



UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA

“JÚLIO DE MESQUITA FILHO”

Campus de Ilha Solteira–SP

ELIANE SILVA DE SOUZA

**NOVAS MODELAGENS MATEMÁTICAS PARA OTIMIZAÇÃO DO
PROBLEMA DE RESTAURAÇÃO EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO
DE ENERGIA ELÉTRICA RADIAIS**

Ilha Solteira

2018

ELIANE SILVA DE SOUZA

**NOVAS MODELAGENS MATEMÁTICAS PARA OTIMIZAÇÃO DO
PROBLEMA DE RESTAURAÇÃO EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO
DE ENERGIA ELÉTRICA RADIAIS**

Texto apresentado à Faculdade de Engenharia
do Campus de Ilha Solteira - UNESP, como
parte dos requisitos para obtenção do título de
Doutora em Engenharia Elétrica.
Área do Conhecimento: Automação.

Dr. Rubén Augusto Romero Lázaro
Orientador

Dr. John Fredy Franco Baquero
Coorientador

Ilha Solteira

2018

FICHA CATALOGRÁFICA

Desenvolvido pelo Serviço Técnico de Biblioteca e Documentação

Souza, Eliane Silva de.
S729n Novas modelagens matemáticas para otimização do problema de restauração em sistemas de distribuição de energia elétrica radiais / Eliane Silva de Souza. -- Ilha Solteira: [s.n.], 2018
174 f. : il.

Tese (doutorado) - Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira. Área de conhecimento: Automação, 2018

Orientador: Rubén Augusto Romero Lázaro
Co-orientador: John Fredy Franco Baquero
Inclui bibliografia

1. Modelagem matemática. 2. Reconfiguração de sistemas elétricos de distribuição radiais. 3. Restauração do serviço de fornecimento de energia elétrica. 4. Sequenciamento ótimo de operações de chaveamento.


Raiane da Silva Santos

Supervisora Técnica de Seção
Seção Técnica de Referência, Atendimento ao usuário e Documentação
Diretoria Técnica de Biblioteca e Documentação
CRB/3 - 9999

CERTIFICADO DE APROVAÇÃO

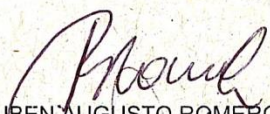
TÍTULO DA TESE: NOVAS MODELAGENS MATEMATICAS PARA OTIMIZAÇÃO DO PROBLEMA DE RESTAURAÇÃO EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA RADIAIS

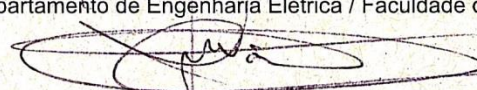
AUTORA: ELIANE SILVA DE SOUZA

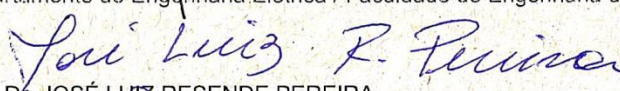
ORIENTADOR: RUBEN AUGUSTO ROMERO LAZARO

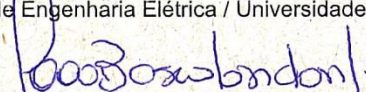
COORIENTADOR: JOHN FREDY FRANCO BAQUERO

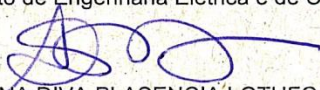
Aprovada como parte das exigências para obtenção do Título de Doutora em ENGENHARIA ELÉTRICA, área: AUTOMAÇÃO pela Comissão Examinadora:


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


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


Prof. Dr. JOSÉ LUIZ RESENDE PEREIRA
Departamento de Engenharia Elétrica / Universidade Federal de Juiz de Fora


Prof. Dr. JOÃO BOSCO AUGUSTO LONDON JUNIOR
Departamento de Engenharia Elétrica e de Computação / Escola de Engenharia de São Carlos-USP


Prof. Dr. ANNA DIVA PLASENCIA LOTUFO
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira/UNESP

Ilha Solteira, 16 de março de 2018

Ao Senhor Deus, a quem dedico meu ser.

Aos meus pais e família, aos quais dedico meu amor mais profundo.

Aos meus amigos íntimos, ao quais dedico a alegria e a verdade.

AGRADECIMENTOS

Meus agradecimentos a Deus, cujo amor sempre me faz corrigir passos e olhar para frente, para o meu alvo, e cuja bondade sempre me alcança, repleta de misericórdia, através de Jesus Cristo e das consolações do Espírito Santo.

Agradeço aos meus pais Israel e Ivanete por todo amor dedicado a mim e dedicado aos meus irmãos e pelos exemplos de trabalho e de honestidade. Agradeço aos demais familiares pelo zelo comigo, na forma de incentivo e de amparo. Aos meus irmãos Junior, Elizangela e Joziani e aos meus cunhados Valdecir e Vania, agradeço também pela prestatividade em diversos momentos. Certamente, estar privada da convivência familiar, principalmente dos meus sobrinhos Anderson, Andrielly, Guilherme e Alice, foi a parte mais difícil da minha caminhada. Mas os desafios estavam postos, eu os escolhi, e era necessário levantar todos os dias, esquecer dores e continuar avante, com paz de espírito, certa de que a perseverança renova as esperanças e que o aprendizado acontece de múltiplas formas na vida.

Agradeço fortemente ao meu orientador, professor Rubén Romero, pela oportunidade e pela experiência acadêmica que me proporcionou no decorrer dos 4 anos de formação sob sua orientação. Agradeço a confiança e a paciência nesse processo. Os aprendizados colhidos (e os não colhidos) continuarão ecoando na mente, no papel e no tempo para ambos, com a graça de Deus. Agradeço também ao Fredy Franco por suas importantes contribuições.

Agradeço aos professores da banca de defesa, professores José Luiz Resende Pereira, João Bosco Augusto London Junior, José Roberto Sanches Mantovani e Anna Diva Plasencia Lotufo, pelo aceite, pelas contribuições ao trabalho e pelas experiências e conhecimentos compartilhados. Meu agradecimento especial aos professores José Luiz e London, pois enriqueceram a sessão de defesa da tese com seus apontamentos e com uma postura profissional exemplar. Estou enormemente agradecida aos senhores.

Meus agradecimentos a todo o grupo de pesquisa do LaPSEE (Laboratório de Pesquisa em Sistemas de Energia Elétrica), especialmente aos professores, por sua dedicação aos nossos trabalhos de pesquisa. As vivências com a equipe foram muito construtivas.

Finalmente, agradeço à FEPISA, à CAPES e à FAPESP (sob processo nº 2015/21972-6) pelo inestimável apoio financeiro durante o meu doutorado, financiando esta pesquisa.

Encerro esse processo com o coração verdadeiramente grato e dou graças a Deus por tudo isso.

A vida, como um rio, tem muitos cursos. Sigo os meus e desaguio sempre no mesmo lugar:

“Senhor, para quem iremos nós? Tu tens as palavras da vida eterna.” (Bíblia, João 6:68b)

RESUMO

Novas modelagens matemáticas são propostas para a otimização do problema de restauração em sistemas de distribuição radiais balanceados. O problema de restauração consiste em estratégias de reconfiguração topológica para o restabelecimento ótimo do fornecimento de energia elétrica para áreas desatendidas após interrupção permanente. A reconfiguração consiste na definição de operações de chaveamento para estabelecer a nova configuração operacional e requer a definição de uma sequência factível para essas operações. Neste trabalho, são propostos dois modelos matemáticos para a otimização do problema de reconfiguração restaurativa, um modelo de programação cônica de segunda ordem inteira mista (PCSOIM) e outro de programação linear inteira mista (PLIM) e é proposto um modelo matemático de PCSOIM para a otimização do problema de sequenciamento de operações de chaveamento. Os modelos matemáticos de reconfiguração ótima e de sequenciamento ótimo são independentes. No primeiro caso, resolve-se apenas o problema de definir a topologia ótima e, no segundo caso, resolve-se apenas o problema de definir a sequência ótima de operações de chaveamento. Assim, o problema de sequenciamento formulado consiste em definir a sequência ótima de operação do conjunto de chaves indicadas em uma proposta de reconfiguração previamente obtida e essa proposta de reconfiguração pode ser em contexto de operação normal ou restaurativo. Os modelos de reconfiguração restaurativa são formulados com o objetivo de minimizar a demanda não suprida no sistema e minimizar o número de chaveamentos nessa proposta que maximiza o atendimento e o modelo de sequenciamento ótimo de operações de chaveamento é formulado com o objetivo de minimizar a energia não suprida durante o processo de transição topológica. Todos os modelos propostos estão sujeitos a um conjunto de restrições topológicas e operacionais do sistema elétrico de distribuição. Nos dois modelos de PCSOIM, essas restrições representam satisfatoriamente a operação de um sistema elétrico de distribuição e, no modelo de PLIM, algumas restrições operacionais estão relaxadas e, por isso, são menos representativas, assim, a qualidade e a factibilidade das soluções propostas por esse modelo devem ser avaliadas. O propósito do modelo de PLIM é simplificar a resolução do problema de reconfiguração restaurativa e apresentar soluções com menor tempo de resolução que o correspondente modelo de PCSOIM. Os modelos matemáticos são completos e foram resolvidos através de técnicas exatas de otimização usando *softwares* comerciais de programação matemática. Foram realizados testes que definem propostas de reconfiguração restaurativa em um sistema de distribuição de 53 barras e em um sistema de distribuição de 417 barras. Os testes que definem a sequência ótima de operações de chaveamento foram realizados em propostas de reconfiguração restaurativa para o sistema de 53 barras. Os resultados mostraram que os modelos matemáticos são eficientes e robustos na otimização desses problemas. Na literatura, esses problemas são resolvidos principalmente por técnicas heurísticas, portanto, neste trabalho, são apresentados modelos matemáticos inovadores.

Palavras-Chave: Modelagem matemática. Reconfiguração de sistemas elétricos de distribuição radiais. Restauração do serviço de fornecimento de energia elétrica. Sequenciamento ótimo de operações de chaveamento.

ABSTRACT

New mathematical models are proposed for the optimization of the restoration problem in balanced radial distribution systems. The restoration problem consists in topological reconfiguration strategies for the optimal restoration of the electric power supply to unattended areas after a permanent interruption. The reconfiguration consists in the definition of switching operations to establish the new operational configuration and requires the definition of a feasible sequence for these operations. In this work, two mathematical models for the optimization of the restorative reconfiguration problem, a mixed-integer second order conic programming (MISOCP) model and a mixed-integer linear programming (MILP) model are proposed. Additionally, a MISOCP mathematical model for the optimization of the switching operations sequencing problem is proposed. The mathematical models for optimal reconfiguration and optimal sequencing are independent. In the first case, only the problem of defining the optimum topology is solved and, in the second case, only the problem of defining the optimum sequence of switching operations is solved. Thus, the formulated sequencing problem consists in defining the optimum operations sequence of the set of indicated switches in a previously obtained proposal of reconfiguration and this proposal of reconfiguration may be in the normal or restorative operation context. The restorative reconfiguration models are formulated with the objective of minimizing the demand not supplied in the system and minimizing the number of switching operations in this proposal that maximizes the supply service. The optimal switching operations sequencing model is formulated with the objective of minimizing the energy not supplied during the topological transition process. All the proposed models are subject to a set of topological and operational constraints of the electric distribution system. In the two MISOCP models, these constraints represent satisfactorily the operation of an electrical distribution system and, in the MILP model, some operational constraints are relaxed and, therefore, the quality and the feasibility of the proposed solutions should be evaluated. The purpose of the MILP model is to simplify the resolution of the restorative reconfiguration problem and to present solutions with a shorter time than the corresponding MISOCP model. The mathematical models are complete and have been solved through exact optimization techniques using commercial mathematical programming software. Tests were carried out to define restorative reconfiguration proposals using a 53-bus distribution system and a 417-bus distribution system. The tests that define the optimal switching operations sequence were performed in restorative reconfiguration proposals for the 53-bus system. The results demonstrated that the mathematical models are efficient and robust in optimizing these problems. In the literature, these problems are solved mainly by heuristic techniques, therefore, in this work, innovative mathematical models are presented.

