicial do sistema de distribuição de 134-barras no nível de carregamento pico. 91

Figura 12 – Perfil de emissão na condição inicial do sistema de distribuição de 134-barras. 91

Figura 13 – Propostas de investimento para cada caso no sistema teste de 134-barras. 95

Figura 14 – Perfis da magnitude de tensão para os casos a) base, b) I, c) II, d) III, e e) IV do sistema de distribuição de 134-barras no nível de carregamento pico 98

Figura 15 – Compra e venda de direitos de emissão no último ano de planejamento para cada caso estudado no sistema de 134-barras 99

Figura 16 – Perfil da magnitude de tensão para o sistema de distribuição de 135-barras. 103

Figura 17 – Perfil de emissão dos setores na condição inicial do sistema de distribuição de 135-barras. 103

Figura 18 – Propostas de investimento para cada caso no sistema teste de 135-barras. 107

Figura 19 – Perfis da magnitude de tensão para os casos a) base, b) I, c) II, d) III, e e) IV do sistema de distribuição de 135-barras no nível de carregamento pico. 110

Figura 20 – Comércio de direitos de emissão no último ano de planejamento para cada setor no a) caso I, b) caso II, e c) caso III. 112

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Limites de emissão, preços de compra e venda de direitos de emissão entre o mercado de carbono e a DISCO para o sistema de 134-barras. 82

Tabela 2 – Limites de emissão, preços de compra e venda de direitos de emissão entre setores e o mercado de carbono para o sistema de 135-barras. 85

Tabela 3 – Informação técnica e financeira dos BCs. 85

Tabela 4 – Dados técnicos e financeiros de cada tipo de condutor para o sistema 134-barras. 86

Tabela 5 – Dados técnicos e financeiros de cada tipo de condutor para o sistema 135-barras. 86

Tabela 6 – Barras e circuitos candidatos em cada alternativa de investimento para o sistema teste de 134-barras. 90

Tabela 7 – Valores ótimos para LI, LS, gaps, emissão anual, compra e venda de direitos de emissão ao mercado de carbono para cada caso estudado no sistema de 134-barras. 94

Tabela 8 – Propostas de troca de condutores para o caso I e IV no sistema de 134-barras. 96

Tabela 9 – Comparação de custos da energia fornecida pela subestação e custos de investimento para a solução robusta e determinística de cada caso analisado no sistema de 134-barras. 101

Tabela 10 – Barras e circuitos candidatos em cada alternativa de investimento para o sistema teste de 135-barras. 102

Tabela 11 – Propostas de troca de condutores para o caso I e IV no sistema de 135-barras. 108

Tabela 12 – Valores ótimos para LS, LI, gaps, e emissão anual para cada caso estudado no sistema de 135-barras. 108

Tabela 13 – Comércio de direitos de emissão do setor 1 do sistema de 135-barras, para cada caso de estudo e em cada iteração. 109

Tabela 14 – Comércio de direitos de emissão do setor 2 do sistema de 135-barras, para cada caso de estudo e em cada iteração. 109

Tabela 15 – Comparação de custos da energia fornecida pelas subestações e custos de investimento para a solução robusta e determinística de cada caso analisado no sistema de 135-barras. 113

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

DoD	Nível de descarga
BC	Banco de capacitor
C&CG	*Column-and-Constraint Generation*
DISCOs	Empresas distribuidoras
GD	Geração distribuída
KKT	Karush-Kuhn-Tucker
PLIM	Programação linear inteira mista
PM	Problema mestre
PNLIM	Programação não-linear inteira mista
PV	Tecnologia fotovoltaica
RT	Regulador de tensão
SAEE	Sistemas de armazenamento de energia elétrica
SDEE	Sistemas de distribuição de energia elétrica
SP	Subproblema
WT	Tecnologia eólica

LISTA DE SÍMBOLOS

Para uma referência rápida, os principais símbolos neste documento são listados a seguir. Outros símbolos são definidos comforme resulta necessário em todo o documento.

Conjuntos e índices:

Ω^{cb}/CT Conjunto de capacidades e tipos de BCs / tipos de condutores

L/N Conjunto de circuitos / barras

S Conjunto de setores

T/Y Conjunto dos níveis de operação / horizonte de planejamento (anos)

$a, \dot{a}$ Índice de condutores novo e inicial

b Índice da capacidade de potência reativa do BC para ser instalado

mn Índice do circuito entre as barras m e n

m, n Índice das barras

s Índice de setores

t/y Índice dos níveis de operação / anos de planejamento

Parâmetros:

$\zeta_b^{bc^{fx}}/\zeta_b^{bc^{ch}}$ Custos de alocação do BC fixo/chaveado da capacidade b

$\zeta_{t,y}^{G}$ Custo da energia gerada no nível t no ano y

ζ^{SAE^p} Custo da unidade de potência do SAEE

ζ^{SAE^c} Custo de investimento da unidade de armazenamento do SAEE

$\zeta^{SAE^{co2}}$ Custo da pegada de carbono devido ao processo de reciclagem do SAEE

$\zeta_{\dot{a},a}^{rc}$ Custo de substituir o condutor $\dot{a}$ pelo condutor a

ζ^{rt} Custo de instalação do RT

$\zeta^{pv/wt}$ Custo de instalação de módulos PV / unidades WT

$\zeta_y^{op^{pv/wt}}$ Custos de operação e manutenção dos módulos PV / unidades WT no ano y

$\zeta_y^{op^{SAE}}$ Custo de operação e manutenção para o SAEE no ano y

$\zeta^{+s}_{s,t,y}$	Custos de compra de direitos de emissão entre setores s, para o nível de operação t, ano y
$\zeta^{+/-mk}_{s,t,y}$	Custos de compra / venda de direitos de emissão entre o mercado e o setor s, para o nível de operação t, ano y
ζ^{wr}	Custo de descarte e reciclagem para o SAEE
Δ	Peso que transforma um ano para a duração dos níveis de operação (8760h/T)
$\underline{\Phi}^S$, $\overline{\Phi}^S$	Limite inferior e superior para o fator de potência da subestação
Φ^{pv}/Φ^{wt}	Fator de potência para as unidades de GD renováveis
ρ	Densidade da unidade de armazenamento de energia do SAEE
η	Eficiência do SAEE
ξ^s	Coeficiente de intensidade de emissão do setor s
ξ^{SAE}	Coeficiente de intensidade de emissão devido ao processo de reciclagem do SAEE
$A^{+/-s}$	Limite máximo de compra / venda de direitos de emissão entre setores
$A^{+/-mk}$	Limite máximo de compra / venda de direitos de emissão entre setores e o mercado de carbono
$\overline{E}^{SAE}/\underline{E}^{SAE}$	Capacidade máxima e mínima de energia do SAEE
$\bar{I}_a$	Limite superior da magnitude de corrente através do condutor a
IC	Limite de investimento
$\overline{M}^{pv}_m$	Máximo número de módulos de PV para serem instalados na barra m
$\overline{M}^{wt}_m$	Máximo número de unidades de WT para serem instaladas na barra m
$P^D_{m,t,y}$	Demanda de potência ativa na barra m, nível t, ano y
$\overline{PE}^p_{s,t,y}$	Limite de emissão de poluentes para o setor s, nível t, ano y
$\overline{P}^{PV/WT}$	Capacidade máxima de potência ativa do módulo PV / unidade WT
Q^{esp}_b	Potência reativa especificada para o BC da capacidade b
$Q^D_{m,t,y}$	Demanda de potência reativa na barra m, nível t, ano y
R,X,Z_a	Resistência, reatância e impedância do condutor a
$R\%$	Porcentagem de regulação do RT

$\overline{V}$, $\underline{V}$ Limite superior e inferior para a magnitude de tensão

Variáveis contínuas:

$A_{s,t,y}^{+/-mk}$ Troca de direitos de emissão entre o mercado de carbono e o setor s, no nível t, ano y

$A_{s,t,y}^{+/-s}$ Troca de direitos de emissão entre o setores s, no nível t, ano y

f_t^D Fator de demanda no nível t

$f_t^{G^{pv/wt}}$ Fator de geração renovável no nível t

$\hat{I}_{mn,a,t,y}$ Magnitude da corrente ao quadrado no circuito mn, condutor a, no nível t, ano y

$E_{m,t,y}^{SAE}$ Estado de carga do SAEE instalada na barra m, nível t, ano y

$\tilde{E}_m^{SAE}$ Capacidade da unidade armazenadora do SAEE instalada na barra m

$P_{mn,a,t,y}$ Fluxo de potência ativa no circuito mn, condutor a, no nível t, ano y

$P_{m,t,y}^{PV}$ Geração de potência ativa da unidade PV na barra m, no nível t, ano y

$P_{s,t,y}^{S}$ Potência ativa fornecida pela subestação no setor s, no nível t, ano y

$P_{m,t,y}^{SAE^c}$ Potência de carga do SAEE na barra m, no nível t, ano y

$P_{m,t,y}^{SAE^d}$ Potência de descarga do SAEE na barra m, no nível t, ano y

$P_{m,t,y}^{WT}$ Geração de potência ativa da unidade WT na barra m, no nível t, ano y

$\tilde{P}_m^{SAE}$ Capacidade da unidade de conversão de potência do SAEE instalado na barra m

$Q_{mn,a,t,y}$ Fluxo de potência reativa no circuito mn, condutor a, no nível t, ano y

$Q_{m,t,y}^{BC}$ Potência reativa fornecida pelo BC instalado na barra m, no nível t, ano y

$Q_{m,t,y}^{PV}$ Potência reativa fornecida pela unidade PV na barra m, no nível t, ano y

$Q_{s,t,y}^{S}$ Potência reativa fornecida pela subestação no setor s, no nível t, ano y

$Q_{m,t,y}^{WT}$ Potência reativa fornecida pela unidade WT na barra m, no nível t, ano y

$U_{m,t,y}$ Magnitude de tensão ao quadrado na barra m, no nível t, ano y

$\widehat{U}_{n,t,y}$ Variável auxiliar para o quadrado da tensão na barra m, no nível t, ano y

Variáveis binárias e inteiras:

$C_{m,t,y}$ Variável inteira que determina os módulos de BCs em operação na barra m, no nível t, ano y

$\overline{C}_m$ Variável inteira que determina o máximo número de módulos de BCs instalados na barra m

M_m^{pv}/M_m^{wt} Variáveis inteiras que definem os módulos PV / unidades WT instalados na barra m

$v_{s,t,y}^{+/-mk}$ Variáveis binárias que definem se o setor s está comprando / vendendo direitos de emissão no nível t, ano y

$v_{s,t,y}^{+/-s}$ Variáveis binárias que definem a troca de direitos de emissão entre setores s, no nível t, ano y

$w_{m,t,y}^{sae^{d/c}}$ Variáveis binárias que definem o estado de operação do SAEE (descarga / carga) na barra m, no nível t, ano y

$x_{m,b}^{fx/sw}$ Variáveis binárias que definem a capacidade b e o tipo de BC para ser instalado na barra m

$x_{mn,a}^{rc}$ Variável binária que define o novo tipo de condutor a do circuito mn

x_n^{rt} Variável binária que define a alocação do RT na barra n

x_m^{sae} Variável binária que define a alocação do SAEE na barra m

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO 20

1.1 OBJETIVOS 22

1.2 CONTRIBUIÇÕES 23

1.3 ESTRUTURA DO DOCUMENTO 23

2 PLANEJAMENTO DE CURTO PRAZO E INTEGRAÇÃO DE NOVAS TECNOLOGIAS DE ARMAZENAMENTO E GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA 25

2.1 PLANEJAMENTO DE CURTO PRAZO 25

2.1.1 Revisão bibliográfica - Planejamento de curto prazo 26

2.1.1.1 Planejamento para o suporte de reativos 27

2.1.1.2 Planejamento para o suporte de reativo e controle de tensão 29

2.1.1.3 Recondutoramento e alternativas empregadas simultaneamente 30

2.2 INTEGRAÇÃO DE NOVAS TECNOLOGIAS 32

2.2.1 Unidades de geração distribuída 32

2.2.1.1 Trabalhos relevantes na alocação de unidades de GD 34

2.2.2 Sistemas de armazenamento de energia elétrica (SAEE) 37

2.2.2.1 Trabalhos relevantes na alocação de SAEE 38

2.3 MECANISMOS AMBIENTAIS NO PLANEJAMENTO DE SDEE 42

2.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS 44

3 FORMULAÇÃO MATEMÁTICA: ABORDAGEM DETERMINÍSTICA 47

3.1 PONTO DE OPERAÇÃO EM REGIME PERMANENTE 47

3.2 LIMITES OPERACIONAIS 49

3.3 ALTERNATIVAS DE PLANEJAMENTO 49

3.3.1 Bancos de capacitores, reguladores de tensão, e recondutoramento 50

3.3.2 Geração distribuída renovável 51

3.3.3 Sistemas de armazenamento de energia elétrica (SAEE) 53

3.4 RESTRIÇÕES AMBIENTAIS 55

3.5 MODELO DE OTIMIZAÇÃO LINEAR INTEIRO MISTO 56

3.6 CONSIDERAÇÕES FINAIS 63

4 ABORDAGEM PARA O PLANEJAMENTO DE CURTO PRAZO POR OTIMIZAÇÃO ROBUSTA 65

4.1 OTIMIZAÇÃO ROBUSTA 65

4.2 REPRESENTAÇÃO ROBUSTA DE DOIS ESTÁGIOS 67

4.2.1 Intervalo de incerteza e ajuste de robustez 68

4.2.2 Problema de otimização robusta adaptativa 69

4.3 ESTRATÉGIA DE SOLUÇÃO 72

4.3.1 Representação genérica para o problema de planejamento de curto prazo 72

4.3.2 Algoritmo de solução: ambiente mestre e subproblema 73

4.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS 77

5 CASOS DE ESTUDO E RESULTADOS NUMÉRICOS 80

5.1 CONSIDERAÇÕES E CASOS DE ESTUDO 80

5.1.1 Informações técnicas e financeiras do sistema teste de 134-barras 81

5.1.2 Informações técnicas e financeiras do sistema teste de 135-barras 82

5.1.3 Informação técnica e financeira das alternativas de planejamento 85

5.1.4 Casos de análises 88

5.2 RESULTADOS NUMÉRICOS 89

5.2.1 Resultados obtidos para o sistema teste de 134-barras 89

5.2.1.1 Caso base: Antes do planejamento 90

5.2.1.2 Caso I: Ações tradicionais de planejamento de curto prazo 91

5.2.1.3 Caso II: Alocação de BCs, RTs, e unidades de GD renováveis 92

5.2.1.4 Caso III: Alocação de BCs, unidades de GD renováveis, e SAEE 93

5.2.1.5 Caso IV: Considerando todas as alternativas de planejamento 93

5.2.1.6 Discussão dos resultados obtidos para o sistema de 134-barras 100

5.2.2 Resultados obtidos para o sistema teste de 135-barras 101

5.2.2.1 Caso base: Antes do planejamento 102

5.2.2.2 Caso I: Ações tradicionais de planejamento de curto prazo 104

5.2.2.3 Caso II: Alocação de BCs, RTs, e unidades de GD renováveis 104

5.2.2.4 Caso III: Alocação de BCs, unidades de GD renováveis, e SAEEs 105

5.2.2.5 Caso IV: Considerando todas as alternativas de planejamento 105

5.2.2.6 Discussão dos resultados obtidos para o sistema de 135-barras 112

6 CONCLUSÕES E DESENVOLVIMENTOS FUTUROS 114

6.1 CONCLUSÕES 114

6.2 DESENVOLVIMENTOS FUTUROS 115

REFERÊNCIAS 117

1 INTRODUÇÃO

As empresas distribuidoras (DISCOs), devido à necessidade de atender exigências operacionais, técnicas e ambientais, enfrentam diferentes desafios para satisfazer as necessidades e preferências dos consumidores de energia elétrica. Esses desafios acentuam-se devido ao aumento da demanda que interfere juntamente com fatores ambientais e técnicos na qualidade e confiabilidade da energia fornecida. Desta forma, as DISCOs devem procurar estratégias para maximizar a eficiência dos sistemas de distribuição de energia elétrica (SDEE), e assim, garantir a qualidade, confiabilidade e continuidade da energia fornecida, considerando condições e cenários futuros de curto prazo de operação. Para mitigar os problemas operacionais e de continuidade do serviço podem-se adotar ações de planejamento de curto prazo como localização, dimensionamento e substituição de alguns dispositivos e equipamentos, a fim de fornecer um controle efetivo sobre a magnitude de tensão, perdas de energia devido à operação do SDEE, fluxo de potência reativa e fator de potência. Entre estas ações, a alocação de bancos de capacitores (BCs) e reguladores de tensão (RTs), seleção e substituição de condutores e reconfiguração da rede são as alternativas mais implementadas em um plano de curto prazo, sendo as três primeiras o escopo deste trabalho.

Para atender essas necessidades imediatas relacionadas com problemas de controle e suporte de reativos, os BCs são instalados no SDEE como suporte de reativo para controlar o fluxo de potência reativa e fator de potência, reduzir as perdas de energia e obter melhoras no perfil das magnitudes de tensão. Por outro lado, os RTs são instalados para responder às variações nas tensões, originadas pelas flutuações das cargas do sistema. Este equipamento permite controlar diretamente a magnitude de tensão nas barras distantes da subestação mediante ajuste automático dos *taps*. Este ajuste consiste em regular o número de passos de *taps*, para evitar subtensões e sobretensões tanto em períodos de demanda elevada, quanto de demanda leve. Portanto, um planejamento simultâneo destes dispositivos permite exercer um controle direto na magnitude de tensão e no fluxo de potência, permitindo assim, redução nas perdas de energia, e manter a magnitude de tensão dentro dos níveis permitidos e uma melhoria do fator de potência da rede.

Condições operacionais da rede com excessivas perdas de energia e altas violações na capacidade máxima de corrente, a alocação de BCs e RTs podem não ser suficiente para resolver os problemas de operação de um SDEE. Nessas condições, substituir os condutores dos circuitos existentes do sistema é uma outra alternativa de planejamento de curto prazo. Considerando a grande importância destas alternativas de planejamento para a operação eficiente e segura de um SDEE, diferentes abordagens ao problema têm sido propostas. Estas abordagens caracterizam-

se devido à forma de tratar o problema, as ações de planejamento consideradas, e as técnicas para encontrar sua solução (RESENER et al., 2018).

O setor elétrico, sob outra perspectiva, é responsável por uma parcela na emissão de carbono. Atualmente, existe uma tendência para mitigar as emissões relacionadas com a geração de energia elétrica, a fim de atender aspectos de aquecimento global (ROGELJ et al., 2016). Incentivada por iniciativas governamentais, essa tendência busca reduzir os gases de efeito estufa através de mecanismos ambientais e, consequentemente, aumentar a participação das fontes de GD renováveis. Dessa forma, mecanismos como limites de emissão, impostos sobre emissão e comércio de direitos de emissão para atender limites ambientais podem ser implementados, simultaneamente com políticas para incentivar a participação de unidades de GD baseadas em recursos renováveis, especificamente tecnologias eólicas (WT) e fotovoltaicas (PV) , (DELARUE; BERGH, 2016). Nesse sentido, a instalação de unidades de geração distribuída (GD) é uma alternativa viável dentro de um esquema de planejamento, para atender os aspectos ambientais. Do ponto de vista técnico, as unidades de GD possibilitam uma resposta rápida ao aumento da demanda, melhorando o perfil de tensão e, em consequência, redução nas perdas de energia (EL-KHATTAM; SALAMA, 2004). A integração destas tecnologias no sistema apresenta significativos desafios na fase de planejamento da expansão e operação dos SDEE. Em termos matemáticos, a complexidade em representar a operação destas tecnologias no SDEE acentua-se com o alto nível de incerteza na geração de energia elétrica a partir destas fontes. Inúmeras estratégias, para contornar estas dificuldades têm sido amplamente estudadas, estas estratégias são baseadas em técnicas sofisticadas que procuram representar de maneira apropriada a operação destas tecnologias. Dentro dessas técnicas, destacam-se métodos probabilísticos, algoritmos de Monte Carlo, otimização robusta e estocástica entre outras (EHSAN; YANG, 2018).

Nos últimos anos, os sistemas de armazenamento de energia elétrica (SAEE) apresentam-se como uma proposta para equilibrar a defasagem no tempo entre a energia gerada pelas unidades de GD renováveis e a demanda de energia elétrica. Estes sistemas permitem a flexibilidade de armazenar o excedente de energia em intervalos de carga leve, e consequentemente, fornecê-lo em intervalos de carga pesada. Além desta significativa vantagem, os SAEE contribuem na regulação da frequência, a estabilidade do sistema, controle de tensão, gerenciamento de energia entre outras (WADE et al., 2010). Adicionalmente, a operação destas tecnologias mostrou-se vantajoso maximizando o desempenho técnico e a operação econômica do SDEE, entretanto, o grande desafio na fase de planejamento consiste em determinar a capacidade e localização ótima destes sistemas. Desta forma, o problema de planejamento de SAEE tem recebido uma grande importância na última década, em que diversas propostas de metodologias de planejamento da expansão e operação são encontradas na literatura para aproveitar os benefícios que esta tecnologia proporciona (SABOORI et al., 2017).

Neste trabalho de pesquisa, portanto, investiga-se uma abordagem de planejamento de curto prazo para assegurar o desempenho ótimo de SDEEs, e assim, garantir a qualidade e a confiabilidade da energia fornecida considerando cenários futuros de operação. Esta abordagem consiste em desenvolver um esquema de planejamento de curto prazo integrado, que considera os benefícios de cada alternativa de investimento, maximizando a eficiência de um SDEE. Este esquema integrado considera tantos aspectos técnicos, operacionais e financeiros, quanto mecanismos ambientais para promover e planejar um sistema de distribuição com baixa emissão de poluentes. Desta forma, a formulação deste problema de planejamento resulta em um modelo de otimização combinatória de programação não-linear inteira mista (PNLIM) não convexo, que via técnicas de linearização, pode ser aproximado por um modelo de programação linear inteira mista (PLIM). Para considerar as incertezas e a variabilidade devido à demanda e à geração de energia elétrica renovável, uma formulação robusta de dois estágios é proposta neste trabalho. Este problema de otimização robusta de dois estágios é categorizado como um problema de três níveis de otimização, em que a solução deste problema não pode ser obtida diretamente aplicando técnicas clássicas de otimização ou *solvers* comerciais. Para contornar esta complicada formulação, um ambiente hierárquico entre dois problemas de otimização é desenvolvido. Consequentemente, o algoritmo de decomposição *Column-and-Constraint Generation* (C&CG) é utilizado para encontrar a solução do problema de planejamento proposto. Para testar a metodologia desenvolvida são realizados testes em dois sistemas de distribuição de 134-barras e 135-barras. Os resultados numéricos obtidos são analisados e discutidos para validar o esquema de planejamento.

1.1 OBJETIVOS

A proposta deste trabalho tem como objetivo geral desenvolver um esquema de planejamento de curto prazo para sistemas de distribuição, para qual múltiplas alternativas de investimento são consideradas simultaneamente com mecanismos ambientais. Para alcançar este objetivo geral, os objetivos específicos são detalhados a seguir:

- Definição do contexto teórico para fundamentar o desenvolvimento da proposta apresentada nesta tese.
- Desenvolver um modelo matemático para integrar alternativas de planejamento como: a) dimensionamento, localização e tipo de BCs, b) alocação de RTs, c) identificar e substituir os condutores dos circuitos sobrecarregados da rede, d) dimensionar, localizar e definir a capacidade das unidades de GD renováveis e dos SAEEs.
- Abordar as complexidades de um problema não linear inteiro misto através de um modelo aproximado de PLIM, que permita o uso eficiente de *solvers* comerciais.

- Desenvolvimento de um modelo matemático que aborde adequadamente as complexidades do comportamento incerto da demanda do sistema e geração renovável.
- Desenvolvimento de uma técnica de solução que possa ser utilizada eficientemente e que os recursos computacionais sejam aproveitados.
- Com os resultados obtidos da proposta desenvolvida neste trabalho, fazer uma análise das possíveis implicações técnicas, ambientais e financeiras.

1.2 CONTRIBUIÇÕES

O esquema de planejamento formulado neste trabalho apresenta algumas contribuições. Estas são enumeradas a seguir:

- Um modelo de PLIM que, além das ações de planejamento tradicionais, considera alocação de unidades de GD renováveis e SAEE. A solução deste modelo fornece a localização, capacidade e tipo de tecnologia de geração de energia renovável.
- Uma proposta para incorporar no modelo ações para mitigar problemas ambientais na fase de planejamento de curto prazo de SDEE. Nesse sentido, um esquema dinâmico de comércio de direitos de emissão é devidamente considerado na formulação matemática do problema.
- Uma formulação robusta de dois estágios que garante a viabilidade da solução para qualquer cenário de operação dentro dos intervalos de incertezas predefinidos.
- Uma metodologia eficiente para tratar adequadamente das complexidades matemáticas do problema de planejamento formulado, e assim, determinar sua solução.

1.3 ESTRUTURA DO DOCUMENTO

Este documento está estruturado em seis capítulos, cujos conteúdos estão detalhados a seguir:

Capítulo 2: Neste capítulo apresenta-se o contexto teórico do problema de planejamento de curto prazo de SDEE. Com a finalidade de esclarecer esta abordagem, este capítulo é dividido em seções, que abrangem: a) as ações tradicionais de planejamento como alocação de BCs, RTs e seleção e substituição de condutores; b) a integração de novas de tecnologias como unidades de GD renováveis e os SAEE; e, c) uma breve descrição dos mecanismos ambientais mais utilizados no setor elétrico para controlar a emissão de poluentes. Em vista disso, para cada seção são apresentados

os principais trabalhos que serviram como suporte técnico e metodológico durante o desenvolvimento deste trabalho de pesquisa.

Capítulo 3: Apresenta em detalhe a formulação matemática do esquema de planejamento integrado de curto prazo considerando as múltiplas alternativas de investimento e os mecanismos ambientais. Em vista disso, um modelo de PLIM baseado em índices externos de incertezas é devidamente formulado para representar o problema.

Capítulo 4: A partir do modelo formulado em um ambiente determinístico no Capítulo 3, neste capítulo apresenta-se uma abordagem baseada nas incertezas dos parâmetros envolvidos no problema através de uma formulação robusta de dois estágios. Por consequência, uma breve introdução à otimização robusta e o desenvolvimento de uma representação de otimização robusta, com sua respectiva metodologia de solução são discutidas.

Capítulo 5: Apresentam-se os casos de estudo para validar a metodologia proposta em diferentes instâncias, e subsequentemente, resultados numéricos são descritos e analisados.

Capítulo 6: Este capítulo comtempla, as conclusões finais do trabalho, e em consequência, as limitações da proposta desenvolvida são devidamente discutidas evidenciando a direção de futuras pesquisas na fase de planejamento de curto prazo de SDEE.

2 PLANEJAMENTO DE CURTO PRAZO E INTEGRAÇÃO DE NOVAS TECNOLOGIAS DE ARMAZENAMENTO E GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

O problema de planejamento da expansão de redes de distribuição é um tema que apresenta constantes desafios devido à evolução dos SDEEs com relação aos índices de qualidade, confiabilidade e, equipamentos e dispositivos que devem ser instalados nas redes de distribuição. Para resolver esse problema, propostas de diferentes modelos e técnicas de solução são encontradas na literatura. Estas abordagens podem sofrer modificações em relação ao horizonte de planejamento, para o qual, estes problemas podem ser classificados em planejamento de curto ou longo prazo. Neste trabalho, ações consideradas de planejamento de curto prazo, tecnologias de geração renovável e sistemas armazenadores de energia são as alternativas consideradas para aumentar a eficiência de um SDEE. Por outro lado, o constante interesse de mitigar as emissões de poluentes no nível de sistemas de energia tem se tornado um aspecto importante na operação e planejamento dos sistemas de energia. Portanto, neste capítulo tem-se como objetivo apresentar as ações de planejamento consideradas em um horizonte de curto prazo, o problema de alocação de unidades de GD renováveis e SAEE, e mecanismos ambientais a fim de controlar a emissão de poluentes. Dessa maneira, uma revisão bibliográfica destas alternativas é detalhada e apresentada, a fim de, contextualizar o problema abordado neste trabalho.

2.1 PLANEJAMENTO DE CURTO PRAZO

O planejamento de curto prazo define uma proposta de investimento com ações de planejamento para efetuar melhorias na rede existente em um horizonte compreendido entre um e cinco anos (RESENER et al., 2018). Estas melhorias visam uma rápida adequação da energia fornecida, assim cumpre-se com as exigências das agências reguladoras, sem realizar uma expansão de elevado custo da rede de distribuição. No planejamento de curto prazo consideram-se ações como dimensionamento, localização e substituição de alguns dispositivos para obter um controle efetivo em: magnitude de tensão, perdas de energia devido à operação do sistema, fluxo de potência reativa e fator de potência do sistema. Considerando estas ações, o principal objetivo é garantir a qualidade da energia fornecida aos usuários finais. Dentre as ações habitualmente empregadas em um plano de curto prazo, destacam-se: a) o dimensionamento e alocação de bancos de capacitores; b) a alocação de reguladores de tensão; e, c) a seleção e substituição dos condutores dos circuitos. As características destas ações de planejamento

podem ser definidas da seguinte forma:

- a) Os BCs são compensadores de energia reativa do sistema. Esta energia é produzida por cargas reativas ou pela indutância das linhas. Estes dispositivos oferecem benefícios na operação dos sistemas de distribuição tais como: 1) manter a regulação de tensão dentro dos limites estabelecidos, 2) redução nas perdas de energia, 3) correção do fator de potência, 4) liberar parte da capacidade da rede ao reduzir o fluxo de potência reativa entre outros (SHORT, 2003). Estes dispositivos compensadores de reativo podem ser do tipo fixo ou chaveados, que segundo as necessidades do sistema e preferência das empresas distribuidoras, devem ser considerados na fase de planejamento de reativos a fim de propiciar maior flexibilidade na operação da rede.
- b) Os RTs são dispositivos com ajuste automático de tap, e o objetivo principal de sua instalação na rede é responder às variações na magnitude de tensão, principalmente, originadas pela flutuações das cargas do sistema. O ajuste automático de tap permite regular a tensão dentro de uma faixa determinada, que usualmente é obtida a partir da tensão de referência e a largura de banda (KERSTING, 2012). Estes dispositivos são instalados para corrigir a queda de tensão em lugares em que a subestação não exerce um controle direto na tensão do sistema.
- c) Substituição e seleção de condutores: Esta ação de planejamento tem como objetivo trocar a bitola dos condutores de circuitos existentes por condutores de outro tipo, identificando: 1) a ocorrência de excessivas perdas de energia, 2) violações da capacidade de corrente nos circuitos existentes e 3) alta queda de tensão nos circuitos. A seleção da bitola de condutores é realizada a partir de um conjunto disponível de condutores, em que diversos parâmetros são considerados para representar este problema, os principais em destacar são: vida útil, custo de instalação e o tipo e circuito (aéreo ou subterrâneo) (WILLIS, 2004).

2.1.1 Revisão bibliográfica - Planejamento de curto prazo

Uma série de trabalhos tem sido propostos na literatura considerando as alternativas de planejamento detalhadas na seção anterior com diferentes abordagens de modelos matemáticos e utilizando diversas estratégias para resolver o problema. Entre estes, destacam-se trabalhos que abordam as alternativas de planejamento de formas isolada e integrada. Inicialmente o problema de planejamento de reativos em um SDEE é discutido com algumas propostas clássicas e recentes. Consequentemente, alguns trabalhos que propõem a alocação de RT para o problema de controle de tensão são comentados até propostas que adotam simultaneamente ambos problemas (planejamento para o suporte de reativos e controle de tensão). Adicionalmente, trabalhos relacionados com o tema de seleção e substituição de

condutores são tratados, e finalmente, os trabalhos mais relevantes, em que uma metodologia integrada para resolver o problema de planejamento de curto prazo, são discutidos.

2.1.1.1 Planejamento para o suporte de reativos

Para o problema de planejamento de reativos em redes de distribuição, uma formulação não-linear inteira mista para alocação de BCs foi apresentada em Baran e Wu (1989). Neste trabalho a função objetivo do problema é aproximada por um função linear, para resolver o problema, o método de decomposição de Benders é utilizado. Anos mais tarde, diversas técnicas para abordar o problema foram propostas. Dentro desses trabalhos destacam-se, Chiang et al. (1990a) e Chiang et al. (1990b) em que implementam uma técnica de solução baseada em *simulated anneling* para resolver o problema de alocação de BCs. Outro trabalho de grande importância é apresentado por Sundhararajan e Pahwa (1994), em que as perdas de potência ativa no pico de carga e os custos de investimento em BCs são minimizados através de um algoritmo genético. Um algoritmo de busca tabu, para minimizar as perdas de energia e os custos de investimento considerando o crescimento da carga, capacidade dos alimentadores e os limites de tensão nos diferentes níveis de carregamento foi proposto por Huang, Yang e Huang (1996). Assim nesta década, o problema de alocação de BCs evoluiu até trabalhos como em Miu, Chiang e Darling (1997). Neste trabalho desenvolveu-se um algoritmo de dois estágios, em que, alocação e realocação dos BCs foi estudada para redes desbalanceadas. A proposta consistiu em um algoritmo genético para o primeiro estágio e um método heurístico para o segundo, em que uma análise de sensibilidade para alocação, realocação e controle de BCs chaveados foi testada em um sistema desbalanceado.

Nos anos subsequentes, inúmeros trabalhos para resolver o problema de planejamento de reativos em um SDEE foram propostos, dos quais destacam-se:

Gallego, Monticelli e Romero (2001) propuseram uma abordagem híbrida para o problema de alocação de BCs em SDEE radiais. Esta abordagem híbrida foi baseada na meta-heurística *Tabu Search* utilizando características de algoritmos genéticos, simulated annealing e métodos heurísticos práticos para determinar potência nominal, localização e os tipos de BCs a serem instalados. Nesta proposta o objetivo é minimizar os custos de investimento e o custo das perdas de energia no horizonte de planejamento.

Milosevic e Begovic (2004) apresentam uma abordagem de programação não linear inteira mista multiobjetivo para o problema de alocação de BCs. Nesta proposta, os custos de investimento e perdas de energia são minimizados simultaneamente, regulando a magnitude de tensão no sistema. Finalmente, para encontrar uma solução ao problema de PNLIM, um algoritmo genético multiobjetivo é apresentado como a técnica de solução.

Pires, Martins e Antunes (2005) apresentam uma formulação multiobjetivo para o

planejamento de reativos em sistemas de distribuição. Esta formulação incorpora dois objetivos, os quais representam minimizar as perdas resistivas e os custos referentes com a instalação dos BCs. Para demonstrar a eficiência e robustez da formulação proposta, a meta-heurística *Tabu search* foi utilizada como a técnica de solução e aplicada em um sistema real de distribuição.

Haffner et al. (2009) propõem um modelo linear inteiro misto para alocação e realocação de BCs, fixos e chaveados, em um SDEE. A contribuição deste trabalho está em apresentar a possibilidade de determinar, simultaneamente, o tap de operação dos transformadores junto com o problema de suporte de reativo. O objetivo do problema de otimização proposto é minimizar tanto os custos de investimento, instalação e realocação, quanto os custos de operação e manutenção da rede de distribuição.

Abul-Wafa (2013) apresenta uma abordagem para determinar os locais e as capacidades de BCs, o objetivo é reduzir as perdas de energia associadas à operação da rede e melhorar o perfil de tensão. Neste trabalho, uma técnica de sensibilidade à perda é usada para selecionar os locais candidatos para alocação, determinando assim, simultaneamente a capacidade ideal do BC. Simulações, usando um algoritmo genético são realizadas, em vários sistemas de distribuição em que uma melhoria significativa do perfil de tensão e redução das perdas são obtidas devido à alocação deste dispositivo.

El-Ela et al. (2016) apresentam um procedimento em duas etapas para identificar os locais e a capacidade dos BCs para serem instalados; no primeiro estágio, os índices de sensibilidade às perdas de energia foram utilizados para selecionar os locais dos BCs candidatos, enquanto que no segundo estágio o algoritmo de otimização colônia de formigas foi usado para alocar e dimensionar os BCs, em que as perdas de energia e os custos de investimento são minimizados simultaneamente.

Gampa e Das (2016) propõem um método híbrido composto pela combinação de um algoritmo genético e uma abordagem *fuzzy* multiobjetivo, visando a alocação de BCs no SDEE. Nesta proposta realiza-se uma análise de sensibilidade para determinar o conjunto de barras candidatas e desta forma determinar a localização adequada destes dispositivos e otimizar: a redução de perdas de energia, a capacidade do alimentador, o perfil de tensão e o fator de potência da subestação.

Os autores em Araujo et al. (2018) descrevem uma metodologia para a alocação de BCs em sistemas de distribuição desbalanceados. Neste trabalho consideram-se capacitores fixos e chaveados, que podem ser monofásicos o trifásicos, para minimizar as perdas de energia e atingir um perfil de tensão adequado nas barras do sistema. O método consiste em duas etapas, na primeira etapa, um algoritmo multifase baseado em um fluxo de potência ótimo é utilizado para calcular a demanda de energia reativa. Na segunda etapa, um algoritmo genético é proposto para determinar a localização ótima dos BCs.

2.1.1.2 Planejamento para o suporte de reativo e controle de tensão

A alocação de RTs tem sido explorada em vários trabalhos da literatura e entre esses encontram-se: Safigianni e Salis (2000) que desenvolvem um algoritmo para alocação ótima de RTs em redes radiais. Neste trabalho, os autores dividem este problema em dois subproblemas, que consistem em encontrar o número e localização dos RTs determinando a seleção ótima de taps. Em Sugimoto et al. (2005) a alocação e controle coordenado de RTs, usando *tabu search* como ferramenta de solução visando reduzir o desvio de tensão na presença de unidades de GD é abordada. Mendoza et al. (2007) propõem uma meta-heurística denominada micro algoritmo genético para alocar de forma otimizada os RTs no sistema. Este algoritmo minimiza as perdas de energia e os desvios de tensão visando maximizar a eficiência do sistema. Outra abordagem para este problema é formulada em Reddy et al. (2012), em que os autores apresentam um método simples para otimizar a alocação e configuração dos taps dos RTs. Esta proposta é avaliada através da análise de queda de tensão, em que o algoritmo enxame de partículas é utilizado para encontrar a solução de um sistema desequilibrado.

Salkuti e Lho (2016) propõem um algoritmo de rastreamento, denominado *Back Tracking Algorithm*, para a solução do problema de localização e número de RTs em SDEE de grande porte. Este algoritmo determina a localização, número e as posições de tap dos RTs para manter o perfil de tensão dentro dos limites estabelecidos, minimizando assim as perdas de energia no sistema, o que, por sua vez, maximiza a eficiência do sistema. Além deste algoritmo de rastreamento, os autores propuseram uma abordagem baseada na lógica difusa, com estes dois algoritmos, os resultados de cada metodologia são comparados em dois SDEEs de médio porte, mostrando a robustez de cada proposta.