Keywords: Mathematical modeling. Reconfiguration of electrical distribution systems. Service restoration problem. Optimal switching operations sequencing.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Resumo dos métodos propostos para a otimização do PRSD	13
Figura 2 - Diagrama esquemático de um sistema elétrico de potência: ilustra um sistema de distribuição radial	19
Figura 3 - Estados operacionais do sistema elétrico: transições e ações de controle em casos de contingência.....	24
Figura 4 - Ilustração da aplicação das leis de Kirchhoff em um sistema elétrico de distribuição radial operando em estado normal	32
Figura 5 - Legenda das cores no conjunto de restrições do modelo matemático de PCSOIM de reconfiguração restaurativa.....	57
Figura 6 - Contexto operacional relacionado à subestação fictícia e aos geradores artificiais	62
Figura 7 - Configuração base do sistema teste de 53 barras e 61 ramos.....	70
Figura 8 - Configuração ótima proposta pelo modelo matemático de PCSOIM para operação no cenário de falta permanente na barra 3	79
Figura 9 - Configuração ótima proposta pelo modelo matemático de PCSOIM para operação no cenário de falta permanente na barra 11	81
Figura 10 - Configuração ótima proposta pelo modelo matemático de PCSOIM para operação no cenário de falta permanente na barra 14	84
Figura 11 - Legenda das cores no conjunto de restrições do modelo matemático de PLIM de reconfiguração restaurativa.....	92
Figura 12 - Comparativo entre os resultados apresentados pelos modelos matemáticos de PLIM e de PCSOIM nos 50 testes simulados no sistema de 53 barras	99
Figura 13 - Comparativo entre os tempos de resolução requeridos pelos modelos matemáticos de PCSOIM e de PLIM nos 50 testes simulados no sistema de 53 barras	101
Figura 14 - Configuração ótima proposta pelo modelo matemático de PLIM no cenário de falta permanente na barra 4 no sistema de 53 barras	106
Figura 15 - Configuração ótima proposta pelo modelo matemático de PLIM no cenário de falta permanente na barra 15 no sistema de 53 barras	108
Figura 16 - Ilustração das condições de conectividade e de radialidade no problema de reconfiguração de sistemas radiais com restrição de conectividade relaxada	116
Figura 17 - Legenda das cores no conjunto de restrições do modelo matemático de SOC	125
Figura 18 - Exemplo ilustrativo do cumprimento das restrições de chaveamento (39)-(43) no problema de SOC em um problema de reconfiguração com 9 chaveamentos.....	134
Figura 19 - Exemplo ilustrativo do histórico de operação das chaves na Figura 18 e identificação da sequência ótima de operação	134
Figura 20 - Algoritmo para identificação da sequência ótima de operações.....	135
Figura 21 - Ilustração de violação de radialidade no teste 2 descumprindo a sequência ótima proposta no caso 1	148
Figura 22 - Transição topológica no teste 3 conforme o SOC proposto no caso 1	149

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Informações sobre os cenários de falta permanente no sistema teste de 53 barras.....	71
Tabela 2 – Reconfiguração ótima proposta pelo modelo de PCSOIM no sistema de 53 barras	73
Tabela 3 – Informações operacionais do sistema elétrico nas propostas de reconfiguração obtidas com o modelo matemático de PCSOIM nos 50 testes simulados	74
Tabela 4 – Carregamento das subestações nas propostas de reconfiguração obtidas com o modelo matemático de PCSOIM nos 50 testes simulados	75
Tabela 5 – Reconfiguração ótima proposta pelo modelo matemático de PCSOIM nos testes com critérios especiais de restabelecimento	86
Tabela 6 – Reconfiguração ótima proposta pelo modelo matemático de PCSOIM nos testes com faltas múltiplas.....	88
Tabela 7 – Reconfiguração ótima proposta pelo modelo de PLIM no sistema de 53 barras	98
Tabela 8 – Informações operacionais do sistema elétrico após a reconfiguração proposta pelo modelo matemático de PLIM no sistema de 53 barras	100
Tabela 9 – Reconfiguração ótima proposta pelo modelo de PCSOIM no sistema de 417 barras	110
Tabela 10 – Reconfiguração ótima proposta pelo modelo de PLIM no sistema de 417 barras	110
Tabela 11 – Informações operacionais do sistema de 417 barras nas propostas de reconfiguração obtidas pelos modelos matemáticos de PCSOIM e de PLIM	110
Tabela 12 – Informações sobre os testes realizados com o modelo matemático de SOC referentes a propostas de reconfiguração restaurativa apresentadas na Tabela 2.....	142
Tabela 13 – Composição dos conjuntos do modelo matemático de SOC no teste 2.....	143
Tabela 14 – Resumo dos resultados obtidos pelo modelo matemático de SOC no caso 1.....	146
Tabela 15 – Resumo dos resultados obtidos pelo modelo matemático de SOC no caso 2.....	155
Tabela 16 – Resumo dos resultados obtidos pelo modelo matemático de SOC no caso 3.....	156
Tabela 17 – Dados dos cabos (condutores) do sistema de 53 barras.....	167
Tabela 18 – Dados das linhas do sistema de 53 barras.....	167
Tabela 19 – Dados de capacidade de carregamento das subestações no sistema de 53 barras	167
Tabela 20 – Dados de impedância e de corrente máxima no sistema de 53 barras	168
Tabela 21 – Dados de demanda de carga nas barras do sistema de 53 barras.....	168
Tabela 22 – Dados de demanda de carga nas barras do sistema de 417 barras.....	169
Tabela 23 – Dados de impedância e de corrente máxima no sistema de 417 barras	171

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	12
1.1	APRESENTAÇÃO DO TRABALHO	12
1.2	JUSTIFICATIVAS E CONTRIBUIÇÕES	14
1.3	ESTRUTURA DO TRABALHO	17
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	18
2.1	O PROBLEMA DE RESTAURAÇÃO EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE DISTRIBUIÇÃO RADIAIS	18
2.1.1	O sistema elétrico de distribuição	18
2.1.2	A reconfiguração topológica	21
2.1.3	Discussões sobre a resolução do PRSD na literatura	27
2.2	REVISÃO DAS TÉCNICAS DE OTIMIZAÇÃO EMPREGADAS NA RESOLUÇÃO DO PRSD NA LITERATURA.....	33
2.3	REVISÃO DOS MÉTODOS PROPOSTOS NA LITERATURA PARA A RESOLUÇÃO DO PRSD	36
3	MODELO MATEMÁTICO AC COMPLETO PARA RECONFIGURAÇÃO RESTAURATIVA ÓTIMA EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE DISTRIBUIÇÃO RADIAIS BALANCEADOS: PROPOSTA 1	51
3.1	FORMULAÇÃO DO PROBLEMA	52
3.2	MODELO MATEMÁTICO DE PCSOIM PROPOSTO	56
3.2.1	Descrição dos conjuntos, parâmetros e variáveis do modelo	58
3.2.2	Contexto operacional da subestação fictícia	60
3.2.3	Descrição das relações matemáticas do modelo proposto	63
3.3	TESTES E RESULTADOS	68
3.3.1	Sistema teste e cenários de falta analisados	69
3.3.2	Testes com critérios básicos e análise de resultados	72
3.3.3	Testes com critérios especiais e análise de resultados	85
3.3.4	Testes com cenários de faltas múltiplas e análise de resultados	88

4	MODELO MATEMÁTICO RELAXADO PARA RECONFIGURAÇÃO RESTAURATIVA ÓTIMA EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE DISTRIBUIÇÃO RADIAIS BALANCEADOS: PROPOSTA 2	90
4.1	MODELO MATEMÁTICO DE PLIM PROPOSTO	91
4.1.1	Descrição dos conjuntos, parâmetros e variáveis do modelo	93
4.1.2	Contexto operacional da subestação fictícia	94
4.1.3	Descrição das relações matemáticas do modelo proposto	94
4.2	TESTES E RESULTADOS	97
5	MODELO MATEMÁTICO AC PARA SEQUENCIAMENTO ÓTIMO DE OPERAÇÕES DE CHAVEAMENTO EM PROBLEMAS DE RECONFIGURAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE DISTRIBUIÇÃO RADIAIS BALANCEADOS: PROPOSTA 3	112
5.1	FORMULAÇÃO DO PROBLEMA	113
5.2	MODELO MATEMÁTICO PROPOSTO	123
5.2.1	Descrição dos conjuntos, parâmetros e variáveis do modelo	126
5.2.2	Descrição das relações matemáticas do modelo proposto	130
5.3	TESTES E RESULTADOS	142
6	CONCLUSÕES	159
6.1	TRABALHOS FUTUROS	162
	REFERÊNCIAS	163
	APÊNDICE A – PUBLICAÇÕES	166
A.1	PERIÓDICOS INTERNACIONAIS	166
A.2	CONFERÊNCIAS NACIONAIS	166
	ANEXO A – DADOS DOS SISTEMAS ELÉTRICOS	167
A.1	SISTEMA ELÉTRICO DE DISTRIBUIÇÃO DE 53 BARRAS E 61 RAMOS	167
A.2	SISTEMA ELÉTRICO DE DISTRIBUIÇÃO DE 417 BARRAS E 473 RAMOS	169

1 INTRODUÇÃO

1.1 APRESENTAÇÃO DO TRABALHO

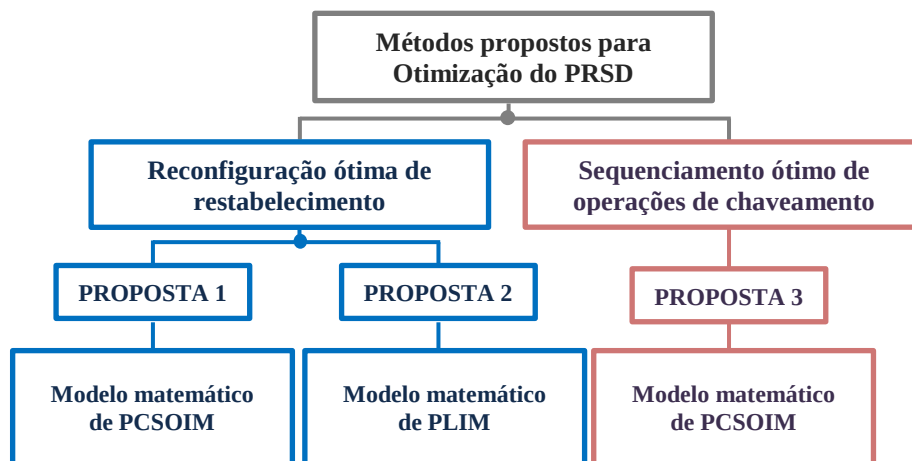
Neste trabalho, resolve-se o problema de restauração do serviço de fornecimento de energia elétrica em sistemas de distribuição (PRSD) balanceados que operam com topologia radial. A otimização do PRSD consiste em obter uma configuração topológica ótima para a operação do sistema em estado restaurativo e em definir a sequência de operações de chaveamento necessárias para a passagem da configuração corrente para a nova configuração. Neste trabalho, são propostas modelagens matemáticas para a otimização desse problema. Os métodos propostos obtêm soluções ótimas para o problema de reconfiguração restaurativa e para o problema de sequenciamento de operações de chaveamento. Todas as formulações matemáticas são completas e explícitas, portanto, os modelos matemáticos podem ser resolvidos de forma exata através de técnicas clássicas de otimização.

Originalmente, o PRSD é de programação não linear inteira mista (PNLIM). Problemas com essa formulação matemática geralmente são difíceis de serem resolvidos e normalmente demandam elevado esforço computacional para resolução e tempo de resolução proibitivo. O PRSD é resolvido principalmente em casos de contingências e, nesses casos, exige resolução em tempo real, portanto, pode-se considerar ineficiente a sua formulação como um problema de PNLIM, principalmente quando são formulados no conjunto de restrições os requisitos fundamentais de operação de um sistema elétrico de distribuição. Assim, é recomendável explorar o estudo de modelos matemáticos alternativos para a resolução eficiente desse problema. Nesse sentido, neste trabalho, são apresentadas as seguintes formulações matemáticas para o PRSD: para o problema de reconfiguração restaurativa ótima, apresentam-se um modelo de programação cônica de segunda ordem inteira mista (PCSOIM) e um modelo de programação linear inteira mista (PLIM) e, para o problema de sequenciamento ótimo de operações de chaveamento (SOC), apresenta-se um modelo também de PCSOIM.

O modelo matemático de PCSOIM proposto para o problema de reconfiguração restaurativa ótima é um modelo AC completo e representa adequadamente a operação de um sistema elétrico de distribuição trifásico equilibrado. Já o modelo matemático de PLIM é uma versão relaxada desse modelo de PCSOIM, portanto, representa uma aproximação do

problema real. O modelo matemático relaxado é menos representativo do problema real, no entanto, pode apresentar soluções com significativa redução de tempo de processamento computacional e essa característica é muito importante para a resolução do problema de reconfiguração em sistemas de distribuição de grande porte. O modelo matemático de PCSOIM proposto para o problema de sequenciamento ótimo de operações de chaveamento também é um modelo AC completo e representa adequadamente a operação de um sistema elétrico de distribuição trifásico equilibrado. O resumo dos métodos propostos é ilustrado na **Figura 1**.

Figura 1 - Resumo dos métodos propostos para a otimização do PRSD



Fonte: Elaboração da autora

A proposta de restabelecimento é formulada com dois critérios de otimização e esses critérios estão hierarquizados na função objetivo de otimização através de somas ponderadas. O primeiro critério é a minimização do corte de carga no sistema restaurado e o outro critério é a minimização do número de operações de chaveamento. A esses critérios estão associados parâmetros que permitem distinguir cargas prioritárias no sistema e atribuir custos às operações de chaveamento (permitindo a distinção, por exemplo, entre chaves telecomandadas e chaves operadas manualmente). Esse problema está sujeito a restrições topológicas e operacionais. O desempenho e a eficiência dos dois modelos matemáticos propostos para a reconfiguração restaurativa são avaliados através de simulações do problema em um sistema elétrico de distribuição de 53 barras e 61 ramos e em um sistema de 417 barras e 473 ramos. Após as simulações, faz-se um comparativo entre os resultados apresentados pelos dois modelos e avaliam-se a consistência e a relevância do modelo relaxado de PLIM.

Na literatura especializada, existem resultados para esse problema no sistema de 53 barras e eles são referenciados.

O problema de SOC é formulado com um único critério de otimização. Esse critério consiste na minimização da energia não suprida durante o processo de transição topológica e também está sujeito a restrições topológicas e operacionais. Nesse modelo, permite-se também distinguir cargas prioritárias para atendimento e chaves prioritárias para operação. O desempenho e a eficiência deste modelo matemático são avaliados através de simulações do problema para algumas configurações ótimas propostas neste trabalho pelo método de reconfiguração restaurativa para o sistema teste de 53 barras. Os resultados apresentados para o PSOC são inéditos para esse sistema teste.

Para a resolução dos modelos matemáticos propostos neste trabalho, foram utilizados *softwares* comerciais de otimização clássica. Todos os modelos foram programados em AMPL (*A Modeling Language for Mathematical Programming*) (FOURER et. al, 2003) e resolvidos pelo *solver* CPLEX versão 12.2.0.0 (IBM ILOG CPLEX, 2009), que resolve de forma eficiente problemas de programação linear inteira mista e problemas de programação cônica de segunda ordem inteira mista. O AMPL permite a programação de modelos matemáticos em uma linguagem com características similares à notação matemática formal e o CPLEX está baseado principalmente nos métodos simplex e no algoritmo *branch and bound*. Esses *softwares* são atualmente muito robustos e facilitam a programação e a resolução de modelos matemáticos completos e consistentes, permitindo que os esforços se concentrem propriamente em uma modelagem matemática eficiente.

1.2 JUSTIFICATIVAS E CONTRIBUIÇÕES

O PRSD é um tema relevante para pesquisa e para o desenvolvimento de métodos de resolução porque é um problema complexo de otimização e porque tem importância prática e crescente para empresas distribuidoras de energia elétrica, pois as concessionárias estão interessadas em altos índices de confiabilidade do sistema, na qualidade do serviço prestado e na minimização de custos operacionais e de prejuízos financeiros. Assim, a reconfiguração de sistemas de distribuição de energia elétrica é uma prática comumente adotada pelos centros de controle operacional desse segmento para contornar vários problemas operacionais

emergenciais ou de curto prazo, tais como a redução de perdas elétricas e a restauração de cargas.

Na literatura especializada estão propostos métodos de resolução do PRSD desde a década de 1980, no entanto, como se trata de um problema complexo, a maioria dos trabalhos publicados propõe métodos que resolvem o PRSD apenas em termos de reconfiguração, sem determinar a sequência em que as operações de chaveamento devem ocorrer para a passagem da topologia inicial para a nova topologia proposta. Determinar uma sequência factível de operações de chaveamento em propostas de reconfiguração é imprescindível para garantir a segurança operacional do sistema elétrico e a qualidade da energia fornecida. Neste trabalho, além da garantia de uma sequência factível, considera-se relevante a própria otimização desse problema de sequenciamento, visando melhorar o cumprimento de algumas exigências impostas às empresas distribuidoras do setor elétrico, como a confiabilidade do serviço. Na literatura, poucos trabalhos resolvem o problema de sequenciamento de operações de chaveamento através de estratégias integradas ao método de restauração visando a uma sequência factível de operações e são poucos os métodos propostos para a otimização independente desse problema em propostas de reconfiguração previamente obtidas.

Outro fator importante é a inovação do próprio setor energético, a qual introduz novos elementos de investigação ao PRSD. É o caso da ascensão da geração distribuída e das redes inteligentes, as *smart grids*. Mudanças significativas nos aspectos estruturais e operacionais do sistema elétrico promovem mudanças de paradigmas e tornam os problemas conhecidos em novos problemas a investigar. Nesse sentido, é extremamente relevante avançar significativamente na solução do problema tradicional de restauração, explorando técnicas de otimização normalmente não empregadas para resolução, como as técnicas de otimização clássica, a fim de se incorporar a inovação ascendente aos processos de resolução e atender prontamente às necessidades emergentes. Desde que o tempo de resolução seja razoavelmente adequado ao problema, a resolução exata pode ser considerada mais vantajosa pela garantia de obter soluções de melhor qualidade. O tempo de resolução ideal é aquele apresentado em tempo real. No entanto, pode-se considerar adequado o tempo de resolução que não ultrapassa o tempo limite para as penalizações sobre os indicadores coletivos de continuidade.

Finalmente, modelos matemáticos completos, com todas as relações matemáticas explícitas, ainda não são comumente empregados na resolução do PRSD. O problema é tradicionalmente resolvido por métodos heurísticos de otimização, principalmente as meta-heurísticas. Na modelagem matemática do PRSD, o desafio é considerar eficientemente todas

as restrições relacionadas com o modelo AC e as restrições topológicas de radialidade. Portanto, propostas baseadas em modelos matemáticos completos apresentam novos desafios para a otimização do PRSD e trazem significativa contribuição à literatura.

Por tudo o que foi exposto, conclui-se que os métodos propostos neste trabalho apresentam novas possibilidades de solucionar o PRSD, sendo esta a sua principal contribuição. As contribuições deste trabalho se resumem da seguinte forma:

- Os modelos matemáticos propostos são completos, portanto, podem ser resolvidos por métodos clássicos de otimização. A resolução exata do problema permite encontrar soluções de ótima qualidade, o que não ocorre, necessariamente, quando o problema é resolvido por meio de técnicas heurísticas. O PRSD é um problema complexo de otimização, no entanto, os modelos matemáticos propostos podem obter soluções em tempos considerados adequados ao problema nos casos testados;
- O PRSD é resolvido de forma completa: os planos de restauração formulados apresentam soluções para o problema de reconfiguração restaurativa ótima e para o problema de sequenciamento ótimo de operações de chaveamento. Ambos os problemas estão sujeitos a cumprir restrições topológicas e operacionais para a operação segura do sistema e para o fornecimento de energia elétrica de qualidade;
- Os modelos matemáticos de reconfiguração do sistema elétrico em estado restaurativo podem ser usados para otimizar o PRSD considerando importantes particularidades do problema, tais como: a existência de cargas prioritárias para atendimento; a distinção entre chaves controladas remotamente e chaves controladas localmente para a prioridade de operação das chaves telecomandadas do centro de controle operacional; e a possibilidade de resolver o problema com mais de um setor indicado para isolamento, que é o caso de faltas permanentes em múltiplos pontos do sistema elétrico. Estas particularidades podem ser viabilizadas na resolução do problema sem a necessidade de reformulações matemáticas, requerendo apenas o ajuste adequado de parâmetros do modelo;
- O modelo matemático de sequenciamento ótimo de operações de chaveamento é separado do modelo de reconfiguração restaurativa, portanto, este modelo pode ser resolvido de forma independente e usado para resolução desse problema em outros contextos de reconfiguração de sistemas elétricos de distribuição radiais.

1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO

O trabalho está organizado em 6 capítulos. O conteúdo de cada capítulo é apresentado, resumidamente, a seguir.

No **capítulo 1**, apresenta-se o contexto geral do trabalho e argumenta-se sobre as suas contribuições na literatura científica.

No **capítulo 2**, faz-se uma abordagem sobre o problema de restauração em sistemas de distribuição de energia elétrica e apresenta-se a revisão bibliográfica sobre as técnicas de resolução normalmente empregadas na otimização do problema. A abordagem sobre o problema explica em que ele consiste e identifica suas principais características e problemáticas e, através da revisão da literatura especializada, é possível conhecer os métodos de resolução propostos e as suas principais contribuições.

No **capítulo 3**, apresenta-se o modelo matemático de reconfiguração restaurativa ótima formulado como um problema de PCSOIM e apresentam-se os testes realizados com esse modelo matemático, os resultados obtidos e a análise desses resultados.

No **capítulo 4**, apresenta-se o modelo matemático de reconfiguração restaurativa ótima formulado como um problema de PLIM. Esse modelo matemático é resultante da simplificação do modelo matemático do **capítulo 3**, portanto, é uma versão relaxada do modelo matemático de PCSOIM. São apresentados também os testes, os resultados e a análise dos resultados obtidos com esse modelo matemático.

No **capítulo 5**, apresenta-se o modelo matemático de sequenciamento ótimo de operações de chaveamento formulado como um problema de PCSOIM e apresentam-se os testes, os resultados e a análise dos resultados obtidos com esse modelo matemático.

No **capítulo 6**, apresentam-se as considerações finais do trabalho e a indicação de possíveis trabalhos futuros.

Ao final, apresentam-se o referencial bibliográfico que suporta este trabalho, o **Apêndice A** com a informação das publicações geradas a partir deste trabalho e o **Anexo A** com os dados dos sistemas elétricos de distribuição radiais usados nos testes.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Neste capítulo, apresenta-se a revisão bibliográfica sobre o PRSD. A revisão consiste em discorrer sobre o problema e em que consiste a sua resolução, em apresentar o histórico de resolução do problema na literatura, contextualizando a aplicação das técnicas de otimização, e em apresentar os principais métodos propostos para resolver o problema.

A revisão está organizada da seguinte forma: na **seção 2.1**, faz-se a revisão sobre o PRSD; na **seção 2.2**, faz-se a revisão sobre as técnicas de otimização empregadas na resolução do problema; na **seção 2.3**, apresenta-se a revisão sobre os métodos de resolução do PRSD propostas na literatura.

2.1 O PROBLEMA DE RESTAURAÇÃO EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE DISTRIBUIÇÃO RADIAIS

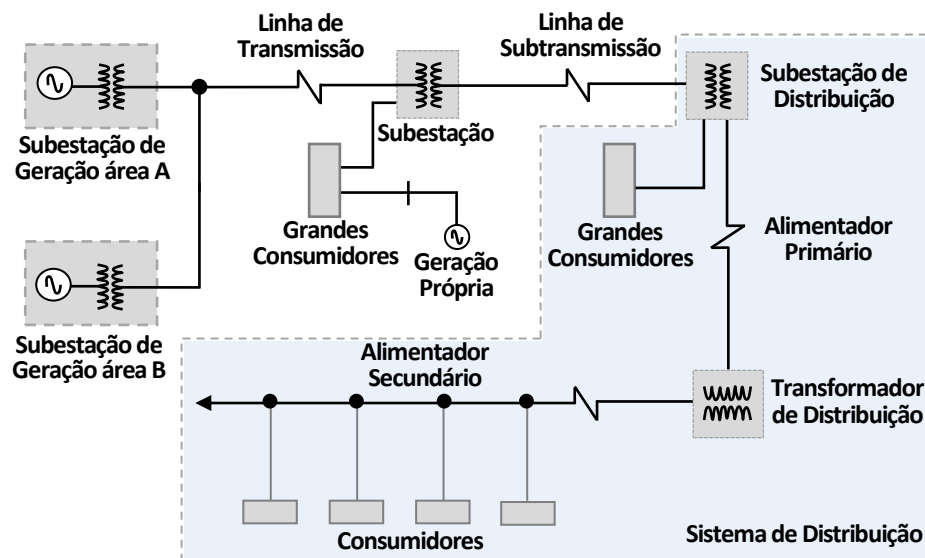
O problema de restauração em um sistema de distribuição de energia elétrica está intrinsecamente relacionado com as características desse sistema elétrico e com as necessidades gerais das concessionárias de distribuição. Por isso, inicialmente, são abordados os aspectos de um SDEE importantes para a resolução do problema de restauração. Posteriormente, são apresentadas a definição do problema e as discussões sobre a sua resolução na literatura.

2.1.1 O sistema elétrico de distribuição

O sistema de distribuição de energia elétrica corresponde à parcela do sistema elétrico de potência a partir da subestação de distribuição, da qual deriva um conjunto de alimentadores. Portanto, é composto pelo conjunto de subestações de distribuição, cuja função é adequar a tensão elétrica ao nível primário de distribuição de energia; pelos segmentos primários de média tensão, compreendidos entre o conjunto de subestações e os transformadores de distribuição; e pelos segmentos secundários de baixa tensão, a partir dos transformadores de distribuição, cuja função é adequar a tensão a um nível secundário de fornecimento. Os consumidores estão alocados ao longo de todo o SDEE, principalmente de

acordo com suas características e necessidades de consumo, e os níveis de tensão são regulamentados por legislação. Na **Figura 2**, ilustra-se um sistema elétrico de potência e destaca-se a parcela correspondente a um sistema de distribuição.