Em Peña et al. (2016) é proposta uma metodologia para a alocação de RTs visando manter o nível de tensão dentro dos limites estabelecidos considerando a presença de unidades de GD e sistemas de armazenamento de energia elétrica. Esta metodologia define, as posições candidatas para instalação de RTs considerando aspectos técnicos e operacionais. Posteriormente, uma técnica de busca em profundidade é aplicada, a partir da barra com a tensão fora dos limites, as barras vizinhas são percorridas até encontrar a posição mais viável para instalar um RT. Com esta metodologia, cenários com e sem a presença das unidades de GD e dos sistemas de armazenamento de energia elétrica são avaliados, concluindo que, significativas melhoras na operação do sistema podem ser obtidas, se os benefícios de cada recurso são devidamente aproveitados.

Na literatura também encontram-se trabalhos que, o planejamento de curto prazo para o controle de tensão com RTs é formulado com a alocação de BCs, propondo assim, um planejamento integrado para o controle da magnitude de tensão e o suporte de reativos. Nesta linha de pesquisa, destacam-se os seguintes trabalhos:

Carpinelli et al. (2006) propõem o planejamento simultâneo para RTs e BCs, determinando localização e capacidade nominal destes dispositivos em redes de distribuição trifásicas e desbalanceadas. Este procedimento de dimensionamento e alocação além de minimizar as perdas de energia no sistema, também garante o menor impacto possível sobre a distorção harmônica das tensões da rede. Finalmente, com o objetivo de resolver este problema proposto, um algoritmo genético é apresentado como a ferramenta de solução.

Madruga e Canha (2010) propõem um algoritmo baseado em inteligência computacional para otimizar o SDEE considerando a topologia primária e secundária. Nesta proposta, alocação e configuração de BCs e RTs são otimizadas simultaneamente através de um algoritmo genético. Este problema de otimização visa minimizar os custos anualizados das perdas de energia, mitigar as violações dos limites estabelecidos para a tensão da rede e, consequentemente, minimizar os custos de manutenção devido à operação dos BCs e RTs.

Szuvovivski, Fernandes e Aoki (2012) apresentam uma solução para o problema de alocação de RTs e BCs. Para resolver este problema os autores utilizam um algoritmo genético, simultaneamente com um fluxo de potência ótimo baseado no método primal-dual de pontos interiores. A metodologia proposta neste trabalho está baseada na minimização dos custos das perdas e das penalizações por violações dos limites de tensão. Nesta metodologia, o algoritmo genético é utilizado para definir o posicionamento, capacidade e o tipo dos BCs e a alocação dos RTs, enquanto o fluxo de potência deve resolver o problema em estado estacionário e os ajustes dos taps, para controlar o nível de tensão na saída do RT.

Franco et al. (2013a) apresentam um modelo matemático para resolver o problema de alocação de RTs e BCs em sistemas radias de distribuição. O objetivo é minimizar os custos totais de investimento e custos de operação do sistema, naturalmente, este modelo é formulado como um PNLIM, em que as variáveis inteiras representam posicionamento, capacidade e tipo de BCs e RTs para serem instalados. Para resolver este problema de PNLIM via solvers comerciais, técnicas de linearização são utilizadas, e, um modelo aproximado de PLIM é obtido.

2.1.1.3 Recondutoramento e alternativas empregadas simultaneamente

No planejamento de curto prazo, outra alternativa amplamente estudada é o recondutoramento dos circuitos do SDEE. Um dos primeiros trabalhos discutindo a seleção e substituição dos condutores foi proposto por Ponnavaikko e Rao (1982). Nesta proposta, o modelo representa os custos dos alimentadores, custos de energia e a regulação de tensão como uma função das bitolas dos condutores, em que as capacidades dos condutores foram desconsideradas. O problema foi formulado através de programação dinâmica em vários estágios, e para resolvê-lo, um algoritmo que considera o crescimento de carga, fator de carga e mudança de custo de energia foi desenvolvido para resolver o problema.

Salis e Safigianni (1999) desenvolveram um método de otimização técnico-econômico para SDEE, em que, considerando o crescimento da carga e as restrições técnicas, uma proposta de recondutoramento é avaliada. Esta proposta consiste em determinar os segmentos sobrecarregados da rede em cada ano do período de planejamento, e propondo assim, a substituição dos condutores. Este método baseado em critérios econômicos determina o custo mínimo de investimento para satisfazer as restrições operacionais e técnicas do sistema através de um algoritmo heurístico.

Wang et al. (2000) propõem um modelo de programação inteira para o problema de seleção da bitola de condutores em SDEE radiais. Para resolver este problema, os autores desenvolveram uma ferramenta prática, que depende do uso combinado de um método baseado em índices econômicos e um método orientado por índice heurístico. Dentro das vantagens desta proposta, destaca-se que, devido à praticidade de não precisar de técnica de otimização sofisticada, esta abordagem é uma ferramenta útil para a tomada de decisões visando um investimento apropriado.

Em Mandal e Pahwa (2002) é proposto um método para a seleção do conjunto ideal de condutores para redes de distribuição. Este método proposto, considera dados técnicos e financeiros para efetuar a seleção do conjunto de condutores a serem utilizados. O procedimento baseia-se na minimização da área de seção transversal com relação aos custos dos condutores e das perdas de energia. Nesta abordagem, o conjunto de condutores é selecionado considerando condições de carregamento e confiabilidade, e assim otimizando o custo total.

Um modelo de PLIM para selecionar e substituir condutores dos circuitos sobrecarregados de um SDEE foi proposto em Franco et al. (2013b). Neste trabalho, os custos totais de investimento em troca de condutores e o custo das perdas de energia são minimizados considerando as restrições técnicas e operacionais da rede. Além de um modelo aproximado, este trabalho apresenta uma análise multiobjetivo. Nesta análise, um conjunto de soluções foram geradas avaliando aspectos financeiros e técnicos. A finalidade desta análise consiste em apresentar um processo de decisão, que visa uma melhor adaptação econômica às políticas de cada empresa de distribuição de energia elétrica.

Ganguly, Sahoo e Das (2013) propõem uma abordagem de programação dinâmica para o planejamento multiobjetivo de SDEE. O algoritmo de planejamento, proposto neste artigo, baseia-se em métodos de programação dinâmica para otimizar as rotas do alimentador e as bitolas dos ramais laterais. Nesta proposta, duas funções objetivos são formuladas, a primeira representa o custo de investimento, e a segunda é a medida de confiabilidade da rede. Além da seleção de condutores como variável de decisão, o redimensionamento otimizado da subestação existente via um planejamento estático é considerado. Os resultados encontrados são analisados sujeito a diferentes instâncias e são comparados com os trabalhos prévios da literatura.

Abdelaziz e Fathy (2017) apresentaram uma abordagem baseada no algoritmo de pesquisa

de corvos para a seleção ótima dos condutores em uma rede de distribuição radial. Neste trabalho, o custo de capital do condutor e o custo da perda de energia são minimizados. O problema de otimização considera tanto as características técnicas e físicas do condutor, quanto as restrições técnicas do sistema. Finalmente, uma análise comparativa entre os resultados obtidos e os resultados de trabalhos anteriores foi apresentada em detalhe utilizando diferentes topologias para o sistema estudado.

Os trabalhos apresentados e discutidos, anteriormente, propõem alternativas de investimentos para melhorar a qualidade da energia fornecida pelo SDEE. Existem propostas que apresentam uma abordagem de múltipla escolha, em que as ações de curto prazo, discutidas neste documento, são consideradas em um esquema de planejamento integrado. Dessa forma, entre esses trabalhos, destacam-se os seguintes:

Uma formulação multiobjetivo para um planejamento integrado de curto prazo em sistemas de distribuição é apresentado em Pereira, Cossi e Mantovani (2013). Nesta formulação ações como alocação de BCs; RTs; seleção e substituição de condutores dos circuitos e alimentadores são consideradas em um problema de otimização multiobjetivo. Este problema de otimização visa minimizar os custos operacionais, custos de investimento e reduzir os desvios de tensão no sistema. Considerando as características físicas e matemáticas deste problema, os autores propõem para sua solução um algoritmo baseado em *Non-dominated Sorting Genetic Algorithm* (NSGA-II) como técnica de solução.

Uma proposta similar é apresentada anos mais tarde em Reis, Franco e Rider (2015), em que, o modelo de PNLIM para o problema de planejamento de curto prazo é aproximado utilizando técnicas de linearização. Este planejamento, além de integrar as alternativas de investimento propostas em Pereira, Cossi e Mantovani (2013), define a construção de novas linhas especificando o tipo de condutor do circuito. Dessa maneira é definido o objetivo de minimizar os custos operacionais e os custos de investimento das alternativas propostas.

2.2 INTEGRAÇÃO DE NOVAS TECNOLOGIAS

2.2.1 Unidades de geração distribuída

A geração distribuída pode ser claramente definida como aquela energia elétrica produzida por geradores de pequeno porte, os quais estão conectados diretamente nas barras do SDEE ou à rede local dos consumidores (ACKERMANN; ANDERSSON; SÖDER, 2001). O surgimento e desenvolvimento da GD basicamente tem como objetivo responder às necessidades dos consumidores. Devido a este fato, mudanças em cenários econômicos, regulatórios, técnicos e operacionais começaram a aparecer, o que possibilitou uma restruturação no setor elétrico.

Nos últimos anos, novas tecnologias baseadas em recursos naturais estão recebendo a atenção dos agentes do sistema elétrico como uma alternativa na integração ao SDEE, devido ao seu baixo impacto ambiental. Atualmente, continuam sendo apresentadas propostas para geração de energia elétrica baseada em diferentes tipos de recursos, que incluem energia eólica, solar, hídrica, geotérmica, energia de marés, entre outras. Estas propostas surgem como uma tendência para aumentar a participação das unidades de GD baseadas em recursos renováveis, a qual é impulsionada por iniciativas de agências reguladoras destinadas a aumentar a eficiência energética e promover um sistema sustentável reduzindo a emissão de poluentes no setor elétrico (BIROL et al., 2008). Em termos gerais, a capacidade destas unidades de GD é menor comparada com a demanda total do sistema, mas o impacto devido à alta integração no sistema, pode ser significativa. Esta integração traz vantagens e desvantagens, em que múltiplos benefícios e aspectos devem ser considerados, segundo El-Khattam e Salama (2004) estes se descrevem a seguir:

- Redução nas perdas de energia, melhorando a qualidade da energia fornecida;
- Melhorar a capacidade de carga do sistema de energia com um atendimento rápido em função do crescimento da demanda;
- Contribuição na redução de emissões de poluentes e pode promover um desenvolvimento sustentável, estes benefícios são mais evidentes em unidades de GD baseadas em recursos de geração renováveis;
- Permite uma diversificação da matriz energética;
- A unidade de GD pode compensar uma deficiência da grande rede de energia, isto quando acontecer uma falha, a unidade pode fornecer um suporte de energia de emergência;
- A unidade de GD pode atender a demanda de energia de cargas em áreas remotas;
- Postergação de investimento de alto custo;
- Melhorar a tensão no ponto de conexão da unidade de GD.

A conexão das unidades de GD tem um inevitável impacto na estabilidade do sistema de energia, em relação às dificuldades, as principais desvantagens destacam-se as seguintes:

- Incremento da complexidade na operação dos SDEE, o que traz mudanças nos procedimentos de operação, controle e proteção;
- Intermitência na geração, devido aos erros na previsão de despacho de algumas tecnologias (por exemplo: tecnologias baseadas em recursos renováveis como vento e o sol);

- Impacto na tensão do sistema para intervalos de tempo com nível de carregamento leve;
- Impacto na coordenação dos dispositivos de controle e proteção;
- Impacto na confiabilidade do sistema;
- Perda da coordenação nos dispositivos de proteção;
- Investimento em dispositivos de controle e proteção;
- Diferentes níveis de corrente de curto circuito para um mesmo elemento, isto devido à intermitência da unidade.

Para aproveitar os benefícios e contornar as dificuldades na integração da GD ao SDEE, um planejamento adequado no nível de GD na rede de distribuição deve ser implementado. Este planejamento significa determinar a localização, capacidade nominal, tipo e número de unidades a instalar, bem como o controle coordenado das unidades de GD alocadas. Diferentes propostas de alocação de unidades de GD ao SDEE são abordadas na literatura, entre essas descrevem-se aquelas que consideram: a) unicamente o dimensionamento da unidade de GD; b) a localização da unidade; c) dimensionamento e localização; d) dimensionamento, localização e número de unidades; e outras, e) dimensionamento, localização, número e tipo de unidades de GD para serem instaladas no sistema. Desta maneira, diferentes técnicas para otimizar essa integração foram amplamente estudadas como: programação linear, programação não linear, fluxo de potência ótimo, programação dinâmica, programação dual, programação robusta e estocástica, entre outras. Este planejamento também é abordado por diferentes técnicas de inteligência artificial como heurísticas, meta-heurísticas, redes neurais, lógica *fuzzy*, algoritmo de Monte Carlo e técnicas híbridas (EHSAN; YANG, 2018).

2.2.1.1 Trabalhos relevantes na alocação de unidades de GD

Nesta subseção, são discutidas as contribuições para o problema de planejamento de GD em SDEE. Dessa forma, diversos trabalhos foram selecionados para a revisão bibliográfica, ressaltando as abordagens e técnicas de solução propostas por estes trabalhos.

Atwa et al. (2010) propõem uma técnica de planejamento probabilístico para alocação otimizada de diferentes tipos de GD, baseadas em tecnologias renováveis como, fotovoltaica, eólica e biomassa para minimizar as perdas anuais de energia no SDEE. Nesta proposta consideram-se tanto a capacidade e os limites máximos de penetração permitido da GD, quanto as restrições técnicas, físicas e operacionais do sistema. Para abordar este problema, uma formulação de PNLIM é presentada, em que as incertezas associadas às unidades renováveis e as variações horárias no perfil de carga são amplamente consideradas na formulação matemática do problema.

Ganguly e Samajpati (2015) propõem uma estratégia para alocação de GD em SDEE considerando as incertezas tanto no crescimento na demanda, como em geração. Nessa proposta, a modelagem da incerteza é determinada através de uma abordagem baseada em lógica *fuzzy*. Para resolver este problema de alocação, uma ferramenta eficaz baseada em um algoritmo genético adaptativo é utilizada. Além de apresentar a metodologia de solução para este problema, comparações entre os resultados de uma busca exaustiva de alocação de GD e os resultados de trabalhos anteriores são devidamente discutidos. Concluindo assim que com essas comparações, o algoritmo genético adaptativo apresenta resultados satisfatórios.

Mahmoud, Yorino e Ahmed (2016) apresentam dois métodos analíticos, para determinar os locais e potência nominal de diferentes tipos de unidades de GD, minimizando as perdas de energia no sistema. Este esquema de planejamento aplica o primeiro método ao problema de alocar uma combinação de diferentes tipos de GD com múltiplos recursos de geração, dessa forma, é estimada eficientemente a redução de perdas de energia devido às contribuições das unidades de GD. Assim com esta fase bem definida, o segundo método utiliza um fluxo de potência ótimo para validar a solução do primeiro método e determinar a redução de perdas de energia do sistema.

Pereira et al. (2016) propõem o planejamento integrado para alocação tanto de unidades de GD despacháveis quanto renováveis. Além de considerar unidades de GD, a possibilidade de dimensionar e alocar dispositivos para o suporte de reativo é analisada. Desta maneira, uma formulação matemática é apresentada, em que os custos de investimento e os custos de operação do sistema são minimizados para atingir aspectos técnicos, físicos e exigência da qualidade da operação da rede. Finalmente, para resolver este problema, um algoritmo hibrido baseado nas meta-heurísticas *tabu search* e um algoritmo genético foi desenvolvido, mostrando ser uma ferramenta eficaz para tratar um problema com alto nível de complexidade.

Muthukumar e Jayalalitha (2016) propõem uma metodologia hibrida para a localização e dimensionamento de unidades de GD e BCs em SDEE. Esta metodologia consiste em integrar uma técnica de busca harmônica e um algoritmo híbrido baseados em enxame de partículas e colônia de abelhas artificiais. O objetivo é minimizar as perdas de energia melhorando o perfil de tensão no sistema sujeito a três níveis de carregamento e às restrições operacionais. Para analisar a robustez do algoritmo proposto, resultados são obtidos para diferentes sistemas testes e comparados com propostas similares.

O trabalho apresentado em Paiva, Rueda-Medina e Mantovani (2017) desenvolveu uma metodologia para o planejamento de curto prazo em SDEE. Esta metodologia considera ações como alocação de unidades de GD eólicas, BCs, dispositivos de proteção, bem como a possibilidade de substituir os condutores dos circuitos sobrecarregados do sistema. Para tratar as incertezas devido às fontes renováveis, cadeias de Markov são utilizadas. Consequentemente, para atingir todos os objetivos propostos, um problema multiobjetivo é formulado. Este

problema de otimização minimiza os custos de investimento, perdas operacionais e os custos associados com a energia não suprida. Dessa maneira, uma melhora na confiabilidade do sistema através da alocação de dispositivos de controle e proteção, assim como estruturas aéreas compactas é uma contribuição importante do trabalho. Para resolver o problema, o algoritmo NSGA-II é apresentado como a ferramenta efetiva de solução.

Ahmadigorji, Amjady e Dehghan (2018) propõem o planejamento dinâmico robusto baseado na teoria de gap de decisão. Nesta abordagem, alternativas como alocação de unidades despacháveis de GD e reforço dos alimentadores do sistema são variáveis de decisão considerando incertezas referentes às cargas, preços da energia, custos de investimento e custos de operação. A proposta consiste em uma teoria de decisão que obtenha uma solução robusta, que seja protegida contra diferentes realizações de cada variável incerta que se encontra em sua região robusta. O modelo formulado neste trabalho, é capaz de ajustar a robustez da solução em termos de um parâmetro específico designado como o *budget* da incerteza.

Os autores em Amjady et al. (2018) apresentaram uma formulação adaptativa baseada em otimização robusta para resolver o problema de planejamento de SDEE com unidades de geração renováveis. Naturalmente, o modelo desenvolvido neste trabalhado consiste em uma proposta não convexa de programação não linear. Portanto, para superar essas limitações os autores reformularam o modelo matemático para um modelo de cônico de segunda ordem. A solução deste modelo propõe um esquema dinâmico para o reforço de alimentadores e alocação de unidades de geração renováveis via um esquema de três níveis de otimização. O problema mestre define as decisões de investimento, entanto, os níveis inferiores determinam a realização das incertezas e a reação da rede. Consequentemente, as decisões do problema mestre são ajustadas usando a informação dos níveis inferiores.

Por outro lado, em Alotaibi e Salama (2018) o planejamento para incrementar a integração de unidades de GD renováveis é apresentado. Esta proposta identifica, do ponto de vista financeiro, as localizações onde investidores em unidades de GD podem conectar seus sistemas. Adicionalmente, essa ação de investimento é otimizada simultaneamente com um esquema tradicional de planejamento para reforçar as subestações existentes, construir novas subestações, reforço e construção de novos circuitos, e reconfiguração do sistema. Considerando estas ações, esta proposta é formulada como um MILP probabilístico multi-estágio, onde as incertezas na demanda e geração renovável são devidamente representadas através da geração de cenários. A partir dos índices econômicos obtidos na solução do problema, custos totais de investimento são minimizados e, consequentemente, a participação dos investidores maximizada.

Uma estratégia de planejamento que determina a localização ótima para alocar geradores renováveis foi apresentado por Zhang et al. (2018). Inerentemente, a formulação deste problema consiste em um modelo de otimização estocástica de dois estágios. Para reduzir a

complexidade do problema, os autores deste trabalho transformaram este modelo estocástico em um modelo determinístico aproximado. Desta forma, um método analítico para determinar as melhores localizações das unidades de GD, considerando a natureza incerta das variáveis, é iterativamente utilizado. Comparado com abordagens baseadas em técnicas heurísticas, o tempo computacional da proposta apresentada neste trabalho mostra significativas vantagens. No entanto, erros na precisão dos resultados podem ser obtidos comparados com métodos baseados em incertezas.

Uma abordagem para o planejamento integrado de redes primárias e secundárias considerando geradores distribuídos foi apresentado em Hincapie, Gallego e Mantovani (2019). A novidade desta proposta consiste que esta é baseada em um método de decomposição, em que, investimentos na rede primária tais como construção e reforço de circuitos, alocação de novos transformadores, construção e reforço de subestações são minimizados simultaneamente com os custos operacionais do sistema no problema de nível superior. Entretanto, o segundo nível define os investimentos para reforçar a rede secundária e determinar as localizações ótimas para as unidades de GD. Esta formulação é representada por dois problemas de PNLIM, para superar as dificuldades desta formulação, uma técnica de solução baseada na meta-heurística *Tabu Search* foi utilizada.

Finalmente, em Wu et al. (2019) o planejamento para redes ativas de distribuição é formulado via uma abordagem bi nível de otimização robusta. A proposta apresentada neste trabalho é baseada em um modelo não convexo de PNLIM. Dessa maneira, os autores propõem reformular esse problema de otimização em um modelo cônico de segunda ordem. A abordagem desenvolvida neste artigo considera múltiplas alternativas de investimento tais como alocação de compensadores de reativo, *On load tap changer* (OLTC), e SAEE, para a integração de fontes baseadas em recursos renováveis. Portanto, para encontrar a solução deste problema, o algoritmo de decomposição C&CG é utilizado eficientemente.

2.2.2 Sistemas de armazenamento de energia elétrica (SAEE)

Na última década, os SAEE surgem como uma mudança estrutural para os SDEE, equilibrando o desajuste na curva de carga da energia gerada pelas unidades de GD renováveis e o consumo de energia. Estes sistemas tiveram um rápido crescimento tanto nos avanços técnicos como na relação de custo e eficiência. Existe uma variedade de tecnologia de armazenamento para o setor elétrico, cada uma com característica específica em seu mecanismo de operação; eficiência de carga e descarga, densidade de energia, duração de descarga, taxa de auto descarga, durabilidade de armazenamento e ciclo de vida. Estes sistemas são classificados segundo a forma como a energia é armazenada. Assim, estas tecnologias são baseadas em princípios mecânicos (ar comprimido, armazenamento hidráulico bombeado, agua bombeada), elétricos (super-capacitores e ultra-capacitores), eletromagnéticos (armazenamento através de energia

magnética em supercondutores), químicos (ácido, níquel-cádmio, íon de lítio, enxofre de sódio). Na atualidade, estas tecnologias são muito populares para aplicações em sistemas de energia elétrica (GÜNTER; MARINOPOULOS, 2016).

Os SAEEs proporcionam múltiplas aplicações para maximizar a operação da rede de distribuição que podem beneficiar as DISCOs e consumidores de diversas maneiras. Dentro dessas aplicações incluem-se o gerenciamento de energia, suporte de energia, nivelamento de carga, regulação da frequência, controle de tensão e estabilização da rede (WADE et al., 2010). Além dessas aplicações, os SAEE podem ser utilizados para a redução da carga de pico em um SDEE, em termos de agendamento, isto significa que o SAEE é operado no modo de carga durante intervalos de tempo fora do pico de consumo, e para os intervalos de tempo de carga pico em modo de descarga (MALY; KWAN, 1995). No entanto, estes sistemas apresentam altos custos de investimento associados na alocação no SDEE. Embora, novos avanços tecnológicos tenham sido obtidos para tentar mitigar esse problema, mesmo assim estes custos não são comparáveis aos dispositivos convencionais do sistema. Das soluções práticas para justificar esse investimento de alto custo é aproveitar as aplicações dos SAEE simultaneamente, isto para maximizar seus benefícios e aumentar a relação custo-benefício.

Para atingir os benefícios obtidos através dos SAEE, um plano de investimento deve ser formulado apropriadamente. Este plano deve conter objetivos definidos como encontrar a localização ideal, a potência e a capacidade de armazenamento dos SAEE sujeito às limitações técnicas tanto da sua tecnologia quanto às do SDEE. Este plano é matematicamente representado por um problema de otimização combinatório para o qual diversas metodologias de solução foram desenvolvidas. Nesse contexto, uma revisão bibliográfica dos trabalhos significativos é apresentada subsequentemente. O objetivo desta revisão é ressaltar as contribuições de cada trabalho analisado e as considerações em cada formulação proposta.

2.2.2.1 Trabalhos relevantes na alocação de SAEE

Em Atwa e El-Saadany (2010) uma metodologia para alocar SAEE, considerando uma alta penetração de unidades de GD eólica foi desenvolvida. Esta metodologia maximiza tanto os benefícios da GD, determinando a quantidade de energia eólica injetada no sistema, quanto a utilidade de dimensionar um SAEE, a fim de minimizar o custo anual da energia. Além dessa metodologia de alocação uma análise de custo-benefício, para verificar a viabilidade de instalar um SAEE, visando uma perspectiva de utilidade e interesses dos proprietários da GD, é devidamente avaliada. Essa análise consiste em comparar o custo anual de diferentes tecnologias de armazenamento com o lucro total, tanto de utilidade do SAEE, quanto o lucro para o proprietário da GD. Finalmente, os resultados obtidos mostram que a integração desses sistemas ao SDEE é economicamente viável para tecnologias de menor custo.

Sedghi, Aliakbar-Golkar e Haghifam (2013) apresentam o planejamento da expansão

de SDEE, com múltiplas alternativas, entre as quais destacam-se a construção de novas subestações, alocação de unidades de GD despacháveis e alocação de SAEE. O objetivo deste planejamento consiste em aumentar a confiabilidade e eficiência do sistema através de uma metodologia que integra as vantagens de cada alternativa. Esta metodologia está sujeita a variações de carga e condições operacionais, visando reduzir o custo de investimento. Dessa forma, para obter uma resposta deste problema de otimização combinatória, um algoritmo baseado em enxame de partículas mostrou ser eficaz e eficiente para a solução do problema.

Carpinelli et al. (2013) propõem uma estratégia de otimização para alocar e dimensionar SAEE e dispositivos para o suporte de reativo. Esta estratégia visa aproveitar as aplicações dos SAEE em função de suporte de tensão, redução das perdas de energia e adiamento da expansão do sistema. Nesse sentido, aspectos como os custos das perdas de energia, custos operacionais, investimento total e custos de operação e manutenção dos sistemas de armazenamento são devidamente otimizados. O problema é resolvido utilizando um algoritmo genético e um fluxo de potência ótimo baseado em programação quadrática sequencial. A estratégia de solução é abordada em duas fases, na primeira utiliza-se o algoritmo genético para alocar e dimensionar os SAEE, e na segunda fase, o fluxo de potência é utilizado para estabelecer um esquema de controle desses sistemas.

Um modelo de aquisição de energia baseado em dimensionar e alocar SAEE para melhorar a operação de sistemas de distribuição e regular os preços de energia é desenvolvido em Zheng et al. (2014). Neste modelo considera-se o fornecimento de energia dentro das áreas controladas pela empresa distribuidora através de uma estratégia de operação. A estratégia desenvolvida consiste em racionalizar a utilização do sistema de armazenamento, para mitigar o risco operacional devido à volatilidade dos preços da energia. Dessa maneira, as decisões de dimensionar e localizar o SAEE efetua-se através de uma análise custo-benefício, maximizando assim o lucro da DISCO e minimizando os custos operacionais.

Nick, Cherkaoui e Paolone (2014) apresentam uma proposta para alocar SAEE em SDEE com a presença de unidades de GD despacháveis e renováveis. Esta proposta é matematicamente representada por um modelo de programação cônica de segunda ordem multiobjetivo, em que aspectos técnicos e econômicos são otimizados. Entre os aspectos técnicos destacam-se desvios de tensão, carregamento dos alimentadores e perdas de energia, enquanto o custo da energia fornecida e o custo de investimento são minimizados simultaneamente.

Uma proposta de planejamento para dimensionar e alocar SAEE no SDEE usando estratégias de gerenciamento de demanda é apresentada em Awad, EL-Fouly e Salama (2015). O objetivo desta proposta é dimensionar e localizar os SAEE no SDEE, em que os custos de investimento são minimizados. Para otimizar a operação dos SAEE, uma abordagem probabilística foi adotada para atingir o máximo benefício na aplicação deste sistema. Este

problema é resolvido através de uma metodologia baseada em um algoritmo genético e em um *solver* de programação linear. Desta forma, o método de solução é apresentado como uma ferramenta eficaz para tratar o problema considerando um caso de estudo. Finalmente, os autores apresentam diferentes instâncias em que três tecnologias de SAEE foram avaliadas com um caso base, esta comparação mostrou a aplicabilidade do esquema de planejamento proposto.

Sedghi, Ahmadian e Aliakbar-Golkar (2016) propõem o planejamento para determinar a localização, capacidade e potência dos SAEE. Este planejamento está baseado em um fluxo de potência ótimo probabilístico, em que os sistemas de armazenamento são alocados para reduzir o pico de consumo, regular a tensão e melhorar a confiabilidade do SDEE. A função objetivo minimiza aspectos econômicos evitando violações técnicas no sistema, em que as incertezas relacionadas à demanda e geração renovável são consideradas através de um método de ponto estimado. Para a solução do problema, os autores desenvolvem um algoritmo híbrido baseado em *tabu search* e enxame de partículas como uma ferramenta robusta para tratar este tipo de problemas.

Um modelo de planejamento para alocar múltiplas tecnologias de armazenamento de energia é proposto em Daghi et al. (2016). Este modelo considera, através de um sistema *fuzzy* e uma análise fatorial, tanto incertezas econômicas e técnicas dos sistemas armazenadores, quanto incertezas na demanda e energia eólica presente no sistema. Este trabalho tem como objetivo determinar a tecnologia ideal do SAEE, a fim de localizar e dimensionar a capacidade ótima para ser instalada na rede de distribuição. Uma ferramenta hibrida constituída pelos algoritmos *simulated annealing* e genético obtém a solução do problema.

Qin et al. (2016) propõem o planejamento para alocar e definir a operação ótima de SAEE com a presença de unidades de GD eólica. Neste trabalho o SAEE é utilizado para fornecer serviços de reserva de energia em que variabilidade e incertezas das fontes eólica são mitigadas. Este planejamento é modelado através de um controle ótimo de séries temporais finitas, em que ações como localizar e dimensionar os SAEE são coordenadas utilizando um modelo de despacho cronológico e um de fluxo de carga convencional. Para reduzir a complexidade computacional, este modelo é estendido para um problema de programação cônica de segunda ordem inteiro misto. Nesse contexto, a formulação cônica de segunda ordem evidencia efetividade em modelar o problema, e sua solução mostrou uma alocação ótima de SAEE, onde, a confiabilidade e operação do SDEE foram melhoradas.

Li, Ayyanar e Vittal (2016) propõem uma metodologia para mitigar os impactos negativos devido à alta penetração de fontes fotovoltaicas no SDEE. Este impacto é mitigado determinando com precisão a dimensão do SAEE. Para efetuar uma análise apropriada, resoluções de operação de um minuto e uma hora são avaliadas. A informação obtida a partir dessa análise é utilizada para escolher, mediante técnicas de otimização, os locais ideais para

instalar o SAEE no sistema. Basicamente, esta proposta consiste em três etapas definidas a seguir: a primeira estabelece a resolução de tempo de análise, a segunda determina a dimensão e localização dos SAEE, e finalmente a terceira o despacho ótimo destas unidades.

Shen et al. (2017) formularam o planejamento integrado para expansão de sistemas de distribuição. Neste planejamento tanto os custos de investimento a longo prazo, quanto as condições operacionais de curto prazo são otimizadas através de um modelo aproximado de PLIM. Este modelo visa maximizar a eficiência de um SDEE mediante decisões de expansão como substituição de condutores, construção de novos circuitos e alocação de SAEE otimizando o carregamento e descarga deste sistema em um prazo de operação de curto prazo. Dessa forma, índices relacionados com aspectos econômicos, comércio de energia e confiabilidade são incluídos na função objetivo, enquanto o custo de investimento a longo prazo é minimizado e as condições operacionais do sistema melhoradas.

Babacan, Torre e Kleissl (2017) apresentam uma metodologia para explorar o dimensionamento e a alocação de SAEE em um SDEE. O objetivo desta metodologia consiste em reduzir as flutuações de tensão devido à alta integração de fontes fotovoltaicas. O problema proposto é formulado através de uma estrutura hierárquica, em que a capacidade e os pontos para alocar os SAEE são as variáveis de decisão. Este esquema hierárquico conduz a um problema de otimização bi-nível, onde no nível superior determina o local e dimensão do SAEE, enquanto no nível inferior determina-se o despacho ótimo do SAEE. Para resolver este problema de alocação ótima, um algoritmo genético baseado em incertezas é utilizado, mostrando eficiência com diferentes níveis de penetração de fontes fotovoltaicas, isto através de uma análise de sensibilidade.

Um método de otimização de dois estágios para o planejamento de unidades de GD considerando a integração de SAEE é apresentado em Li et al. (2018). Nesta proposta, no primeiro estágio determinam-se a localização e capacidade das unidades de GD utilizando uma abordagem baseada em análise de sensibilidade. Entretanto, o segundo estágio um algoritmo baseado em técnicas heurísticas é utilizado para determinar uma fronteira de Pareto, e assim, a solução com melhor compromisso pode ser determinada. Finalmente, para mitigar as variações devido aos resultados incertos dos GDs os SAEEs são instalados. A capacidade destes equipamentos é determinada através de um método baseado em restrições probabilísticas. A partir dos resultados obtidos, a proposta desenvolvida estabelece que as unidades de GD podem operar em suas capacidades nominais com uma certa probabilidade.

Uma estratégia para a localização ótima de SAEEs em sistemas de distribuição é desenvolvida em Das et al. (2018). A proposta deste trabalho consiste em mitigar o desvio de tensão, reduzir o carregamento dos circuitos e as perdas de energia, e a alta integração de geradores renováveis mediante a alocação destes equipamentos. Dessa forma, um algoritmo baseado na colônia de abelhas é utilizado para determinar a capacidade do

SAEE. Consequentemente, a informação da localização e capacidade dos SAEE são utilizadas em um fluxo de carga para analisar no SDEE os aspectos de interesse. Para validar o desenvolvimento desta proposta, os resultados obtidos são comparados com a meta-heurística enxame de partículas.

Um modelo para o planejamento de SDEE baseado em um esquema multiobjetivo foi desenvolvido em Masteri, Venkatesh e Freitas (2018). A proposta deste artigo considera ações como reforço em alimentadores, instalação de transformadores e alocação de SAEE. Os custos de investimento são minimizados e, em contraste, a confiabilidade do sistema maximizada. Para abordar estes objetivos conflitantes, um algoritmo multiobjetivo baseado em uma técnica *Fuzzy* é implementado. Finalmente, para mostrar a superioridade desta proposta, os resultados obtidos foram validados através da comparação com outros métodos disponíveis na literatura especializada.

Em Lazzeroni e Repetto (2019) uma estratégia para localizar e determinar a capacidade de SAEE em redes de distribuição foi desenvolvida. Esta estratégia consiste em dois *loops* iterativos, o primeiro define a localização e a capacidade ótima do SAEE baseada em uma análise de sensibilidade. Considerando a localização e a capacidade do equipamento de armazenamento de energia, o segundo *loop* minimiza as perdas de potência ativa no sistema. Dessa maneira, a operação do SAEE é otimizada com a possibilidade de injetar potência reativa ao SDEE. Finalmente, a proposta apresentada neste trabalho é validada mediante uma análise de custo-benefício do ponto de vista de operação do SAEE.

2.3 MECANISMOS AMBIENTAIS NO PLANEJAMENTO DE SDEE

Em termos ambientais, o setor elétrico (geração, transmissão e distribuição) é responsável por uma parcela das emissões globais de poluentes. Nesse sentido, alguns países e/ou órgãos reguladores implementam mecanismos para mitigar essa emissão de poluentes. Entre esses mecanismos, uma prática utilizada consiste em definir um limite de emissão (*cap*) para um sistema de energia. Dessa maneira, o sistema tem que ajustar o seu despacho de energia para satisfazer esse limite. Caso esse limite seja violado, a empresa deve pagar altas penalidades. Por outro lado, impostos na emissão de carbono (*Carbon tax*) é outra política utilizada para mitigar a emissão de poluentes e definir sistemas com pouco impacto ambiental através do ponto de vista monetário. Para estabelecer este mecanismo, uma taxa por tonelada de carbono é definida por um órgão regulador, em que, um emissor é obrigado a pagar pela tonelada de carbono que é emitida ao meio ambiente. Como outra alternativa, o mecanismo *cap* pode ser estendido e aplicado como um mecanismo de comércio de direitos de emissão, nomeado como *Cap and Trade*. Este mecanismo consiste em definir um limite de emissão (*Cap*) para um grupo de emissores, para o qual um esquema de comércio de direitos de emissão (*Trade*) entre eles pode ser estabelecido.

Este mecanismo opera através de um esquema dinâmico, em que os excedentes de direitos de emissão podem ser transferidos livremente ou mediante um contrato estabelecido entre indústrias, mercado de carbono e setores. Nesse sentido, emissões de carbono podem ser mitigadas para atender seus limites e, consequentemente, os direitos excedentes de emissão vendidos para outro ente. No entanto, o baixo preço estabelecido para emissão de carbono (usando *Carbon Tax* ou *Cap and Trade*) pode não representar uma medida significativa para a mitigação do problema de emissões de gases de efeito estufa. Portanto, o impacto destes mecanismos pode ser reforçado com a presença de outro instrumento ou política. Em outras palavras, a aplicação simultânea destes mecanismos com incentivos que promovam o investimento em fontes renováveis tem um impacto significativo na mitigação de carbono, quando comparada com a participação individual destes mecanismos (DELARUE; BERGH, 2016).

Estas considerações ambientais, recentemente, resultam um aspecto necessário e crucial no planejamento da operação e expansão de sistemas de energia elétrica (YI et al., 2018). Dessa maneira, nesta subseção apresentam-se os trabalhos relevantes no nível de redes de distribuição, em que estes mecanismos e outros instrumentos para mitigar a emissão de carbono são considerados na fase de planejamento.

Para considerar esse aspecto ambiental, uma estrutura de otimização foi apresentada em Zou et al. (2012), que é baseada em um algoritmo adaptativo enxame de partículas (chamado *TRIBE-PSO*) para o planejamento de sistemas de distribuição, onde a capacidade para suporte de reativo da unidade de GD e as incertezas do sistema são incorporadas. Para representar essas incertezas associadas à demanda de carga variável e às fontes de geração intermitentes, modelos probabilísticos são apresentados. A proposta deste trabalho tem como objetivo minimizar o custo associado com as diferentes tecnologias de GD (biomassa, solar, eólica), custo de operação e manutenção das unidades de GD, custos de confiabilidade, custos da energia fornecida pela subestação e os custos de emissão devido à energia fornecia pela subestação e as unidades de GD baseadas em biomassa. Finalmente, nos resultados obtidos, os autores destacaram a redução do custo total com a consideração das capacidades reativas da GD na fase de planejamento.

Os autores em Zeng et al. (2014) desenvolveram uma metodologia integrada que considera geração distribuída renovável e resposta à demanda como opções para o planejamento de sistemas de distribuição. Este problema foi formulado como um modelo de dois estágios, em que o primeiro estágio é composto pela fase de alocação e o segundo pela fase de operação. Desta forma, a alocação de fontes renováveis fotovoltaicas e eólicas é considerada junto com unidades de GD despacháveis. Além da alocação das unidades de GD, aspectos como resposta à demanda e reforço do sistema são otimizados para minimizar os custos totais de investimento. Adicionalmente, nesta proposta a emissão de carbono é minimizada através de impostos de emissão durante o horizonte de planejamento. Esta metodologia proposta é implementada

empregando um algoritmo híbrido, que considera através de cenários probabilísticos, as incertezas associadas à geração e respostas aos preços da energia aos consumidores.