Figura 2 - Diagrama esquemático de um sistema elétrico de potência: ilustra um sistema de distribuição radial



Fonte: Adaptado de Pabla (2005).

A operação de um sistema de distribuição pode ocorrer tipicamente em topologia de malhas ou em topologia radial. A operação em malhas é mais robusta em termos de confiabilidade (continuidade do serviço) e exige tecnologia mais sofisticada para controle e proteção do sistema. Sistemas subterrâneos de distribuição normalmente operam com configuração malhada. Já a operação radial permite a simplificação de projetos relacionados à coordenação do sistema de proteção da rede (assim, os investimentos necessários em equipamentos de controle e proteção podem ser menos onerosos) e favorece o isolamento de faltas e a atenuação de correntes de curto-circuito, pois neste esquema de operação os fluxos de potência nos alimentadores são unidirecionais: vão do conjunto de subestações, que recebe injeção de potência do sistema de geração através do sistema de transmissão e subtransmissão, até as barras terminais de demanda (os consumidores finais) por caminho único. Sistemas aéreos de distribuição normalmente operam com a configuração radial. Na **Figura 2**, onde se ilustra um sistema de distribuição radial tradicional, pode-se notar a inexistência de fontes secundárias de energia, bem como a inexistência de malhas,

diferentemente do que ocorre no sistema de transmissão (ilustrado na parcela não delimitada pelo pontilhado).

Um sistema de distribuição com operação radial normalmente é projetado com estrutura fracamente malhada. Ou seja, é comum que existam chaves de interconexão entre os alimentadores primários para permitir o rearranjo topológico do sistema e, assim, permitir a redistribuição de cargas entre esses alimentadores. Estas chaves estão geralmente alocadas em pontos estratégicos e permanecem normalmente abertas para manter a operação radial do sistema, podendo ser utilizadas juntamente com outros dispositivos de seccionamento e outras chaves seccionadoras normalmente fechadas para alterar a configuração original do sistema elétrico. Este procedimento de estabelecer uma nova configuração operacional para o sistema é chamado de reconfiguração topológica ou reconfiguração de alimentadores. O estado operativo do conjunto de dispositivos de chaveamento do sistema elétrico define a sua configuração operacional e o procedimento relacionado à alteração do estado operativo de um desses dispositivos consiste em uma operação de chaveamento (de abertura ou de fechamento, dependendo do estado inicial). Portanto, a reconfiguração topológica do sistema elétrico se dá através de adequadas operações de chaveamento. Os chaveamentos podem ser realizados remotamente do centro de controle da distribuição, no caso de chaves telecomandadas, ou realizados localmente por equipe técnica de campo, no caso de chaves manuais. As chaves manuais requerem o deslocamento das equipes técnicas para a operação de comutação no seu local de instalação.

A topologia de um sistema elétrico de distribuição radial é equivalente à topologia de uma árvore geradora, da teoria de grafos. Por esse motivo, para a resolução de problemas de reconfiguração na literatura, os pontos de entrega de energia (subestações, transformadores) podem ser simplificados em barras e representados por vértices e os circuitos que ligam esses pontos (os alimentadores, os dispositivos de seccionamento) podem ser simplificados em ramos e representados por arestas. Nesse contexto, um ramo pode estar aberto ou fechado, dependendo se nesse ramo existe uma chave alocada. Os ramos fechados e energizados são os ramos da árvore geradora, e os ramos abertos são os ramos de ligação da árvore geradora (AMASIFEN et al., 2005). Assim, nesse esquema, a reconfiguração consiste em trocar adequadamente um ramo fechado por outro aberto de forma a preservar uma estrutura plenamente conexa e não acíclica (sem malhas). No entanto, para a reconfiguração de um sistema de distribuição de energia elétrica radial não é suficiente apenas considerar factível uma estrutura conexa e não acíclica, é necessário considerar também os requisitos físicos e

operacionais do sistema elétrico. Portanto, o problema de reconfiguração de sistemas elétricos está sujeito a restrições topológicas e a restrições operacionais.

A restrição de conectividade é importante para permitir o atendimento à demanda de carga no sistema de distribuição. Só é possível atender plenamente a essa demanda se o sistema estiver completamente conexo a uma fonte de energia. No entanto, o sistema elétrico está sujeito a descumprir a restrição de carga, caso haja violação do cumprimento de requisitos físicos e operacionais no sistema. Portanto, a capacidade de atendimento às cargas está limitada a um conjunto de restrições operacionais do sistema elétrico.

Quando se impõe o cumprimento dos requisitos físicos e operacionais do sistema elétrico para uma proposta de configuração, o que se pretende é formular soluções que cumprem com os critérios de segurança operacional e de qualidade do serviço prestado. A qualidade do fornecimento de energia se mede pela adequação dos níveis de tensão dentro de determinadas faixas regimentadas por órgãos reguladores do setor elétrico de acordo com a tensão nominal de fornecimento em cada sistema. Níveis de tensão que violam os valores mínimo e máximo permitidos caracterizam uma operação precária e indesejada. Já a segurança operacional está relacionada aos níveis de carregamento dos componentes do sistema elétrico. Nesse contexto, sobrecargas devem ser evitadas, pois elas podem provocar danos nos equipamentos da rede, provocar a interrupção no fornecimento de energia elétrica, ou, pelo menos, degradar a qualidade do fornecimento. Garantir a continuidade do serviço com qualidade e segurança aos consumidores é essencial para as distribuidoras, que estão sujeitas a penalizações de acordo com alguns índices regulatórios do setor elétrico, tais como os indicadores coletivos de continuidade DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora). Destes e de outros índices semelhantes derivam o nível de confiabilidade de um SDEE. Portanto, uma proposta válida de configuração deve cumprir esses requisitos físicos e operacionais.

2.1.2 A reconfiguração topológica

A reconfiguração topológica de sistemas elétricos de distribuição é um importante procedimento de planejamento operacional de curto prazo. A necessidade de reconfigurar o sistema pode ocorrer em diferentes condições e para diferentes finalidades. As condições se

resumem, basicamente, em planejar a reconfiguração do sistema em estado normal de operação, em estado emergencial e em estado restaurativo. Em estado normal de operação, o sistema elétrico cumpre devidamente as restrições de carga e as restrições operacionais. Em estado emergencial, o sistema elétrico cumpre as restrições de carga e descumpre restrições operacionais. Em estado restaurativo, o sistema elétrico descumpre restrições de carga e cumpre restrições operacionais. Portanto, operando em estado emergencial ou em estado restaurativo, a reconfiguração do sistema pode assumir caráter de urgência. Entre as finalidades da reconfiguração estão o restabelecimento do fornecimento de energia elétrica, a melhoria do desempenho operacional do sistema, a execução de projetos de expansão e a realização de manutenções preventivas. Assim, a reconfiguração topológica é uma prática útil para melhorar os índices de continuidade do serviço e de confiabilidade do sistema, para ampliar a qualidade do serviço prestado e para a redução de custos operacionais por maior horizonte de tempo. As estratégias de reconfiguração estão baseadas na transferência de cargas entre os alimentadores primários e esse remanejamento deve ocorrer sem violação de requisitos topológicos, físicos e operacionais do sistema elétrico, cumprindo as normas impostas pelas agências reguladoras do setor elétrico e mantendo a plena conectividade do sistema, quando possível.

O descumprimento da restrição de carga representa a entrada do sistema elétrico em estado restaurativo. O estado restaurativo é caracterizado pela desenergização de cargas e perdura até que o sistema possa voltar a operar normalmente. A interrupção do fornecimento pode ser temporária ou permanente. A interrupção permanente do serviço de fornecimento de energia elétrica em um sistema de distribuição radial pode ocorrer em dois contextos: de forma programada (prevista e agendada pela concessionária), como nos casos de manutenção preventiva e de execução de projetos de expansão; ou de forma não programada, diante da susceptibilidade do sistema a falhas de equipamentos e a outras contingências. As contingências podem ser causadas por danos ou falhas em equipamentos, por vandalismo ou por fenômenos da natureza e resultam em perturbações na rede elétrica que podem gerar interrupções temporárias ou permanentes. As causas de interrupções temporárias podem ser facilmente eliminadas pelo sistema de proteção da rede e as interrupções permanentes requerem um plano de restabelecimento.

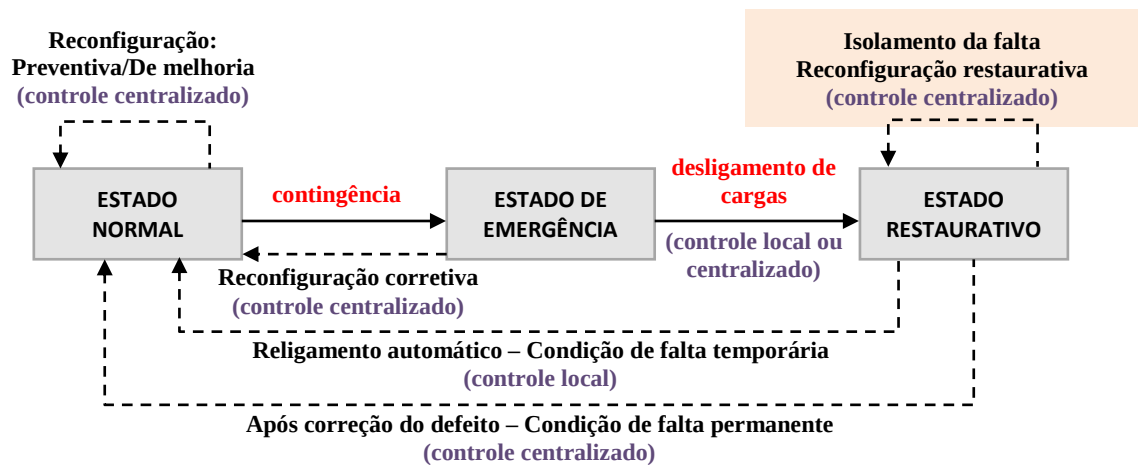
Em contexto de interrupção permanente, causado por agendamento ou por contingência, é necessário o procedimento de isolamento de uma parcela do sistema. No caso de atividades programadas pelo centro de controle da distribuição, o conjunto de setores

indicados para isolamento é previamente conhecido pelo operador do sistema. Já no caso de interrupção permanente por contingências, o conjunto de setores indicados para isolamento só é conhecido após a resolução do problema de detecção e localização de faltas. No caso de sistemas elétricos de distribuição tradicionais, a resolução desse problema, na prática, costuma ser precária, pois as informações sobre o estado da rede não estão plenamente disponíveis *on-line* no centro de controle operacional, por falta de investimentos significativos em equipamentos de medição e telecomunicação com o centro de controle da operação nesses sistemas. Nesse caso, a localização da falta ocorre por inspeção visual da equipe técnica e pode ser complementada por dispositivos indicadores de falta alocados na rede. Após o isolamento de um setor intermediário do sistema elétrico radial, uma parcela permanece energizada e outra parcela fica desenergizada: a parcela conexa ao conjunto de subestações do sistema é a parcela energizada e a parcela desconexa a jusante do conjunto de setores isolados é a parcela desenergizada. Assim, deve-se planejar a reconfiguração do sistema elétrico na tentativa de reconectar a parcela desenergizada ao sistema normalmente atendido através de circuitos alternativos. A reconfiguração nesse contexto é de restabelecimento, ou seja, a reconfiguração é restaurativa. Quando setores terminais do sistema elétrico radial são isolados, não existe necessidade de reconfiguração de restabelecimento, pois não existem cargas desatendidas passíveis de restauração nesse caso. Nesse caso, o sistema opera com uma parcela normalmente atendida e com uma parcela isolada.

Uma interrupção não programada decorrente de contingências caracteriza uma falta. O sistema de proteção, que deve efetuar controles locais, é responsável por detectar e eliminar faltas classificadas como temporárias, desligando e religando o sistema a montante da falta, fazendo com que o sistema automaticamente volte a operar normalmente após breve interrupção. No entanto, quando as faltas são permanentes, o sistema entra definitivamente em estado restaurativo e o retorno à operação normal depende de ações do centro de controle do SDEE, sob a responsabilidade do operador do sistema. Nesses casos de interrupção permanente por contingências, os procedimentos adotados pelo centro de controle são, resumidamente: **(i)** a detecção, a classificação e a localização da falta; **(ii)** a definição e a abertura de chaves adjacentes ao local da falta para o isolamento desse local para reparo por equipe técnica; **(iii)** a tentativa de elaboração de um plano de restabelecimento para o período necessário de reparo; **(iv)** a execução do plano elaborado, se existente; e **(v)** a ação de retorno do sistema à operação normal após a correção do defeito. Esses procedimentos são executados consecutivamente na ordem apresentada.

Na **Figura 3**, ilustram-se as transições entre os estados operacionais do sistema em decorrência de contingências e em decorrência das atuações de dispositivos de controle locais e/ou das atuações do centro de controle da distribuição. Diante de contingências, as ações de controle locais ou do centro de controle operacional buscam eliminar a falta e retirar o sistema do estado emergencial e/ou do estado restaurativo.

Figura 3 - Estados operacionais do sistema elétrico: transições e ações de controle em casos de contingência



Fonte: Adaptado de Morelato e Monticelli (1989).

O problema de restauração possui caráter de urgência quando a interrupção permanente do serviço ocorre por consequência direta de contingências. Nesses casos, a interrupção é involuntária, não prevista, tornando a restauração um problema de planejamento operacional crítico ao exigir que propostas de solução sejam formuladas em tempo real para a minimização de prejuízos decorrentes da desenergização de cargas. Quando a interrupção permanente ocorre por intervenção direta do operador do sistema, na forma programada, as estratégias de reconfiguração podem ser planejadas com menor rigor de tempo. Portanto, em caráter de urgência, as estratégias de resolução do PRSD devem ser eficientes para a composição de soluções em tempo relativamente adequado a esta condição. Além disso, as soluções devem representar propostas de reconfiguração que possam ser executadas pela equipe técnica com baixos custos operacionais e no menor tempo possível. Para atender a este critério, uma alternativa válida é evitar um número elevado de indicações de operações de chaveamento, sobretudo de chaves controladas localmente, pois existem custos financeiros, de pessoal e de tempo associados ao deslocamento das equipes técnicas para a operação de

chaves manuais e custos de tempo para as operações em geral. Além disso, as comutações provocam o desgaste físico das chaves, reduzindo mais rapidamente a vida útil desses dispositivos, caso sejam muito recorrentes.

A resolução do PRSD só é possível a partir de um cenário de interrupção conhecido, que inclui informações sobre a configuração corrente do sistema, sobre o setor a ser isolado (para manutenção, para expansão ou para reparo), sobre as parcelas desenergizadas passíveis de restabelecimento, sobre os circuitos alternativos para o restabelecimento e informações referentes à demanda de carga prevista para o período de permanência no estado restaurativo. Nos casos de interrupção programada, inexistente a problemática de identificar o setor a ser isolado e isso facilita o conhecimento do cenário de interrupção do sistema. Nos casos de falta permanente, o local de falta é inicialmente desconhecido e isso torna mais difícil a obtenção de informações imediatas sobre o cenário de interrupção. Nesse contexto, elaborar um plano de restabelecimento exige a resolução prévia e eficiente do problema de identificação do(s) local(is) de falta e o isolamento desses locais. Assim, é ideal que nos centros de controle da operação do SDEE existam mecanismos que permitam a resolução eficiente do problema de localização de faltas para que se inicie mais rapidamente a elaboração do plano de restabelecimento e o problema de restauração seja resolvido sem oneração significativa de tempo. As informações sobre a demanda de carga do sistema no período restaurativo são obtidas por meio de previsões de consumo para esse período. A previsão de consumo para o período previsto de permanência do sistema no estado restaurativo é importante para se mensurar, para todo o correspondente horizonte de tempo, o montante de carga não suprida e o nível de carregamento dos alimentadores de suporte disponíveis e, então, possibilitar a elaboração de um plano de restabelecimento confiável para todo o período de interrupção. As previsões são feitas a partir de históricos sazonais de consumo conhecido pela empresa distribuidora. Esses históricos resultam em uma típica curva de carga (um gráfico representativo de consumo) para o correspondente período de tempo considerado. Nesse contexto, a indicação do mesmo local de interrupção em diferentes períodos horários do dia, por exemplo, pode gerar propostas de reconfiguração divergentes entre si. Portanto, o conhecimento de um dado cenário de interrupção permanente implica conhecer a configuração topológica do sistema após a indicação do setor a ser isolado e a definição das chaves destinadas a isolar esse setor e em conhecer a demanda prevista para o período de interrupção.

O propósito de resolução do problema de restauração é a elaboração de um plano de restabelecimento ótimo para a redução dos impactos negativos gerados pela interrupção do fornecimento no sistema elétrico. Um plano de restabelecimento ótimo consiste na definição de uma ou mais configurações operacionais ótimas para o sistema em estado restaurativo e na definição de sequências factíveis de operações de chaveamento que permitam a transição segura da configuração de interrupção para a correspondente configuração restaurativa ótima. A sequência de operações de chaveamento pode seguir também algum critério de otimização.

A condição inicial para tentar reconectar a parcela desenergizada passível de restabelecimento é a existência de alimentadores vizinhos a esta parcela com possibilidade de transferência de cargas. Na restauração, busca-se transferir as cargas desenergizadas de um alimentador primário a outros alimentadores adjacentes que tenham capacidade de atendimento a cargas adicionais ou ao próprio alimentador através de um caminho alternativo. A transferência de cargas desenergizadas a um alimentador de suporte disponível faz aumentar o carregamento nos circuitos desse alimentador e, assim, alguns desses circuitos podem ter a sua capacidade nominal de carregamento violada. Da mesma forma, podem ser precários os níveis de tensão fornecidos para consumidores alocados principalmente em regiões terminais de um alimentador muito carregado. Portanto, na reconfiguração restaurativa, dependendo do cenário de interrupção (do setor isolado e do carregamento do sistema no período restaurativo), são grandes as chances de violação dos requisitos físicos e operacionais do sistema elétrico e o método de resolução deve aceitar a possibilidade de propostas de solução com corte de carga para permitir a factibilidade operacional do sistema. A exigência de factibilidade operacional e a possibilidade de inexistência de circuitos alimentadores alternativos comprometem a garantia de plena conectividade do sistema elétrico, por isso a exigência normal de conectividade (que é uma restrição topológica) deve ser relaxada para a estratégia de reconfiguração de restabelecimento. Relaxar a exigência de conectividade do sistema elétrico significa permitir a desenergização de cargas na proposta de reconfiguração. Devido ao caráter combinatório do problema e à possibilidade aumentada de infactibilidade operacional, o processo de resolução do problema de restauração pode se tornar oneroso, sobretudo em casos críticos de interrupção.

Embora possa ser permitido o descumprimento da restrição de carga em uma proposta de configuração restaurativa para a factibilidade operacional do sistema, quanto maior o restabelecimento, melhores são os índices de confiabilidade do sistema e de satisfação dos clientes e menores são os prejuízos financeiros para as distribuidoras decorrentes do não

faturamento da energia não suprida e decorrentes de possíveis multas ou ressarcimentos pela interrupção do serviço aos consumidores. Por isso, o objetivo da restauração deve ser reduzir ao máximo a área desatendida e também reduzir ao máximo o tempo de interrupção do serviço aos consumidores. Além do objetivo central de minimização da energia não suprida e/ou de consumidores não atendidos, outros objetivos podem ser considerados como propostas secundárias de restabelecimento. São exemplos de propostas secundárias o balanceamento de carga entre os alimentadores primários, a redução de perdas elétricas na rede, a adequação dos perfis de tensão fornecidos e o número de operações de chaveamento. É ideal que as propostas sejam formuladas para ampliar o atendimento aos consumidores e, simultaneamente, reduzir custos, com previsão de tempo mínimo para a execução do plano de restabelecimento elaborado.

Em resumo, o problema de restauração consiste em estratégias de reconfiguração topológica do sistema elétrico para o restabelecimento ótimo do fornecimento de energia elétrica para áreas desenergizadas após interrupção permanente do serviço de fornecimento, cuja interrupção é ocasionada de forma programada ou por contingências, e está sujeito a um conjunto de restrições topológicas e a um conjunto de restrições operacionais. Fundamentalmente, a resolução do PRSD se diferencia da resolução de problemas de reconfiguração do sistema em estado normal de operação quanto à possibilidade de corte de carga, que exige que as restrições topológicas sejam relaxadas. Adicionalmente, sendo ocasionado por contingências, o problema de restauração se torna mais crítico por exigir soluções ótimas em tempo real. O PRSD é combinatório, de difícil solução e de responsabilidade do operador do centro de controle do sistema.

2.1.3 Discussões sobre a resolução do PRSD na literatura

Na literatura, busca-se apresentar métodos eficientes para a resolução do PRSD principalmente em cenários de interrupção permanente causados por contingências, pois esta é a condição mais crítica para se resolver um problema de restauração. Assim, os métodos são especialmente desenvolvidos para solucionar o problema em tempo real e são adequados a atender a essa condição. O requisito de compor soluções em tempo real é atendido por meio de estratégias que direcionem com maior eficiência o processo de busca e que permitam acelerar a convergência do problema para uma solução de boa qualidade.

Resolver o PRSD em contexto de falta permanente exige o conhecimento prévio da indicação do local da falta para o adequado isolamento desse local para reparo por equipe técnica e para a consequente tentativa de restabelecimento das cargas desenergizadas passíveis de restauração. Como o problema de detecção, classificação e localização de faltas permanentes é um problema independente do problema de reconfiguração, então os métodos de restauração propostos na literatura normalmente consideram que o primeiro problema já está resolvido e que os locais de falta são conhecidos para a resolução do problema de restabelecimento.

O consumo previsto para o período restaurativo é obtido a partir da informação horária da interrupção e da previsão do tempo de permanência do sistema no estado restaurativo. Na literatura, geralmente os trabalhos resolvem o PRSD para um único cenário de consumo (intuitivamente, o cenário de demanda mais crítico do período restaurativo) e apresentam os dados da demanda prevista já processados em uma tabela. Comumente, não se apresenta a informação horária sobre o momento da falta e nem sobre o tempo de permanência no estado restaurativo. Uma proposta alternativa de resolução do PRSD de acordo com a informação horária do dia e o tempo de permanência no estado restaurativo pode ser encontrada em (Mathias Neto, 2011).

Na literatura, o PRSD é resolvido principalmente com o objetivo de minimizar a demanda não suprida. No entanto, muitos métodos são propostos com outros objetivos de restabelecimento, como critérios principais ou secundários. Nessas propostas, busca-se obter soluções que reduzem custos nos aspectos operacionais, tais como soluções com menor indicação de operações de chaveamento, com menores perdas elétricas ou com maior equilíbrio de carga entre os alimentadores. Assim, na literatura, existem propostas de formulação do PRSD como um problema de otimização mono-objetivo e também como um problema de otimização multiobjetivo.

Um problema mono-objetivo pode ser formulado com um só critério de otimização ou com vários critérios de otimização hierarquizados na função objetivo através de somas ponderadas e, nesse caso, exige-se a decisão prévia sobre a importância de cada critério. Um problema com múltiplos critérios de otimização deve ser formulado como um problema multiobjetivo apenas quando os critérios são igualmente importantes no contexto geral do problema, caso contrário, os objetivos devem estar adequadamente hierarquizados em uma única função matemática. A diferença fundamental entre as formulações mono-objetivo e multiobjetivo está na composição das soluções ótimas. Em problemas mono-objetivo, as

soluções ótimas são soluções extremas, mínimas ou máximas. Em problemas multiobjetivo, é necessário estabelecer um compromisso entre os extremos mínimos e/ou máximos dos diferentes critérios de otimização para a obtenção de um conjunto de soluções ótimas não dominadas. A técnica de Pareto (PARETO, 1986) é amplamente aplicada na literatura para resolver os problemas multiobjetivos de restauração em sistemas de distribuição.

As restrições topológicas e o conjunto de restrições físicas e operacionais do sistema elétrico de distribuição são as restrições fundamentais do problema de restauração. Um método eficiente de resolução deve garantir que seja possível obter uma proposta de solução otimizada que represente a operação radial do sistema elétrico radial e que esta operação seja factível. Nos métodos propostos na literatura, esses requisitos estão explicitamente considerados na modelagem matemática do problema ou estão incorporados nas estratégias heurísticas de resolução. As discussões sobre esses assuntos são apresentadas a seguir.

Quanto à factibilidade topológica, verifica-se que sempre foi um desafio elaborar estratégias eficientes que gerem e/ou mantenham topologias radiais e conexas no processo de otimização de problemas de reconfiguração de sistemas de distribuição, especialmente no caso do PRSD. No problema de reconfiguração do sistema em estado normal de operação, é menos crítico idealizar estratégias para a composição de soluções com topologias radiais porque o sistema deve operar atendendo plenamente à demanda de carga, por isso deve estar plenamente conexo e, assim, o número de ramos fechados para a operação radial do sistema é trivialmente conhecido e o processo é mais facilmente controlado. Já no problema de reconfiguração do sistema em estado restaurativo, é mais difícil idealizar essas soluções porque a condição de plena conectividade do sistema elétrico não é mais garantida e deve estar relaxada para admitir, caso seja necessário, o corte de carga para factibilidade operacional. Sendo assim, são previamente desconhecidas pelo otimizador as informações sobre o número de barras que devem ser energizadas e sobre o número de ilhas de carga que serão formadas com as barras desenergizadas, portanto, o número de ramos que devem ser fechados para radialidade na parcela energizada do sistema e o número de circuitos que devem estar fechados na parcela desenergizada são também informações previamente desconhecidas pelo otimizador e difíceis de controlar no processo de resolução.