O planejamento estratégico para alocar fontes de energia renovável e dispositivos para o suporte de reativo é apresentado em Kayal e Chanda (2016). Este problema é representado através de uma formulação multiobjetivo baseada na incerteza, em que benefícios como minimização das perdas de energia, aumento da estabilidade da tensão e a redução da emissão de dióxido de carbono via impostos são devidamente modelados matematicamente. Dessa maneira, para dar uma resposta a este problema e atender tanto os benefícios técnico, econômicos e ambientais esperados nesta formulação, o algoritmo enxame de partículas é utilizado como a técnica de solução do problema.

Uma formulação estocástica de dois estágios para o planejamento de redes de distribuição é apresentada em Tanaka, Yuge e Ohmori (2017). Nesta proposta, planos de investimentos para reforçar a capacidade da subestação, alocação de equipamentos para o suporte de potência reativa, e alocação de unidades de geração renovável foram otimizados simultaneamente. Para considerar a mitigação de carbono no horizonte de planejamento, as emissões de carbono são consideradas mediante o mecanismo de impostos por carbono. Adicionalmente, a proposta apresentada neste trabalho promove o investimento em fontes de geração baseada em recursos renováveis através de incentivos. Dessa forma, os custos de investimento, custos de operação e manutenção, custos da energia fornecida pela subestação, custos da energia não suprida, custos de impostos de carbono são minimizados, enquanto os incentivos em geração renovável são maximizados.

Os autores em Tanwar e Khatod (2017) apresentam uma proposta de planejamento para alocar e dimensionar unidades de GD renováveis e despacháveis em um SDEE radial. Esta proposta consiste em uma formulação multiobjetivo que compreende índices técnicos de desempenho para minimizar as perdas de potência ativa, capacidade de corrente máxima nos circuitos, desvio de tensão, índices econômicos e índices de impacto ambiental foram abordados. Para definir os fatores de ponderação de cada termo da função objetivo, apropriadamente, um processo de hierarquia analítica foi implementado determinando os valores para cada índice. Finalmente, para resolver este esquema de planejamento, um algoritmo baseado em enxame de partículas é aplicado, em que os resultados demonstram que os objetivos propostos podem ser atingidos com eficiência.

Um esquema de planejamento considerando alocação de equipamentos para o suporte de reativo, unidades de GD fotovoltaicas, e SAEEs é proposta em Dominguez et al. (2018). Para representar este problema, um modelo aproximado de PLIM é desenvolvido, em que as incertezas relacionadas à demanda e geração renovável foram consideradas via índices externos em um ambiente determinístico. Esta proposta foi formulada para abordar aspectos técnicos, financeiros e ambientais. Dessa forma, a emissão de poluentes no nível de distribuição

é limitada através de um *cap*. Portanto, a solução deste problema determina o plano de investimento mais econômico para maximizar a eficiência de um sistema com o menor impacto ambiental.

Uma estratégia para o planejamento de curto prazo, analogamente ao trabalho anterior, considerando unidades de GD renováveis foi apresentado por Dominguez, Kasmaei e Mantovani (2019). Além de abordar o problema de planejamento de curto prazo com as alternativas tradicionais, a alocação de unidades de geração eólica e solar é considerada, simultaneamente, no modelo de otimização. Devido ao comportamento incerto da demanda e da geração renovável, o modelo desenvolvido neste trabalho é estendido para uma formulação robusta de dois estágios. A proposta neste trabalho, minimiza os custos de investimento e os custos da energia fornecida pela subestação sujeito a limites operacionais, técnicos, econômicos e ambientais.

2.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

A revisão bibliográfica, apresentada nas seções anteriores, é uma base teórica e fundamental do estado da arte para o desenvolvimento deste trabalho. Diversos trabalhos foram encontrados para resolver o problema de planejamento de expansão em SDEEs considerando um período de curto prazo, que abordaram alternativas como: seleção e substituição de condutores dos circuitos sobrecarregados e alocação de BCs e RTs. Nessas propostas o problema é formulado de diferentes formas, considerando alternativas de planejamento isoladas, até um planejamento integrado. Dessa maneira, diferentes ferramentas de otimização foram utilizadas para resolver este problema visando aspectos técnicos, operacionais e econômicos ao longo do tempo. Entre essas ferramentas, destacam-se métodos de inteligência artificial e os métodos utilizando otimização clássica. A partir da revisão verifica-se que poucos trabalhos evidenciam o planejamento de curto prazo, integrando, simultaneamente, as alternativas antes mencionadas, ressaltando abordagens como dos autores Pereira, Cossi e Mantovani (2013) e Reis, Franco e Rider (2015).

Nos últimos anos, o planejamento da expansão e operação dos sistemas de distribuição tem-se tornado mais complicado devido à alta integração de novas tecnologias de GD e armazenamento de energia. Basicamente essa integração traz a noção de um sistema ativo, que incorpora unidades de GD, dispositivos de armazenamento distribuído, demanda ativa de cargas especiais, automação, comunicação e medição avançada. Hoje em dia é amplamente reconhecido que ao explorar a capacidade e os recursos destas tecnologias no nível de distribuição, diferentes benefícios podem ser obtidos. Benefícios que podem ser maximizados com uma estratégia planejada apropriadamente para integrar estas tecnologias ao sistema de distribuição. Desta maneira, poucos trabalhos abordam o planejamento integrando ações de curto prazo e alocação de GD renovável, destacando Paiva, Rueda-Medina e Mantovani (2017)

que integra fontes eólicas com ações como recondutoramento, alocação de BCs e alocação de dispositivos de controle.

Segundo a revisão bibliográfica deste trabalho, mecanismos ambientais no nível de distribuição têm sido escassamente abordados na fase de planejamento. Na maioria de trabalhos é destacado que este aspecto pode ser melhorado através de alocação de GD renovável e SAEE, mas dentro da formulação matemática do problema a maioria das propostas este aspecto ambiental tem sido desconsiderado. Existem abordagens que tratam as questões ambientais do ponto de vista monetário como Zou et al. (2012) e Zeng et al. (2014), em que as emissões de poluentes são reduzidas utilizando taxas de carbono. Outra proposta interessante é formulada em Kayal e Chanda (2016), que além de considerar alocação de GD, dispositivos para o suporte de reativo são apresentados juntamente a ações específicas para mitigar a emissão de poluentes via impostos de carbono no nível de distribuição. Sob outra perspectiva, destaca-se Tanwar e Khatod (2017), que propõe através de alocação de GD renovável reduzir os índices de impacto ambiental do sistema. Analogamente a estes trabalhos, Tanaka, Yuge e Ohmori (2017) apresentam um modelo para minimizar os custos relacionados com as taxas da emissão de carbono e por outro lado, os incentivos para o investimento em fontes renováveis são maximizados. Finalmente, nos trabalhos apresentados em Dominguez et al. (2018) e Dominguez, Kasmaei e Mantovani (2019) estes aspectos ambientais são considerados mediante o mecanismo de limites de emissão. Nestes trabalhos verificou-se que usando alternativas de planejamento, exigências ambientais podem ser atingidas. Consequentemente, a partir desta revisão, uma formulação matemática para um esquema de planejamento, que aborda as vantagens e desafios de cada alternativa de investimento é apresentada em detalhe no capítulo seguinte. Este esquema é formulado para considerar alternativas como: alocação de RTs, dimensionamento e alocação de BCs, seleção e substituição de condutores, dimensionamento e alocação de GD renováveis baseada em fontes eólicas e fotovoltaicas, e finalmente, dimensionamento e alocação de SAEE. Adicionalmente a estas propostas, restrições ambientais são consideradas na formulação matemática do problema. Dessa forma, além de considerar aspectos econômicos, técnicos, físicos e operacionais também abrange questões ambientais no nível de distribuição com o objetivo de maximizar a eficiência e promover um SDEE baixo em emissão de poluentes.

3 FORMULAÇÃO MATEMÁTICA: ABORDAGEM DETERMINÍSTICA

Ações práticas de planejamento, em termos gerais, como seleção e substituição de condutores e alocação de BCs, RTs são executadas tanto para reduzir as perdas técnicas de energia devido aos circuitos sobrecarregados, quanto para corrigir a queda de tensão causada pelas correntes nas linhas de distribuição e falta de suporte de reativos. Considerando estas ações e, aproveitando os benefícios técnicos e ecológicos de unidades de GD renovável e SAEE, um modelo aproximado de PLIM para representar o problema de planejamento de curto prazo considerando múltiplas alternativas de planejamento é proposto neste capítulo. Para formular o problema em um ambiente determinístico, a variabilidade em demanda e geração renovável são consideradas através de cenários representativos através de índices externos de incertezas.

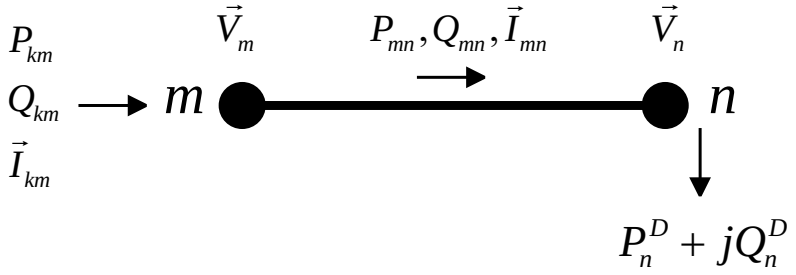
3.1 PONTO DE OPERAÇÃO EM REGIME PERMANENTE

O ponto de operação em regime permanente de uma rede de distribuição é analisado usando uma ferramenta de fluxo de potência. Este ponto de operação fornece um conjunto específico de informações tais como magnitudes de tensão, fluxos de potências ativa e reativa nas linhas, perdas de potência, fluxos de corrente nos circuitos e ângulo de fase para cada barra do sistema. Para obter essa solução, diversos métodos iterativos foram desenvolvidos (SHIRMOHAMMADI et al., 1988), (CESPEDES, 1990). Em termos matemáticos, o ponto de operação é encontrado resolvendo um conjunto de equações algébricas não lineares. Dessa maneira, esse conjunto de equações pode ser generalizado para representar as restrições de um problema de otimização matemática. Nesse sentido, em comparação com os métodos iterativos, o estado em regime permanente de um sistema de distribuição pode ser determinado usando técnicas clássicas de otimização. Para este fim, uma abordagem amplamente utilizada para modelar o ponto de operação de um SDEE é apresentada nesta seção. Nesse contexto, para formular apropriadamente o ponto de operação em regime permanente de um SDEE, as seguintes hipóteses são consideradas:

- A demanda de potência ativa e reativa é considerada constante.
- As perdas de potência ativa e reativa são concentradas na barra n.
- O SDEE é representado por um equivalente monofásico.

- O fluxo de potência e corrente através do circuito *mn*, como é ilustrado na Fig. 1, são considerados na mesma direção, saindo da barra *m* até a barra *n*.

Figura 1 – Representação do ponto de operação de um SDEE



Fonte: Elaborado pelo própio autor

Para representar a restrição da segunda lei de *Kirchhoff* para um laço fundamental de um sistema de distribuição, considera-se a queda de tensão em um circuito como é mostrado na Fig. 1, como a diferença entre a tensão na barra inicial *m* e a barra final *n*. Esta diferença deve ser igual ao produto da corrente e a impedância do circuito, portanto esta expressão representa-se por (1).

$$\vec{V}_m - \vec{V}_n = \vec{I}_{mn}(R_{mn} + jX_{mn}) \qquad \forall mn \in L \qquad (1)$$

Em que, o conjunto L representa os circuitos do sistema. O fluxo de corrente $\vec{I}$ pode ser calculado usando a equação (2).

$$\vec{I}_{mn} = \left(\frac{P_{mn} + jQ_{mn}}{\vec{V}_n}\right)^* \qquad \forall mn \in L \qquad (2)$$

Relacionando estas duas expressões, em que (2) é substituida em (1), e em consequência, obtém-se a expressão (3):

$$\left(\vec{V}_m - \vec{V}_n\right)\vec{V}_n^* = (P_{mn} - Q_{mn})\,(R_{mn} + jX_{mn}) \qquad \forall mn \in L \qquad (3)$$

Definindo a tensão $\vec{V}$ como $V\angle\theta$, em que V representa a magnitude e θ o ângulo de fase, a expressão (3) pode ser reescrita como é mostrada em (4).

$$V_m V_n\,(\cos\theta_{mn} + jsen\theta_{mn}) - V_n^2 = (P_{mn} - jQ_{mn})\,(R_{mn} + jX_{mn}) \qquad \forall mn \in L \qquad (4)$$

Igualando as partes real e imaginária de ambos lados da equação (4), tomado o quadrado das expressões resultantes e aplicando operações algébricas, a expressão (5) é obtida. Verifica-se que nesta formulação a diferença angular é eliminada e, portanto, esta expressão envolve

somente as magnitudes de tensão, corrente e os fluxos de potência ativa e reativa.

$$V_n^2 - 2(R_{mn}P_{mn} + X_{mn}Q_{mn}) - Z_{mn}^2 I_{mn}^2 - V_m^2 = 0 \qquad \forall mn \in L \tag{5}$$

Para calcular a magnitude de corrente através do circuito *mn*, a expressão (6) é utilizada.

$$I_{mn}^2 = \frac{P_{mn}^2 + Q_{mn}^2}{V_n^2} \qquad \forall mn \in L \tag{6}$$

Finalmente, para concluir a representação do fluxo de carga em regime permanente, considera-se a primeira lei de *Kirchhoff* para cada barra do sistema, em que a soma dos fluxos da potência de entrada na barra *n* são iguais aos fluxos de potência de saída. A partir dessa lei, as equações convencionais de balanço de potência são formuladas e representadas em (7) e (8).

$$\sum_{nm \in L} P_{nm} - \sum_{mn \in L} (P_{mn} + R_{mn} I_{mn}^2) + P^S = P_m^D \qquad \forall m \in N \tag{7}$$

$$\sum_{nm \in L} Q_{nm} - \sum_{mn \in L} (Q_{mn} + X_{mn} I_{mn}^2) + Q^S = Q_m^D \qquad \forall m \in N \tag{8}$$

3.2 LIMITES OPERACIONAIS

Limites operacionais, tais como níveis de tensão aceitáveis, fluxo de corrente entre a capacidade do circuito e fator de potência da subestação, devem ser atendidos para fornecer um serviço de qualidade aos usuários finais. Para representar estes limites operacionais, as expressões (9)-(11) são utilizadas. Em que, (9) estabelece os limites permitidos para a magnitude de tensão na barra *m*. Por outro lado, (10) limita a corrente máxima através do circuito *mn* e (11) limita a potência reativa fornecida pela subestação através do controle de fator de potência, onde são considerados $\underline{\Phi}^S$ e $\overline{\Phi}^S$ como fator de potência máximo e mínimo, respectivamente.

$$\underline{V} \leq V_m \leq \overline{V} \tag{9}$$

$$0 \leq I_{mn} \leq \bar{I}_{mn} \tag{10}$$

$$-P^S \tan(cos^{-1}\underline{\Phi}^S) \leq Q^S \leq P^S \tan(cos^{-1}\overline{\Phi}^S) \tag{11}$$

$$\forall m \in N, mn \in L$$

3.3 ALTERNATIVAS DE PLANEJAMENTO

Alternativas de planejamento tais como alocação de VRs, recondutoramento dos circuitos sobrecarregados, e definir a localização, tipo, e a capacidade de BCs, fontes de GD baseadas em recursos renováveis e SAEE são consideradas em um SDEE para maximizar sua eficiência em um horizonte de curto prazo. Dessa maneira, o horizonte de planejamento é representado

pelo conjunto Y, onde este conjunto contém os anos y para serem analisados. Para uma análise apropriada, cada ano y é representado por níveis de operação t, sendo o total de níveis contidos no conjunto T.

3.3.1 Bancos de capacitores, reguladores de tensão, e recondutoramento

Em termos técnicos, os BCs podem ser classificados como fixos e chaveados. A alocação de BCs do tipo fixo permite um suporte contínuo de reativo, enquanto o de tipo chaveado permite uma maior flexibilidade, evitando sobre-tensões naqueles cenários de carga leve e sub-tensões para os cenários de carga pesada. Dessa maneira, para considerar ambos tipos de BCs, o conjunto Ω^{bc} contém características como a capacidade b, o tipo (fixo ou comutável) e o custo associado com capacidade e tipo. O problema de alocação de BCs no sistema de distribuição é representado pelo conjunto de equações (12)-(18).

$$Q^{BC}_{m,t,y} = C_{m,t,y} Q^{esp}_{b} \tag{12}$$

$$0 \leq C_{m,t,y} \leq \overline{C}_{m} \tag{13}$$

$$0 \leq \overline{C}_{m} \leq \sum_{b \in \Omega^{bc}} b x^{fx}_{m,b} + \sum_{b \in \Omega^{bc}} b x^{ch}_{m,b} \tag{14}$$

$$\overline{C}_{m} \leq C_{m,t,y} + \sum_{b \in \Omega^{bc}} b x^{ch}_{m,b} \tag{15}$$

$$\sum_{b \in \Omega^{bc}} x^{fx}_{m,b} + \sum_{b \in \Omega^{bc}} x^{ch}_{m,b} \leq 1 \tag{16}$$

$$\sum_{b \in \Omega^{bc}} x^{fx}_{m,b} \leq 1 \tag{17}$$

$$\sum_{b \in \Omega^{bc}} x^{ch}_{m,b} \leq 1 \tag{18}$$

$$\forall m \in N; b \in \Omega^{bc}; t \in T; y \in Y$$

Em que a equação (12) determina a injeção de potência reativa no sistema, essa injeção é controlada com o número de módulos em operação no nível t e no ano y, usando a expressão (13). Por outro lado, o tipo de BC é determinado pelas condições representadas em (14) e (15). Nestas equações, em (14) o produto de bx^{fx} e bx^{ch} determina a capacidade do tipo de BC instalado (fixo (fx) ou chaveado (ch)), enquanto (15) é usada para a escolha ótima do tipo de BC para ser instalado, em outras palavras, se $\overline{C} = C$ o capacitor é fixo e no caso $\overline{C} < C$ chaveado. Esta condição deve ser atendida considerando tanto os níveis t, quanto o horizonte de planejamento. Para garantir que um tipo de capacitor seja instalado no sistema a equação (16) é utilizada. Finalmente, a capacidade do capacitor fixo ou chaveado é definida por (17) e (18), respetivamente.

Para obter um controle efetivo na magnitude tensão em um SDEE, dispositivos como RTs

são utilizados. Nesse sentido, para alocar estes dispositivos na rede de distribuição é necessário que a faixa de regulação seja a suficientemente apropriada para corrigir as flutuações de tensão e compensar a queda de tensão. Diferentes faixas de regulação para os RTs podem ser encontradas para sua comercialização, a maioria destes dispositivos possui uma faixa de regulação em $\pm R\%$, seja elevando ou reduzindo a magnitude de tensão. A modelagem matemática destes dispositivos é representada segundo as seguintes expressões (19)-(21):

$$V_n = tr\widetilde{V}_m \tag{19}$$

$$tr_{n,t,y} = 1 + R\% \frac{tap_{n,t,y}}{\overline{Tap}} \tag{20}$$

$$-\overline{Tap}x_n^{rt} \leq tap_{n,t,y} \leq x_n^{rt}\overline{Tap} \tag{21}$$

$$\forall m,n \in N; t \in T; y \in Y$$

Em que a equação (19) representa a tensão regulada na barra n, (20) a relação de transformação e (21) o número de passos disponíveis no regulador instalado na barra n. Nota-se que, para instalar um RT no sistema, a variável binária x^{rt} é utilizada, qual define 1 se o RT é instalado no sistema e 0 caso contrário.

Por outro lado, outra ação de planejamento como seleção e substituição dos condutores dos circuitos sobrecarregados pode ser utilizada para melhorar a eficiência de um SDEE. Dessa maneira, a especificação adequada do condutor a partir de um conjunto de condutores resulta um aspecto importante para obter uma operação econômica de uma rede de distribuição. Este conjunto deve considerar características tanto técnicas como econômicas. A partir destes aspectos, a seleção de um tipo de condutor deve consistir em que a capacidade térmica deste seja suficiente para suportar a situação com carga elevada e em termos financeiros a mais otimizada possível. A partir desta perspectiva, neste trabalho é construído o conjunto CT, que contém características relacionadas ao tipo, capacidade e custo de cada condutor. Matematicamente a decisão de substituição de um tipo de condutor em um circuito mn é formulada usando a variável binária x^{rc}. Em termos práticos, esta variável decide se o tipo de condutor $\dot{a}$ é substituído pelo condutor selecionado a, e a esta ação associa-se um custo de substituição.

3.3.2 Geração distribuída renovável

Dois tipos de unidades de GD baseadas em recursos renováveis são considerados. Estas unidades são definidas em tecnologias baseadas no vento e solar. Para fins práticos na modelagem matemática deste problema, estas são referenciadas como WT e PV, respectivamente. O modelo PV é representado matematicamente em (22), em que a potência injetada P^{inj} (W) pelo painel solar depende da irradiação solar G (W/m^2) e da temperatura da célula T^o_{cell} (C^o). P^{CN} (W) é a potência em condições nominais de operação, k^o_v o coeficiente de temperatura (%/C^o), T^o_{amb} representa a temperatura ambiente (C^o) e NCT as condições nominais

de temperatura na célula (C^o).

$$P^{inj} = P^{CN}\left[\frac{G}{1000}\left(1+k_v^o(T_{cell}^o-25)\right)\right] \tag{22}$$
$$T_{cell}^o = T_{amb}^o + \left(\frac{NCT-20}{800}\right)G$$

O modelo WT é representado por uma curva característica de geração, a qual é linearizada e está representada em (23). Similar ao modelo PV, a potência injetada P^{inj} pela turbina depende da velocidade do vento v. Nestas condições, se v é menor que a velocidade de corte inferior v_i ou maior que a superior v_I, a P^{inj} é igual a zero. Para o caso da velocidade nominal v_r, P^{inj} é igual à potência nominal da turbina P_n.

$$P^{inj}\begin{cases} 0, & v < v_i \\ \frac{P_n}{v_r-v_i}v + P_n(1-\frac{v_r}{v_r-v_i}), & v_i \leq v < v_r \\ P_n, & v_r < v < v_I \\ 0, & v \geq v_I \end{cases} \tag{23}$$

Estes modelos, utilizados em trabalhos como Montoya-Bueno, Munoz e Contreras (2015) e Atwa et al. (2010), podem ser empregados para criar perfis de geração renováveis sujeitos às condições climáticas que envolvem informações relacionadas à velocidade do vento e radiação solar. Portanto neste trabalho, o modelo determinístico proposto neste capítulo requer os perfis de geração renováveis, os quais podem ser obtidos através de dados históricos considerando condições climáticas.

Para instalar estas unidades, as variáveis M_m^{pv} e M_m^{wt} são utilizadas para definir tanto a localização (barra m) quanto a capacidade nominal da unidade de GD (número de módulos PV e número de turbinas WT). O modelo matemático para este tipo de geradores é apresentado pelas equações (24)-(29).

$$P_{m,t,y}^{PV} = M_m^{pv}\overline{P}^{PV} f_{t,y}^{G^{pv}} \tag{24}$$
$$-P_{m,t,y}^{PV}\tan(cos^{-1}(\Phi^{pv})) \leq Q_{m,t,y}^{PV} \leq P_{m,t,y}^{PV}\tan(cos^{-1}(\Phi^{pv})) \tag{25}$$
$$P_{m,t,y}^{WT} = M_m^{wt}\overline{P}^{WT} f_{t,y}^{G^{wt}} \tag{26}$$
$$-P_{m,t,y}^{WT}\tan(cos^{-1}(\Phi^{wt})) \leq Q_{m,t,y}^{WT} \leq P_{m,t,y}^{WT}\tan(cos^{-1}(\Phi^{wt})) \tag{27}$$
$$0 \leq M_m^{pv} \leq \overline{M}^{pv} \tag{28}$$
$$0 \leq M_m^{wt} \leq \overline{M}^{wt} \tag{29}$$
$$\forall m \in N; t \in T; y \in Y$$

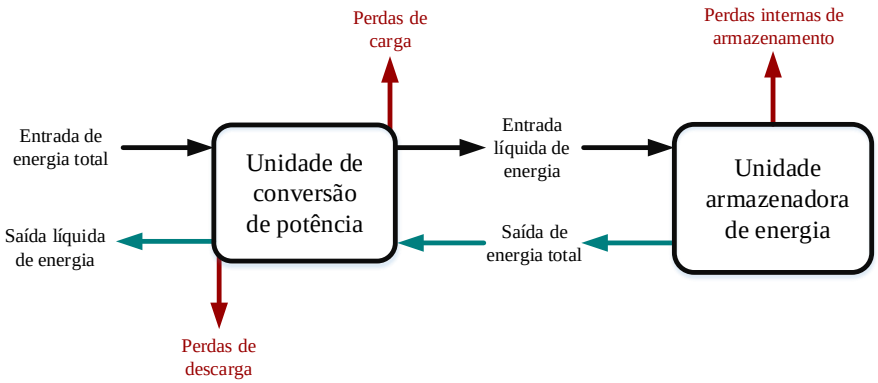
No modelo dos geradores PV, a equação (24) determina a injeção de potência ativa no sistema, em que $f_{t,y}^{G^{pv}}$ representa o parâmetro de fator de geração que depende do perfil

de previsão de potência PV. O investimento nos módulos PV, depende da variável M^{pv} considerando o valor máximo de módulos $\overline{M}^{pv}$ que podem ser instalados. Equação (25) define que, a potência reativa da unidade de GD pode ser ajustada considerando a potência ativa fornecida e um fator de potência predefinido para o painel. Analogamente às expressões para os geradores PV, o modelo para os geradores WT é apresentado nas equações (26) e (27) que descrevem a potência ativa e reativa injetada no sistema de distribuição, respectivamente. Finalmente, para definir a potência nominal das unidades de geração a serem instaladas na barra m, as restrições (28) e (29) são utilizadas. Ressalta-se que neste trabalho considera-se que as unidades de GD renováveis possuem a capacidade de se conectar a um sistema de média tensão, operando com o fator de potência predefinido e controlando a potência de saída através de inversores de energia inteligente.

3.3.3 Sistemas de armazenamento de energia elétrica (SAEE)

Os SAEE caracterizam-se pelo tipo de tecnologia e pelo custo, mas algumas propriedades deste equipamento podem ser definidas para todos os tipos de sistemas. Entre as mais comuns; destacam-se a densidade de potência, densidade da energia armazenada, número de ciclos, duração de descarga, eficiência, custo de alocação, custo de operação, entre outras. Em termos gerais, para poder estabelecer essas propriedades é necessário representar essas características através de um modelo matemático apropriado. O mecanismo de operação de um SAEE pode ser representado pela unidade de conversão de potência e a unidade armazenadora como é mostrado na Fig. 2.

Figura 2 – Esquema de um SAEE.



Fonte: Adaptado de Saboori et al. (2017)

A partir desta figura, tanto a modelagem técnica quanto a modelagem financeira podem ser obtidas. Em termos técnicos, a quantidade de energia carregada e a energia descarregada do SAEE terá perdas na unidade de conversão, nessa perspectiva, a porcentagem da eficiência no modo de carga define a relação entre a energia extraída da rede e a energia líquida carregada no

SAEE. Portanto, define-se a energia líquida carregada no SAEE como o produto da eficiência e a energia extraída da rede. Analogamente ao estado de carga, o estado de descarga afeta a unidade de conversão no modo descarga. Nesse caso, a energia total extraída do sistema de armazenamento é igual à relação entre a potência líquida injetada no sistema mais as perdas na unidade de conversão e sua eficiência. Além das perdas referentes à unidade de conversão, uma pequena parte da energia na unidade de armazenamento pode ser perdida, este efeito é conhecido como auto-descarga, sendo esse efeito baseado na tecnologia e na durabilidade do armazenamento. Matematicamente, estes aspectos físicos podem ser representados pela expressão (30):

$$E^{SAE}_{m,t,y} = \eta t P^{SAE^c}_{m,t,y} - \frac{1}{\eta} t P^{SAE^d}_{m,t,y} + E^{SAE}_{m,t-1,y} - \rho E^{SAE}_{m,t-1} \qquad : \forall t > 1 \qquad (30)$$
$$\forall m \in N; t \in T; y \in Y$$

Nesta expressão, a energia de carga e descarga são representadas por $tP^{SAE^c}_{m,t,y}$ e $tP^{SAE^d}_{m,t,y}$, respectivamente. O efeito de auto descarga é modelado por $\rho E^{SAE}_{m,t\tilde{}1,y}$, que modela o estado de operação do SAEE, que depende do estado anterior $t-1$. Na abordagem proposta neste trabalho, a localização do SAEE é determinada usando a variável binária x^{sae} e dimensionada encontrando a capacidade da unidade de armazenamento ($\tilde{E}^{SAE}_m$) e a capacidade de carga e descarga potência ($\tilde{P}^{SAE}_m$).

A alocação destes sistemas no SDEE considera custos de investimento, custos de operação e manutenção, custos de reciclagem e um custo da pegada de carbono devido ao processo de reciclagem é adicionado, isto visando um planejamento ecologicamente compromissado. O custo de investimento é divido em duas partes, a primeira está relacionada com o custo da unidade de armazenamento de energia e a segunda com o custo da unidade de conversão. Estes custos determinam o investimento inicial total de um SAEE. Adicionalmente, o custo de operação e manutenção é fixo no primeiro ano e pode variar nos anos seguintes. Do ponto de vista ambiental estas tecnologias contêm materiais poluentes, portanto, neste trabalho é considerado que os SAEE devem ser reciclados e um tratamento ambiental adequado deve ser aplicado após o ciclo de vida do equipamento. Por outro lado, esse tratamento ambiental produz uma pegada de carbono que depende da dimensão do sistema de armazenamento. Nesse sentido, na fase inicial do planejamento, um custo de reciclagem e o custo da pegada de carbono devido ao processo de reciclagem são considerados. Dessa forma, o custo do processo de reciclagem é estimado considerando a capacidade da unidade de armazenamento (kWh). Para estimar o custo da pegada de carbono, um valor de emissão devido à reciclagem dos materiais poluentes (kg-CO2/kg), a densidade da unidade armazenadora (kWh/kg), a capacidade da unidade de armazenamento (kWh), e um custo de emissão de CO2 ($/Ton) são associados. Esta consideração ambiental está baseada em análises prévios apresentados em trabalhos como Bernardes, Espinosa e Tenório (2004) e Sullivan, Gaines et al. (2010).

3.4 RESTRIÇÕES AMBIENTAIS

Diferentes países e regiões tentam mitigar o impacto ambiental devido ao setor elétrico utilizando diversos mecanismos. Nesse sentido, políticas ambientais tais como impostos na emissão de poluentes e limites de emissão são as práticas comumente utilizadas para atender objetivos ambientais. Esse limite de emissão pode ser implementado conjuntamente com um esquema de comércio de direitos de emissão, que introduz o conceito de *Cap and Trade* de direitos entre setores. Este mecanismo consiste em que, uma quota permitida de emissão é definida para cada setor (quota horária, mensal ou anual), onde se essa quota é excedida, direitos podem ser comprados de outro setor, caso contrário o excedente pode ser vendido. Nesse contexto, um esquema de comércio de direitos de emissão é formulado no nível de distribuição. Nesta proposta, o SDEE é dividido em k setores como mostra a Figura 3. Cada setor é definido com uma quota máxima de emissão $\overline{PE}$, onde para satisfazer suas restrições de fornecimentos de energia, direitos de emissão entre setores podem ser gerenciados. Adicionalmente a esta interação entre setores, um esquema de compra e venda de direitos entre o mercado de carbono e cada setor é considerado. A partir da Figura 3, observa-se que o setor 1 tem uma emissão de poluentes baixa, portanto, esse setor vende os direitos excedentes ($A_1^{-^s}$) para o setor 2 e para o mercado de carbono ($A_1^{-^{mk}}$). Caso contrário no setor 2, para qual o limite de emissão não pode ser atendido, e portanto, direitos de emissão são comprados (setor 1 ($A_1^{+^s}$), setor k ($A_k^{+^s}$) e mercado de carbono ($A^{+^{mk}}$)). Finalmente, no setor k a emissão de poluentes está dentro do seu limite estabelecido e os direitos excedentes podem ser vendidos para o setor 2 ($A_k^{-^s}$).

Matematicamente esse esquema de comércio de emissões entre setores e o mercado pode ser representado pelas expressões (31) e (32).

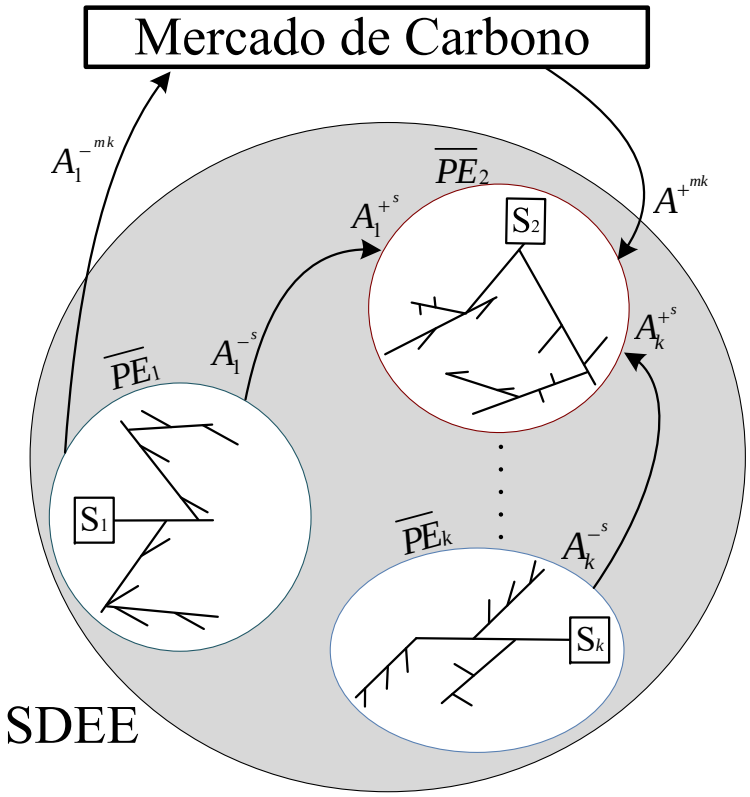
$$\xi^s \Delta P^S_{s,t,y} + A^{-^s}_{s,t,y} + A^{-^{mk}}_{s,t,y} \leq \overline{PE}_{s,t} + A^{+^s}_{s,t,y} + A^{+^{mk}}_{s,t,y} \tag{31}$$

$$\sum_{s \in S} A^{-^s}_{s,t,y} = \sum_{s \in S} A^{+^s}_{s,t,y} \tag{32}$$

$$\forall s \in S; t \in T; y \in Y$$

Neste modelo, a restrição (31) define o limite de emissão para cada setor, onde a emissão está relacionada com a energia fornecida pela subestação (ΔP^S) e o coeficiente de emissão associado ao setor (ξ^s). Em que, se for necessário cada setor pode comprar direitos de emissão (entre setores A^{+^s} e/ou entre o mercado $A^{+^{mk}}$) para atender suas exigências de fornecimento de energia. Caso contrário, os excedentes podem ser vendidos entre setores (A^{-^s}) e/ou mercado ($A^{-^{mk}}$). A restrição (32) garante o comércio de direitos entre setores. Destaca-se que, esta formulação matemática resulta em uma representação geral e, consequentemente, considera outras possibilidades de operação tais como venda dos excedentes de todos os setores para o mercado (caso se todos os setores atendem seus requerimentos de energia dentro do limite de emissão), ou compra de direitos de emissão por parte de todos os setores (caso se o limite de

Figura 3 – Representação do esquema de comércio de direitos de emissões entre setores de um SDEE e o mercado de carbono



Fonte: Elaborado pelo própio autor

emissão para todos os setores é estorado).

Sob outra perspectiva, iniciativas para aumentar a participação de fontes baseadas em energia renovável na matriz energética são implementadas por muitos governos. Nesse contexto, essa participação é definida como uma exigência, para a qual uma fração α da demanda de energia deve ser fornecida a partir dessas fontes. Esta política é implementada simultaneamente com mecanismos ambientais para mitigar as emissões de carbono e, consequentemente, atingir regulamentações estabelecidas (DELARUE; BERGH, 2016). Portanto, a participação das fontes de GD renováveis e dos SAEE é modelada matematicamente na expressão (33).

$$\alpha \sum_{t \in T} (P^{D}_{i,t,y} + P^{SAE^c}_{i,t,y}) \leq \sum_{t \in T} (P^{PV}_{i,t,y} + P^{WT}_{i,t,y} + P^{SAE^d}_{i,t,y}) \tag{33}$$

3.5 MODELO DE OTIMIZAÇÃO LINEAR INTEIRO MISTO

A formulação matemática do problema de planejamento de curto prazo considerando simultaneamente a integração de fontes de GD renováveis, SAEE e restrições ambientais,

define uma estratégia econômica para obter o melhor plano de investimento para maximizar a eficiência de um SDEE. Para formular apropriadamente este problema, as seguintes hipóteses são consideradas:

- O esquema de planejamento está relacionado em um contexto centralizado, para o qual todas as tecnologias são propriedade da DISCO, sendo operadas e controladas através de uma estrutura de comunicação.
- As unidades de GD renováveis são conectadas no sistema de média tensão, e a possibilidade de operar com um fator de potência predefinido controlando a potência de saída por inversores inteligentes.
- A DISCO pode definir um limite de investimento para cada alternativa, a fim de obter um plano de investimento adequado.
- Limites de emissão são definidos para cada setor do SDEE considerando um coeficiente de emissão para cada setor.
- Para representar o mecanismo de compra e venda de direitos de emissão, os preços associados com essa interação são definidos mediante um contrato entre a DISCO e o mercado de carbono.
- Para estabelecer o mecanismo de comércio de direitos de emissão com o mercado de carbono é definido tal que, os preços de compra de direitos são maiores que os preços de venda (($\zeta^{+^{mk}} > \zeta^{-^{mk}}$)). Finalmente, os preço de compra de direitos do mercado é maior que os preços definidos para os setores ($\zeta^{+^{mk}} > \zeta^{+^{s}}$).
- Cada nível de operação t contém informação relacionada com a demanda, geração de energia renovável, custos da energia fornecida pelas subestações, limites de emissão e preços de compra e venda de direitos.