Para a análise de factibilidade dos requisitos operacionais do problema, é necessário conhecer o estado operacional do sistema elétrico. O desempenho operacional do sistema elétrico é conhecido através da análise do fluxo de carga nesse sistema. A análise de factibilidade deve englobar os níveis de tensão fornecidos e os níveis de carregamento dos

componentes da rede (como alimentadores e transformadores). Através da aplicação das duas leis de Kirchhoff, que representam o cumprimento de leis naturais decorrentes da demanda de carga no sistema elétrico e das características desse sistema, obtêm-se um sistema algébrico de equações para o cálculo do fluxo de carga no sistema em regime permanente e essas equações determinam o estado de operação do sistema. A lei de correntes de Kirchhoff (LCK) determina o balanço de potência e se cumpre para cada barra do sistema e a lei de tensões de Kirchhoff (LTK) determina o balanço das diferenças de potencial elétrico e se cumpre em cada laço fundamental do sistema (em um sistema elétrico de distribuição radial, cada ramo fechado forma um laço fundamental pela conexão de cada barra do sistema à terra por meio das cargas nessa barra).

O sistema algébrico resultante da aplicação das leis de Kirchhoff pode ser linear ou não linear, dependendo da modelagem adotada. Em uma modelagem AC, as equações de fluxo de carga são originalmente não lineares e o sistema algébrico é composto por um número elevado e compatível de equações e incógnitas. Um sistema não linear dessa natureza não tem solução analítica e pode ser resolvido através de métodos iterativos. Na literatura, as equações não lineares de fluxo de carga em sistemas elétricos são resolvidas através de métodos iterativos, como os de Gauss-Seidel e de Newton-Raphson. No caso específico de sistemas elétricos de distribuição radiais, os resultados relativos ao estado operacional do sistema elétrico podem ser obtidos eficientemente através de algoritmos iterativos de cálculo de fluxo de carga próprios para sistemas radiais, como os algoritmos de Shirmohammadi e de Céspedes (CÉSPEDES 1990; SHIRMOHAMMADI, 1988). Esses algoritmos são baseados em um método de varredura direta e reversa (denominado *backward-forward*) que explora a topologia radial do sistema energizado. A vantagem desses algoritmos para o cálculo do fluxo de carga em sistemas de distribuição radiais é que são simples, eficientes e robustos, pois demandam baixo tempo de processamento computacional e apresentam resultados aproximados satisfatórios sem problemas de divergência ao longo das iterações. Nos problemas de planejamento operacional de sistemas de distribuição radiais, os algoritmos de Shirmohammadi e de Céspedes são amplamente utilizados para o cálculo do fluxo de carga. Esses algoritmos são necessários no PRSD e oneram significativamente o processo de resolução apenas quando são executados um número expressivo de vezes.

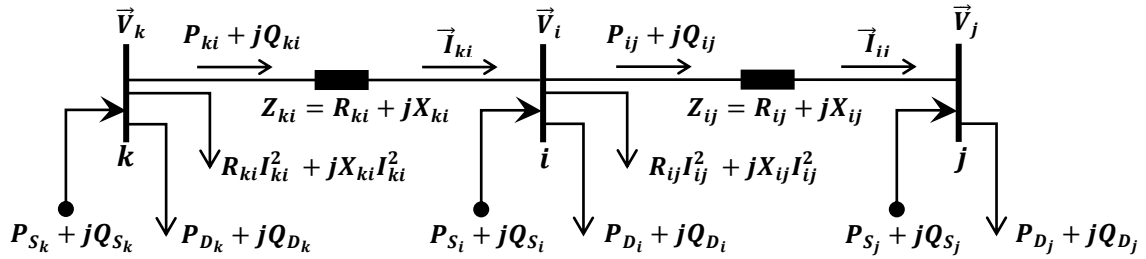
Os métodos de resolução de problemas de reconfiguração de sistemas elétricos de distribuição baseadas em métodos heurísticos propostos na literatura possuem necessariamente duas fases distintas e complementares: na primeira fase, busca-se a

factibilidade topológica, isto é, resolve-se o problema de propor topologias válidas e, na segunda fase, faz-se a análise da viabilidade operacional do conjunto de topologias propostas. Adicionalmente, dependendo da proposta de otimização, nessa segunda fase, faz-se também a análise e o *ranking* da qualidade das soluções obtidas. Assim, é necessário executar um algoritmo iterativo de cálculo de fluxo de carga sempre que for necessário avaliar a factibilidade operacional de uma proposta de configuração topológica e/ou avaliar a qualidade dessa proposta. Essas fases se alternam durante todo o processo de resolução do problema de reconfiguração, com maior ou menor frequência, dependendo da estratégia adotada. Em geral, o problema de fluxo de carga é resolvido muitas vezes e representa a maior parcela do tempo de resolução demandado nos problemas de reconfiguração. Por essa razão, o método de cálculo de fluxo de carga escolhido para complementar um método heurístico de resolução de um problema de reconfiguração, como o PRSD, precisa ser adequado e eficiente para não onerar o tempo de resolução do problema e para representar seguramente o estado operacional do sistema elétrico.

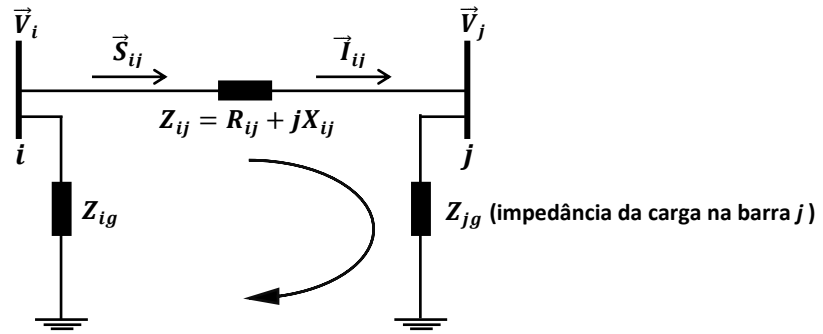
Nos modelos matemáticos de reconfiguração topológica propostos neste trabalho e em outros trabalhos correlatos apresentados na literatura (por exemplo, para a minimização de perdas elétricas no sistema operando em estado normal), o processo de resolução ocorre em fase única. Na modelagem matemática do problema, é possível representar adequadamente as restrições topológicas, as leis de Kirchhoff (e, portanto, calcular o estado de operação do sistema elétrico) e é possível também representar as restrições de factibilidade operacional. Assim, o modelo pode garantir que toda solução viável, inclusive a solução ótima, deve satisfazer, simultaneamente, às restrições topológicas, às leis de Kirchhoff formuladas e às restrições operacionais do sistema elétrico consideradas no problema.

Na **Figura 4**, ilustra-se simplificadaamente a aplicação das duas leis de Kirchhoff em um sistema elétrico de distribuição radial operando em estado normal. A modelagem do problema de fluxo de carga apresentada é normalmente usada em modelos matemáticos de planejamento operacional de sistemas de distribuição de energia elétrica radiais. Nessa modelagem, algumas condições especiais são estabelecidas. Assume-se que: **(i)** a carga é modelada como demandas de potências ativa e reativa constantes (as barras de carga são barras do tipo PQ); **(ii)** o sistema é balanceado e representado pelo seu equivalente monofásico; e **(iii)** as perdas de potência ativa e de potência reativa no ramo entre as barras i e j são concentradas na barra i , considerando que a barra i está a montante da barra j e mais próxima da subestação.

Figura 4 - Ilustração da aplicação das leis de Kirchhoff em um sistema elétrico de distribuição radial operando em estado normal



Aplicação da lei de correntes de Kirchhoff



Aplicação da lei de tensões de Kirchhoff

Fonte: Elaboração da autora

Na **Figura 4**, a relação $R_{ij}I_{ij}^2 + jX_{ij}I_{ij}^2$ representa as perdas elétricas no ramo $i - j$, as quais são concentradas na barra i ; $\vec{S}_{ij} = P_{ij} + jQ_{ij}$ e $\vec{I}_{ij}$ representam, nessa ordem, os fluxos de potência aparente e de corrente elétrica no ramo $i - j$ e $Z_{ij} = R_{ij} + jX_{ij}$ representa a impedância do ramo; Z_{ig} é a impedância da carga na barra i ; a relação $P_{D_i} + jQ_{D_i}$ e a relação $P_{S_i} + jQ_{S_i}$ representam, respectivamente, a demanda de potência na barra i e a geração de potência na barra i ; $\vec{V}_i$ representa a tensão elétrica na barra i .

Os principais assuntos relacionados à resolução do PRSD na literatura foram abordados nesta seção. Na seção seguinte é apresentada a revisão das técnicas de otimização aplicadas à resolução deste problema.

2.2 REVISÃO DAS TÉCNICAS DE OTIMIZAÇÃO EMPREGADAS NA RESOLUÇÃO DO PRSD NA LITERATURA

Nesta seção, apresenta-se brevemente a revisão das técnicas de otimização normalmente empregadas na resolução do problema de restauração em sistemas elétricos de distribuição radiais. O objetivo é contextualizar a otimização do PRSD e posteriormente apresentar a revisão dos métodos desenvolvidos usando essas técnicas. O problema tem sido resolvido por técnicas heurísticas, técnicas meta-heurísticas, técnicas inspiradas em organismos inteligentes e técnicas de programação matemática.

Os primeiros métodos desenvolvidos para a resolução do PRSD foram apresentados na década de 1980 e foram propostos com o objetivo de auxiliar o operador do sistema de distribuição na tomada de decisões especialmente em casos críticos de falta permanente. Nesses casos mais críticos, obter soluções viáveis de qualidade sem o auxílio de ferramentas computacionais representava um problema mais difícil de ser resolvido, mesmo para operadores experientes. As primeiras propostas apresentadas na década de 1980 foram técnicas heurísticas normalmente baseadas nos próprios procedimentos adotados pelos operadores dos centros de controle da distribuição. O objetivo dessas propostas era simular as ações de controle normalmente adotadas por esses operadores. Outras propostas foram baseadas também em características específicas do problema e do sistema elétrico. Essas estratégias de resolução permitem a redução do espaço de busca de solução e permitem especializar a busca por soluções intuitivamente melhores. Como os recursos computacionais nessa época eram ainda muito limitados comparados ao padrão atual, esse tipo de estratégia se mostrou muito válida. As técnicas heurísticas empregadas eram relativamente simples, dessa forma, o PRSD podia ser resolvido eficientemente pelos métodos propostos com baixo custo de processamento computacional. Em contrapartida, a eficiência dessas técnicas heurísticas permitia encontrar apenas soluções de boa qualidade. Dentre as técnicas heurísticas inicialmente aplicadas ao PRSD, mencionam-se os algoritmos construtivos e os sistemas especialistas (HSU et al., 1992; LIU et al., 1988; MORELATO; MONTICELLI, 1989; SHIRMOHAMMADI, 1992).

As meta-heurísticas, que são técnicas heurísticas modernas e mais robustas, começaram a ser utilizadas na década de 1990. O surgimento dessas técnicas permitiu desenvolver métodos muito eficientes na exploração do espaço de busca de problemas complexos principalmente através de estratégias de busca em vizinhança. Desde então, o

PRSD passou a ser um problema de otimização satisfatoriamente resolvido por diferentes meta-heurísticas e essas técnicas são as mais empregadas até a atualidade na resolução de problemas de reconfiguração. Dentre elas, mencionam-se o algoritmo genético, *tabu search*, *simulated annealing*, GRASP (*Greedy Randomized Adaptive Search Procedure*) e VNS (*Variable Neighborhood Search*). Essas novas técnicas heurísticas permitem encontrar soluções de melhor qualidade que as técnicas heurísticas simples (porque possuem mecanismos de vizinhança mais sofisticados, assim como o controle do critério de parada) e também com baixo custo de processamento computacional. São inúmeros os trabalhos baseados em meta-heurísticas que desenvolveram algoritmos especializados para a resolução do PRSD, acompanhando o desenvolvimento tecnológico dos computadores e da própria rede elétrica de distribuição. Dentre as propostas baseadas em meta-heurísticas, estão métodos que resolvem o problema de restauração tradicional, o problema de restauração no contexto das *smart grids* e também o problema de restauração com geração distribuída (GARCIA, 2005; KUMAR et al., 2006; LAMBERT-TORRES et al., 2009; PEREIRA JUNIOR et al., 2012; TOUNE et al., 2002; WATANABE; NODU, 2004).