Este planejamento de curto prazo minimiza o custo total da energia fornecida pelas subestações, custos de investimento totais, custos de compra de direitos de emissão, e consequentemente, maximiza a venda de direitos de emissão e a energia fornecida pelas unidades de GD e SAEEs. Esta modelagem determina simultaneamente:

- Capacidade nominal, localização e tipo de BCs para ser instalados;
- Localização ótima de RTs controlando a queda de tensão nas linhas;
- Os circuitos sobrecarregados e a substituição dos mesmos por condutores de bitolas maiores;
- Especificação, localização e número de unidades de GD baseada em recursos renováveis;

- Especificação, localização e capacidade dos SAEE para serem instalados no SDEE;
- Gerenciamento de direitos de emissão entre setores e/ou o merado de carbono;
- O estado de operação em cada nível de operação t

O modelo de planejamento proposto neste trabalho é, naturalmente, um modelo de PNLIM não convexo. Para obter um problema convexo e que seja resolvido com uma alta eficiência computacional, este modelo de PNLIM é reformulado através de um modelo aproximado de PLIM, facilitando a implementação de métodos clássicos de otimização, em que os *solvers* comerciais podem ser utilizados. Com o propósito de obter esse modelo linear, operações algébricas e técnicas de linearização são implementadas. Inicialmente, têm-se variáveis quadráticas nas equações de regime permanente, estas são substituídas por outra variável, seja o caso, $I^2 = \hat{I}$ e $V^2 = U$, que representam o quadrado da magnitude de corrente e da magnitude de tensão, respectivamente. Dessa maneira na equação (6), obtém-se o produto das novas variáveis contínuas ($U\hat{I}$) e a soma das variáveis quadráticas, do lado esquerdo e direito desta equação, respectivamente. Portanto, o lado direito da equação (6) é aproximado através de linearização por partes, enquanto que no esquerdo um ponto estimado de tensão é utilizado. Outra expressão não linear apresenta-se quando a equação (20) é substituída em (19). Para adaptar esta expressão no modelo de otimização é necessário elevar ao quadrado ambos termos da igualdade, e efetuando operações algébricas, obtém-se o produto da magnitude de tensão não regulada ao quadrado e o número inteiro de passos ao quadrado (DOMINGUEZ, 2015). Devido à complexidade do modelo para os RTs, uma expressão aproximada é formulada considerando o número de passos contínuos e uma variação de regulação na faixa $\pm R\%$.

O modelo de PLIM, que representa a estratégia de planejamento de curto prazo proposta neste trabalho, é apresentado em (34)-(82). A função objetivo deste modelo é apresentada em (34), a qual é dividida em partes e essas são identificadas por a)-d). Em a), o modelo minimiza o custo da energia fornecida pela subestação durante o período de planejamento, os custos de investimento devido à alocação de BCs fixos e/ou chaveados, recondutoramento dos circuitos sobrecarregados, e alocação de RTs. Em b) os custos associados ao investimento, operação e manutenção de geradores PV e WT são minimizados. Por outro lado, o investimento em SAEE é minimizado em c), em que esse investimento é dividido em dois custos, sendo um destes referente à capacidade da unidade conversão de potência com seu respectivo custo de operação e manutenção e o outro a capacidade da unidade de armazenamento, para qual o custo de reciclagem e o custo da pegada de carbono devido ao processo de reciclagem estão associados. Finalmente em d), os custos de compra de direitos de emissão são minimizados, e os custos de venda maximizados. Neste modelo, o custo da energia fornecida, os custos de operação e manutenção, e os custos de compra e venda de direitos de emissão são otimizados

como valores presentes, em que, r representa a taxa de atualização monetária no ano y.

$$\min \left.\begin{aligned} &\sum_{s\in S}\sum_{t\in T}\sum_{y\in Y}\frac{\zeta^{G}_{t,y}\Delta P^{S}_{s,t,y}}{(1-r)^{y-1}}+\sum_{b\in\Omega^{bc}}\sum_{m\in N}\zeta^{bc^{fx}}_{b}x^{fx}_{m,b}+\sum_{b\in\Omega^{bc}}\sum_{m\in N}\zeta^{bc^{ch}}_{b}x^{ch}_{m,b}+\sum_{a\in CT}\sum_{l\in L}\zeta^{rc}_{\grave{a},a}l_l x^{rc}_{l,a}+\sum_{m\in N}\zeta^{rt}x^{rt}_{m}\Bigg\} a)\\ &+\sum_{i\in N}\left[\zeta^{wt}+\sum_{y\in Y}\frac{\zeta^{op^{wt}}_{y}}{(1-r)^{y-1}}\right]M^{wt}_{i}+\sum_{i\in N}\left[\zeta^{pv}+\sum_{y\in Y}\frac{\zeta^{op^{pv}}_{y}}{(1-r)^{y-1}}\right]M^{pv}_{i}\Bigg\} b)\\ &+\sum_{i\in N}\left[\zeta^{SAE^{p}}+\sum_{y\in Y}\frac{\zeta^{op^{SAE}}_{y}}{(1-r)^{y-1}}\right]\tilde{P}^{SAE}_{i}+\sum_{i\in N}\left(\zeta^{SAE^{c}}+\zeta^{wr}+\zeta^{SAE^{co2}}\rho^{SAE}\xi^{SAE}\right)\tilde{E}^{SAE}_{i}\Bigg\} c)\\ &+\sum_{s\in S}\sum_{t\in T}\sum_{y\in Y}\frac{(\zeta^{+^{s}}_{s,t,y}A^{+^{s}}_{s,t,y}+\zeta^{+^{mk}}_{s,t,y}A^{+^{mk}}_{s,t,y})}{(1-r)^{y-1}}-\sum_{s\in S}\sum_{t\in T}\sum_{y\in Y}\frac{\zeta^{-^{mk}}_{s,t,y}A^{-^{mk}}_{s,t,y}}{(1-r)^{y-1}}\Bigg\} d) \end{aligned}\right. \tag{34}$$

Sujeito a:

$$\sum_{mn\in L}\sum_{a\in CT}P_{mn,a,t,y}-\sum_{nm\in L}\sum_{a\in CT}(P_{nm,a,t,y}+R_a\hat{I}_{nm,a,t,y})+\sum_{s\in S|_{s=m}}P^{S}_{s,t,y}+P^{PV}_{m,t,y}+$$
$$P^{WT}_{m,t,y}+P^{SAE^{d}}_{m,t,y}-P^{SAE^{c}}_{m,t,y}=P^{D}_{m,t,y} \tag{35}$$

$$\sum_{mn\in L}\sum_{a\in CT}Q_{mn,a,t,y}-\sum_{nm\in L}\sum_{a\in CT}(Q_{nm,a,t,y}+X_a\hat{I}_{nm,a,t,y})+\sum_{s\in S|_{s=m}}Q^{S}_{s,t,y}+$$
$$Q^{PV}_{m,t,y}+Q^{WT}_{m,t,y}+Q^{BC}_{m,t,y}=Q^{D}_{m,t,y} \tag{36}$$

$$U_{m,t,y}-\widehat{U}_{n,t,y}=\sum_{a\in CT}\left[2(R_aP_{mn,a,t,y}+X_aQ_{mn,a,t,y})-(Z_al_{mn})^2\hat{I}_{mn,a,t,y}\right] \tag{37}$$

$$(V^{o}_{n,t,y})^2\hat{I}_{mn,a,t,y}=\sum_{\lambda\in\bar{\lambda}}\sigma_{mn,a,\lambda}(\delta^{P}_{mn,a,t,y,\lambda}+\delta^{Q}_{mn,a,t,y,\lambda}) \tag{38}$$

$$P_{mn,a,t,y}=P^{+}_{mn,a,t,y}-P^{-}_{mn,a,t,y} \tag{39}$$

$$Q_{mn,a,t,y}=Q^{+}_{mn,a,t,y}-Q^{-}_{mn,a,t,y} \tag{40}$$

$$P^{+}_{mn,a,t,y}+P^{-}_{mn,a,t,y}=\sum_{\lambda\in\bar{\lambda}}\delta^{P}_{mn,a,t,y,\lambda} \tag{41}$$

$$Q^{+}_{mn,a,t,y}+Q^{-}_{mn,a,t,y}=\sum_{\lambda\in\bar{\lambda}}\delta^{Q}_{mn,a,t,y,\lambda} \tag{42}$$

$$0\leq\delta^{P}_{mn,a,t,y,\lambda}\ ,\ \delta^{Q}_{mn,a,t,y,\lambda}\leq\tau_{mn} \tag{43}$$

$$\sigma_{mn,a,\lambda}=(2\lambda-1)\tau_{mn} \tag{44}$$

$$\tau_{mn}=\frac{V^{nom}\bar{I}}{\lambda} \tag{45}$$

$$\underline{V}^2\leq U_{m,t,y}\leq\overline{V}^2 \tag{46}$$

$$0\leq\hat{I}_{mn,a,t,y}\leq x^{rc}_{mn,a}\bar{I}^2_a \tag{47}$$

$$-P^{S}_{s,t,y}\tan(cos^{-1}\underline{\Phi}^{S})\leq Q^{S}_{s,t,y}\leq P^{S}_{s,t,y}\tan(cos^{-1}\overline{\Phi}^{S}) \tag{48}$$

$$\sum_{a\in CT}x^{rc}_{mn,a}=1 \tag{49}$$

$$\xi^{s}\Delta P^{S}_{s,t,y} + A^{-^{s}}_{s,t,y} + A^{-^{mk}}_{s,t,y} \leq \overline{PE}_{s,t} + A^{+^{s}}_{s,t,y} + A^{+^{mk}}_{s,t,y} \tag{50}$$

$$\sum_{s\in S} A^{-^{s}}_{s,t,y} = \sum_{s\in S} A^{+^{s}}_{s,t,y} \tag{51}$$

$$0 \leq A^{+^{s}}_{s,t,y} \leq \overline{A}^{+^{s}} v^{+^{ss}}_{s,t,y} \tag{52}$$

$$0 \leq A^{-^{s}}_{s,t,y} \leq \overline{A}^{-^{s}} v^{-^{ss}}_{s,t,y} \tag{53}$$

$$0 \leq A^{+^{mk}}_{s,t,y} \leq \overline{A}^{+^{mk}} v^{+^{mk}}_{s,t,y} \tag{54}$$

$$0 \leq A^{-^{mk}}_{s,t,y} \leq \overline{A}^{-^{mk}} v^{-^{mk}}_{s,t,y} \tag{55}$$

$$v^{-^{s}}_{s,t,y} + v^{+^{s}}_{s,t,y} \leq 1 \tag{56}$$

$$v^{-^{mk}}_{s,t,y} + v^{+^{mk}}_{s,t,y} \leq 1 \tag{57}$$

$$\alpha \sum_{t\in T} (P^{D}_{m,t,y} + P^{SAE^{c}}_{m,t,y}) \leq \sum_{t\in T} (P^{PV}_{m,t,y} + P^{WT}_{m,t,y} + P^{SAE^{d}}_{m,t,y}) \tag{58}$$

$$Q^{BC}_{m,t,y} = C_{m,t,y} Q^{esp}_{b} \tag{59}$$

$$0 \leq \overline{C}_{m} \leq \sum_{b\in\Omega^{bc}} bx^{fx}_{m,b} + \sum_{b\in\Omega^{bc}} bx^{ch}_{m,b} \tag{60}$$

$$\overline{C}_{m} \leq C_{m} + \sum_{b\in\Omega^{bc}} bx^{ch}_{m,b} \tag{61}$$

$$0 \leq C_{i,t,y} \leq \overline{C}_{m} \tag{62}$$

$$\sum_{b\in\Omega^{bc}} x^{fx}_{m,b} + \sum_{b\in\Omega^{bc}} x^{ch}_{m,b} \leq 1 \tag{63}$$

$$\sum_{b\in\Omega^{bc}} x^{fx}_{m,b} \leq 1 \;\; ; \;\; \sum_{b\in\Omega^{bc}} x^{ch}_{m,b} \leq 1 \tag{64}$$

$$(1-R\%)^{2}\widehat{U}_{n,t,y} \leq U_{n,t,y} \leq (1+R\%)^{2}\widehat{U}_{n,t,y} \tag{65}$$

$$-(\overline{V}^{2} - \underline{V}^{2})x^{rt}_{n} \leq U_{n,t,y} - \widehat{U}_{n,t,y} \leq (\overline{V}^{2} - \underline{V}^{2})x^{rt}_{n} \tag{66}$$

$$P^{PV}_{m,t,y} = M^{pv}_{m} \overline{P}^{PV} f^{G^{pv}}_{t,y} \tag{67}$$

$$-P^{PV}_{m,t,y} \tan(cos^{-1}\Phi^{pv}) \leq Q^{PV}_{m,t,y} \leq P^{PV}_{m,t,y} \tan(cos^{-1}\Phi^{pv}) \tag{68}$$

$$P^{WT}_{m,t,y} = M^{wt}_{m} \overline{P}^{WT} f^{G^{wt}}_{t,y} \tag{69}$$

$$-P^{WT}_{m,t,y} \tan(cos^{-1}\Phi^{wt}) \leq Q^{WT}_{m,t,y} \leq P^{WT}_{m,t,y} \tan(cos^{-1}\Phi^{wt}) \tag{70}$$

$$0 \leq M^{pv}_{m} \leq \overline{M}^{pv}_{m} \tag{71}$$

$$0 \leq M^{wt}_{m} \leq \overline{M}^{wt}_{m} \tag{72}$$

$$\underline{E}^{SAE} x^{SAE}_{m} \leq \tilde{E}^{SAE}_{m} \leq \overline{E}^{SAE} x^{sae}_{m} \tag{73}$$

$$0 \leq \tilde{P}^{SAE}_{m} \leq \overline{P}^{SAE} x^{sae}_{m} \tag{74}$$

$$E^{SAE}_{m,t,y} = \eta t P^{SAE^{c}}_{m,t,y} - \frac{1}{\eta} t P^{SAE^{d}}_{m,t,y} + E^{SAE}_{m,t-1,y} + \rho E^{SAE}_{m,t-1,y} \qquad : \forall t > 1 \tag{75}$$

$$\tilde{E}^{SAE}_{m} DoD \leq E^{SAE}_{m,t,y} \leq \tilde{E}^{SAE}_{m} \tag{76}$$

$$0 \leq P_{m,t,y}^{SAE^d} \leq \tilde{P}_m^{SAE} w_{i,t,y}^{sae^d} \tag{77}$$

$$0 \leq P_{m,t,y}^{SAE^c} \leq \tilde{P}_m^{SAE} w_{i,t,y}^{sae^c} \tag{78}$$

$$\sum_{t \in T'} \eta t P_{m,t,y}^{SAE^c} = \sum_{t \in T'} \frac{1}{\eta} t P_{m,t,y}^{SAE^d} \tag{79}$$

$$w_{i,t,y}^{sae^d} + w_{i,t,y}^{sae^c} \leq 1 \tag{80}$$

$$F(x^{ch}, x^{fx}, x^{rc}, x^{rt}, \tilde{E}^{SAE}, \tilde{P}^{SAE}, M^{pv}, M^{wt}) \leq IC \tag{81}$$

$$x^{ch}, x^{fx}, x^{rc}, x^{rt}, x^{sae}, v^{+^{mk}}, v^{+^{s}}, v^{-^{mk}}, v^{-^{s}}, w^{sae^d}, w^{sae^c} \in \{0,1\};$$

$$C, \overline{C}, M^{pv}, M^{wt} \in \ inteira \tag{82}$$

$$\forall b \in \Omega^{cb}; a \in CT; mn \in L; m,n \in N; t \in T; y \in Y$$

Este modelo de otimização está sujeito a: 1) restrições de operação em regime permanente; 2) limites operacionais; 3) mecanismos ambientais; 4) restrições operacionais para as alternativas de investimento; 5) limites de investimento; e, 6) natureza das variáveis de decisão. Portanto, a explicação destas restrições é efetuada a seguir:

O conjunto de restrições (35)-(45) representa o ponto de operação em regime permanente de um SDEE. O balanço de potência ativa e reativa é representado pelas equações (35) e (36), respectivamente. A queda de tensão no circuito *mn* é determinada por (37), e o conjunto de equações (38)-(45) representa uma aproximação linear da expressão (6). O lado esquerdo de (6) é aproximado utilizando um ponto inicial estimado em tensão $V^o = V^{nom}$, e lado direito é dividido em partes que são aproximadas por segmentos de retas. Este procedimento de representação por segmentos de retas é uma aproximação equidistante para estes termos, que produz uma aproximação estreita para expressões quadráticas (REBENNACK, 2016). (39)-(42) aproximam o valor quadrático de P e Q usando as variáveis δ^P e δ^Q, respectivamente, e assim discretizam seus valores considerando a inclinação σ do λ_{th} segmento de reta. Dessa maneira, partições sobre o conjunto fechado $[0, V^{nom}\overline{I}]$ são geradas através dos blocos δ^P e δ^Q que implicam nos comprimentos dos segmentos, estes blocos são preenchidos sequencialmente em ordem ascendente considerando o número máximo de segmentos $\overline{\lambda}$. Esta condição é garantida por implicação da minimização de P^2 e Q^2 mediante a função objetivo (34) em que P^S é minimizada. Portanto com esta consideração, a equação (6) pode ser representada por um conjunto de restrições lineares (ALGUACIL; MOTTO; CONEJO, 2003).

Limites operacionais devem ser satisfeitos em um SDEE para fornecer um serviço de qualidade aos usuários finais, para atingir esse aspecto (46)-(48) são formuladas. Em que (46) e (47) descrevem os limites para a magnitude de tensão e corrente, respectivamente. O fator de potência na subestação *s* é controlado usando a expressão (48). Ressalta-se que, a equação (47) determina simultaneamente com a expressão (49), o tipo único de condutor para ser substituído no circuito *mn*, isto através da variável binária x^{rc}.

Por outro lado, nesta proposta é considerado que o SDEE está sujeito a mecanismos de controle ambientais, os quais são apresentados em (50)-(58). A partir destas expressões, (50) define o limite de emissão para cada setor, onde esse limite está relacionado com a energia fornecida (ΔP^S) pela subestação do setor s, e a intensidade de emissão definida (ξ^s). Ressalta-se que cada setor pode comprar direitos de emissão para atender as exigências de emissão, e em outro caso, vender seus direitos excedentes. Para garantir o comércio entre setores, a expressão (51) é utilizada, em que a venda e a compra de direitos de emissão são gerenciados nos setores do SDEE. A compra e venda de direitos entre setores é limitada pelas expressões (52) e (53), respectivamente. Analogamente a compra e venda de direitos com o mercado é limitada pelas restrições (54) e (55), respectivamente. Para garantir que o setor s está vendendo ou comprando direitos de outro setor e/ou do mercado, as expressões lógicas (56) e (57) são utilizadas. Finalmente, em (58) uma fração da demanda do sistema é definida para ser fornecida a partir de fontes de GD renovável. Pode-se observar a partir desta expressão, que a participação dos SAEE é considerada.

A alocação e operação dos dispositivos para o suporte de reativo é formulada por (59)-(64). Neste trabalho, a alocação dos BCs é determinada considerando a variabilidade da demanda para nível de operação t e o crescimento da demanda em cada ano y. A partir dessa informação, determina-se se o BC é fixo ou chaveado utilizando as equações (60)-(64). Para um controle efetivo na magnitude de tensão do sistema, a operação e alocação de RTs são modeladas por (65) e (66). Estas expressões são uma aproximação linear de (19)-(21), em que assume-se que a magnitude de tensão varia em uma porcentagem de regulação $\pm R\%$, no entanto, o tap é considerado contínuo.

A localização, capacidade nominal e tipo de unidades de GD renováveis são determinados através do conjunto de equações (67)-(72). No caso da tecnologia PV, a injeção de potência ativa e reativa é modelada por (67) e (68), respectivamente. Analogamente à tecnologia PV, a injeção de potência ativa e reativa das unidades de GD baseada na tecnologia WT é modelada por (69) e (70). A quantidade de módulos PV e unidades WT a serem instaladas na barra m é definida por (71) e (72), respectivamente.

O conjunto de equações (73)-(80) representa a localização, dimensionamento, capacidade e operação dos SAEE. Restrições (73) e (74) definem a potência nominal total (unidade de conversão de potência) e a capacidade de armazenamento de energia (unidade armazenadora) de um SAEE a ser instalado no sistema de distribuição. Nestas equações, uma capacidade máxima é definida pela DISCO, tanto para a unidade de conversão $\overline{P}^{SAE}$, quanto para a unidade armazenadora $\overline{E}^{SAE}$, para considerar os aspectos técnicos e determinar a potência $\tilde{P}^{SAE}$ e capacidade $\tilde{E}^{SAE}$ nominal para ser instalada na barra m. A equação (75) refere-se à quantidade de energia armazenada; esta energia armazenada depende do estado anterior de armazenamento E^{SAE}_{t-1}, carga e descarga de potência multiplicada pela eficiência e o tempo de duração de cada intervalo, assim como da energia da auto-descarga do SAEE. No estado inicial ($t = 0$) assume-

se a mínima capacidade de energia disponível na unidade armazenadora, para isto, o nível de descarga (*DoD*) é considerada como o impacto na expectativa de vida deste sistema. Portanto, as restrições (76)-(78) definem os limites da capacidade de armazenamento e potência nominal do SAEE instalado no SDEE. Para garantir o ciclo de operação de um SAEE durante os níveis de operação T, a expressão (79) é utilizada. Por outro lado, para estabelecer uma operação apropriada destes sistemas, a restrição lógica (80) é utilizada, onde esta expressão define se o SAEE está fornecendo ou demandando potência da rede.

Em termos econômicos, a DISCO pode definir um limite de investimento para cada alternativa de planejamento. Este limite é definido mediante o conjunto de restrições representado na função (81), que contém limites para investimento em BCs, RTs, recondutoramento, unidades de GD renováveis e SAEEs. Finalmente, (82) representa a natureza das variáveis de decisão utilizadas no modelo proposto.

3.6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo, o desenvolvimento matemático para formular o problema de planejamento de curto prazo em SDEE considerando múltiplas alternativas de investimento e mecanismos ambientais foi apresentado. Este problema de otimização apresenta não convexidades, as que são devidamente aproximadas mediante expressões lineares. A qualidade da solução obtida ao resolver este problema de PLIM depende diretamente do ponto estimado de operação em tensão e do número de segmentos de reta definidos para aproximar (6). Por outro lado, as expressões que descrevem a operação de um RT (baseada no trabalho apresentado em (REIS; FRANCO; RIDER, 2015)) foram aproximadas considerando uma faixa de variação e o número de tap contínuo. A escolha de representar o tap através de passos contínuos consiste em reduzir a complexidade do modelo, sendo que neste problema não é necessário estabelecer um controle exato do RT, em que o maior interesse consiste na sua ótima localização.

Para integrar todas as alternativas de planejamento, cada ano é dividido em níveis de operação t. A vantagem desta divisão consiste em representar para cada t o comportamento da demanda do sistema, e a geração de energia baseada em recursos renováveis. A partir dessa informação, a operação de equipamentos como BCs, RTs e SAEEs pode ser formulada adequadamente. No entanto, esta metodologia é baseada em índices externos de incertezas, em que, cenários de geração e demanda podem ser obtidos mediante dados históricos. Nesse sentido, cada t representa esses cenários característicos a fim de resolver o modelo determinístico. Ressalta-se que, esta metodologia é realizada através da estimação de condições climáticas em um ano, sendo que níveis de operação representativos constituem um ano, nesse caso erros de previsão podem ser obtidos devido à dificuldade em estabelecer uma previsão a partir de dados históricos considerando as 8760 horas de um ano.

Finalmente, das principais desvantagens deste modelo determinístico consiste em que a

viabilidade da solução obtida não pode ser garantida se ocorrem perturbações nos dados da demanda e da geração renovável. Portanto, no seguinte capítulo um método para abordar essas possíveis perturbações dentro do modelo de otimização é devidamente formulado.

4 ABORDAGEM PARA O PLANEJAMENTO DE CURTO PRAZO POR OTIMIZAÇÃO ROBUSTA

A integração de fontes de energia renováveis em um SDEE consiste em um desafio para formular modelos matemáticos que considerem a natureza aleatória dos fenômenos climáticos, e garantam a operação viável do sistema nos diferentes cenários. Fundamentado neste aspecto, o modelo matemático proposto no capítulo anterior considera esta informação através de índices externos, que são obtidos mediante a análise estatística de registros históricos. Dessa maneira, a viabilidade da solução encontrada ao resolver o modelo proposto no capítulo 3 depende da qualidade da informação analisada.

Para considerar as incertezas tanto da energia gerada a partir de fontes renováveis como da demanda do sistema, o modelo determinístico baseado em índices externos de incertezas é transformado em um modelo de otimização robusta de dois estágios. Neste capítulo apresenta-se o desenvolvimento detalhado do modelo de otimização robusta para o problema de planejamento de curto prazo em sistemas de distribuição. Dessa maneira, uma breve introdução à teoria geral de otimização robusta é apresentada, para assim formular a metodologia proposta neste trabalho para encontrar a solução ao problema antes mencionado.

4.1 OTIMIZAÇÃO ROBUSTA

A otimização robusta surge como uma abordagem para gerar soluções imunes aos erros de estimação dos dados de entrada ou devido às eventuais variabilidades. O conceito de robustez está profundamente relacionado com a definição de um conjunto de incertezas, em que este conjunto determina a tolerância da variabilidade dos dados. Este tipo de otimização baseia-se na análise do pior caso, que consiste em buscar a melhor solução possível, supondo que a natureza dos dados alcança seus valores críticos comportando-se da pior maneira possível. Basicamente, a metodologia implementada para tornar modelos de programação linear em modelos robustos consiste em proteger a restrição j de ser violada, quando um número preestabelecido de parâmetros de j muda aleatoriamente.

O trabalho de Soyster (1973), considerando este propósito, surge como pioneiro em formular um modelo linear de otimização baseado no pior caso. A fim de gerar soluções factíveis para todo dado pertencente a um determinado conjunto convexo, esta formulação resultou extremamente conservadora, no sentido em que, o valor da função objetivo deteriora-se para garantir a robustez da solução em termos de factibilidade. Anos mais tarde, com o objetivo de reduzir o elevado grau de conservadorismo proposto em Soyster (1973), o trabalho

apresentado por Ben-Tal e Nemirovski (2000) propõe um controle mediante uma estrutura geométrica elipsoidal, que reduz a probabilidade de todos os parâmetros assumirem o valor do pior caso. Esta estrutura permitiu um eventual controle do nível de conservadorismo, mas com a significativa desvantagem de aumentar a complexidade do problema gerando restrições cônicas. Uma proposta para manter a factibilidade da solução, sem degradar excessivamente o valor da função objetivo e sem aumentar a complexidade do problema é apresentada em Bertsimas e Sim (2003). A principal diferença entre Bertsimas e Sim (2003) e os métodos propostos em Soyster (1973) e Ben-Tal e Nemirovski (2000) é o controle do conservadorismo através de um método simples, que define para cada restrição um parâmetro de robustez (não necessariamente inteiro), que ajusta o grau de conservadorismo em um intervalo simétrico fechado.

Estabelecer um método apropriado para ajustar o nível de conservadorismo representa um desafio. Este paradigma de otimização robusta apresenta a vantagem de necessitar pouca informação relacionada à incerteza dos dados em comparação com a abordagem por otimização estocástica. Neste âmbito, para formular o problema obtêm-se conhecimentos inerentes ao valor médio, mínimo e máximo da variabilidade dos parâmetros sob incertezas, onde resulta informação suficiente para modelar as incertezas no problema de otimização. Desta maneira, para contextualizar a formulação de um modelo de programação robusta, considera-se a forma padrão de um modelo de PLIM determinístico, apresentado em (83)-(87):

$$\min_{x,z} c^T x + b^T z \tag{83}$$

Sujeito a :

$$Dx \leq d \tag{84}$$

$$Kz \leq k \tag{85}$$

$$Ax + Bz \leq a \tag{86}$$

$$Ez \leq e \tag{87}$$

Em que x representa o conjunto de variáveis inteiras, z o conjunto de variáveis contínuas e o conjunto de matrizes e vetores $(A, B, D, E, K, a, b, c, d, e, k)$ são associados aos dados do problema. A partir deste modelo obtém-se uma solução ótima e factível somente para aqueles valores fixos associados aos dados do problema, portanto essa solução não garante factibilidade se uma perturbação ocorrer nesses dados. Dessa forma, para tornar este modelo determinístico (83)-(87) em um modelo robusto, define-se os parâmetros u sob incertezas que pertencem ao conjunto Ξ. Baseado no conceito do pior caso e considerando a função objetivo (83) como o medidor de qualidade, neste caso, a pior realização desses dados será definido por $\max_{(u)\in\Xi}\{\min_{x,z} c^T x + b^T z(u)\}$. Para uma representação adequada deste problema, descreve-se o problema de otimização robusta através de uma representação generalizada de dois estágios (de forma mais geral multi-estágio) que foi apresentada em Ben-Tal et al. (2004). Nesta otimização robusta adaptativa, o primeiro estágio determina a solução associada com as

variáveis inteiras; e no segundo estágio determina-se a pior realização devido às incertezas dos dados. Tradicionalmente, o problema robusto de dois estágios é modelado como um problema de três níveis, que é apresentado em (88)-(92).

$$\min_{x \in X} \left(c^T x + \max_{u \in \Xi} \min_{z} b^T z(u) \right) \tag{88}$$

Sujeito a :

$$Dx \leq d \tag{89}$$

$$Kz(u) \leq k \tag{90}$$

$$Ax + Bz(u) \leq a \tag{91}$$

$$Ez(u) \leq e \tag{92}$$

Neste problema (88)–(92) destaca-se que a solução garante otimalidade para um conjunto predefinido de incerteza (BEN-TAL et al., 2004). Na função objetivo (88) a primeira parte minimiza os valores associados às decisões x, e a segunda parte referente à formulação "max-min" determina a pior realização das incertezas e a reação das variáveis $z(u)$ considerando as decisões tomadas na primeira parte. Desta forma, aspectos importantes podem ser destacados, entre estes:

- As variáveis x, chamadas decisões do primeiro estágio, representam as variáveis de decisão aqui e agora. Estas decisões são tomadas antes da ocorrência dos parâmetros aleatórios, ou seja, valores como resultado da solução do problema são atribuídos antes que a realização dos parâmetros de incerteza seja revelada.
- As variáveis $z(u)$ representam a reação às decisões do segundo estágio, comumente estas variáveis são denominadas como variáveis do tipo espere e veja.
- A tomada de decisão é realizada considerando que os dados reais estão dentro do conjunto de incertezas, portanto, estas decisões garantem a robustez da solução somente para os valores dentro desse intervalo de incerteza.
- Esta formulação é inflexível em termos de factibilidade, em outras palavras violações nas restrições do problema não são permitidas.
- Cada parâmetro sob incerteza é modelado como uma variável aleatória que pode tomar qualquer valor definido em um intervalo limitado.

4.2 REPRESENTAÇÃO ROBUSTA DE DOIS ESTÁGIOS

O problema de otimização apresentado no capítulo 3, representado por (34)–(82), é ampliado para considerar a natureza incerta de dados referentes à geração de energia

renovável e demanda do SDEE. O objetivo deste trabalho consiste em encontrar o melhor plano de investimento, considerando tanto aspectos técnicos, econômicos, operacionais quanto ambientais, antecipando a pior realização possível das incertezas através de um modelo de otimização robusta de dois estágios. Para desenvolver adequadamente este modelo baseado em incertezas, tanto a construção dos intervalos de incertezas, quanto a formulação do ajuste de conservadorismo são devidamente explicados para uma efetiva modelagem robusta adaptativa.

4.2.1 Intervalo de incerteza e ajuste de robustez

Para definir os intervalos de incerteza devido à variabilidade das fontes renováveis e à demanda, define-se um conjunto poliedral de incerteza similar que foi apresentado em Bertsimas e Sim (2003). Para uma apropriada representação, a formulação matemática da demanda de potência ativa e reativa nas equações (35) e (36) é modificada para uma melhor adaptação. Desta maneira, $P^D_{m,t,y}$ e $Q^D_{m,t,y}$ são substituídas por $P^D_m f^D_{t,y}$ e $Q^D_m f^D_{t,y}$, respectivamente, em que a variável $f^D_{t,y}$ representa o fator de demanda em cada nível de operação t no ano y. Considerando esta modificação, um intervalo de incerteza do fator de demanda e de geração de potência renovável deve ser definido adequadamente. Em termos práticos, este intervalo de incerteza é representado por limites máximos e mínimos para estabelecer o intervalo de variabilidade destes parâmetros aleatórios. Portanto, neste trabalho, um intervalo de confiança para representar as incertezas é utilizado. Dessa forma, considera-se que no nível de operação t existem k valores para fator de demanda (f^D) e para geração de potência renovável (f^G), de acordo com (93).

$$t \quad \rightarrow \quad \left\{ \begin{array}{l} f_t^{D(1)}, f_t^{D(2)}, ..., f_t^{D(k-1)}, f_t^{D(k)} \\ f_t^{G(1)}, f_t^{G(2)}, ..., f_t^{G(k-1)}, f_t^{G(k)} \end{array} \right\} \tag{93}$$

Estes valores podem ser obtidos via dados históricos ou através de análises estatísticas. Portanto, usando estes valores, os valores médios para f^D e f^G podem ser calculados e representados por $\hat{f}^D$ e $\hat{f}^G$, respectivamente. Para fins práticos, um intervalo de confiança de 95% é adotado para estes parâmetros utilizando a distribuição de probabilidade normal. Estes intervalos de confiança, (94) e (95), são definidos por seus valores médios $\pm$, o produto do valor crítico $Z_{\alpha/2}$ e o erro padrão $\frac{\sigma}{\sqrt{k}}$. Em que, σ e k são definidos nos valores de 0,3 e 30, respectivamente.

$$\underline{f}_t^D = \hat{f}^D - Z_{\alpha/2}\frac{\sigma}{\sqrt{k}} \;;\; \overline{f}_t^D = \hat{f}^D + Z_{\alpha/2}\frac{\sigma}{\sqrt{k}} \tag{94}$$

$$\underline{f}_t^G = \hat{f}^G - Z_{\alpha/2}\frac{\sigma}{\sqrt{k}} \;;\; \overline{f}_t^G = \hat{f}^G + Z_{\alpha/2}\frac{\sigma}{\sqrt{k}} \tag{95}$$

Por simplicidade é assumido que todas as possíveis localizações para as unidades de geração renovável e a demanda do sistema estão sujeitas às mesmas condições de variabilidade.

Portanto, considerando esta informação, o intervalo de variabilidade do fator de demanda e da geração de potência para as unidades PV e WT é representado pelo intervalo de incerteza (96)-(98).

$$\underline{f}^{D}_{t,y} \leq f^{G^{wt}}_{t,y} \leq \overline{f}^{D}_{t,y} \tag{96}$$

$$\underline{f}^{G^{wt}}_{t,y} \leq f^{G^{pv}}_{t,y} \leq \overline{f}^{G^{pv}}_{t,y} \tag{97}$$

$$\underline{f}^{G^{wt}}_{t,y} \leq f^{G^{wt}}_{t,y} \leq \overline{f}^{G^{wt}}_{t,y} \tag{98}$$

$$\forall t \in T; y \in Y$$

Verifica-se que estas expressões limitam o fator de geração de energia WT/PV e o fator de demanda entre seus respectivos intervalos $[\underline{f}, \overline{f}]$. Por outro lado, para controlar a realização destes parâmetros dentro do intervalo de incerteza, as expressões (99)-(101) são utilizadas.

$$\underline{\Upsilon}^{D}_{t,y} \leq \frac{\sum\limits_{t \in T} f^{D}_{t,y}}{\sum\limits_{t \in T} \hat{f}^{D}_{t}} \leq \overline{\Upsilon}^{D}_{t,y} \tag{99}$$

$$\underline{\Upsilon}^{pv}_{t,y} \leq \frac{\sum\limits_{t \in T} f^{G^{pv}}_{t,y}}{\sum\limits_{t \in T} \hat{f}^{G^{pv}}_{t}} \leq \overline{\Upsilon}^{pv}_{t,y} \tag{100}$$

$$\underline{\Upsilon}^{wt}_{t,y} \leq \frac{\sum\limits_{t \in T} f^{G^{wt}}_{t,y}}{\sum\limits_{t \in T} \hat{f}^{G^{wt}}_{t}} \leq \overline{\Upsilon}^{wt}_{t,y} \tag{101}$$

$$\forall t \in T; y \in Y$$

As expressões mostradas em (99)-(101) definem o grau de conservadorismo, que limita o desvio entre a geração renovável e a demanda em relação ao valor esperado ($\hat{f}^{G^{wt/pv}}_{t}, \hat{f}^{D}_{t}$), respectivamente. Estas expressões são utilizadas para ajustar a dimensão que o pior caso pode assumir. Nesse sentido, para um ajuste adequado no grau de conservadorismo, ressalta-se que quando os parâmetros $\underline{\Upsilon}$ e $\overline{\Upsilon}$ assumem o valor de 1, os valores de fator de demanda e geração renovável aproximam-se de seus valores esperados. Caso contrário, se estes parâmetros são definidos como $\underline{\Upsilon} < 1$ e $\overline{\Upsilon} > 1$, implica que, os parâmetros sob incerteza podem assumir qualquer valor entre o intervalo definido, em outras palavras, quanto maior é a distância entre $\underline{\Upsilon}$ e $\overline{\Upsilon}$, maior é o grau de conservadorismo.