As redes neurais artificiais (RNA) são técnicas heurísticas amplamente usadas na literatura para resolução de problemas relacionados ao sistema elétrico de potência e, particularmente, ao sistema de distribuição. No entanto, existem poucos métodos de resolução do PRSD que utilizam essas técnicas e não há diversidade quanto às arquiteturas utilizadas nesses métodos. A rede neural *Perceptron Multicamadas* é a principal arquitetura usada na resolução do PRSD (HSU; HUANG, 1995; KUMAR; DAS; SHARMA, 2011). As RNA são técnicas heurísticas inspiradas em organismos inteligentes. Elas são projetadas para simular o processo de aprendizagem em seres biológicos para a solução de problemas em tempo real. A característica de ser projetada para resolver problemas em tempo real é muito interessante para a resolução do PRSD, pois pode permitir a elaboração instantânea de planos de restabelecimento. Os primeiros métodos baseados em RNA propostos na literatura para esse problema foram motivados por essa característica especial. No entanto, de um modo geral, as RNA possuem muitas limitações e requerem projetos bem elaborados para que tenham bom desempenho e sejam eficientes na obtenção de soluções adequadas. A elaboração de um projeto eficiente depende, por exemplo, da estrutura neural implementada, da correta calibração de seus parâmetros de controle e da boa representatividade dos padrões de treinamento usados para o aprendizado da rede neural.

As técnicas heurísticas são muito importantes na resolução de problemas complexos, principalmente quando esses problemas não podem ser resolvidos (ou não podem ser resolvidos eficientemente) por técnicas exatas. A grande vantagem das técnicas heurísticas é que elas geralmente encontram soluções de qualidade com tempos de processamento computacional significativamente baixos e não exigem a modelagem matemática completa do problema (a representação matemática explícita dos objetivos, das características e das exigências do problema). Essas técnicas são particularmente usadas nas seguintes situações: **(a)** quando soluções de boa qualidade são suficientes para resolver o problema, dispensando a necessidade da solução exata; **(b)** quando é impossível ou inviável utilizar um método exato de otimização porque o problema não pode ser modelado matematicamente de forma completa ou porque os dados usados são incertos; **(c)** quando a resolução exata do problema naturalmente demanda elevados recursos computacionais, como tempo de processamento e capacidade de armazenamento de dados.

Na literatura, soluções de boa qualidade foram consideradas suficientes para resolver os problemas de reconfiguração de sistemas de distribuição (sobretudo, o PRSD que, além de ser um problema combinatório de difícil solução, exige solução em tempo real em casos de contingências) e havia o entendimento de que a resolução por técnicas de otimização clássica demandaria um esforço computacional elevado e/ou proibitivo, dependendo do porte e das características do sistema elétrico e, por isso, seria inadequado resolvê-los de forma exata. Assim, esses problemas foram resolvidos principalmente por técnicas heurísticas. Propostas de otimização exata para esses problemas de reconfiguração são mais recentes na literatura e o crescente avanço tecnológico dos computadores tem viabilizado o desenvolvimento de métodos exatos para a otimização desses problemas.

Até 2012 inexistiam modelos matemáticos completos propostos na literatura para a otimização de problemas de reconfiguração topológica de sistemas elétricos de distribuição radiais. A principal problemática foi a dificuldade de representar eficientemente a restrição de radialidade através de relações algébricas. Uma proposta eficiente de representação da restrição de radialidade foi apresentada na literatura em Lavorato et al (2012), para a reconfiguração ótima de sistemas de distribuição radiais em estado normal de operação. As relações algébricas apresentadas nessa proposta são simples e eficientes para garantir o cumprimento da restrição de radialidade e a conectividade do sistema elétrico. Essa proposta trouxe grande contribuição para o desenvolvimento de modelos matemáticos para otimização de problemas correlacionados, como o problema da expansão de sistemas de distribuição e o

PRSD. Assim, as primeiras propostas de modelagem matemática completa para a resolução exata do problema de restauração em sistemas de distribuição que operam com topologia radial foram apresentadas na literatura a partir de 2014 (ROMERO et al, 2016; SOUZA, 2014; SOUZA; LEÃO; ROMERO, 2014; SOUZA; ROMERO, 2016; SOUZA; ROMERO; FRANCO, 2018). Nesses modelos matemáticos, a restrição de radialidade é adaptada para o PRSD e as relações de conectividade são relaxadas para permitir corte de carga no sistema.

Embora os modelos matemáticos propostos na literatura para a otimização desses problemas de reconfiguração sejam eficientes em determinados sistemas elétricos, eles podem demandar elevado tempo de processamento computacional para a resolução desses problemas em sistemas de grande porte. Dessa forma, estratégias especializadas devem ser incorporadas para que o tempo de resolução não seja proibitivo. No planejamento operacional em contexto de não urgência, esse não é um problema crítico, embora seja indesejado. No entanto, para a resolução do PRSD, apresentar soluções em tempo satisfatório à condição de urgência é primordial. Assim, especialmente no caso de resolução do PRSD, os modelos matemáticos de reconfiguração devem ser formulados de modo a diminuir adequadamente os custos de processamento computacional na resolução do problema em casos de falta permanente em sistemas elétricos de grande porte. Além disso, esses modelos estão propostos para sistemas tradicionais e deve-se considerar que sistemas modernos ampliam a complexidade de resolução dos problemas de reconfiguração pela adição de novas variáveis representativas dos novos componentes instalados na rede, pela adição de novas restrições correspondentes à dinâmica de operação desses novos componentes e que algumas dessas novas tecnologias inserem mudanças no paradigma de operação radial dos sistemas de distribuição. A vantagem de otimizar o PRSD através de modelos matemáticos completos é a obtenção de soluções ótimas. Assim, deve-se investir para que essas soluções sejam obtidas também em tempo adequado, para que a resolução exata seja competitiva na prática.

2.3 REVISÃO DOS MÉTODOS PROPOSTOS NA LITERATURA PARA A RESOLUÇÃO DO PRSD

Nesta seção, apresenta-se a revisão dos métodos de resolução do PRSD propostos na literatura. A revisão aborda a resolução do problema de reconfiguração e a resolução do problema de sequenciamento de operações de chaveamento (integrada ao método de reconfiguração ou independente do método).

Os métodos que resolvem esses problemas estão baseados principalmente em técnicas heurísticas, como algoritmos heurísticos simples, meta-heurísticas e redes neurais artificiais. Encontram-se poucos trabalhos na literatura que resolvem o PRSD utilizando técnicas exatas de otimização. O objetivo dos métodos de otimização no setor de distribuição de energia elétrica é automatizar os processos, servindo como ferramentas de alto desempenho para supervisão do sistema e para o auxílio à tomada de decisões por parte dos operadores dos centros de controle da distribuição. Esses métodos buscam resolver problemas complexos de difícil resolução e de difícil análise sem o suporte computacional e, assim, são extremamente úteis para auxiliar os operadores nos procedimentos de diagnóstico, de ações corretivas e de controle e também de planejamento operacional.

Os problemas de reconfiguração restaurativa em sistemas elétricos de distribuição radiais são amplamente resolvidos na literatura, no entanto, os métodos de resolução propostos normalmente apresentam configurações operacionais otimizadas sem resolver o problema de sequenciamento das operações de chaveamento indicadas para estabelecer essas configurações. Sendo assim, encontram-se inúmeros trabalhos que resolvem eficientemente os problemas de reconfiguração do sistema em estado restaurativo e encontram-se poucos trabalhos que resolvem o problema de sequenciamento integrado ao método de reconfiguração ou que resolvem o problema de sequenciamento independente do método de reconfiguração e como um problema de otimização. A resolução do problema de sequenciamento pode consistir em estabelecer uma sequência factível para as operações de chaveamento à medida que se determina a própria reconfiguração ou em estabelecer uma sequência factível para as operações de chaveamento indicadas em uma proposta de reconfiguração já determinada.

Usando técnicas heurísticas, principalmente as meta-heurísticas, encontram-se inúmeras propostas que resolvem problemas de reconfiguração restaurativa em sistemas de distribuição tradicionais e em sistemas modernos com penetração de geração distribuída e/ou com tecnologias de redes inteligentes e, dentre essas propostas, existem testes realizados com sistemas reais e/ou de grande porte com resultados satisfatórios. As meta-heurísticas *simulated annealing*, *tabu search*, GRASP e o algoritmo genético são exemplos de técnicas heurísticas empregadas na resolução desses problemas de reconfiguração. Outros exemplos são as redes neurais artificiais com aprendizagem supervisionada, como a rede neural *perceptron* multicamadas, os sistemas especialistas baseados em experiências e

conhecimentos práticos de operadores do centro de controle do sistema de distribuição e algoritmos heurísticos construtivos.

Os métodos propostos em Liu et al. (1988), Morelato e Monticelli (1989) e Hsu et al. (1992) estão baseados em regras que extraem informações sobre o problema e, por meio de inferências, direcionam o processo de resolução a regiões mais promissoras do espaço de busca de solução do problema. Esses métodos estão projetados para simular o conhecimento e as decisões normalmente efetuadas por especialistas humanos na resolução do problema de restauração, baseados em suas experiências pessoais e/ou na compreensão que eles têm sobre as particularidades do problema.

Em Liu, Lee e Venkata (1988), apresenta-se um sistema especialista para problemas de reconfiguração de sistemas de distribuição radiais para restauração e para a minimização de perdas no sistema em condições normais de operação. As regras propostas para a resolução do problema de restauração norteiam três abordagens hierárquicas baseadas na capacidade de reserva dos alimentadores e no atendimento às restrições operacionais do sistema elétrico. Essas regras pertencem ao bloco funcional “*Restoration Planner*”. Primeiramente ocorre a tentativa de restauração de grupos de zonas de carga, depois a restauração individual de zonas de carga caso um grupo não tenha sido restaurado por completo por violar restrições operacionais nos alimentadores de suporte usados e, finalmente, a transferência de carga dos próprios alimentadores de suporte para outros alimentadores adjacentes para tentar restaurar zonas que permaneceram ainda não restauradas no passo anterior, se este for o cenário. Além dessas regras para restauração das cargas, o sistema especialista proposto também possui regras que determinam a sequência de operações de chaveamento para a configuração topológica proposta pela solução encontrada. A ordem de operações é proposta conforme cada cenário de falta e é, consecutivamente, a seguinte: o isolamento da falta, o religamento do disjuntor (se possível), a transferência de carga (caso tenha sido proposta) e a restauração de grupos de zonas e/ou de zonas individuais. O método considerou a disponibilidade de dados dos alimentadores primários, a informação do estado das chaves e as condições de carregamento da rede por meio do sistema de gerenciamento SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*), em tempo real.

Em Morelato e Monticelli (1989), estão propostas técnicas heurísticas que resolvem o problema de reconfiguração de sistemas de distribuição radiais em diversos contextos operacionais. A estratégia envolve a busca de soluções em uma árvore de decisão binária usando um algoritmo convencional de busca em profundidade. No entanto, nas estratégias de

ramificação e sondagem são incorporados conhecimentos práticos sobre o problema. Nesse processo, busca-se eliminar soluções não promissoras e, assim, reduzir o número de soluções candidatas. Explorar exaustivamente toda a árvore binária, seguindo formalmente o algoritmo de busca, pode ser um processo muito oneroso ou inviável, dependendo da dimensão ou nível da árvore binária. No entanto, ao provocar a poda da árvore por meio dos procedimentos lógicos incorporados no algoritmo de busca, a ramificação que contém a solução ótima do problema pode ser eliminada. Portanto, o objetivo do método proposto pelos autores é encontrar soluções factíveis de boa qualidade. A proposta dos autores pode ser classificada na otimização matemática como um algoritmo *branch and bound* básico guiado por heurísticas que acomodam procedimentos lógicos baseados na experiência do operador do sistema. Este método heurístico formula várias soluções e, à medida que completa a composição de uma solução candidata (ao completar cada ramificação da árvore), testa a sua factibilidade, avalia a sua qualidade em termos de função objetivo e vai atualizando a solução incumbente para apresentá-la no final do processo de ramificação (após percorrer toda a árvore resultante da poda). Na solução final, apresenta-se o estado das chaves na proposta de reconfiguração do sistema. Os autores resolvem o problema definindo como proposta de restauração a minimização do desequilíbrio de carregamento entre os alimentadores principais do sistema através de um índice de balanceamento de carga, *LBI* (do inglês *Load Balancing Index*). Os dados da rede elétrica que compõem a resolução deste problema são as cargas de cada seção, os limites de carregamento dos alimentadores primários e a configuração do sistema após o isolamento da falta. Nesse problema, as equações de fluxo de carga estão relaxadas e o problema não está sujeito a todas as restrições físicas e operacionais do sistema elétrico de distribuição.