4.2.2 Problema de otimização robusta adaptativa

O Problema de PLIM formulado para representar o planejamento de curto prazo considerando, simultaneamente, alocação de unidades de GD renováveis e SAEE é transformado em um problema de otimização robusta de dois estágios. Esta reformulação

consiste em considerar as incertezas tanto na geração renovável quanto na demanda do sistema de distribuição. Matematicamente este problema pode ser representado por (102)-(104).

$$
\begin{aligned}
\min_{\substack{x^{ch/fx},x^{rc},x^{rt},x^{sae},v^{+/-},w^{sae},\\ M^{pv},M^{wt},\tilde{E}^{SAE},\tilde{P}^{SAE},A^{+},A^{-}}} \quad & \left\{ \sum_{b\in\Omega^{bc}}\sum_{m\in N}\zeta_b^{bc^{fx}}x_{m,b}^{fx} + \sum_{b\in\Omega^{bc}}\sum_{m\in N}\zeta_b^{bc^{ch}}x_{m,b}^{ch} + \sum_{a\in CT}\sum_{l\in L}\zeta_{\dot{a},a}^{rc}l_l x_{l,a}^{rc} \right. \\
& + \sum_{m\in N}\zeta^{rt}x_m^{rt} + \sum_{i\in N}\left[\zeta^{wt} + \sum_{y\in Y}\frac{\zeta_y^{op^{wt}}}{(1-r)^{y-1}}\right]M_i^{wt} + \sum_{i\in N}\left[\zeta^{pv} + \sum_{y\in Y}\frac{\zeta_y^{op^{pv}}}{(1-r)^{y-1}}\right]M_i^{pv} \\
& + \sum_{i\in N}\left[\zeta^{SAE^p} + \sum_{y\in Y}\frac{\zeta_y^{op^{SAE}}}{(1-r)^{y-1}}\right]\tilde{P}_i^{SAE} + \sum_{i\in N}\left(\zeta^{SAE^c} + \zeta^{wr} + \zeta^{SAE^{co2}}\rho^{SAE}\xi^{SAE}\right)\tilde{E}_i^{SAE} \\
& \left. + \sum_{s\in S}\sum_{t\in T}\sum_{y\in Y}\frac{(\zeta_{s,t,y}^{+^s}A_{s,t,y}^{+^s} + \zeta_{s,t,y}^{+^{mk}}A_{s,t,y}^{+^{mk}})}{(1-r)^{y-1}} - \sum_{s\in S}\sum_{t\in T}\sum_{y\in Y}\frac{\zeta_{s,t,y}^{-^{mk}}A_{s,t,y}^{-^{mk}}}{(1-r)^{y-1}} \right\} \\
& + \psi^{nm}
\end{aligned}
\tag{102}
$$

Sujeito a:

$$
\psi^{nm} = \max_{f_t^{G^{wt}},f_t^{G^{pv}},f_t^{D}} \psi^{ni} \tag{103}
$$

Sujeito a: (96)-(101)

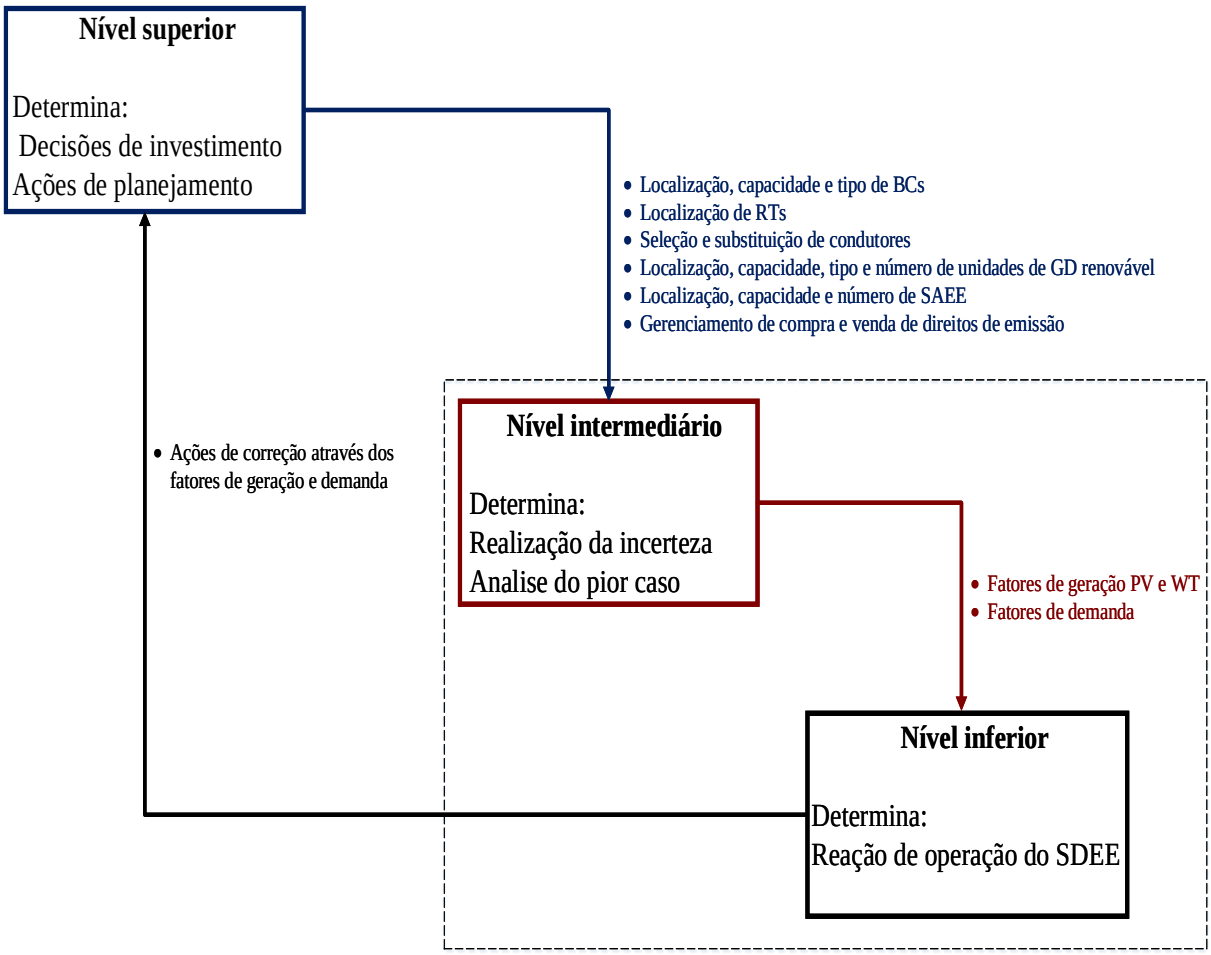
$$
\psi^{ni} = \min_{P^S,Q^S,P,Q,U,\hat{I}} \left\{ \sum_{s\in S}\sum_{t\in T}\sum_{y\in Y}\frac{\zeta_{t,y}^{G}\Delta P_{s,t,y}^{S}}{(1-r)^{y-1}} \right\} \tag{104}
$$

Sujeito a: (35)-(82)

Esta abordagem robusta adaptativa é classificada como um problema de programação de três níveis (VICENTE; CALAMAI, 1994). Neste modelo o nível superior é representado por um problema de otimização que minimiza os custos de investimentos e os custos de compra de direitos de emissão, enquanto os custos de venda de direitos de emissão são maximizados. A função objetivo (102) está sujeita à: seleção e substituição de condutores, alocação de RTs, localização, dimensionamento e tipos de BCs, dimensionamento e localização de unidades de GD renovável e SAEE, limites de investimento para cada alternativa, e natureza das variáveis de decisão. Por outro lado, o nível médio, que determina a realização dos parâmetros de incertezas, é composto pela função objetivo (103), que está sujeita ao intervalo de incertezas e ao ajuste de robustez. Finalmente, o nível inferior é composto pela função objetivo mostrada em (104), que está sujeita às equações do ponto de operação em regime permanente de um SDEE, limites operacionais do sistema de distribuição, e limites operacionais de cada alternativa de investimento. Este nível inferior representa a reação do sistema devido às decisões realizadas nos níveis superiores.

Verifica-se que a natureza tri-nível deste problema de otimização descreve uma estrutura hierárquica, que consiste em uma sequência de decisões referentes a um esquema de planejamento prático. Para contextualizar esta estrutura hierárquica de decisões, na Fig. 4

Figura 4 – Esquema de três níveis para a abordagem robusta adaptativa.



Fonte: Elaborado pelo própio autor

ilustra-se o esquema tri-nível da abordagem robusta. Baseado nesta figura, o nível superior representa o nível de decisão, em que alternativas de planejamento e o gerenciamento de direitos de emissão são otimizados. O nível intermediário determina, através da análise de pior caso, a realização das incertezas. No entanto, o nível inferior determina a reação da rede devido às decisões do nível superior e médio. Nesse sentido, para o problema abordado neste trabalho, o nível de decisão determina ações de planejamento como: a) localização, capacidade nominal e tipo de BCs; b) localização dos RTs; c) seleção e substituição de condutores; d) localização, capacidade nominal, tipo e número de unidades de GD baseadas em recursos renováveis; e, e) localização, capacidade e número de SAEE para ser instalados no SDEE. Simultaneamente neste nível, as decisões de compra e venda de direitos de emissão são realizadas. Com a tomada de decisão obtida neste nível superior, uma análise do pior caso é efetuada no nível intermediário. Esta análise consiste em determinar a pior realização das incertezas dentro do intervalo predefinido, determinando os valores críticos em fatores de demanda e geração renovável, em que o grau de conservadorismo pode ser ajustado mediante um valor definido

pelo tomador de decisão. Finalmente, o nível inferior representa a reação de operação devido às decisões tomadas no nível superior e médio. Este nível inferior consiste em avaliar as ações de planejamento considerando a realização dos parâmetros incertos, em que ações de operação são efetuadas a fim de minimizar os custos operacionais do SDEE. Nota-se que a sequência de decisões proposta neste problema de planejamento pode ser aplicada no âmbito prático como uma ferramenta para a tomada de decisão.

4.3 ESTRATÉGIA DE SOLUÇÃO

A estrutura tri-nível do problema de otimização robusta adaptativa resulta em um problema difícil de resolver usando técnicas clássicas de otimização. Para superar esta limitação, duas estratégias foram previamente analisadas. A primeira, descreve uma abordagem do problema através de algoritmos de aproximação, enquanto a segunda, busca um método de decomposição formulando um problema tratável (BERTSIMAS; BROWN; CARAMANIS, 2011). Nesse âmbito, os algoritmos de decomposição são os métodos mais apropriados para abordar este tipo de problemas (ZENG; ZHAO, 2013).

4.3.1 Representação genérica para o problema de planejamento de curto prazo

Para obter um modelo robusto de dois estágios baseado nas incertezas, uma estrutura hierárquica em um ambiente de problema mestre e subproblema, resulta a via mais adequada para tratar com um problema tri-nível. Para ilustrar esta reformulação, as variáveis de decisão ($x^{ch}, x^{fx}, x^{rc}, x^{rt}, x^{sae}, v^{+^{mk}}, v^{+^{s}}, v^{-^{mk}}, v^{-^{s}}, w^{sae^d}, w^{sae^c}, \overline{C}, C, M^{pv}, M^{wt}, \tilde{E}^{SAE}, \tilde{P}^{SAE}$) do primeiro estágio são representadas de forma genérica pela variável $\mathbf{x}$ dentro do conjunto $\mathbf{X}$. Por outro lado, as variáveis do nível médio (parâmetros sob incertezas) são representadas pela variável $\mathbf{u}$ dentro do conjunto $\mathbf{U}$. Considerando esta representação genérica, as variáveis do nível inferior ($P^S, Q^S, U, \widehat{U}, \hat{I}, P, Q, Q^{CB}, P^{PV}, Q^{PV}, P^{SAE^c}, P^{SAE^d}, E^{SAE}, P^{WT}, Q^{WT}, A^-, A^+$) podem ser categorizadas por $\mathbf{z}$ contidas no conjunto $\Omega(\mathbf{x}, \mathbf{u})$. Portanto, o modelo (105)-(110) descreve o

problema de planejamento formulado neste trabalho através de um modelo padrão.

$$\min_{\mathbf{x}\in\mathbf{X}} \varsigma_1^T \mathbf{x} + \psi^{nm} \tag{105}$$

Sujeito a:

$$\mathbf{A}\mathbf{x} \leq \mathbf{B} \tag{106}$$

$$\psi^{nm} = \max_{\mathbf{u}\in\mathbf{U}} \psi^{ni} \tag{107}$$

Sujeito a:

$$\psi^{ni} = \min_{\mathbf{z}\in\Omega(\mathbf{x},\mathbf{U})} \varsigma_2^T \mathbf{z} \tag{108}$$

Sujeito a:

$$\mathbf{F}(\mathbf{x},\mathbf{u},\mathbf{z}) = \mathbf{C} \tag{109}$$

$$\mathbf{G}(\mathbf{x},\mathbf{u},\mathbf{z}) \leq \mathbf{D} \tag{110}$$

Neste problema de otimização a função objetivo do problema de nível superior é apresentada em (105). A restrição (106) estabelece as restrições referentes às decisões do primeiro nível tais como, limites de investimento de cada alternativa, e tipo de ação de planejamento para ser implementada no sistema. (107) representa o problema de nível intermediário, para a qual a análise de pior caso é determinada para as variáveis **u**. O problema de nível inferior é representado por (108)-(110), em que, as decisões tomadas nos níveis anteriores são avaliadas mediante a reação de operação do SDEE. Dessa forma, o custo da energia fornecida pelas subestações é minimizada em (108) e está sujeita a (109) e (110). Estas expressões representam as restrições de igualdade e desigualdade que asseguram a viabilidade das variáveis de decisão operacional **z** (operação no estado estacionário, limites operacionais e restrições operacionais de cada alternativa de investimento). Verifica-se que as funções $\mathbf{F}(\mathbf{x},\mathbf{u},\mathbf{z}) = \mathbf{C}$ e $\mathbf{G}(\mathbf{x},\mathbf{u},\mathbf{z}) \leq \mathbf{D}$ são parametrizadas por **x** e **u**, e **C** e **D** representam as matrizes dos parâmetros livres das incertezas no nível inferior. A partir desta representação, o problema formulado em (105)-(110) é decomposto em dois níveis de problemas de otimização. O primeiro nível ou problema mestre (PM), contém as decisões do primeiro estágio (investimento no sistema de distribuição). Desta forma, as decisões do segundo estágio referem-se à realização das incertezas e viabilidade operacional do sistema, portanto, esse problema é definido como o problema de segundo estágio ou subproblema (SP).

4.3.2 Algoritmo de solução: ambiente mestre e subproblema

Este modelo de otimização robusta de dois estágios é um problema difícil de resolver devido a sua estrutura de otimização multi-nível. Diversos métodos têm sido propostos para resolver este tipo de problema, tradicionalmente, estes métodos são baseados em algoritmos de decomposição a partir do algoritmo clássico de Benders. Uma proposta diferente do algoritmo

de Benders, para abordar problemas complexos, é apresentada em Zeng e Zhao (2013). Neste trabalho formula-se um algoritmo denominado *Column-and-Constraint Generation* (C&CG), que tem o propósito de tratar especificamente com problemas de otimização robusta de dois estágios e sua aplicabilidade tem sido fortemente demonstrada em diversos problemas referentes aos sistemas de energia elétrica (ZHAO; ZENG, 2012), (WANG et al., 2014), (RUIZ; CONEJO, 2015), (YUAN et al., 2016), (JABR; DZAFIC; PAL, 2015). Além da capacidade de tratar com problemas de otimização robusta de dois estágios, segundo Zeng e Zhao (2013), o C&CG possui significativas diferenças entre o algoritmo de decomposição de Benders, entre as quais destacam-se:

- O algoritmo C&CG incrementa a dimensão do espaço de solução no PM considerando novas variáveis em cada iteração, enquanto que, no algoritmo de Benders é mantido o mesmo conjunto de variáveis durante o processo iterativo.
- O algoritmo C&CG apresenta uma abordagem geral para lidar com a viabilidade do problema, nesse sentido, novas restrições são adicionadas ao PM.
- A complexidade computacional do algoritmo C&CG requer um número limitado de iterações em comparação a Benders, devido que o C&CG resolve o problema mestre com um maior número de variáveis e restrições.
- O algoritmo de Benders requer que o subproblema seja um problema linear, enquanto que, para o C&CG a natureza deste problema é indiferente.

Para garantir a convergência deste algoritmo, a troca de informação entre o PM e o SP deve ser exata, ou seja, a solução ótima global para cada problema deve ser garantida. Consequentemente, este algoritmo de decomposição é utilizado como a ferramenta de solução do problema mostrado em (105)-(110). Dessa maneira, para implementar o algoritmo C&CG, o problema original é descomposto com o objetivo de construir um esquema hierárquico. Este esquema é constituído por um PM e um SP que segue e avalia as decisões do PM. Estes problemas estão definidos em (111)-(115) e (116)-(119), respectivamente.

$$\min_{\mathbf{x}\in X} \varsigma_1^T \mathbf{x} + \gamma \tag{111}$$

Sujeito a:

$$\mathbf{A}\mathbf{x} \leq \mathbf{B} \tag{112}$$

$$\gamma \geq \varsigma_2^T \mathbf{z}^o \tag{113}$$

$$\mathbf{F}(\mathbf{x}, \mathbf{u}^o, \mathbf{z}^o) = \mathbf{C} \tag{114}$$

$$\mathbf{G}(\mathbf{x}, \mathbf{u}^o, \mathbf{z}^o) \leq \mathbf{D} \qquad \forall o \in O \tag{115}$$

O PM apresentado em (111)-(115) é uma relaxação do problema robusto de dois estágios proposto neste trabalho. Para esta formulação, novas variáveis $\mathbf{z}$ e as restrições (113)-(115) são adicionadas em cada realização o dentro do conjunto O. Nota-se que cortes primais são adicionados em cada realização o, ou seja, este algoritmo envolve cortes considerando somente variáveis primais. O PM requer informações das variáveis de incerteza $\mathbf{u}$ em cada realização o, em que os valores destas variáveis são obtidos ao resolver o SP. Considerando esta informação, o PM define as decisões do primeiro estágio $\mathbf{x}$, e o resultado é enviado ao SP como parâmetro.

$$\max_{\mathbf{u}\in\mathbf{U}} \psi^{ni} \tag{116}$$

Sujeito a:

$$\psi^{ni} = \min_{\mathbf{z}\in\Omega(\mathbf{x},\mathbf{U})} \varsigma_2^T \mathbf{z} \tag{117}$$

$$\mathbf{F}(\mathbf{x},\mathbf{u},\mathbf{z}) = \mathbf{C} \tag{118}$$

$$\mathbf{G}(\mathbf{x},\mathbf{u},\mathbf{z}) \leq \mathbf{D} \tag{119}$$

O SP representado em (116)-(119), consiste em uma estrutura complicada de otimização bi-nível, e sua solução continua sendo um desafio. Consequentemente, diferentes formas para abordar este problema de segundo estágio têm sido propostas. Estas propostas podem ser classificadas em reformulações exatas (ZHAO; ZENG, 2012), (ZENG; ZHAO, 2013), (WANG et al., 2014), (RUIZ; CONEJO, 2015), (YUAN et al., 2016), e reformulações aproximadas propostas através de algoritmos denominados *outer approximations* (JIANG; WANG; GUAN, 2012), (BERTSIMAS et al., 2013). Sob esta perspectiva, o SP obtido neste trabalho pode ser transformado em um problema equivalente de um único nível através de uma reformulação exata (acompanhando as ideias propostas em Wang et al. (2014), Ruiz e Conejo (2015) e Yuan et al. (2016)), em que o problema de nível inferior é substituído pelas condições de otimalidade de Karush-Kuhn-Tucker (KKT). Considerando que, o problema de nível inferior é linear e consequentemente convexo em suas variáveis de decisão z, portanto as condições de KKT são necessárias e suficientes (BOYD; VANDENBERGHE, 2004). Esta reformulação para um problema equivalente de um único nível é representada por (120)-(125).

$$\max_{\mathbf{u},\mathbf{z}} \varsigma_2^T \mathbf{z} \tag{120}$$

Sujeito a:

$$\mathbf{u} \in [\underline{\mathbf{u}}, \overline{\mathbf{u}}]; f(\mathbf{u}) \leq \Upsilon \tag{121}$$

$$\mathbf{F}(\mathbf{x},\mathbf{u},\mathbf{z}) = \mathbf{C} \tag{122}$$

$$\frac{\partial}{\partial \mathbf{z}}(\varsigma_2^T \mathbf{z} + \chi \mathbf{G}(\mathbf{x},\mathbf{u},\mathbf{z}) + \sigma \mathbf{F}(\mathbf{x},\mathbf{u},\mathbf{z})) = 0 \tag{123}$$

$$0 \leq \mathbf{D} - \mathbf{G}(\mathbf{x},\mathbf{u},\mathbf{z}) \leq (1-\kappa)\mathbf{M} \tag{124}$$

$$0 \leq \chi \leq \kappa \mathbf{M} \tag{125}$$

Para este modelo, χ e σ representam o conjunto de variáveis duais associadas ao conjunto de equações $\mathbf{G}(\mathbf{x},\mathbf{u},\mathbf{z})$ e $\mathbf{F}(\mathbf{x},\mathbf{u},\mathbf{z})$, respectivamente. O intervalo de incerteza e o ajuste de conservadorismo são representados pela expressão (121). As restrições de igualdade do problema de nível inferiro são representadas em (122). Por outro lado, a expressão (123) representa a diferenciação do Lagrangiano do problema do nível inferior em (117)-(119) em relação às variáveis $\mathbf{z}$. Finalmente, (124) e (125) representam as expressões lineares das condições de complementariedade (126)-(128), em que um vetor de variáveis binárias κ e o método de linearização *Big*-**M** são utilizados.

$$\mathbf{G}(\mathbf{x},\mathbf{u},\mathbf{z}) - \mathbf{D} \leq 0 \tag{126}$$

$$\chi \geq 0 \tag{127}$$

$$\chi(\mathbf{G}(\mathbf{x},\mathbf{u},\mathbf{z}) - \mathbf{D}) = 0 \tag{128}$$

Destaca-se que o problema equivalente de um nível ((120)-(125)) representa um problema de maximização. Nesse sentido, as expressões lineares (38)-(45) utilizadas para linearizar a equação (6) não são adequadas para determinar a magnitude do fluxo de corrente. Devido que o desempenho deste método de linearização está garantido quando o problema é formulado como um problema de minimização (ALGUACIL; MOTTO; CONEJO, 2003). Dessa forma, para uma reformulação mais precisa, variáveis binárias devem ser adicionadas (REBENNACK, 2016). Considerando essa reformulação, o problema de nível inferior é não convexo, e por consiguiente, o problema bi nível não pode ser reformulado como um problema equivalente de um nível usando as condições de otimalidade de KKT. Portanto, para abordar essa complexidade, neste trabalho é proposto substituir no problema de nível inferior as equações (38)-(45) pela expressão (129).

$$\begin{aligned}(V^{o}_{n,t,y})^2 \hat{I}_{mn,a,t,y} = [&(P^{*}_{mn,t,y})^2 + 2P^{*}_{mn,t,y}(P_{mn,a,t,y} - P^{*}_{mn,t,y}) \\ &+ (Q^{*}_{mn,t,y})^2 + 2Q^{*}_{mn,t,y}(Q_{mn,a,t,y} - Q^{*}_{mn,t,y})] \\ &a \in CT; mn \in L; n \in N; t \in T; y \in Y\end{aligned} \tag{129}$$

Esta expressão representa uma linearização em um ponto de operação estimado (V^*, P^*, Q^*) para aproximar o valor do quadrado da magnitude do fluxo de corrente. Este ponto estimado pode ser obtido usando um fluxo de carga convencional ou resolvendo um problema de otimização. Para fins práticos, neste trabalho esse ponto é estimado usando a solução do PM. Portanto, essa informação é enviada ao SP para aproximar o valor da magnitude de corrente e para encontrar a solução do SP.

Em resumo, a partir das reformulações desenvolvidas, um esquema hierárquico adequado é obtido para representar o problema robusto de dois estágios através de dois problemas de

otimização (PM e SP). Estes problemas resultam em dois problemas de PLIM que podem ser resolvidos utilizando *solvers* comerciais e sua solução é obtida com uma alta eficiência computacional. Com estes problemas resultantes, a estrutura formada pelo PM ((111)-(115)) e o SP ((120)-(125)) resulta em uma forma apropriada para implementar o algoritmo C&CG, e assim resolver o problema de otimização robusta de dois estágios formulado neste trabalho. O procedimento do algoritmo C&CG é mostrado a seguir:

Passo inicial a) Definir os limites inferior e superior como LI = $-\infty$ e LS = ∞, respectivamente.
b) Definir um valor para a tolerância tol e estabelecer o conjunto $O \in \emptyset$.
c) Indicar i como o sufixo que descreve as iterações do algoritmo, inicialmente definir i com o valor de 1 e estabelecer $O \cup i$.
d) Definir um valor inicial para $\mathbf{u}_i$ dentro do intervalo $[\underline{\mathbf{u}}, \overline{\mathbf{u}}]$, em que $\mathbf{u}_o^* = \mathbf{u}_i$ $\forall o \in O$.

Passo PM Resolver o PM$^i(\mathbf{u}_o^*)$, com a solução encontrada $(\mathbf{x}, \gamma)$, definir o LI = γ, e enviar para o SP os valores $\mathbf{x}^* = \mathbf{x}$.

Passo SP Resolver o SP$^i(\mathbf{x}^*)$, com a solução $\mathbf{z}, \mathbf{u}$ atualizar o LS = $\min\{LS, \varsigma_2^T \mathbf{z}\}$, se o (gap = (LS - LI)/LI * 100%) $\leq tol$ fim, se não, atualizar $i = i + 1$, $O \cup i$ e $\mathbf{u}_i^* = \mathbf{u}_{i-1}$, e voltar ao passo PM.

Para resolver este problema de planejamento o PM considera as restrições (114)-(115) na primeira iteração; neste caso, valores de dados de incertezas factíveis (valores dentro do intervalo de incerteza) são utilizados como a informação inicial para o algoritmo C&CG, em que esta informação é atualizada com a solução do SP. Este procedimento reduz o número de iterações do algoritmo sempre que o processo iterativo inicia com um ponto factível, e por conseguinte, a solução pode ser obtida com um menor esforço computacional.

4.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Um modelo imune às incertezas foi formulado neste capítulo. A ideia básica desta formulação consiste em aprimorar as limitações do modelo de PLIM proposto no capítulo 3, nessa perspectiva, uma formulação robusta de dois estágios mostrou-se como uma forma apropriada para representar o problema de planejamento de curto prazo em SDEE. Dentro das significativas vantagens para formulação robusta destaca-se que, esta abordagem não requer uma informação detalhada das incertezas, nesse caso, perfis de previsão tanto em valores esperados, quanto em variabilidade podem ser informações suficientes para modelar as incertezas. O esquema de planejamento proposto neste trabalho para maximizar a eficiência, melhorar a qualidade de energia fornecida e políticas ambientais são consideradas

simultaneamente em um SDEE, encontra-se resumido na Fig. 5. A partir desta figura, verifica-se que esta estratégia consiste de três etapas definidas como: processo de estimação, problema de otimização robusta de dois estágios e ações de planejamento para serem executadas. Estas etapas são explicadas em detalhe a seguir:

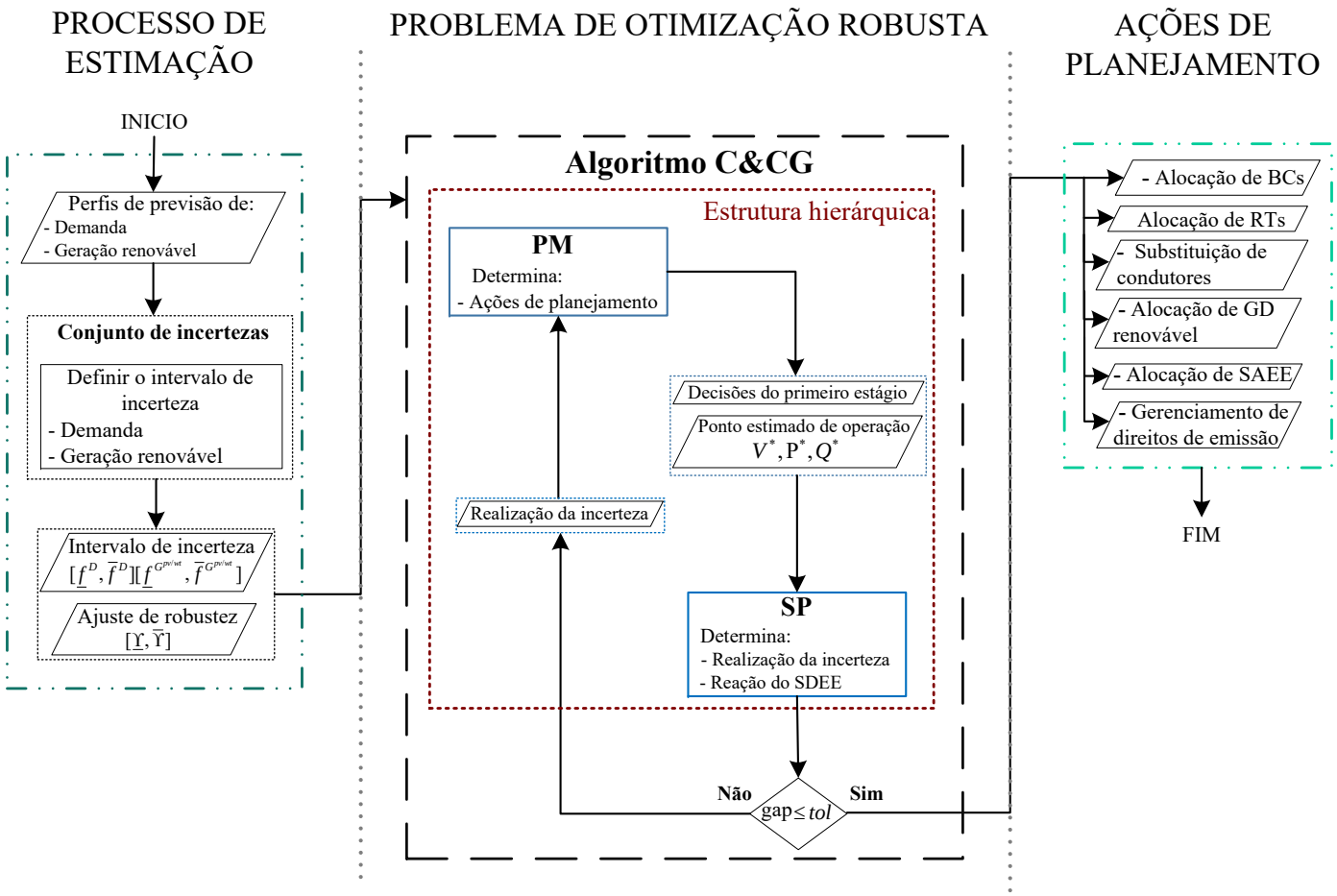
1. Processo de estimação: Esta etapa consiste no processo de estimação de dados como, perfis de demanda e geração renovável (PV e WT), e os intervalos de incertezas de cada perfil. Estes parâmetros podem ser obtidos através de um processo estatístico mediante informação de dados históricos, em que esta informação é usada para criar os fatores de geração e demanda necessários para resolver o problema robusto de dois estágios. Por outro lado, o tomador de decisões define o grau de robustez do modelo através dos parâmetros de ajuste. Para capturar essa informação relacionada com as incertezas e controlar o grau de robustez, o procedimento presentado na subseção 4.2.1 é utilizado.

2. Problema de otimização robusta: A segunda etapa envolve tanto o problema de otimização robusta como sua solução através de um algoritmo de decomposição. Nesta etapa, o problema de dois estágios é decomposto em um esquema hierárquico de decisões, em que o PM decide as ações de investimento que são enviadas ao SP, e este problema de segundo estágio avalia as decisões encontrando a pior realização das incertezas e a reação do sistema de distribuição. Pode-se destacar que, para linearizar a expressão relacionada com o cálculo da magnitude de corrente no problema de segundo estágio, um ponto estimado de operação é enviado ao SP. Onde, este ponto é atualizado em cada iteração do algoritmo. Este processo iterativo finaliza quando o gap entre a solução do MP (identificada como o limite inferior do algoritmo) e a resposta do SP (identificada como o limite superior) é menor que uma tolerância predefinida. Se o gap não atinge esta tolerância, valores atualizados de fatores de demanda e geração renovável são utilizados na iteração seguinte.

3. Ações de planejamento: Finalmente, esta etapa presenta as ações de investimento como solução do problema robusto de dois estágios. Adicionalmente, o gerenciamento dos direitos de emissão do SDEE é especificado. Estas ações são realizadas para maximizar a eficiência e operação de um SDEE considerando simultaneamente mecanismos ambientais.

Portanto, a fim de validar a estratégia de planejamento de curto prazo considerando simultaneamente a integração de novas tecnologias e mecanismos ambientais, casos de estudo e resultados númericos serão devidamente apresentados e discutidos no seguinte capítulo.

Figura 5 – Fluxograma do esquema de solução.



Fonte: Elaborado pelo própio autor

5 CASOS DE ESTUDO E RESULTADOS NUMÉRICOS

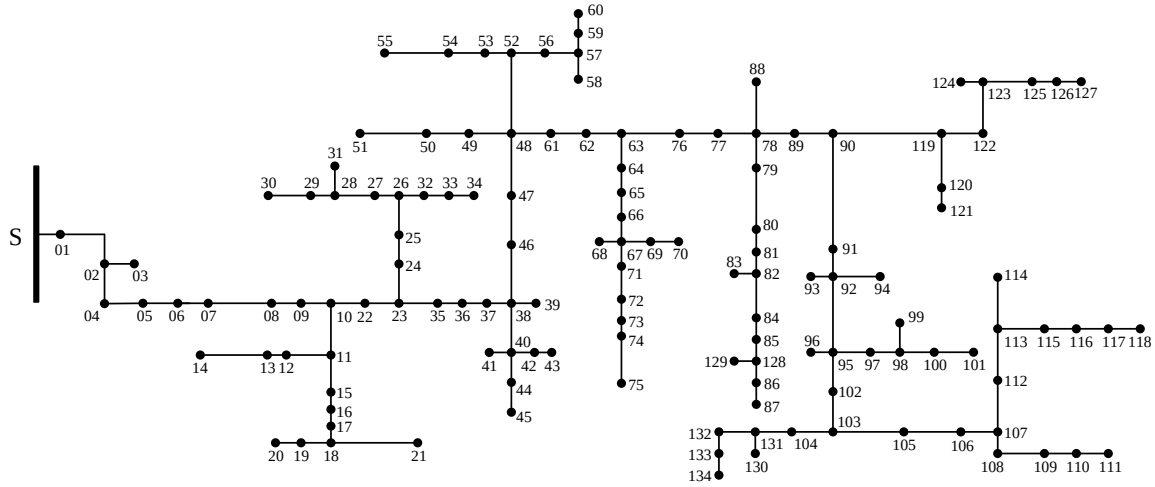
Para validar a eficiência e robustez do esquema de planejamento proposto neste trabalho, diferentes casos são estudados e analisados mediante os resultados numéricos obtidos. Dessa maneira, este capítulo é constituído de duas seções, na primeira seção apresentam-se as informações referentes aos dados técnicos e financeiros de cada alternativa de investimento, considerações e casos de estudo aplicados em dois sistemas de distribuição de média tensão. Na segunda seção resumem-se os resultados numéricos encontrados das simulações realizadas para os casos de estudos abordados neste trabalho.

5.1 CONSIDERAÇÕES E CASOS DE ESTUDO

Para testar a aplicabilidade da estratégia de planejamento proposta neste trabalho, dois sistemas de distribuição foram considerados em condições de testes similares. Nesse sentido, para validar o esquema de planejamento proposto, as considerações gerais são resumidas a seguir:

- Um horizonte de planejamento de curto prazo definido para 3 anos é utilizado.
- Para uma integração apropriada das fontes de GD renováveis, baseada em condições climáticas de países tropicais (por exemplo: o Brasil), cada ano é representado por duas condições, nomeadas quente e temperada.
- Cada condição é representada por 24 níveis de operação, sendo um total 48 níveis por cada ano (48-ts por y).
- Cada nível contém informações relacionadas a custos de energia, custos dos direitos de emissão e o intervalo de incertezas, definido para demanda de energia elétrica e geração renovável. Por outro lado, para cada condição foram considerados diferentes limites de emissão.
- A demanda tem um crescimento anual de 5% e o custo de energia de 2%. Adicionalmente, os custos de compra e venda de direitos de emissão aumentam em 2% anualmente.
- Os parâmetros de robustez $\underline{\Upsilon}$ e $\overline{\Upsilon}$ são definidos em 0,9 e 1,05, respectivamente.
- O gap do processo iterativo no algoritmo C&CG deve ser menor ou igual, para todas as instâncias, a 0,5%.

Figura 6 – Sistema teste de 134-barras.



Fonte: Adaptado de Pereira, Cossi e Mantovani (2013)

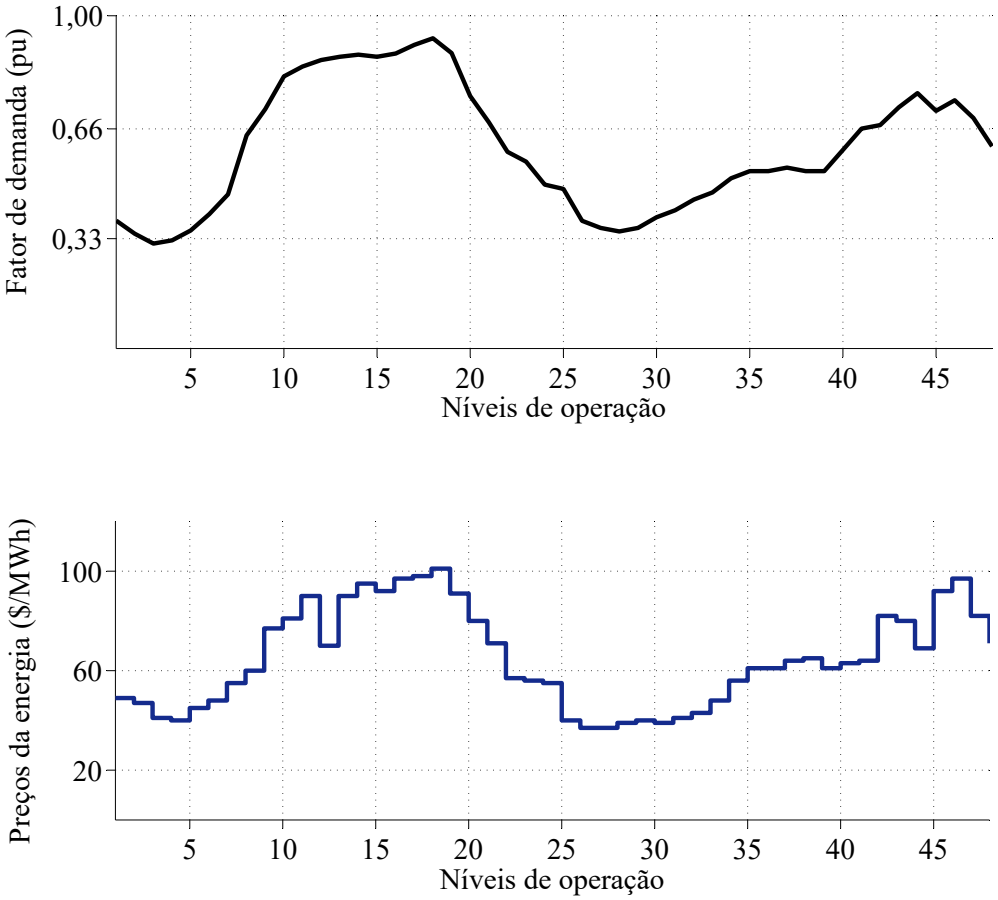
5.1.1 Informações técnicas e financeiras do sistema teste de 134-barras

O sistema de média tensão de 134 barras de carga e uma subestação, com demanda convencional de 6,499 MW e 2,769 MVAr, é apresentado na Fig. 6. A tensão nominal deste sistema é 13,8 kV, em que os limites superior e inferior de tensão são definidos em 1,05 e 0,95 p.u., respectivamente. A potência reativa na subestação é controlada mediante a potência ativa fornecida ao sistema e através de um fator de potência que pode variar de 1,0 a 0,95. Este sistema fornece energia para 100 barras de carga e contém 133 circuitos com diferentes tipos de condutores (47 com o tipo AA4, 43 com o tipo AA1, 23 com o tipo AA3, e 20 com o tipo AA2), esta informação é baseada no trabalho de Pereira, Cossi e Mantovani (2013).

O perfil médio da demanda de um SDEE pode ser obtido através dos dados históricos. Nesse sentido, na Fig. 7 mostra-se o perfil de demanda e os custos da energia para este sistema. A partir desse perfil de demanda, intervalos de incertezas são gerados para cada nível de operação t utilizando o método proposto na subseção 4.2.1. Estes perfis são construídos utilizando a informação apresentada em Atwa et al. (2010), Montoya-Bueno, Munoz e Contreras (2015) e U.S.-Energy-Information-Administration (2018a).

Para estabelecer o mecanismo ambiental de comércio de direitos de emissão, este sistema é categorizado como um único setor. Nesse sentido, para este sistema a interação entre setores não é considerada. Portanto, a compra e venda de direitos de emissão são efetuadas entre o mercado de carbono e a DISCO. Para uma representação adequada deste mecanismo, limites de emissão, preços de compra e venda de direitos são estabelecidos na Tabela 1. Para este sistema é considerado um coeficiente de intensidade de emissão de 2,17 kg CO2/kWh. Estes dados são adaptados da informação apresentada em U.S.-Energy-Information-Administration (2018b).

Figura 7 – Previsão de demanda e custos da energia para os níveis de operação analisados no sistema de distribuição de 134-barras.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Tabela 1 – Limites de emissão, preços de compra e venda de direitos de emissão entre o mercado de carbono e a DISCO para o sistema de 134-barras.

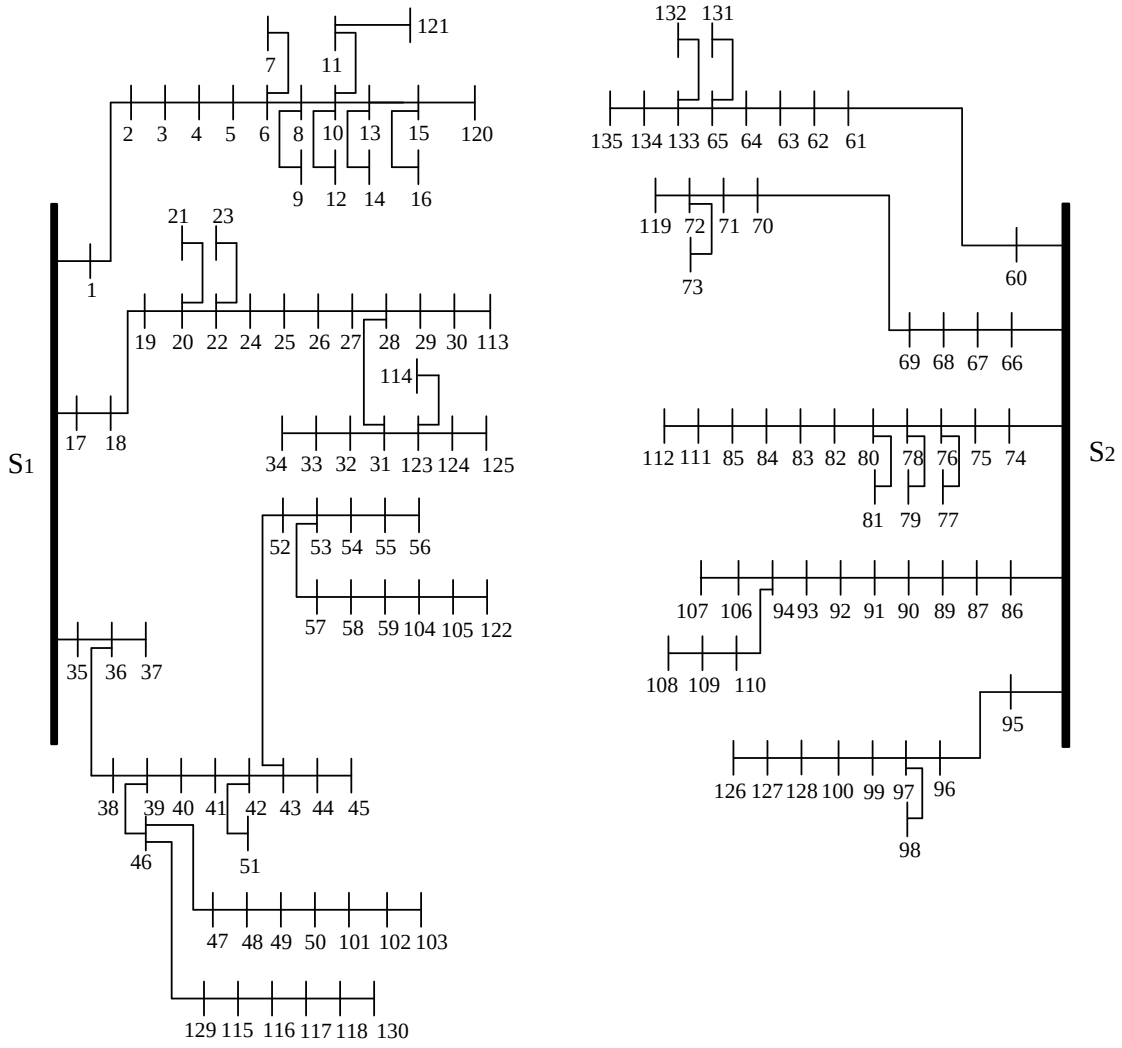
Níveis de operação	Limite de emissão (kTon-CO2)	Preços de compra ($/Ton-CO2)	Preços de venda ($/Ton-CO2)
$1 \leq t \leq 24$	1,50	80,00	55,00
$25 \leq t \leq 48$	1,00	65,00	30,00

Fonte: Dados do problema.

5.1.2 Informações técnicas e financeiras do sistema teste de 135-barras

O sistema apresentado na Fig. 8 possui 135 barras de carga e duas subestações, que opera com uma tensão nominal de 13,8 kV e tem uma demanda máxima de 46,324 MW e 22,436 MVAr. Analogamente como o sistema apresentado na seção 5.1.1, os limites de tensão

Figura 8 – Sistema de distribuição de 135-barras.

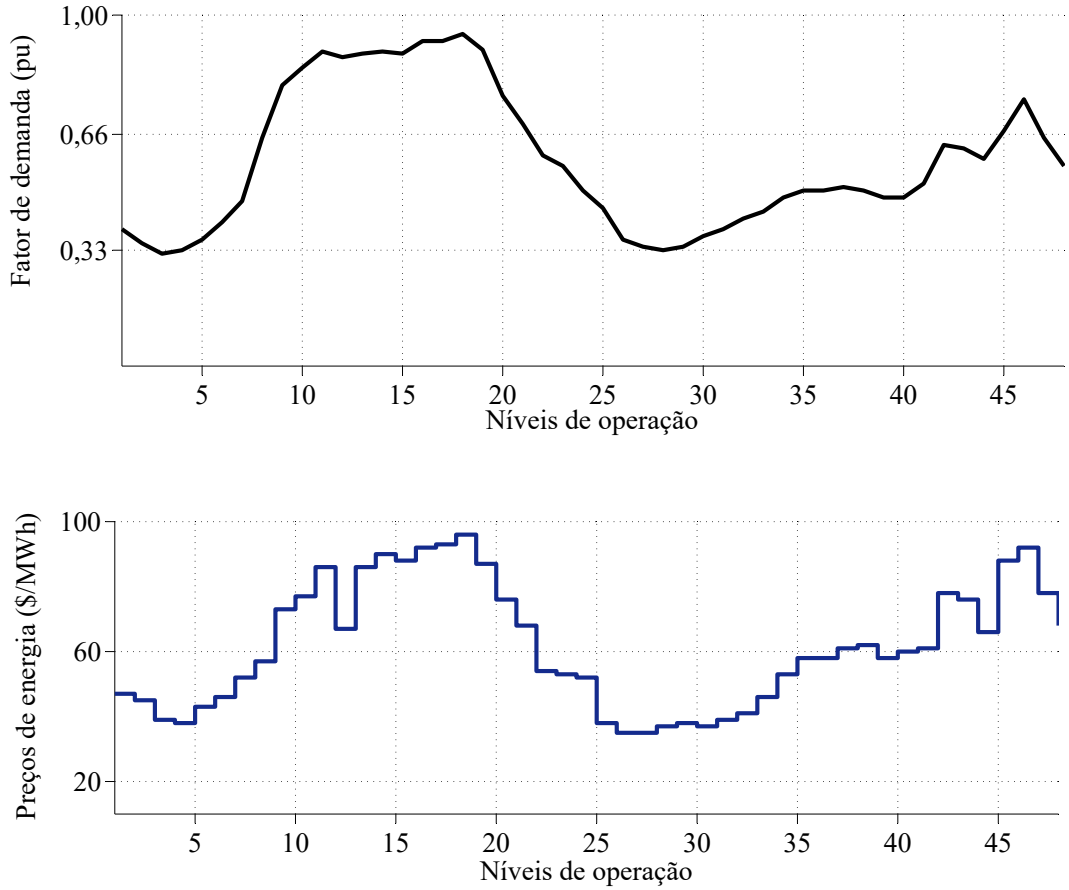


Fonte: Adaptado de Munoz-Delgado, Contreras e Arroyo (2015)

são definidos em 1,05 e 0,95 pu., e para este sistema, o fator de potência pode variar na faixa de 1,0 para 0,92. Este sistema contém 134 circuitos com dois tipos de condutores, os quais estão identificados em 56 circuitos com o tipo CC1 e 78 com o tipo CC2, características que são mostradas na Tabela 4. A informação deste sistema é adaptada do trabalho apresentado em Munoz-Delgado, Contreras e Arroyo (2015).

Os perfis de demanda e custos de energia, mostrados na Fig. 9, foram construídos para os 48-*t*s. Em que, para cada t intervalos de incertezas foram considerados para modelar o comportamento incerto da demanda do sistema. Sob outra perspectiva, este sistema é dividido em dois setores, o primeiro setor é definido pela subestação 1 (S1) que fornece energia para uma parte do sistema, enquanto o segundo setor está definido pela subestação 2 (S2). Por outro lado, coeficientes de intensidade de emissão de 0,92 kg CO2/kWh e 0,95 kg CO2/kWh

Figura 9 – Previsão de demanda e custos da energia para os níveis de operação analisados no sistema de distribuição de 135-barras.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

(U.S.-ENERGY-INFORMATION-ADMINISTRATION, 2018b) são definidos para S1 e S2, respectivamente. Considerando esta representação, a interação entre estes setores para a troca de direitos de emissão é estabelecida. Adicionalmente, direitos de emissão podem ser comercializados com o mercado de carbono. Para definir este esquema, limites de emissão, preços de compra e venda de direitos são apresentados na Tabela 2.

Tabela 2 – Limites de emissão, preços de compra e venda de direitos de emissão entre setores e o mercado de carbono para o sistema de 135-barras.

Niveis operacao	Limites de emissão (kTon-CO2)		Preços de direitos entre setores ($/Ton-CO2)	Preços de direitos entre o mercado ($/Ton-CO2)	
	S1	S2	Venda-Compra	Venda	Compra
$1 \leq t \leq 24$	5,50	4,50	50,00	55,00	75,00
$25 \leq t \leq 48$	2,00	1,00	35,00	30,00	55,00

Fonte: Dados da pesquisa.

5.1.3 Informação técnica e financeira das alternativas de planejamento

Informação técnica e financeira de BCs, RTs e condutores: Para uma análise apropriada, os BCs dos tipos fixos e chaveados são considerados no problema de otimização. Informações referentes à capacidade de potência reativa e custo associado a cada tipo de BC são apresentadas na Tabela 3. A partir desta tabela, para alocar um BC fixo ou chaveado com a capacidade Q^{esp}, um custo é associado. Por outro lado, RTs com um intervalo de regulação de $\pm 10\%$ e um custo de instalação de \$16,50x10^3 são considerados.

Tabela 3 – Informação técnica e financeira dos BCs.

Capacidade	Tipo	
Q^{esp} (**kVAr**)	Fixo (**$**)	Comutável (**$**)
300	4950,00	7450,00
600	5150,00	7650,00
900	6550,00	9550,00
1200	7500,00	10150,00
1500	8075,00	10950,00

Fonte: Baseada em Pereira, Cossi e Mantovani (2013).

Para o sistema 134-barras, apresentado na subseção 5.1.1, informações associadas com seis diferentes tipos de condutores é mostrada na Tabela 4. Esta tabela contém dados como tipo de condutor (AAx), resistência e reatância por km, capacidade máxima de corrente através do condutor e custo associado ao substituir um condutor específico (coluna tipo) por um novo condutor (linha tipo). Analogamente, para o sistema de 135-barras, apresentado em 5.1.2, três tipos de condutores com diferentes características técnicas e financeiras são considerados e apresentados na Tabela 5.

Tabela 4 – Dados técnicos e financeiros de cada tipo de condutor para o sistema 134-barras.

Parâmetros dos condutores			Custos de substituição (10^3**$/km**)				
Tipo	R + jX (**Ω/km**)	$\bar{I}$ (**A**)	AA2	AA3	AA4	AA5	AA6
AA1	1,1440 + j0,8762	130	7,50	13,50	21,50	29,50	37,50
AA2	0,9963 + j0,7133	175	–	11,00	18,50	25,50	34,00
AA3	0,7618 + j0,7077	235	–	–	14,00	22,00	29,00
AA4	0,5995 + j0,6610	365	–	–	–	17,50	25,00
AA5	0,3692 + j0,4150	495	–	–	–	–	20,50
AA6	0,3209 + j0,3554	615	–	–	–	–	–

Fonte: Baseada em Pereira, Cossi e Mantovani (2013).

Tabela 5 – Dados técnicos e financeiros de cada tipo de condutor para o sistema 135-barras.

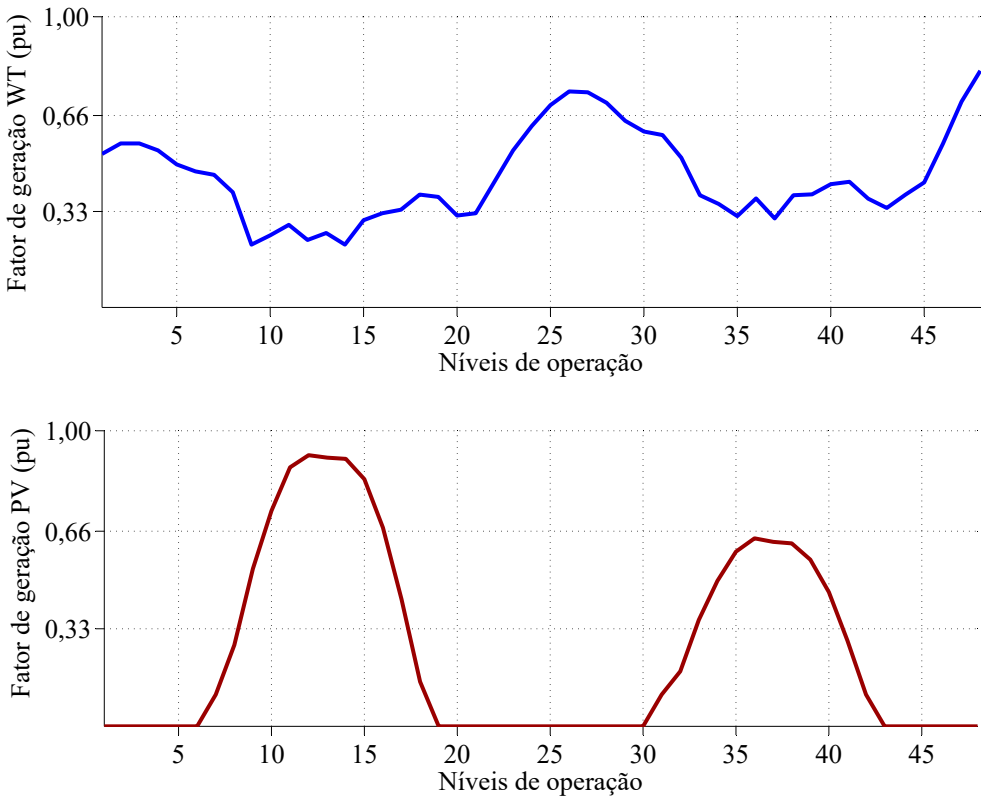
Parâmetros dos condutores			Custos (10^3**$/km**)	
Tipo	R + jX (**Ω/km**)	$\bar{I}$ (**A**)	CC2	CC3
CC1	0,2921 + j0,2466	450	25,03	34,92
CC2	0,2359 + j0,2402	550	–	29,87
CC3	0,1932 + j0,1579	650	–	–

Fonte: Dados utilizados na pesquisa.

Informação técnica e financeira das unidades de GD renovável e dos SAEEs: Neste trabalho, unidades de GD baseadas em tecnologias PV e WT são consideradas. Para uma análise adequada, a capacidade de geração de cada unidade WT e PV são definidos ambas em 100 kW, considerando um fator de potência de 0,99 e 0,98, respectivamente. Ressalta-se que, as unidades de PV são compostas de 40 módulos com capacidade de 2,5 kW. O número máximo de unidades PV e WT que podem ser instaladas em cada barra do sistema é definido em 10. Para cada tecnologia, custo de investimento de \$350x10^3 e \$325,78x10^3, e um custo de operação e manutenção de \$375 e \$150 são associados para cada unidade WT e PV a serem instalados no SDEE. O custo de investimento é fixo no ano inicial do planejamento, no entanto, os custos de operação e manutenção aumentam em 5% anualmente. Esta informação (técnica e financeira) é baseada e adaptada de propostas anteriores como El-Khattam e Salama (2004) e Montoya-Bueno, Munoz e Contreras (2015). Para modelar a geração das unidades WT e PV, a ferramenta *online* "renewable.ninja" foi utilizada para construir os fatores de geração de cada tecnologia. A informação obtida desta ferramenta é baseada na análise de dados históricos e simulações realizadas apresentadas em Staffell e Pfenninger (2016) e Pfenninger e Staffell (2016). Estes fatores são apresentados na Fig. 10, em que os valores esperados de geração

renovável são mostrados para cada nível de operação t. A partir da informação apresentada nessa figura, um intervalo de incerteza é construído utilizando o procedimento apresentado na subseção 4.2.1.

Figura 10 – Valores esperados em geração renovável.



Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

Os SAEEs baseados na tecnologia íons de lítio são considerados neste trabalho. Estas baterias consistem em uma série de combinações químicas com uma alta densidade de energia, e se comparadas com outras baterias, são eficientes com uma rápida descarga. Portanto, especificações técnicas e financeiras foram definidas para a localização e dimensionamento deste tipo de tecnologia. Nesse sentido, a capacidade máxima que unidade de conversão de potência foi definida em 300 kW, capacidades máxima e mínima da unidade de armazenamento são definidas em 1300 kWh e 4500 kWh, respectivamente. Menciona-se que, estas capacidades representam o limite máximo para estas variáveis, e que, portanto, o modelo de planejamento desenvolvido neste trabalho define as capacidades ótimas para este equipamento. A eficiência para este sistema foi definida em 90%, com uma profundidade de descarga (*DoD*) de 0,3, para efeitos práticos o efeito de auto descarga foi desconsiderado. Por outro lado, os custos das unidades de armazenamento e conversão de potência são definidos em $525 por kWh e $450 por kW, respectivamente. O custo de operação e manutenção é definido em $100 por kW, com

aumento em 5% anualmente. Estes custos incluem os custos de controle, balanço do sistema e instalação das unidades (KLEINBERG; ERICKSON, 2016). No final da vida útil deste equipamento, seus componentes químicos são altamente tóxicos e eventualmente requerem de um processo apropriado antes de serem descartados. Portanto, um processo de descarte e reciclagem deve ser bem estabelecido. Neste trabalho, este aspecto é abordado através de um custo de descarte e reciclagem que é definido em $135 por kWh, em que 20% do custo de investimento é assumido para atender essa exigência. Este processo de reciclagem e descarte tem uma pegada de carbono que depende da densidade da unidade armazenamento, um valor estimado de kg-CO2 por densidade, capacidade instalada da unidade armazenamento. Nesse contexto, o valor estimado da pegada de carbono e a densidade da unidade de armazenamento foram definidos em 18,2 kg-CO2/kg e 80 kg/Wh, respectivamente (NORDLING et al., 2016). Para estimar o custo da pegada de carbono devido ao processo de reciclagem, um valor de $10 Ton-CO2 foi considerado.

5.1.4 Casos de análises

Para validar a metodologia proposta, uma análise aos sistemas testes é realizada em um caso prévio ao planejamento. Consequentemente, quatro diferentes estudos de casos são realizados considerando algumas das ações de investimento propostas neste trabalho. Estes casos são definidos a seguir:

Caso base: Para este caso, um fluxo de carga é utilizado para encontrar as condições iniciais antes do planejamento de curto prazo.

Caso I: Neste caso, ações tradicionais de planejamento de curto prazo como seleção e substituição de condutores, alocação de CBs e RTs são consideradas como as váriaveis de decisão.

Caso II: Para este caso, o planejamento é definido pela alocação ótima de BCs, RTs, e unidades de GD renováveis. Adicionalmente, para este caso é definido que, uma parcela de 10% da demanda do SDEE deve ser fornecida a partir de fontes de geração renováveis.

Caso III: Para este caso de estudo, a alocação de BCs é considerada simultaneamente com a alocação de unidades de GD renováveis e SAEEs. Analogamente ao caso II, a fim de promover a participação das fontes renováveis e os SAEEs, uma parcela de 15% da demanda deve ser fornecida por estas fontes.

Caso IV: Finalmente, todas as alternativas de planejamento são consideradas e otimizadas simultaneamente pelo modelo de otimização robusta. Adicionalmente, 10% da demanda do sistema deve ser fornecida por fontes de geração renováveis.

Para encontrar um plano de investimento adequado para cada sistema teste, os custos em ações como alocação de BCs, alocação de RTs e recondutoramento são limitados em $\$35x10^3$, $\$35x10^3$, $\$60x10^3$, respectivamente. Para o sistema de 134-barras, o custo de investimento em unidades de GD renovaveis são limitados em $\$6000x10^3$ e os custos de investimento em SAEEs em $\$5000x10^3$. Para o sistema de 135-barras, os custos de investimento em fontes renováveis e em SAEEs foram limitados em $\$50000x10^3$ e $\$5000x10^3$, respectivamente.

5.2 RESULTADOS NUMÉRICOS

Para validar a metodologia proposta neste trabalho, resultados numéricos são obtidos sobre as diferentes condições de testes propostas em cada caso de estudo. Tanto a modelagem robusta adaptativa de PLIM, quanto o algoritmo C&CG para resolvê-lo foram desenvolvidos na linguagem de modelamento matemático AMPL e o *solver* comercial CPLEX foi usado para obter a solução do problema.

5.2.1 Resultados obtidos para o sistema teste de 134-barras

Em termos práticos, a DISCO através de um estudo preliminar pode determinar as barras e circuitos candidatos para efetuar as ações de planejamento. Este procedimento compreende uma redução da dimensão do problema, para assim, executar o esquema de planejamento para melhorar a eficiência do SDEE e da metodologia de solução proposta. Neste trabalho, com objetivo de validar a metodologia proposta, uma técnica simples para a redução do espaço de busca é implementada, que consiste em reduzir o número de barras candidatas à instalação de BCs, RTs, unidades de GD renováveis, SAEEs e o número de circuitos para a substituição de condutores.

O procedimento aplicado neste trabalho é detalhado a seguir: a) inicialmente, considera-se o modelo de PLIM determinístico e as alternativas de investimento como variáveis de decisão; b) a integralidade destas variáveis de decisão é relaxada, resultando um problema de otimização linear; c) resolver esse problema de otimização linear e desconsiderar como candidatas à alocação as barras e circuitos que não obtiveram mudança, em outras palavras, aquelas que as variáveis binárias permaneceram em zero. Considerando cada caso proposto, em que diferentes alternativas são abordadas, este procedimento é efetuado para as condições de teste apresentadas em cada caso. O resultado deste procedimento é resumido na Tabela 6. Nesta tabela, tanto as barras candidatas para alocação de BCs, RT, unidades de GD renováveis, e SAEEs quanto os circuitos candidatos para substituição de condutores são apresentados.

Tabela 6 – Barras e circuitos candidatos em cada alternativa de investimento para o sistema teste de 134-barras.

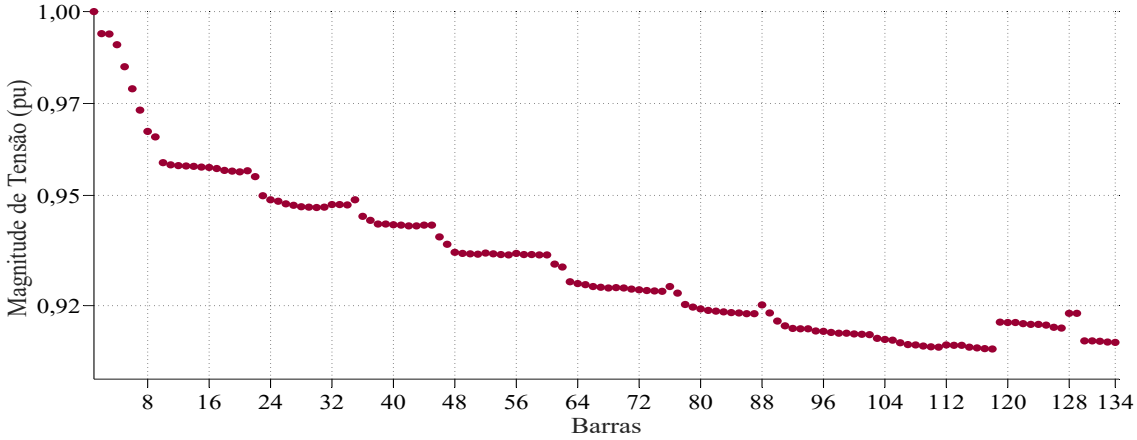
Alternativa de investimento	Barras
Alocação de RTs	07, 08, 09, 10, 22, 23, 35, 36, 46, 48, 61, 62, 63, 78, 90, 95
Alocação de BCs	15, 17, 22,23, 35, 36, 37, 77, 78, 79, 80, 81, 82, 90, 91, 92, 95, 96, 102, 103, 104, 106, 107, 119
Alocação de unidades de GD renovável	66, 68, 71, 74, 75, 81, 83, 85, 96, 99, 104, 106, 112, 115, 122, 124, 129, 131, 133, 134
Alocação de SAEE	55, 68, 85, 95, 105, 110, 115, 119, 121, 122, 124, 129, 131, 133, 134
	Circuitos
Substituição de condutores	(1,2), (2,3), (2,4), (4,5), (5,6), (6,7), (7,8), (8,9), (9,10), (10,11), (10,22), (22,23), (23,35), (35,36), (36,37), (37,38), (38,46), (46,47), (47,48), (48,61), (61,62), (62,63), (63,76), (76,77), (78,79), (78,89), (89,90), (90,91), (90,119)

Fonte: Dados utilizados na pesquisa.

5.2.1.1 Caso base: Antes do planejamento

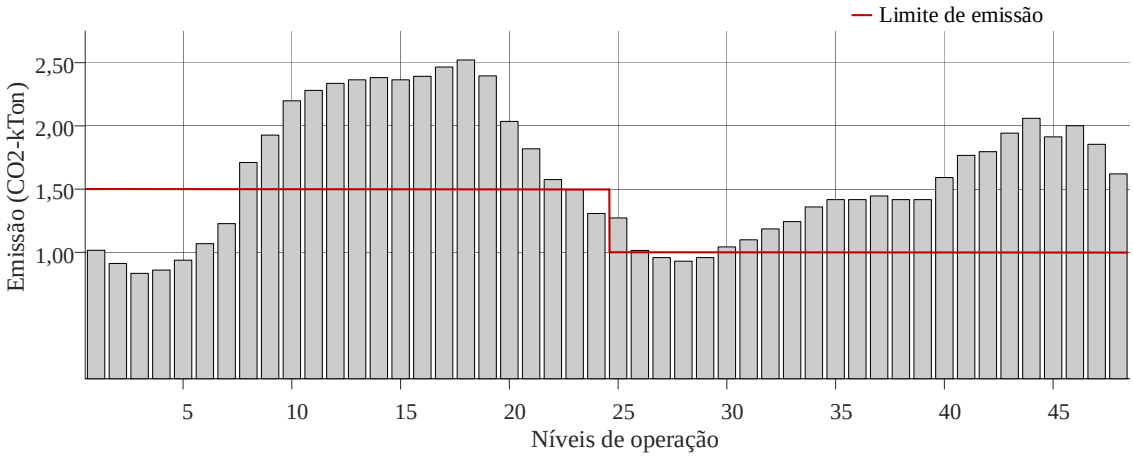
Para avaliar as condições iniciais do sistema de distribuição de 134-barras, o processamento de um programa de fluxo de carga é efetuado. Neste caso, as incertezas em demanda são desconsideradas, portanto, o valor esperado em demanda para o primeiro ano é considerado. A solução deste fluxo de carga encontrou um máximo valor para o fator de potência de 0,9142 e magnitudes de tensão fora dos limites estabelecidos como é apresentado na Fig. 11. Nesta figura, o perfil de magnitudes de tensão para o nível de máximo carregamento é mostrado. A partir destes aspectos, um SDEE com condições de operação inicialmente violadas é evidenciado. Em termos econômicos, a operação deste sistema sujeito a estas condições tem um custo na energia fornecida pela subestação de $\$2{,}415\text{x}10^3$, e uma emissão anual de 77,15 kTon. Nas condições ambientais estabelecidas previamente, em que limites de emissão foram definidos para os níveis de operação, este sistema tem que comprar direitos do mercado de carbono para satisfazer suas necessidades de energia no nível de carregamento máximo, este fato pode ser observado na Fig. 12.

Figura 11 – Perfil da magnitude de tensão para a condição inicial do sistema de distribuição de 134-barras no nível de carregamento pico.



Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

Figura 12 – Perfil de emissão na condição inicial do sistema de distribuição de 134-barras.



Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

Portanto, com o objetivo de maximizar a eficiência do sistema de distribuição de 134-barras atingindo aspectos técnicos, operacionais e ambientais, múltiplas alternativas de investimentos são consideradas e avaliadas nos seguintes casos.

5.2.1.2 Caso I: Ações tradicionais de planejamento de curto prazo

Este caso tem como objetivo avaliar os impactos de negligenciar as unidades de GD baseadas em tecnologia renovável e os sistemas de armazenamento de energia no esquema de planejamento proposto. Para a análise apropriada, a variabilidade em demanda é considerada e devidamente representada considerando os intervalos de incertezas definidos para cada nível de

operação. Considerando esta informação, o modelo baseado em otimização robusta adaptativa é utilizado para resolver tais condições. Dessa maneira, a solução encontrada pela metodologia proposta, neste caso, fornece alternativas de investimento como: a) alocação de um BC chaveado na barra 102 com um custo total de \$7,50x10^3; b) alocação de um RT, controlando a magnitude de tensão na barra 8 com um custo de investimento de \$16,50x10^3; e, finalmente, c) os condutores de 17 circuitos foram substituídos por novos condutores, esta ação teve um custo de \$58,05x10^3.

Ressalta-se que com um custo total de investimento de \$82,05 x10^3, o esquema de planejamento obtido na solução deste caso apresentou um plano adequado para atingir aspectos técnicos, e consequentemente, melhorar a operação do sistema. Este fato pode ser verificado no perfil da magnitude de tensão apresentado na Fig. 14.b. Por outro lado, a energia fornecida pela subestação considerando a pior realização da incerteza obteve um custo aproximado de \$8000x10^3 (ver Tabela 7). Para poder atender os requerimentos da demanda, direitos de emissão foram comprados do mercado de carbono com um custo de \$6843,39x10^3, no entanto, \$555,67x10^3 foram obtidos na venda de direitos nos níveis em que o limite de emissão não foi ultrapassado.

5.2.1.3 Caso II: Alocação de BCs, RTs, e unidades de GD renováveis

Para este caso, alternativas como recondutoramento dos circuitos do sistema e alocação de SAEEs são desconsideradas como variáveis de decisão no problema de otimização robusta. Dessa forma, o esquema de planejamento robusto encontrou um conjunto de ações para atender aspectos técnicos, operacionais, econômicos e ambientais. Este conjunto de ações pode ser resumido como: a) alocação de um BC fixo instalado na barra 91 com um custo de investimento de \$7,50x10^3; b) um RT, controlando a magnitude de tensão na barra 9, com um custo de \$16,50x10^3; e, c) dez unidades de GD renováveis foram localizadas e dimensionadas com um custo total de investimento de \$4766,37x10^3 (incluindo os custos de operação e manutenção).

A solução deste caso revela um plano ótimo através das ações propostas. Com o plano de investimento encontrado na solução deste caso, a operação infactível do sistema de 134-barras, apresentada no caso base, foi melhorada (ver Fig. 14.c). Nessa perspectiva, o esquema de planejamento determinou que investindo em unidades de GD renováveis, a emissão do sistema pode ser reduzida para cada ano em 11,29%, 11,06%, e 10,38% comparando com os resultados do caso I. A partir desses resultados, pode ser observado que com a participação das fontes de energia renováveis os custos devido à compra de direitos de emissão no mercado de carbono foram reduzidos em aproximadamente 19%, no entanto, os custos de venda foram maximizados em aproximadamente 32%. Por outro lado, o custo da energia fornecida pela subestação foi 8,68% menor que o custo obtido no caso I. Estas comparações são realizadas a partir dos resultados mostrados na Tabela 7, para o caso I e caso II.

5.2.1.4 Caso III: Alocação de BCs, unidades de GD renováveis, e SAEE

Neste caso, alternativas de planejamento tais como alocação de equipamentos para o suporte de reativo, alocação e dimensionamento de unidades de GD renováveis e SAEE são consideradas como variáveis de decisão no problema de otimização. A solução deste caso mostra um esquema de planejamento definido pelas seguintes ações: a) alocação de dois BCs fixos e um BC chaveado com um custo de investimento de $\$22{,}60\text{x}10^3$; d) unidades de GD renováveis são localizadas e dimensionadas no SDEE com um custo total (investimento, operação e manutenção) de $\$5092{,}60\text{x}10^3$; e, finalmente, c) um sistema de armazenamento de energia elétrica foi instalado com um custo total de $\$3133{,}815\text{x}10^3$ incluindo custos da unidade de armazenamento, custos da unidade de potência, custos de operação e manutenção, e custos de reciclagem.

Analogamente aos casos anteriores, a eficiência do sistema foi maximizada encontrando um plano de investimento que satisfaz tanto aspectos técnicos, operacionais e ambientais. A partir da solução deste caso, pode-se observar que comparada com os casos I e II, reduções de aproximadamente 12% e 4% para o custo da energia fornecida pela subestação foram obtidas, respectivamente. Por outro lado, este caso apresenta o menor custo de compra de direitos de emissão comparado com os casos anteriores, evidenciando que a operação simultânea de mecanismos ambientais e ao incrementar a participação de fontes renováveis, maiores benefícos podem ser obtidos.

5.2.1.5 Caso IV: Considerando todas as alternativas de planejamento

Considerando todas as variáveis de decisão tais como seleção e substituição de condutores e alocação de BCs, RTs, unidades de GD renováveis, e SAEEs, um esquema de planejamento de curto prazo para o sistema de distribuição de 134-barras foi encontrado. A solução deste caso mostra um plano de investimento definido por: a) alocação de dois BCs fixos e um chaveado com custo de investimento de $\$19{,}65\text{x}10^3$; b) os condutores de 16 circuitos foram substituídos com um custo de $\$47{,}92\text{x}10^3$; e c) nove unidades de GD renováveis foram localizadas e dimensionadas com um custo de $\$4766{,}37\text{x}10^3$.

Em termos econômicos, a solução obtida neste caso apresenta uma proposta similar à solução encontrada no caso II. Entre as diferenças que podem ser ressaltadas destacam-se: a) a solução do caso II determinou alocação de um BC fixo, entanto a solução do caso IV determinou a alocação de dois BCs fixos e um chaveado; b) a solução do caso II determinou a alocação de um RT para melhorar o perfil de tensão; c) a solução do caso IV define que os condutores de 16 circuitos foram substituídos; e d) em ambas soluções, o mesmo custo de investimento em unidades de GD renováveis foi determinado.

A partir desta solução, conclui-se que para atender todas as condições de teste definidas

para o sistema de 134-barras, o modelo robusto determinou um plano de investimento apropriado utilizando somente alternativas como recondutoramento, alocação de BCs e unidades de GD. Dessa foram, verificou-se que a instalação de RTs e SAEEs não foi necessária para atender os requerimentos do SDEE.

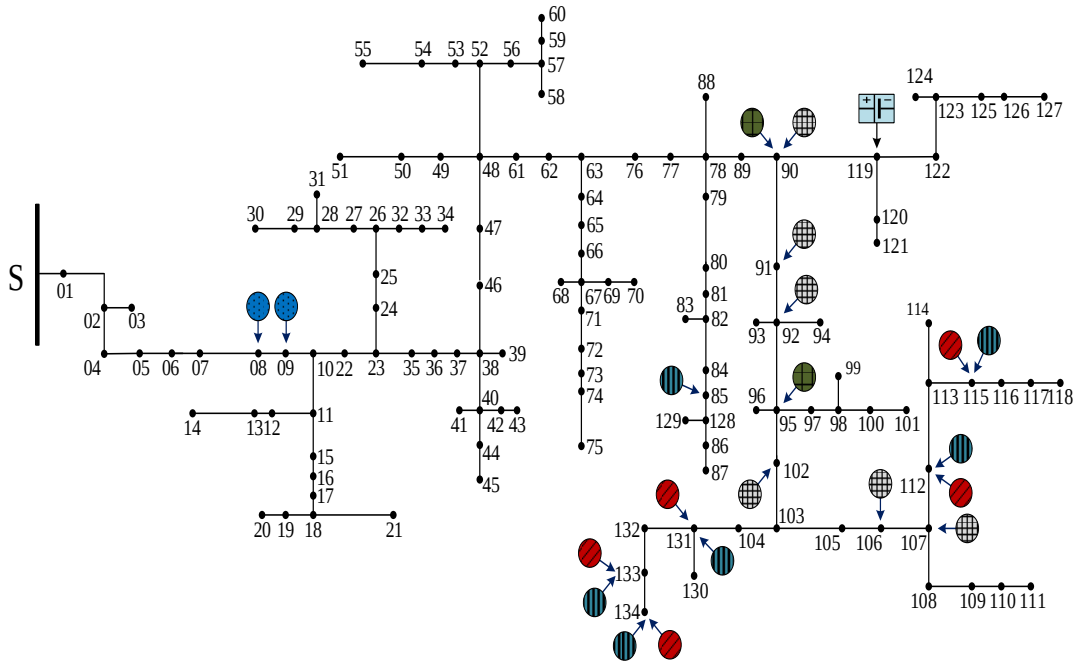
Tabela 7 – Valores ótimos para LI, LS, gaps, emissão anual, compra e venda de direitos de emissão ao mercado de carbono para cada caso estudado no sistema de 134-barras.

Caso	Iteração	LI (10^3\$)	LS (10^3\$)	Gap (%)	Emissão (kTon)			Direitos de emissão	
					y_1	y_2	y_3	Compra (10^3\$)	Venda (10^3\$)
I	1	7350,39	8011,50	8,99	75,94	79,81	83,89	4990,43	581,78
	2	8000,13	8008,29	0,10	79,85	83,95	88,25	6843,39	555,67
II	1	6680,43	7451,16	11,54	67,84	71,77	75,90	3833,19	911,36
	2	7305,27	7340,91	0,48	71,43	75,59	79,96	5508,84	824,94
III	1	6435,83	7042,50	9,43	65,99	70,09	74,41	3672,59	803,74
	2	6976,68	7009,47	0,47	69,29	73,59	78,13	4443,70	623,07
IV	1	6618,96	7279,35	9,98	67,29	71,15	75,21	3712,84	921,30
	2	7139,04	7249,65	1,55	70,66	74,72	79,00	5132,60	917,17
	3	7240,02	7240,18	0,002	70,74	74,80	79,09	5481,16	851,59

Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

A partir da implementação desta metodologia, a solução obtida apresentou uma convergência máxima em 3 iterações com gaps menores que 0,5% para cada caso. Esta informação referente aos valores obtidos para LI, LS, gap e a emissão anual de poluentes, compra e venda de direitos de emissão em cada iteração é mostrada na Tabela 7. Em resumo, um conjunto de alternativas necessárias de planejamento foi obtido com o objetivo de atender as condições técnicas, operacionais e ambientais de um SDEE de 134-barras inicialmente violado. Este conjunto de ações é apresentado na Fig. 13 e na Tabela 8. Na Fig. 13, as propostas de investimento em BCs, RTs, unidades de GD renováveis, e SAEEs são apresentadas. Nesta figura especificam-se: a) O BC a ser instalado na barra m com capacidade (Q); b) O RT a ser instalado, controlando a magnitude de tensão da barra m; c) As unidades de GD renováveis a serem instaladas na barra m com capacidade (P); e, d) O SAEE para ser instalado na barra m com as capacidades da unidade de armazenamento e potência (E;P). Na Tabela 8 também são apresentadas as propostas de novos condutores para aqueles circuitos sobrecarregados, segundo a solução apresentada no caso I.

Figura 13 – Propostas de investimento para cada caso no sistema teste de 134-barras.



Alternativas de planejamento
Barra (capacidade instalada)

Caso	BC Fixo	BC Chaveado	RT	Unidade de GD baseada em PV	Unidade de GD baseada em WT	SAEE
I	102 (1200 kVAr)	-	08	-	-	-
II	91 (1200 kVAr)	-	09	112 (200 kW); 115, 131, 133, 134 (100 kW)	112 (400 kW); 115, 131, 133, 134 (100 kW)	-
III	92 (1200 kVAr); 107 (300 kVAr)	90 (1200 kVAr)	-	112 (400 kW); 115, 131, 133 (100 kW)	112 (300 kW); 85, 115, 133 (100 kW); 134 (200 kW)	119 (1,35 MWh; 300 kW)
IV	90 (600 kVAr) 106 (300 kVAr)	95 (900 kVAr)	-	112, 133 (200 kW); 131, 134 (100 kW)	112 (300 kW); 115 (200 kW); 131, 133, 134 (100 kW)	-

Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

Tabela 8 – Propostas de troca de condutores para o caso I e IV no sistema de 134-barras.

Circuito	Condutor	Novo condutor	
$(m-n)$	Inicial	Caso I	Caso IV
01-02	AA4	AA6	AA6
02-04	AA4	AA6	AA6
04-05	AA4	AA6	AA6
05-06	AA4	AA6	AA6
06-07	AA4	AA6	AA5
07-08	AA4	AA6	AA5
08-09	AA4	AA6	AA6
09-10	AA4	AA6	AA6
10-22	AA4	AA6	AA5
22-23	AA4	AA5	AA5
23-35	AA4	AA5	AA5
35-36	AA4	AA6	-
36-37	AA4	AA5	AA5
37-38	AA4	AA5	AA5
38-46	AA4	AA5	AA5
46-47	AA4	AA6	AA5
47-48	AA4	AA5	AA5

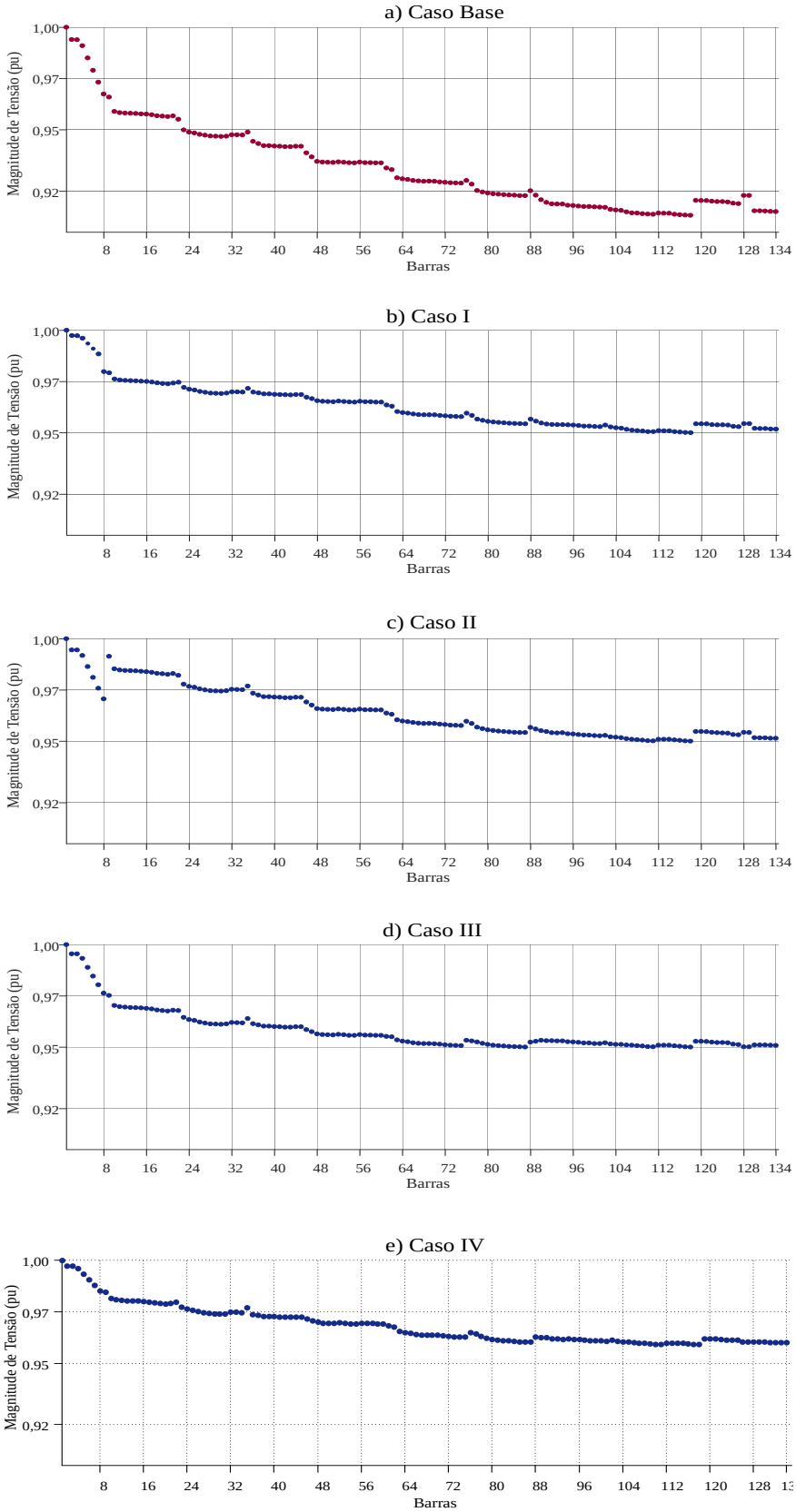
Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

Com os planos de investimento encontrados na solução de cada caso de estudo, o desempenho do sistema é significativamente melhorado, garantindo assim a qualidade da energia fornecida. Este fato pode ser observado na Fig. 14, em que os perfis para a magnitude de tensão antes do planejamento (Fig. 14.a), e os casos I-IV (figuras 14.b-e) são mostrados. Para construir os perfis de tensão nos casos I-IV, o máximo nível de carregamento do sistema e um cenário aleatório dentro do intervalo de incertezas, tanto em demanda e geração renovável, foram considerados. Comparando estes perfis (Fig. 14.b-e) com o perfil do caso base, verifica-se que os planos propostos atendem as exigências operacionais do sistema.

Além de abordar aspectos técnicos e econômicos, cada plano de investimento encontrado na solução de cada caso visa controlar as emissões de poluentes no nível de distribuição. Para estabelecer este controle de emissão, o mecanismo *Cap and trade* é utilizado simultaneamente com as alternativas de planejamento. Dessa forma, o sistema de distribuição tem interação com o mercado de carbono para comprar ou vender os direitos de emissão a fim de satisfazer suas restrições de fornecimento de energia. Esta interação é apresentada na Fig. 15, que

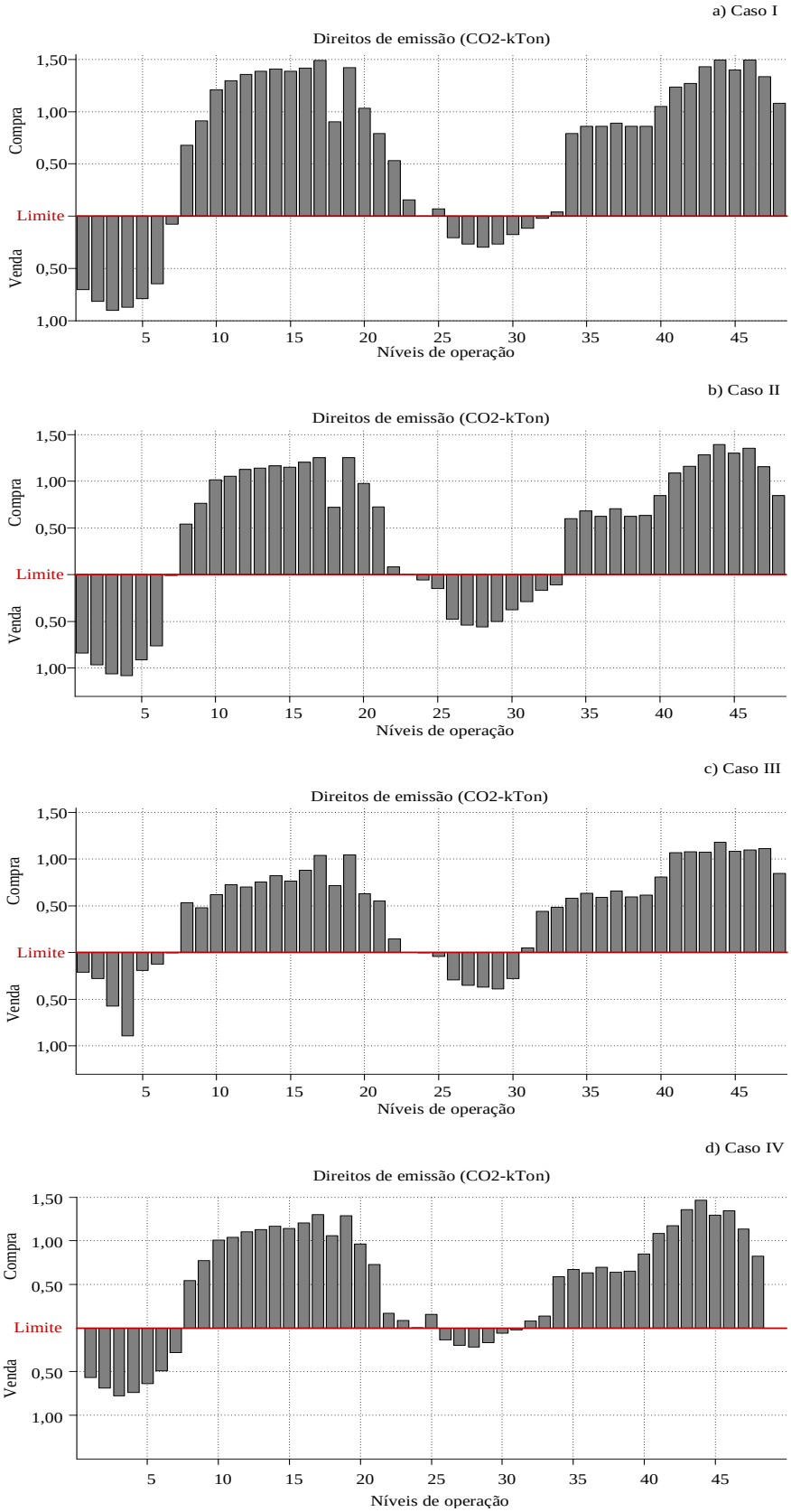
apresenta a compra e venda de direitos para cada nível de operação. Este perfil de emissões, mostrado para cada caso nas Figuras 15.a-d, representa o esquema dinâmico de compra e venda para o último ano de planejamento. A partir desta figura, verifica-se que quando o limite de emissão é ultrapassado (linha vermelha nas figuras 15.a-d), direitos de emissão são comprados do mercado de carbono. Caso contrário, os direitos excedentes são vendidos naqueles intervalos que o limite não foi excedido. Para ilustrar este fato, nestas figuras os direitos comprados são representados na parte superior do limite de emissão (linhas vermelhas), enquanto, os direitos excedentes são vendidos e representados na parte inferior do limite. Enfatiza-se que, ao incrementar a participação das unidades de geração renováveis (soluções para caso II-IV) reduções significativas na compra e venda de direitos podem ser obtidas.

Figura 14 – Perfis da magnitude de tensão para os casos a) base, b) I, c) II, d) III, e e) IV do sistema de distribuição de 134-barras no nível de carregamento pico



Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

Figura 15 – Compra e venda de direitos de emissão no último ano de planejamento para cada caso estudado no sistema de 134-barras



Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

5.2.1.6 Discussão dos resultados obtidos para o sistema de 134-barras

Nos casos estudados, a variabilidade na demanda e na geração renovável é devidamente considerada através de um modelo robusto de dois estágios. Dessa forma, a estratégia de planejamento apresentada neste trabalho foi validada usando quatro diferentes casos de estudo. No caso I, um esquema de planejamento de curto prazo considerando as alternativas tradicionais de investimento foi proposto. Este caso apresentou o menor custo de investimento, para qual os limites operacionais do sistema foram satisfeitos, mas em termos ambientais, não foram obtidas reduções significativas. Outra proposta de planejamento foi formulada no caso II, para esta proposta de investimento, dispositivos para o controle de tensão e reativos são alocados simultaneamente com unidades de GD renováveis. Este caso apresentou uma melhora significativa ao reduzir a emissão de poluentes, e em termos econômicos-ambientais, as compras de direitos de emissão foram minimizadas, entanto, as vendas maximizadas. Por outro lado, a análise otimizando simultaneamente a alocação de BCs, unidades de GD renováveis e SAEEs foi abordada no caso III. Este caso mostrou-se efetivo ao determinar um plano de investimento visando tanto aspectos técnicos, operacionais e ambientais. Para esta proposta, os custos de compras de direitos de emissão foram reduzidos significativamente comparados com os casos prévios. No entanto, considerando a integração do SAEE, as vendas de direitos de emissão foram impactadas. Adicionalmente, para validar a aplicabilidade do esquema de planejamento proposto, o caso IV é apresentado considerando todas as alternativas de investimento como variáveis de decisão. A solução deste caso mostrou que com alternativas tradicionais de investimento e alocação de unidades de GD renováveis, a eficiência do sistema é maximizada, e adicionalmente, aspectos ambientais e econômicos foram atendidos.

Finalmente, a fim de validar as soluções robustas obtidas pela estratégia de planejamento formulada, as mesmas considerações para cada caso de estudo proposto foram analisadas em um ambiente determinístico. Dessa maneira, a solução encontrada pelo modelo robusto de dois estágios apresenta-se maior em termos econômicos que a solução determinística. Para ilustrar essa tendência, na Tabela 9 apresentam-se os custos da energia fornecida pela subestação e custos totais de investimento para cada caso nos ambientes robusto e determinístico. Verifica-se que, para os custos da energia fornecida, uma diferença de aproximadamente 9% foi encontrada comparando ambas as soluções. Em termos de investimentos, comparando as soluções determinística e robusta para os casos I, II e IV, uma diferença de mais de 20% foi obtida. Adicionalmente, comparando os custos de investimento do caso III, verifica-se que estes apresentam uma diferença de mais de 13%. A partir dessas comparações conclui-se que, para considerar o comportamento das incertezas, o modelo robusto apresenta uma solução de investimento mais custosa para responder a qualquer situação de possível risco operacional.

Tabela 9 – Comparação de custos da energia fornecida pela subestação e custos de investimento para a solução robusta e determinística de cada caso analisado no sistema de 134-barras.

Solução	Custo da energia fornecida pela subestação ($\$10^6$)				Custo totais de investimento ($\$10^6$)			
	I	II	III	IV	I	II	III	IV
Robusta	8,00	7,30	6,97	7,24	0,082	4,79	8,25	4,84
Determinística	7,34	6,68	6,35	6,62	0,066	3,83	7,26	3,84
% de diferença	8,95	9,35	9,93	9,41	22,83	25,16	13,66	25,93

Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

Em resumo, um esquema de planejamento para um sistema inicialmente violado foi apresentado nesta seção. Para melhorar a condição infactível deste sistema, quatro casos de análises foram estudados em diferentes condições de testes. Para implementar simultaneamente as alternativas de planejamento com o mecanismo ambiental, o sistema estudado foi classificado em uma região. Nesse sentido, este mecanismo considerou a interação do sistema com o mercado de carbono para o comércio de direitos de emissão.

5.2.2 Resultados obtidos para o sistema teste de 135-barras

Analogamente ao sistema de 134-barras, um procedimento para reduzir a dimensão do problema foi aplicado neste sistema. Este procedimento determinou as barras e os circuitos candidatos para efetuar as alternativas de planejamento necessárias para maximizar a eficiência deste sistema. Esta informação é apresentada na Tabela 10, em que para cada alternativa de planejamento, as barras e circuitos candidatos são devidamente identificados.

Tabela 10 – Barras e circuitos candidatos em cada alternativa de investimento para o sistema teste de 135-barras.

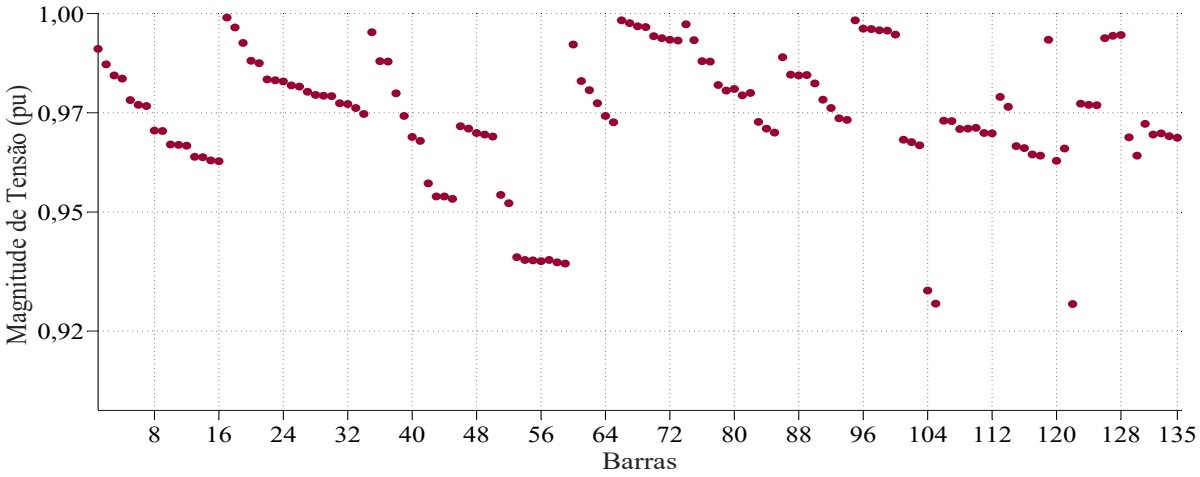
Alternativa de investimento	Barras
Alocação de RTs	06, 08, 20, 28, 42 46, 52, 53, 65, 82
Alocação de BCs	15, 30, 43, 46, 53, 70, 81, 91 98, 105, 117, 131, 136, 137
Alocação de unidades de GD renovável	14, 27, 34, 46, 56, 63, 70 79, 85, 93, 99, 105, 117, 121, 133
Alocação de SAEE	14, 27, 34, 46, 56, 63, 70 79, 85, 93, 99, 105, 117, 121, 133
Substituição de condutores	Circuitos
	(S1,17), (17,18), (18,19), (19,20), (S1,35), (35,36), (36,37), (40,41), (41,42), (42,43), (S2,66), (66,67), (67,68), (68,69), (S2,95), (95,96), (96,97), (97,99),(99,100)

Fonte: Dados utilizados na pesquisa.

5.2.2.1 Caso base: Antes do planejamento

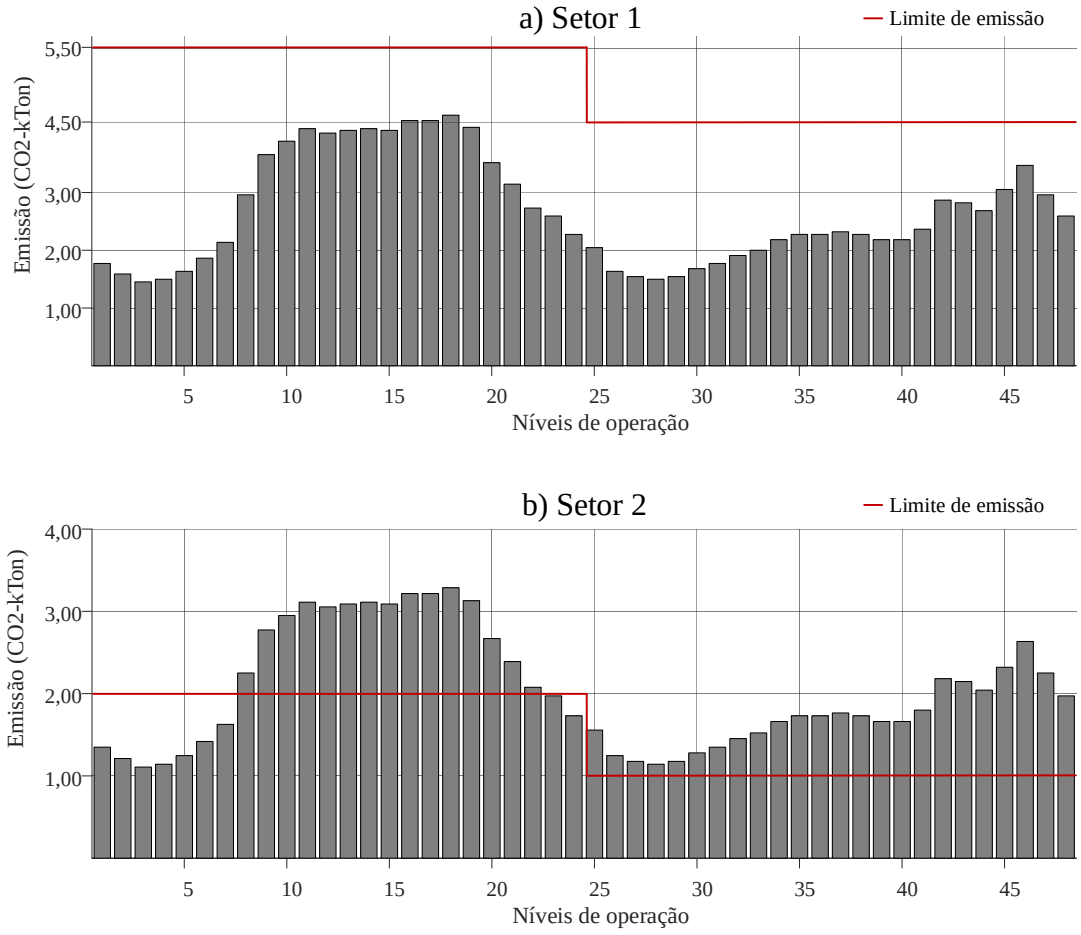
Uma ferramenta de fluxo de carga foi utilizada para determinar as condições operacionais deste sistema. A solução determinou um sistema com violações operacionais, em que o máximo fator de potência encontrado foi de 0,8984 e magnitudes de tensão estão fora dos limites estabelecidos como é mostrado na Fig. 16. Sob esta condição de operação, a energia fornecida pelas subestações tem um custo de $\$16406{,}82 \text{x} 10^3$. Por outro lado, este sistema tem uma emissão total de poluentes de 225,63 kTon. O perfil de emissão para este sistema é categorizado em dois setores os que são mostrados nas Fig. 17.a e .b, respectivamente. Verifica-se que, a emissão do setor 1 está dentro dos limites definidos, no entanto, o setor 2 apresenta níveis de emissão que ultrapassam os limites estabelecidos.

Figura 16 – Perfil da magnitude de tensão para o sistema de distribuição de 135-barras.



Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

Figura 17 – Perfil de emissão dos setores na condição inicial do sistema de distribuição de 135-barras.



Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

Portanto, a estratégia de planejamento formulada neste trabalho é implementada para corrigir a operação infactível deste sistema através das análises de casos propostos.

5.2.2.2 Caso I: Ações tradicionais de planejamento de curto prazo

Neste teste, as ações clássicas de planejamento são consideradas como as variáveis de decisão no modelo robusto de dois estágios. Este caso visa determinar um plano de investimento utilizando alternativas tradicionais, em que as incertezas na demanda são devidamente consideradas. Baseado nesta informação, a estratégia de planejamento determinou ações como: a) localização e dimensionamento de cinco BCs fixos, localizados nas barras 43, 53, 91, 105, e 131, com um custo de $\$31{,}275\text{x}10^3$; b) um RT controlando a tensão na barra 42 com um custo de $\$16{,}50\text{x}10^3$; e, finalmente, c) condutores de três circuitos foram substituídos indicando o novo tipo, esta ação teve um custo de $\$23{,}90\text{x}10^3$.

Através destas alternativas de planejamento, as condições infactíveis de operação foram corrigidas. Para verificar a efetividade das ações de planejamento, na Fig. 19.b apresenta-se o perfil de tensão para o nível de máximo carregamento considerando um cenário aleatório dentro do intervalo de incertezas. Em termos econômicos, o custo é de $\$53492{,}40\text{x}10^3$ (considerando o LI da Tabela 12) para a energia fornecida pelas subestações. Por outro lado, um esquema de comércio de direitos de emissão entre setores foi estabelecido. Dessa maneira, determinou-se um custo de $\$4345{,}85\text{x}10^3$ para venda-compra de direitos de emissão entre setores. O setor 1 vendeu seus direitos excedentes com um lucro de $\$7602{,}78\text{x}10^3$. Para atender suas necessidades de fornecimento de energia, o setor 2 comprou direitos adicionais do mercado de carbono com um custo de $\$1142{,}30\text{x}10^3$, e naqueles níveis de carga leve, os excedentes foram vendidos ao mercado com um lucro $\$456{,}43\text{x}10^3$. Esta informação relacionada com os custos de compra e venda de direitos é apresentada nas tabelas 13 e 14.

5.2.2.3 Caso II: Alocação de BCs, RTs, e unidades de GD renováveis

Para este caso, alocação de equipamentos para o suporte de reativos e controle de tensão, e unidades de GD renováveis são definidas como as variáveis de decisão para corrigir a operação infactível deste sistema. Nesse sentido a solução deste caso apresentou um conjunto de alternativas que são resumidas como: a) alocação de 4 BCs fixos nas barras 53, 81, 105, e 117 com um custo de investimento de $\$31{,}15\text{x}10^3$; b) alocação de um RT para controlar a magnitude de tensão da barra 53, com um custo de $\$16{,}50\text{x}10^3$; e c) 14 unidades de GD renováveis foram localizadas e dimensionadas com um custo total de investimento de $\$28815{,}77\text{x}10^3$ incluindo custos de operação e manutenção.

Com um custo total de investimento de $\$28863{,}43\text{x}10^3$, este esquema de planejamento apresentou uma solução adequada para atender aspectos técnicos, financeiros e ambientais.

O custo da energia fornecida pelas subestações apresentou um valor de $\$48584{,}10 \text{x} 10^3$, que representa aproximadamente um 9,18% menor que o valor obtido no caso I. Sob a perspectiva de comércio de direitos de emissão, as compras totais do setor 2 para o setor 1 e para o mercado de carbono foram reduzidas em aproximadamente 29%, comparadas com o Caso I. Entretanto, as vendas de direitos para o mercado aumentaram mais de 20% e 50% para cada setor. Estas porcentagens são calculadas com as informações mostradas nas tabelas 13 e 14. Ressalta-se que, com a alocação das unidades de GD renováveis as emissões anuais foram reduzidas em mais de 11%, 10%, e 10% para cada ano no horizonte de planejamento em relação à proposta no caso I.

5.2.2.4 Caso III: Alocação de BCs, unidades de GD renováveis, e SAEEs

Neste caso de teste apresenta-se outra proposta de planejamento, para qual a alocação de equipamentos para o suporte de reativos, fontes de geração renovável, e sistemas de armazenamento são otimizadas simultaneamente. Para esta proposta, as seguintes alternativas de planejamento foram encontradas: a) localização e dimensionamento de 4 BCs fixos instalados nas barras 53, 91, 105, e 131 com um custo de investimento de $\$30{,}20 \text{x} 10^3$; b) 18 unidades de GD renováveis com um custo total de $\$48086{,}96 \text{x} 10^3$ (incluindo operação e manutenção); e, c) um sistema de armazenamento de energia com custo total de investimento de $\$3122{,}22 \text{x} 10^3$, que inclui custos na unidade de armazenamento, custos da capacidade da unidade de potência, custos de operação e manutenção, e custos de reciclagem.

Comparando o plano de investimentos encontrado na solução deste caso com as propostas anteriores, o custo da energia fornecida pelas subestações apresentou reduções de mais de 13% e 4%, com relação aos casos I e II, respectivamente. Por outro lado, comparando a emissão de poluentes do caso I, este aspecto foi reduzido para cada ano em mais de 16%, 15%, e 14%. Comparando a solução obtida no caso II, reduções de mais de 5%, 5%, e 4% na emissão de poluentes foram obtidas para cada ano. Adcionalmente, comparando o custo de compra-venda de direitos de emissão entre setores das soluções prévias (casos I e II), este aspecto foi reduzido em mais de 44% e 33%. Por outro lado, a compra de direitos do setor 2 ao mercado foi significativamente reduzida em 90% e 52% comparada com as soluções dos casos I e II. Finalmente, a venda de direitos totais para o mercado de carbono foi maximizada em mais de 33% e 10% comparando os planos de investimento prévios. Estes valores são calculados considerando a informação apresentada nas tabelas 13 e 14.

5.2.2.5 Caso IV: Considerando todas as alternativas de planejamento

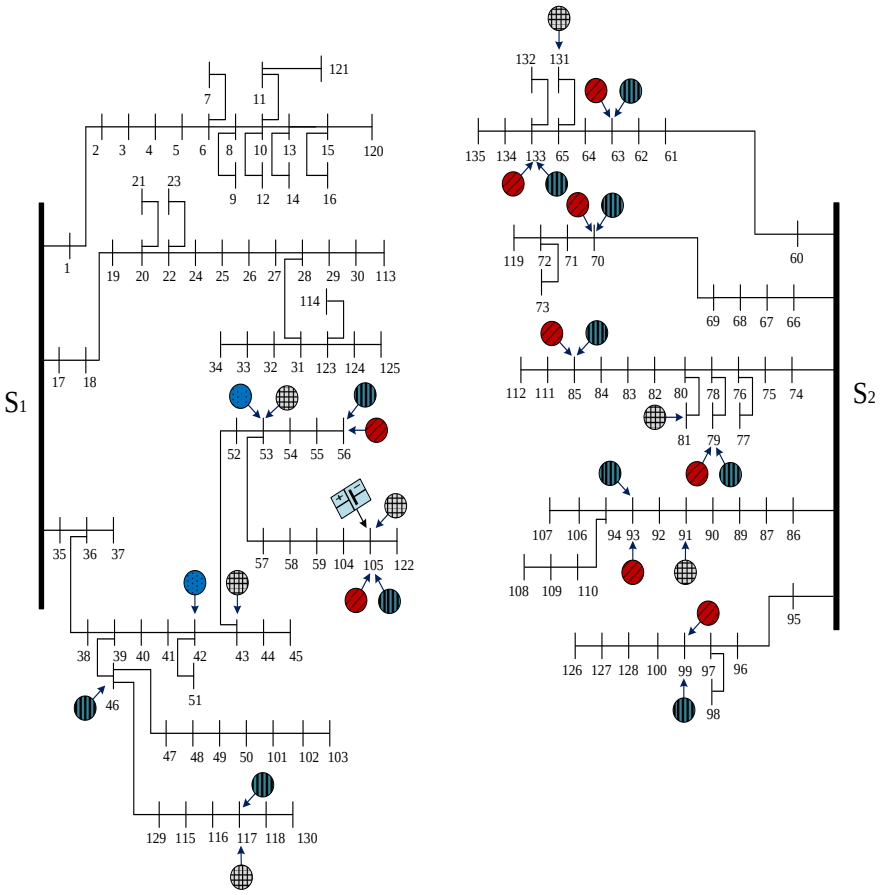
Para validar a estratégia de múltiplas escolhas apresentada neste trabalho, todas as alternativas de planejamento são consideradas como variáveis de decisão no problema de

otimização robusta. A solução deste caso define investimentos tais como: a) alocação de três BCs fixos com custo de investimento de $\$21{,}10\text{x}10^3$; b) alocação de um RT controlando a magnitude de tensão na barra 42 com custo de investimento de $\$16{,}50\text{x}10^3$; c) os condutores de 2 circuitos foram substituídos com um custo de $\$14{,}94\text{x}10^3$; d) 10 unidades de GD foram localizadas e dimensionadas com um custo total de $\$25578{,}55\text{x}10^3$; e e) um SAEE foi instalado com um custo total de investimento de $\$3103{,}04\text{x}10^3$.

Com um custo total de investimento de $\$28734{,}13\text{x}10^3$, a solução proposta para este caso determina investimentos em todas as alternativas de planejamento. Comparada com a solução do caso II, onde somente três alternativas de planejamento foram consideradas, um custo de investimento menor em 0,44% foi determinado. A partir destes resultados, ressalta-se que através de um planejamento de múltiplas escolhas benefícios econômicos podem ser obtidos, e assim, satisfazer tanto aspectos técnicos como ambientais.

Para melhorar a operação deste sistema, um conjunto de ações de investimento para cada caso foi encontrado. Este conjunto de ações é apresentado na Fig. 18, em que propostas para a alocação de RTs, a localização e dimensionamento de BCs, unidades de GD renováveis, e SAEEs são devidamente identificadas nesta figura. Dessa forma, este conjunto é identificado como a alocação de BCs na barra m com capacidade Q, alocação de RT para controlar a magnitude de tensão na barra n, unidades de GD renováveis foram lozalizadas na barra m e dimensionadas com capacidade P, e finalmente, localização de SAEEs na barra m com capacidade instalada $P;E$. Adicionalmente, as propostas de recondutoramento para o caso I e IV são apresentadas na Tabela 11, em que o circuito é identificado com o condutor inicial, e subsequentemente, a proposta do novo tipo de condutor é apresentada.

Figura 18 – Propostas de investimento para cada caso no sistema teste de 135-barras.



Caso	BC Fixo	BC Chaveado	RT	Unidade de GD baseada em PV	Unidade de GD baseada em WT	SAEE
	Alternativas de planejamento Barra (capacidade instalada)					
I	43 (300 kVAr); 53, 91 (900 kVAr); 105 (1500 kVAr); 131 (600 kVAr)	-	42	-	-	-
II	53, 81 (1500 kVAr); 105, 117 (1200 kVAr)	-	53	85 (100 kW); 93, 105 (200 kW); 133 (800 kW)	46 (600 kW); 56, 85, 93, 105, 133 (1000 kW); 63, 79 (200 kW); 117 (900 kW) 99 (100 kW);	-
III	53, 105 (1500 kVAr); 91 (1200 kVAr); 131 (900 kVAr)	-	-	56 (100 kW); 63, 79, 85, 93, 105, 133 (1000 kW); 70 (800 kW); 99 (200 kW)	46, 79 (200 kW); 56, 86, 93, 105, 117, 133 (1000 kW); 63 (700 kW)	105 (1,35 MWh; 280 kW)
VI	91, 105 (1500 kVAr); 131 (300 kVAr);	-	-	93, 133 (100 kW);	63,79, 85, 93, 105, 133 (1000 kW); 70, (800 kW); 99 (300 kW)	105 (1,35 MWh; 300 kW)

Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

Tabela 11 – Propostas de troca de condutores para o caso I e IV no sistema de 135-barras.

Circuito	Condutor	Novo condutor	
$(m-n)$	Inicial	Caso I	Caso IV
S1-35	CC2	CC3	CC3
35-36	CC2	CC3	CC3
42-43	CC2	CC3	-

Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

Para cada caso estudado, o desempenho da estratégia formulada neste trabalho apresentou soluções com convergências em duas iterações e com gaps menores que 0,5% entre os valores encontrados para os limites superior e inferior do algoritmo. Esta informação é apresentada na Tabela 12, que descreve um resumo dos valores obtidos para LS, LI, gap e emissões anuais no processo iterativo. Adicionalmente, em cada iteração do algoritmo C&CG, as Tabelas 13 e 14 apresentam um resumo dos custos da comercialização de direitos de emissão dos setores.

Tabela 12 – Valores ótimos para LS, LI, gaps, e emissão anual para cada caso estudado no sistema de 135-barras.

Caso	Iteração	LS	LI	Gap	CO_2 Emissão (kTon)		
		(10^3\$)	(10^3\$)	(%)	y_1	y_2	y_3
I	1	53547,30	50514,60	6,00	224,67	236,04	247,99
	2	53547,30	53492,40	0,10	236,21	248,18	260,77
II	1	49324,80	45888,90	7,50	199,51	210,85	222,77
	2	48816,60	48584,10	0,48	209,79	221,73	234,29
III	1	47020,20	46553,10	9,00	186,90	198,21	210,11
	2	46556,10	46362,60	0,41	198,07	209,98	222,90
IV	1	49324,80	45881,40	7,50	199,49	210,82	222,74
	2	49226,10	49047,30	0,36	211,50	223,53	236,43

Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

Tabela 13 – Comércio de direitos de emissão do setor 1 do sistema de 135-barras, para cada caso de estudo e em cada iteração.

Caso	Iteração	Comércio com setor 2	Comércio com o Mercado
		Venda (10^3\$)	Venda (10^3\$)
I	1	3829,06	9581,80
	2	4345,85	7602,78
II	1	3119,58	11808,88
	2	3649,30	9829,42
III	1	1865,49	13235,18
	2	2414,79	11041,08
IV	1	3119,98	11811,77
	2	3219,10	9055,46

Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

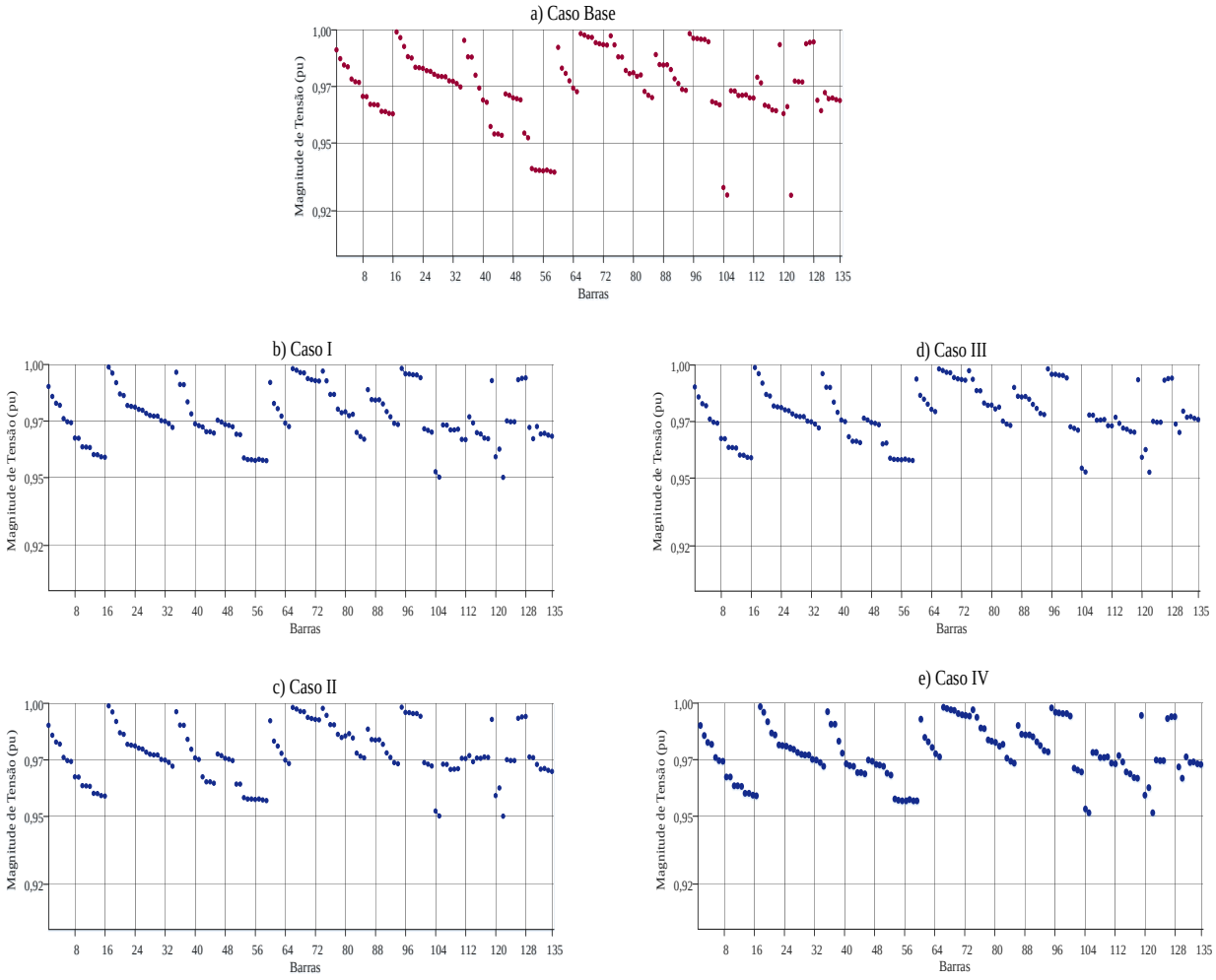
Tabela 14 – Comércio de direitos de emissão do setor 2 do sistema de 135-barras, para cada caso de estudo e em cada iteração.

Caso	Iteração	Comércio com setor 1	Comércio com o Mercado	
		Compra (10^3\$)	Compra (10^3\$)	Venda (10^3\$)
I	1	3829,06	641,99	759,91
	2	4345,85	1143,30	456,43
II	1	3119,58	151,02	1235,16
	2	3649,30	209,53	1027,94
III	1	1865,49	56,63	1389,07
	2	2414,79	99,8	1113,91
IV	1	3119,98	149,54	1235,45
	2	3219,10	285,80	1556,19

Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

Este conjunto de ações garante a operação do sistema dentro dos limites operacionais estabelecidos. Para verificar este fato, um cenário aleatório foi utilizado para determinar o perfil de magnitude de tensão no máximo nível de carregamento. As soluções, mostradas nas Figuras 19.b-e, mostram que através das alternativas de planejamento encontradas os limites de tensão são atendidos. Adicionalmente destaca-se, que comparando a condição inicial do sistema (Fig. 19.a) com estas soluções, o perfil de tensão é significativamente melhorado.

Figura 19 – Perfis da magnitude de tensão para os casos a) base, b) I, c) II, d) III, e e) IV do sistema de distribuição de 135-barras no nível de carregamento pico.

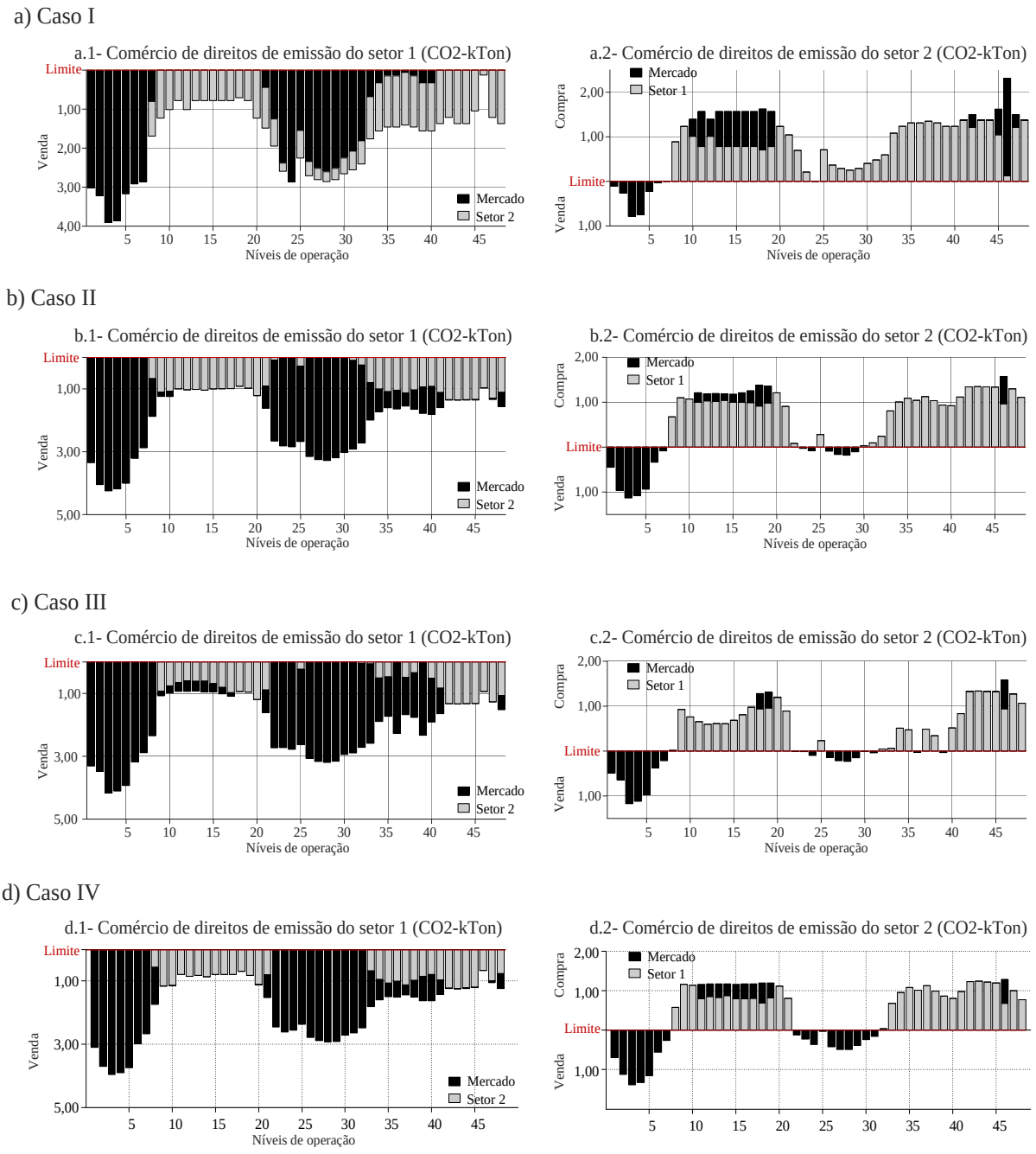


Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

A solução dos casos analisados apresenta esquemas diferentes para controlar a emissão de poluentes no nível de distribuição. Desta forma, a troca de direitos entre setores foi considerada simultaneamente com o comércio entre o mercado de carbono. Este esquema está ilustrado na Fig. 20, em que direitos vendidos e/ou comprados ao mercado são identificados pelo gráfico em preto, e a troca de direitos de emissão entre setores é representada pelo gráfico em cinza. Esta figura representa a solução desse esquema ambiental no último ano de planejamento para cada caso analisado (I-IV identificados como a)-d), respectivamente). Nesse sentido, direitos excedentes de emissão do setor 1 foram gerenciados, em que uma parcela foi utilizada para atender as restrições ambientais do setor 2 e outras vendidas para o mercado de carbono. No entanto, o setor 2 a fim de cumprir com seus limites de fornecimento de energia, comprou direitos procedentes do setor 1 e do mercado de carbono. Esta figura mostra que, quando o limite de emissão (linha vermelha) para o setor 2 é ultrapassado, direitos provenientes do setor

1 (gráfico em cinza) e o mercado de carbono (gráfico em preto) são utilizados para atender o fornecimento de energia elétrica. Em outra perspectiva, para os níveis de operação de carga leve, o setor 2 vende seus excedentes ao mercado de carbono. Por outro lado, os excedentes do setor 1 foram gerenciados para o setor 2 e para o mercado de carbono. A partir desta representação gráfica, pode ser observado que com a integração das unidades de GD renováveis e SAEEs, nos casos II, III e IV, reduções significativas na compra de direitos de emissão são obtidas. Adicionalmente, verifica-se que a venda dos direitos de emissão pelo setor 2 incrementa consideravelmente quando comparada ao caso I.

Figura 20 – Comércio de direitos de emissão no último ano de planejamento para cada setor no a) caso I, b) caso II, e c) caso III.



Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

5.2.2.6 Discussão dos resultados obtidos para o sistema de 135-barras

A estratégia de planejamento proposta neste trabalho foi testada considerando um sistema de 135-barras. Para mostrar a aplicabilidade da ferramenta computacional desenvolvida a partir da metodologia proposta, este sistema foi classificado por dois setores, e assim, testar tanto o gerenciamenteo de direitos de emissão entre setores e a interação com o mercado de carbono.

Dessa forma, este sistema teste foi examinado considerando os quatro casos de estudo definidos previamente. Como esperado, o caso I mostrou a solução com o menor custo de investimento, porém os maiores custos em energia fornecida pela subestação e custos de compra de direitos de emissão foram obtidos. Consequentemente, com a alocação de unidades de GD renováveis e SAEEs (casos II, III e IV), reduções na emissão total de poluentes foram encontradas.

Nesse sentido, para atender simultaneamente os aspectos técnicos, operacionais, financeiros e ambientais, esta estratégia de planejamento determinou soluções imunes para qualquer realização das incertezas em demanda e em geração renovável dentro do intervalo de incertezas predefinido. Para abordar as incertezas, o modelo robusto propõe um planejamento mais custoso comparado com uma abordagem determinística. Este comportamento pode ser verificado na Tabela 15, que compara ambas soluções e mostra uma diferença maior a 5% no custo da energia fornecida pelas subestações nos casos analisados. Por outro lado, uma diferença maior que 18% foi determinada, entre estas soluções, para os custos de investimento. Estes resultados mostram que, a fim de considerar o comportamento incerto da demanda e da geração renovável, a solução robusta resulta ser mais custosa para atender qualquer situação de operação.

Tabela 15 – Comparação de custos da energia fornecida pelas subestações e custos de investimento para a solução robusta e determinística de cada caso analisado no sistema de 135-barras.

Solução	Custo da energia fornecida pela subestação ($\$10^6$)				Custo totais de investimento ($\$10^6$)			
	I	II	III	IV	I	II	III	IV
Robusta	53,49	48,58	46,36	49,05	0,072	28,86	52,24	28,73
Determinística	50,52	45,89	43,13	45,95	0,047	23,55	41,27	23,55
% de diferença	5,90	5,90	7,50	6,32	34,41	18,43	19,46	18,03

Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

Finalmente, quatro planos de investimento foram devidamente avaliados em um sistema com violações operacionais. A informação obtida através da solução destes casos, é de grande utilidade para o tomador de decisões a fim de determinar o plano de investimento que pode ser adotado segundo as necessidades técnicas, financeiras, e ambientais do sistema e políticas de investimento da DISCO.

6 CONCLUSÕES E DESENVOLVIMENTOS FUTUROS

Neste trabalho teve-se como objetivo desenvolver uma metodologia para formular e resolver o problema de planejamento de curto prazo em SDEE, considerando, simultaneamente a alocação de fontes de energia renováveis, sistemas armazenadores de energia, e mecanismos de preservação ambiental. Inicialmente um modelo determinístico foi desenvolvido para representar o problema, e em seguida um modelo de otimização robusta de dois estágios, em que, as incertezas em demanda e geração renovável são devidamente consideradas. Dessa maneira, estudos de casos foram realizados em dois sistemas testes, a fim de avaliar a modelagem do problema e verificar o desempenho da metodologia de solução. Portanto, neste capítulo são apresentadas as conclusões das metas que foram alcançadas neste projeto de pesquisa e, consequentemente, as limitações da proposta são discutidas evidenciando a direção de futuras pesquisas.

6.1 CONCLUSÕES

Uma ferramenta robusta para gerenciar um plano de reforço de um sistema de distribuição em um horizonte de curto prazo foi desenvolvida neste trabalho. Esta ferramenta imune às incertezas, encontra planos de investimento adequados, onde as condições técnicas, operacionais e ambientais são satisfeitas, enquanto os custos da energia fornecida pela subestação e compras de direitos de emissão são minimizados no horizonte de planejamento. Portanto, ao contrário das abordagens apresentadas na literatura, o esquema de planejamento de curto prazo apresenta um conjunto de múltiplas alternativas de investimento, que são identificadas para maximizar a eficiência de um SDEE e gerenciar a emissão de poluentes através do mecanismo *Cap and Trade* aplicado no nível de distribuição.

A abordagem proposta neste trabalho foi baseada em otimização robusta de dois estágios, para qual o problema de planejamento de curto prazo é formulado como um modelo de otimização tri-nível. Este problema tri-nível foi devidamente estruturado para obter um esquema hierárquico de decisões, em termos práticos as decisões de investimento são tomadas no problema do nível superior e a reação a estas ações são determinadas pelos problemas dos níveis médio e inferior. Este esquema hierárquico representa um plano real na tomada de decisões. Por outro lado, este enfoque de otimização robusta apresenta-se como um método flexível por exigir poucas informações referente às incertezas dos dados. Baseado neste fato, as DISCOs podem aplicar esta estratégia para procurar planos de investimento para maximizar a eficiência de uma rede de distribuição, isto sem precisar de funções de probabilidade, bastando

para isto medições e dados históricos.

A partir dos resultados numéricos obtidos na aplicação desta metodologia, a participação das fontes de geração baseadas em energias renováveis desempenham um papel importante na redução de poluentes. Adicionalmente, os benefícios da GD renovável podem ser quantificados com a participação simultânea de mecanismos ambientais. Nessa perspectiva, a estratégia de planejamento formulada neste trabalho apresentou planos de investimento para melhorar a eficiência de uma rede de distribuição, reduzir a emissão de poluentes, e definir um esquema de comercialização de direitos de emissão. Baseado nestes aspectos, a metodologia formulada aproveita os benefícios de cada alternativa de investimento promovendo um sistema com baixos índices de emissões através de um planejamento equilibrado.

Para consolidar e validar os resultados apresentados, as soluções das abordagens determinística e robusta foram comparadas e analisadas. A partir dessa comparação verificou-se que, a abordagem determinística apresenta custos menores que a solução robusta. Nesse contexto, conclui-se que para abordar apropriadamente o comportamento das incertezas em demanda e geração renovável, a solução robusta apresenta os maiores custos a fim de responder a qualquer situação de risco operacional definida dentro do intervalo de incertezas.

6.2 DESENVOLVIMENTOS FUTUROS

O desenvolvimento deste projeto de pesquisa foi direcionado na modelagem do problema de planejamento de curto prazo em um PLIM tanto em uma abordagem determinística, quanto na modelagem de otimização robusta de dois estágios. Na formulação do problema, técnicas de solução foram analisadas e devidamente implementadas, procurando uma técnica adequada para tratar com um problema complexo. Desta forma, ações de planejamento necessárias em função do crescimento da demanda, obedecendo aspectos técnicos, operacionais, econômicos e, adicionalmente questões ambientais, foram modeladas matematicamente em um problema de otimização. Essas ações incluem: alocação de unidades de GD baseadas em dois tipos de tecnologia renovável (fotovoltaico e eólico), alocação de dispositivos para o controle de tensão e reativos, possibilidade de substituir os condutores dos circuitos sobrecarregados do sistema, e finalmente, alocação de sistema armazenadores de energia.

Portanto, devido ao escopo da proposta apresentada neste trabalho, algumas limitações podem ser encontradas. Nesse sentido, para melhorar a proposta desta tese, sugestões de novas pesquisas são apresentadas a seguir:

1. Para fins práticos, os custos da energia, para cada nível de operação, foram considerados através de preços médios estimados. Este fato depende dos preços estabelecidos pelo mercado de eletricidade, nesse sentido, erros de previsão não foram devidamente abordados na proposta deste trabalho. Nesse contexto, a estratégia de planejamento pode

ser estendida para considerar apropriadamente esse aspecto econômico.

2. O comércio de direitos de emissão está baseado em um contrato prévio entre o mercado de carbono, em que, preços de direitos de emissão são definidos em seus valores médios de previsão. Portanto, estender o modelo proposto para considerar a variabilidade destes preços.

3. Analisar a integração e/ou presença de fontes de geração baseadas em combustíveis fósseis e cargas elétricas especiais, com ênfase para o carregamento de veículos elétricos.

4. Analisar o impacto da alta integração de fontes baseadas em recursos renováveis, a fim de determinar a capacidade máxima de alocação em redes de distribuição.

5. Estender a aplicabilidade da ferramenta desenvolvida para efetuar uma análise de risco e assim fornecer maiores informações para o tomador de decisões.

6. Adaptar a estratégia desenvolvida neste trabalho para ser aplicada no planejamento de redes reais de distribuição de grande porte.

REFERÊNCIAS

ABDELAZIZ, A. Y.; FATHY, A. A novel approach based on crow search algorithm for optimal selection of conductor size in radial distribution networks. **Engineering Science and Technology, an International Journa**l, Wufeng, v. 20, n. 2, p. 391-402, 2017.

ABUL-WAFA, A. R. Optimal capacitor allocation in radial distribution systems for loss reduction: A two stage method. **Electric Power Systems Research**, Amsterdam, v. 95, n. 1, p. 168-174, 2013.

ACKERMANN, T.; ANDERSSON, G.; SÖDER, L. Distributed generation: a definition. **Electric power systems research**, Amsterdam, v. 57, n. 3, p. 195-204, 2001.

AHMADIGORJI, M.; AMJADY, N.; DEHGHAN, S. A robust model for multiyear distribution network reinforcement planning based on information-gap decision theory. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 33, n. 2, p. 1339-1351, March 2018.

ALGUACIL, N.; MOTTO, A. L.; CONEJO, A. J. Transmission expansion planning: a mixed-integer lp approach. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 18, n. 3, p. 1070-1077, Aug 2003.

ALOTAIBI, M. A.; SALAMA, M. M. A. An incentive-based multistage expansion planning model for smart distribution systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 33, n. 5, p. 5469-5485, Sept 2018.

AMJADY, N. et al. Adaptive robust expansion planning for a distribution network with ders. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 33, n. 2, p. 1698-1715, March 2018.

ARAUJO, L. R. de et al. Optimal unbalanced capacitor placement in distribution systems for voltage control and energy losses minimization. **Electric Power Systems Research**, Amsterdam, v. 154, n. 1, p. 110-121, 2018.

ATWA, Y. M.; EL-SAADANY, E. F. Optimal allocation of ess in distribution systems with a high penetration of wind energy. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 25, n. 4, p. 1815-1822, Nov 2010.

ATWA, Y. M. et al. Optimal renewable resources mix for distribution system energy loss minimization. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 25, n. 1, p. 360-370, Feb 2010.

AWAD, A. S. A.; EL-FOULY, T. H. M.; SALAMA, M. M. A. Optimal ess allocation for load management application. **IEEE Transactions on Power Systems**, New Yok, v. 30, n. 1, p. 327–336, Jan 2015.

BABACAN, O.; TORRE, W.; KLEISSL, J. Siting and sizing of distributed energy storage to mitigate voltage impact by solar pv in distribution systems. **Solar Energy**, Amsterdam, v. 146, n. 1, p. 199–208, 2017.

BARAN, M.; WU, F. F. Optimal sizing of capacitors placed on a radial distribution system. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 4, n. 1, p. 735-743, Jan 1989.

BEN-TAL, A. et al. Adjustable robust solutions of uncertain linear programs. **Mathematical Programming**, Berlin, v. 99, n. 2, p. 351-376, 2004.

BEN-TAL, A.; NEMIROVSKI, A. Robust solutions of linear programming problems contaminated with uncertain data. **Mathematical programming**, Berlin, v. 88, n. 3, p. 411-424, 2000.

BERNARDES, A.; ESPINOSA, D. C. R.; TENÓRIO, J. S. Recycling of batteries: a review of current processes and technologies. **Journal of Power Sources**, Lausanne, v. 130, n. 1-2, p. 291-298, 2004.

BERTSIMAS, D.; BROWN, D. B.; CARAMANIS, C. Theory and applications of robust optimization. **SIAM review**, Philadelphia, v. 53, n. 3, p. 464-501, 2011.

BERTSIMAS, D. et al. Adaptive robust optimization for the security constrained unit commitment problem. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 28, n. 1, p. 52–63, Feb 2013.

BERTSIMAS, D.; SIM, M. Robust discrete optimization and network flows. **Mathematical programming**, Berlin, v. 98, n. 1, p. 49–71, 2003.

BIROL, F. et al. World energy outlook. **Paris: International Energy Agency**, Paris, v. 23, n. 4, p. 329, 2008.

BOYD, S.; VANDENBERGHE, L. **Convex optimization**. Cambridge: Cambridge University Press, 2004.

CARPINELLI, G. et al. Optimal integration of distributed energy storage devices in smart grids. **IEEE Transactions on Smart Grid**, New York, v. 4, n. 2, p. 985-995, June 2013.

CARPINELLI, G. et al. Voltage regulators and capacitor placement in three-phase distribution systems with non-linear and unbalanced loads. **International journal of Emerging electric power systems**, Gruyter, v. 7, n. 4, p. 1-17, 2006.

CESPEDES, R. G. New method for the analysis of distribution networks. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 5, n. 1, p. 391-396, Jan 1990.

CHIANG, H. D. et al. Optimal capacitor placements in distribution systems. i. a new formulation and the overall problem. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 5, n. 2, p. 634–642, Apr 1990.

CHIANG, H. D. et al. Optimal capacitor placements in distribution systems. ii. Solution algorithms and numerical results. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 5, n. 2, p. 643-649, Apr 1990.

DAGHI, M. et al. Factor analysis based optimal storage planning in active distribution network considering different battery technologies. **Applied Energy**, Amsterdam, v. 183, n. 1, p. 456-469, 2016.

DAS, C. K. et al. Optimal placement of distributed energy storage systems in distribution networks using artificial bee colony algorithm. **Applied energy**, Amsterdam, v. 232, p. 212-228, 2018.

DELARUE, E.; BERGH, K. Van den. Carbon mitigation in the electric power sector under cap-and-trade and renewables policies. **Energy Policy**, Amsterdam, v. 92, p. 34-44, 2016.

DOMINGUEZ, O. D. M. **Modelo matemático para o controle ótimo de Volt/VAr em sistemas de distribuição de energia elétrica trifásicos**. 2015. 103 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2015.

DOMINGUEZ, O. D. M. et al. Optimal siting and sizing of renewable energy sources, storage devices, and reactive support devices to obtain a sustainable electrical distribution systems. **Energy Systems**, Berlin, v. 9, n. 3, p. 529-550, 2018.

DOMINGUEZ, O. D. M.; KASMAEI, M. P.; MANTOVANI, J. R. S. Adaptive robust short-term planning of electrical distribution systems considering siting and sizing of renewable energy-based dg units. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, New York, v. 10, n. 1, p. 158-169, 2019.

EHSAN, A.; YANG, Q. Optimal integration and planning of renewable distributed generation in the power distribution networks: A review of analytical techniques. **Applied Energy**, Amsterdam, v. 210, p. 44-59, 2018.

EL-ELA, A. A. A. et al. Optimal capacitor placement in distribution systems for power loss reduction and voltage profile improvement. **IET Generation, Transmission & Distribution**, Stevenage, v. 10, n. 5, p. 1209-1221, 2016.

EL-KHATTAM, W.; SALAMA, M. M. Distributed generation technologies, definitions and benefits. **Electric power systems research**, Amsterdam, v. 71, n. 2, p. 119–128, 2004.

FRANCO, J. F. et al. A mixed-integer lp model for the optimal allocation of voltage regulators and capacitors in radial distribution systems. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Lausanne, v. 48, n. 1, p. 123-130, 2013.

FRANCO, J. F. et al. Optimal conductor size selection and reconductoring in radial distribution systems using a mixed-integer lp approach. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 28, n. 1, p. 10-20, Feb 2013.

GALLEGO, R. A.; MONTICELLI, A. J.; ROMERO, R. Optimal capacitor placement in radial distribution networks. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 16, n. 4, p. 630-637, Nov 2001.

GAMPA, S. R.; DAS, D. Optimum placement of shunt capacitors in a radial distribution system for substation power factor improvement using fuzzy ga method. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Lausanne, v. 77, n. 1, p. 314-326, 2016.

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

GANGULY, S.; SAMAJPATI, D. Distributed generation allocation on radial distribution networks under uncertainties of load and generation using genetic algorithm. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, New York, v. 6, n. 3, p. 688-697, July 2015.

GÜNTER, N.; MARINOPOULOS, A. Energy storage for grid services and applications: Classification, market review, metrics, and methodology for evaluation of deployment cases. **Journal of Energy Storage**, Lausanne, v. 8, n. 1, p. 226-234, Nov 2016.

HAFFNER, S. et al. Alocação de bancos de capacitores em redes de distribuição de energia visando eliminar violações de tensão. **SBA Controle & Automação**, São Paulo, v. 20, n. 4, p. 546–563, 2009.

HINCAPIE, R. A.; GALLEGO, R. A.; MANTOVANI, J. R. S. A decomposition approach for integrated planning of primary and secondary distribution networks considering distributed generation. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Amsterdam, v. 106, p. 146-157, 2019.

HUANG, Y.-C.; YANG, H.-T.; HUANG, C.-L. Solving the capacitor placement problem in a radial distribution system using tabu search approach. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 11, n. 4, p. 1868-1873, Nov 1996.

JABR, R. A.; DZAFIC, I.; PAL, B. C. Robust optimization of storage investment on transmission networks. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 30, n. 1, p. 531-539, Jan 2015.

JIANG, R.; WANG, J.; GUAN, Y. Robust unit commitment with wind power and pumped storage hydro. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 27, n. 2, p. 800–810, May 2012.

KAYAL, P.; CHANDA, C. Strategic approach for reinforcement of intermittent renewable energy sources and capacitor bank for sustainable electric power distribution system. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Amsterdam, v. 83, n. 1, p. 335-351, Dec. 2016.

KERSTING, W. H. **Distribution system modeling and analysis**. Boca Raton: CRC, 2012.

KLEINBERG, M.; ERICKSON, J. D. **Battery Energy Storage Study for the 2017 IRP**. Kema, Salt Lake, 2016.

LAZZERONI, P.; REPETTO, M. Optimal planning of battery systems for power losses reduction in distribution grids. **Electric Power Systems Research**, Amsterdam, v. 167, p. 94-112, 2019.

LI, Q.; AYYANAR, R.; VITTAL, V. Convex optimization for des planning and operation in radial distribution systems with high penetration of photovoltaic resources. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, New York, v. 7, n. 3, p. 985-995, July 2016.

LI, Y. et al. Optimal distributed generation planning in active distribution networks considering integration of energy storage. **Applied Energy**, Amsterdam, v. 210, p. 1073-1081, 2018.

MADRUGA, E. P.; CANHA, L. N. Allocation and integrated configuration of capacitor banks and voltage regulators considering multi-objective variables in smart grid distribution system. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON INDUSTRY APPLICATIONS, 9th, 2010, São Paulo. **Proceedings…** Piscataway: IEEE, 2010. v. 1, p. 1-6.

MAHMOUD, K.; YORINO, N.; AHMED, A. Optimal distributed generation allocation in distribution systems for loss minimization. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 31, n. 2, p. 960-969, March 2016.

MALY, D. K.; KWAN, K. S. Optimal battery energy storage system (bess) charge scheduling with dynamic programming. **IEE Proceedings - Science, Measurement and Technology**, New York, v. 142, n. 6, p. 453-458, Nov 1995.

MANDAL, S.; PAHWA, A. Optimal selection of conductors for distribution feeders. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 17, n. 1, p. 192-197, Feb 2002.

MASTERI, K.; VENKATESH, B.; FREITAS, W. A fuzzy optimization model for distribution system asset planning with energy storage. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 33, n. 5, p. 5114-5123, Sept 2018.

MENDOZA, J. E. et al. Multiobjective location of automatic voltage regulators in a radial distribution network using a micro genetic algorithm. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 22, n. 1, p. 404-412, Feb 2007.

MILOSEVIC, B.; BEGOVIC, M. Capacitor placement for conservative voltage reduction on distribution feeders. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 19, n. 3, p. 1360-1367, July 2004.

MIU, K. N.; CHIANG, H. D.; DARLING, G. Capacitor placement, replacement and control in large-scale distribution systems by a ga-based two-stage algorithm. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 12, n. 3, p. 1160-1166, Aug 1997.

MONTOYA-BUENO, S.; MUNOZ, J. I.; CONTRERAS, J. A stochastic investment model for renewable generation in distribution systems. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, New York, v. 6, n. 4, p. 1466–1474, Oct 2015.

MUNOZ-DELGADO, G.; CONTRERAS, J.; ARROYO, J. M. Joint expansion planning of distributed generation and distribution networks. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 30, n. 5, p. 2579-2590, Sept 2015.

MUTHUKUMAR, K.; JAYALALITHA, S. Optimal placement and sizing of distributed generators and shunt capacitors for power loss minimization in radial distribution networks using hybrid heuristic search optimization technique. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Lausanne, v. 78, n. 1, p. 299-319, June 2016.

NICK, M.; CHERKAOUI, R.; PAOLONE, M. Optimal allocation of dispersed energy storage systems in active distribution networks for energy balance and grid support. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 29, n. 5, p. 2300-2310, Sept 2014.

NORDLING, A. et al. **Energy Storage Electricity storage technologies**. [S.l.], 2016.

PAIVA, R. R. Da C.; RUEDA-MEDINA, A. C.; MANTOVANI, J. R. S. Short-term electrical distribution systems planning considering distributed generation and reliability. **Journal of Control, Automation and Electrical Systems**, Campinas, v. 28, n. 4, p. 1-15, May 2017.

PEÑA, I. C. et al. Voltage regulators allocation in distribution networks system considering energy resources distributed. In: IEEE (Ed.). 2016 IEEE International Conference on Automatica (ICA-ACCA), 2016, Curico. **Proceedings of the…** Curico: IEEE, 2016. v. 1, p. 1–8, 2016.

PEREIRA, B. R.; COSSI, A. M.; MANTOVANI, J. R. S. Multiobjective short-term planning of electric power distribution systems using nsga-ii. **Journal of Control, Automation and Electrical Systems**, Campinas, v. 24, n. 3, p. 286-299, Jun 2013.

PEREIRA, B. R. et al. Optimal distributed generation and reactive power allocation in electrical distribution systems. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, New York, v. 7, n. 3, p. 975-984, July 2016.

PFENNINGER, S.; STAFFELL, I. Long-term patterns of european pv output using 30 years of validated hourly reanalysis and satellite data. **Energy**, Amsterdam, v. 114, n. 142, p. 1251-1265, 2016.

PIRES, D. F.; MARTINS, A. G.; ANTUNES, C. H. A multiobjective model for var planning in radial distribution networks based on tabu search. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 20, n. 2, p. 1089-1094, May 2005.

PONNAVAIKKO, M.; RAO, K. s. P. An approach to optimal distribution system planning through conductor gradation. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, New York, PAS-101, n. 6, p. 1735-1742, June 1982.

QIN, M. et al. Optimal planning and operation of energy storage systems in radial networks for wind power integration with reserve support. **IET Generation, Transmission & Distribution**, Stevenage, v. 10, n. 8, p. 2019-2025, May 2016.

REBENNACK, S. Computing tight bounds via piecewise linear functions through the example of circle cutting problems. **Mathematical Methods of Operations Research**, Berlin, v. 84, n. 1, p. 3-57, 2016.

REDDY, P. U. et al. Optimal location of voltage regulators in unbalanced radial distribution system for loss minimization using particle swarm optimization. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON ADVANCES IN POWER CONVERSION AND ENERGY TECHNOLOGIES (APCET). 2012, Mylavaram. **Proceedings…** Mylavaram: IEEE, 2012. v. 1, p. 1-6.

REIS, R. R. D.; FRANCO, J. F.; RIDER, M. J. Short-term expansion planning of radial electrical distribution systems using mixed-integer linear programming. **IET Generation, Transmission Distribution**, Stevenage, v. 9, n. 3, p. 256-266, Feb 2015.

RESENER, M. et al. Optimization techniques applied to planning of electric power distribution systems: a bibliographic survey. **Energy Systems**, Berlin, v. 9, n. 3, p. 473-509, 2018.

ROGELJ, J. et al. Paris agreement climate proposals need a boost to keep warming well below 2 c. **Nature**, Paris, v. 534, n. 7609, p. 631, 2016.

RUIZ, C.; CONEJO, A. J. Robust transmission expansion planning. **European Journal of Operational Research**, Lausanne, v. 242, n. 2, p. 390-401, 2015.

SABOORI, H. et al. Energy storage planning in electric power distribution networks–a state-of-the-art review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Lausanne, v. 79, n. 1, p. 1108-1121, 2017.

SAFIGIANNI, A. S.; SALIS, G. J. Optimum voltage regulator placement in a radial power distribution network. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 15, n. 2, p. 879-886, May 2000.

SALIS, G.; SAFIGIANNI, A. Long-term optimization of radial primary distribution networks by conductor replacements. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Amsterdam, v. 21, n. 5, p. 349-355, June 1999.

SALKUTI, S. R.; LHO, Y. H. Optimum location of voltage regulators in the radial distribution systems. **International Journal of Emerging Electric Power Systems**, Gruyter, v. 17, n. 3, p. 351-361, 2016.

SEDGHI, M.; AHMADIAN, A.; ALIAKBAR-GOLKAR, M. Optimal storage planning in active distribution network considering uncertainty of wind power distributed generation. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 31, n. 1, p. 304-316, Jan 2016.

SEDGHI, M.; ALIAKBAR-GOLKAR, M.; HAGHIFAM, M.-R. Distribution network expansion considering distributed generation and storage units using modified pso algorithm. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Amsterdam, v. 52, n. 1, p. 221-230, 2013.

SHEN, X. et al. Expansion planning of active distribution networks with centralized and distributed energy storage systems. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, New York, v. 8, n. 1, p. 126-134, Jan 2017.

SHIRMOHAMMADI, D. et al. A compensation-based power flow method for weakly meshed distribution and transmission networks. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 3, n. 2, p. 753-762, May 1988.

SHORT, T. A. **Electric power distribution**. 2. ed. Boca Raton: CRC, 2004.

SOYSTER, A. L. Convex programming with set-inclusive constraints and applications to inexact linear programming. **Operations research**, Catonsville, v. 21, n. 5, p. 1154-1157, 1973.

STAFFELL, I.; PFENNINGER, S. Using bias-corrected reanalysis to simulate current and future wind power output. **Energy**, Amsterdam, v. 114, n. 142, p. 1224-1239, 2016.

SUGIMOTO, J. et al. Coordinated allocation and control of voltage regulators based on reactive tabu search. In: IEEE RUSSIA POWER TECH, 2005, St Petersburg. **Proceedings…** St Petersburg: IEEE, 2005. v. 1, p. 1-6.

SULLIVAN, J.; GAINES, L. et al. **A review of battery life-cycle analysis: state of knowledge and critical needs**. Argonne National Laboratory, Chicago, 2010.

SUNDHARARAJAN, S.; PAHWA, A. Optimal selection of capacitors for radial distribution systems using a genetic algorithm. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 9, n. 3, p. 1499-1507, Aug 1994.

SZUVOVIVSKI, I.; FERNANDES, T.; AOKI, A. Simultaneous allocation of capacitors and voltage regulators at distribution networks using genetic algorithms and optimal power flow. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Amsterdam, v. 40, n. 1, p. 62-69, Sept. 2012.

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, 2017.

TANWAR, S. S.; KHATOD, D. Techno-economic and environmental approach for optimal placement and sizing of renewable dgs in distribution system. **Energy**, Amsterdam, v. 127, n. 1, p. 52-67, Jan 2017.

U.S.-ENERGY-INFORMATION-ADMINISTRATION. **Average retail price of electricity**. New York: 2018. Disponível em: <www.eia.gov/electricity/data/browser/#/topic/7?agg=2,0,1&geo=g&freq=M>. Acesso em: 5 Outubro 2018.

U.S.-ENERGY-INFORMATION-ADMINISTRATION. **State Carbon Dioxide Emissions Data**. New York: 2018. Disponível em: <www.eia.gov/environment/emissions/state/>. Acesso em: 5 Outubro 2018.

VICENTE, L. N.; CALAMAI, P. H. Bilevel and multilevel programming: A bibliography review. **Journal of Global optimization**, Berlin, v. 5, n. 3, p. 291-306, 1994.

WADE, N. S. et al. Evaluating the benefits of an electrical energy storage system in a future smart grid. **Energy policy**, Lausanne, v. 38, n. 11, p. 7180-7188, 2010.

WANG, Z. et al. Robust optimization based optimal dg placement in microgrids. **IEEE Transactions on Smart Grid**, New York, v. 5, n. 5, p. 2173-2182, Sept 2014.

WANG, Z. et al. A practical approach to the conductor size selection in planning radial distribution systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 15, n. 1, p. 350-354, Jan 2000.

WILLIS, H. L. **Power distribution planning reference book**. 2. ed. Boca Raton: CRC, 2004.

WU, M. et al. A bi-level robust planning model for active distribution networks considering uncertainties of renewable energies. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Amsterdam, v. 105, p. 814-822, 2019.

YI, J. H. et al. Impact of carbon emission constraint on design of small-scale multi-energy system. **Energy**, Amsterdam, v. 161, p. 792-808, 2018.

YUAN, W. et al. Robust optimization-based resilient distribution network planning against natural disasters. **IEEE Transactions on Smart Grid**, New York, v. 7, n. 6, p. 2817-2826, Nov 2016.

ZENG, B. et al. Integrated planning for transition to low-carbon distribution system with renewable energy generation and demand response. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 29, n. 3, p. 1153-1165, May 2014.

ZENG, B.; ZHAO, L. Solving two-stage robust optimization problems using a column-and-constraint generation method. **Operations Research Letters**, Lausanne, v. 41, n. 5, p. 457-461, 2013.

ZHANG, C. et al. Optimal location planning of renewable distributed generation units in distribution networks: An analytical approach. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 33, n. 3, p. 2742-2753, May 2018.

ZHAO, L.; ZENG, B. Robust unit commitment problem with demand response and wind energy. In: IEEE POWER AND ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING, 2012, San Diego. **Proceedings…** San Diego: IEEE, 2012. v.1, p. 1-8.

ZHENG, Y. et al. Optimal allocation of energy storage system for risk mitigation of discos with high renewable penetrations. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 29, n. 1, p. 212-220, Jan 2014.

ZOU, K, et al. Distribution system planning with incorporating dg reactive capability and system uncertainties, **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, New York, v. 3, n. 1, p. 112-123, Jan 2012.