Em Hsu et al. (1992), apresenta-se um método de restauração baseado em um conjunto de regras heurísticas elaboradas a partir de experiências de operadores do sistema de distribuição de uma companhia chinesa. O método está composto por três sub-rotinas, através das quais se identifica o local da falta e estima-se a demanda de consumo para todo o período restaurativo, identificam-se as áreas desatendidas e os alimentadores adjacentes, busca-se conhecer a margem de reserva desses alimentadores, inicia-se a tentativa de restauração e apresenta-se a solução proposta. Para a resolução do problema, conhece-se apenas o carregamento dos alimentadores disponíveis, sendo necessário estimar as cargas para as seções de cada alimentador. A transferência de cargas desenergizadas para alimentadores vizinhos depende da capacidade de reserva desses alimentadores. A tentativa inicial de

restabelecimento é transferir todas as cargas desenergizadas para o alimentador de suporte principal. Se isso não for possível, então são realizadas inúmeras tentativas de restauração por meio da transferência de cargas também para os alimentadores adjacentes identificados. Essas tentativas consistem em transferir cargas menores para alimentadores adjacentes para que seja possível o restabelecimento factível da maior carga possível pelo alimentador de suporte principal e visam minimizar, implicitamente, o número de operações de chaveamento para alterar minimamente a topologia inicial do sistema e evitar muitos deslocamentos para essas operações. Posteriormente, em Hsu e Huang (1995), apresenta-se uma rede neural artificial para esse mesmo problema.

Em Shirmohammadi (1992), resolve-se o problema de restauração em sistemas de distribuição radiais após o isolamento do setor em falta permanente, considerando todos os demais nós e ramos não diretamente indisponibilizados. O método proposto consiste em um algoritmo heurístico construtivo que gera iterativamente uma proposta de solução. Na resolução do problema, o método proposto torna a rede malhada fechando todas as chaves de interconexão normalmente abertas e, através dos resultados de um algoritmo de fluxo de carga para redes malhadas, qualifica as chaves quanto ao fluxo de potência nos ramos onde essas chaves estão alocadas. Assim, em cada malha, as chaves que representam menores fluxos são abertas. O procedimento de abertura das chaves em cada malha é repetido até que a rede obtenha novamente uma topologia radial. Com isso, intenta-se implicitamente minimizar o número de operações de chaveamento na proposta de restauração. Para garantir que determinados nós não sejam isolados no processo de restauração, no decorrer do processo a abertura de determinadas chaves no método obriga o fechamento definitivo de outras chaves. Este método heurístico se diferencia de outros métodos heurísticos porque sua convergência não depende do estado inicial das chaves do sistema ou de configurações iniciais propostas. Na solução final, apresentam-se as chaves que deverão ser operadas.

Os seguintes procedimentos são comuns na implementação de meta-heurísticas para a otimização de processos: a codificação eficiente do problema, a composição da solução inicial ou do conjunto de soluções iniciais, a definição da estrutura de vizinhança mais adequada ao problema, a adoção de parâmetros de controle do algoritmo que permitam maior eficiência na resolução do problema e procedimentos que permitam avaliar a factibilidade e a qualidade das soluções propostas e tratar/eliminar infactibilidades, caso soluções infactíveis sejam geradas. Os parâmetros de controle são sensíveis aos mais diferentes tipos de problemas e precisam ser devidamente ajustados para aumentar as garantias de convergência para soluções de melhor

qualidade. O ajuste costuma ser empírico. A solução inicial pode ser gerada aleatoriamente ou por heurísticas eficientes como os algoritmos heurísticos construtivos gulosos (tais como os de árvore geradora mínima). Soluções iniciais geradas aleatoriamente são mais fáceis de implementar e mais rápidas para composição, no entanto, esse processo aleatório pode gerar soluções infactíveis e exigir maior esforço computacional para que as infactibilidades sejam tratadas/eliminadas ou pode gerar soluções de má qualidade e também onerar o processo de resolução ou conduzir a busca por regiões menos atraentes do espaço de busca. Adicionalmente, nem todas as meta-heurísticas possuem capacidade ou são eficientes para escapar de ótimos locais.

Em Pereira Junior et. al (2012), propõe-se uma meta-heurística de busca tabu para otimização do problema de restauração em sistemas de distribuição radiais com o objetivo de minimizar o corte de carga e minimizar o número de operações de chaveamento necessárias para o restabelecimento. Esses dois critérios estão hierarquizados na função objetivo de modo que a minimização do corte de carga seja o critério prioritário. A ideia fundamental na formulação do critério secundário é provocar a menor modificação possível na topologia inicial do sistema e, assim, reduzir custos operacionais decorrentes dessas operações. Soluções infactíveis são penalizadas na função objetivo para que sejam menos interessantes como proposta final e sejam potencialmente descartadas durante o processo de solução. Essa estratégia é comumente usada para contornar infactibilidades sem necessidade de apresentar estratégias específicas para esse fim. Na codificação do problema, seções de carga que permaneceram energizadas após a falta, denominadas seções fonte, são identificadas como candidatas a reconectar as seções desenergizadas. Assim, em um vetor de decisão, listam-se as seções desenergizadas pela interrupção e em outro vetor listam-se as seções candidatas a reenergizá-las. Nessa codificação, existe a possibilidade de decidir que determinadas seções permaneçam desligadas. A estrutura de vizinhança consiste em alterar a seção fonte para cada seção desenergizada ou em determinar o seu desligamento na proposta de reconfiguração. A convergência ocorre após um número máximo de iterações especificado ou se o valor da solução incumbente não muda durante uma determinada quantidade de iterações. Os testes realizados apresentaram resultados que evidenciam que o algoritmo desenvolvido é eficiente para não permitir que seções desenergizadas sejam restabelecidas se elas provocam a violação de restrições do problema. A confiabilidade nos resultados e a eficiência computacional em termos de tempo de processamento foram atribuídas pelos autores à codificação adotada. No entanto, essa codificação não permite a transferência de cargas inicialmente energizadas entre

alimentadores energizados para aliviar o carregamento de alimentadores adjacentes à região desenergizada e, assim, permitir maior restabelecimento de cargas.

Em Garcia (2005), a proposta de restauração do sistema de distribuição radial é multi-objetivo e está formulada para minimizar a potência não fornecida e minimizar o número de operações de chaveamento no sistema. A técnica de Pareto é incorporada no método para resolver o problema multi-objetivo. A rede elétrica é representada por um grafo e é simplificada em blocos de carga que reúnem nós consumidores sem possibilidade de seccionamento entre si (blocos cuja estrutura de ligação de seus nós internos não pode ser alterada). Inicialmente, realiza-se um pré-processamento que identifica as regiões desenergizadas e um algoritmo de cálculo de fluxo de carga é executado para fornecer informações sobre os fluxos e sobre a capacidade de reserva dos alimentadores de suporte. Apesar do sistema elétrico estar organizado em seções de carga, para os cálculos do fluxo de carga, considera-se o sistema completo. São propostos dois algoritmos. Um algoritmo construtivo baseado em árvores geradoras mínimas é usado para gerar um conjunto de soluções factíveis e outro algoritmo faz a busca em vizinhança. Em todo o processo apenas as soluções factíveis não dominadas são mantidas. No algoritmo de busca em vizinhança, estão propostos dois mecanismos diferentes para percorrer a árvore de decisão que representa a rede elétrica e cada um está dedicado a um critério de otimização. Essa estratégia permite maior diversidade de soluções, portanto, representa melhor o espaço de busca multi-objetivo. Na busca local com critério multiobjetivo, escolhem-se todas as soluções vizinhas não dominadas para serem avaliadas e aquelas que são não dominadas em relação a um conjunto melhorado de soluções não dominadas são incluídas nesse conjunto e o conjunto é atualizado, formando a nova aproximação da fronteira ótima de Pareto. Para tornar esse processo menos oneroso, essa avaliação é feita a partir de um subconjunto com soluções representativas do conjunto total, gerado após aplicação de uma técnica de redução por agrupamento. A busca em vizinhança considera iterativamente esse conjunto melhorado e atualizado. Uma meta-heurística baseada em busca tabu e outra baseada em um algoritmo evolutivo são propostas no trabalho para a otimização desse problema. Cada meta-heurística guia esse processo de solução a partir dos seus próprios parâmetros de controle e mecanismos de seleção, de gerenciamento da busca em vizinhança e de avaliação das funções objetivo e de convergência. O conjunto de soluções propostas define o estado final das chaves em cada configuração gerada. Os métodos foram testados separadamente para cinco diferentes sistemas de distribuição de portes variados e o desempenho das duas meta-heurísticas foi comparado

quanto à eficiência na resolução do problema e quanto ao tempo computacional requerido para resolução. A meta-heurística de busca tabu ficou melhor qualificada que o algoritmo evolutivo.

Em Mathias Neto (2011), o problema de restauração em sistemas de distribuição radiais também é resolvido como um problema multi-objetivo. Nesse trabalho, propõe-se um método baseado na meta-heurística GRASP (*Greed Randomized Adaptive Search Procedure*) para a minimização do número de consumidores em seções de carga desenergizadas e para a minimização do número de operações de chaveamento. Na fase construtiva do algoritmo GRASP, considera-se apenas o primeiro critério de otimização formulado e o segundo objetivo formulado é considerado na fase de melhoria local. No processo de composição das soluções iniciais na fase construtiva, seções desenergizadas que causam sobrecargas no sistema são descartadas. Usando o parâmetro de gula do algoritmo, são geradas soluções iniciais de boa qualidade. Nessa fase, se o sistema é completamente restabelecido, o algoritmo não passa pela fase de busca local. A estrutura de vizinhança adotada consiste na troca de estado entre dois dispositivos de chaveamento sem permitir que seções que se mantiveram energizadas após a falta sejam desenergizadas na configuração final. No método, considera-se a existência de geradores distribuídos e esses geradores também podem participar do processo de restauração. A decisão para esses geradores consiste em definir se eles devem operar conectados à rede (contribuindo no atendimento às cargas), desligados (caso violem requisitos operacionais) ou ilhados em microrrede (operando separados da parcela atendida pelo conjunto de subestações). A técnica de Pareto é usada no processo de otimização do problema e, no final do processo, as melhores soluções factíveis não dominadas formam o conjunto de soluções ótimas da fronteira de Pareto. Esse conjunto é de tamanho variável ao longo das iterações e a qualidade das soluções obtidas é diretamente influenciada pela solução inicial gerada na fase de construção. O critério de parada avalia se foi esgotado o número máximo de iterações ou se foi esgotado o tempo limite de processamento estabelecidos no algoritmo. Um sistema de distribuição real de grande porte foi usado para a validação do método proposto. Nos testes, o problema de restauração foi resolvido de forma tradicional (sem geração distribuída), com geração distribuída e também considerando a existência de consumidores preferenciais. O problema foi resolvido com bom desempenho computacional ao apresentar conjuntos de soluções de boa qualidade com poucas iterações ou exigindo pouco tempo de processamento.

Em Lambert-Torres et al. (2009), apresenta-se um método de resolução do problema de restauração em sistemas de distribuição radiais baseado na meta-heurística *Particle Swarm Optimization* (PSO) usando uma estratégia semelhante à estratégia proposta em Shirmohammadi (1992). O método consiste em fechar todas as chaves de interconexão normalmente abertas, formando um sistema malhado e, em cada malha, pelo menos uma chave deve ser aberta para gerar uma topologia radial. A otimização do problema consiste em minimizar a potência não fornecida e minimizar o número de operações de chaveamento. No método proposto, está formulada uma estratégia dedicada para contornar infactibilidades em propostas de soluções geradas. Essa estratégia trata a ocorrência de sobrecargas nas linhas do sistema e consiste em tentar, iterativamente, remover as sobrecargas através da abertura de chaves normalmente fechadas. Para a verificação de sobrecargas nas linhas do sistema, um algoritmo de cálculo de fluxo de carga é executado. As equações de fluxo de carga estão relaxadas para não calcular as perdas de energia. Esse critério é adotado para que a execução desse algoritmo não onere muito o tempo de resolução do problema.

Em Kumar, Das e Sharma (2006), propõe-se um método para o problema de restauração em sistemas de distribuição radiais baseado em um algoritmo genético convencional. Os autores incorporam mecanismos que aceleram o processo de restauração a partir de características do problema. O problema é resolvido em ocorrência de faltas simples e de faltas múltiplas na rede. A otimização consiste em minimizar a área desatendida considerando consumidores prioritários, em minimizar o número de operações de chaveamento considerando a existência de chaves controladas remotamente e de chaves controladas localmente e em minimizar as perdas nas linhas. A função *fitness* é definida como a soma ponderada dos termos que representam a formulação matemática desses critérios. Nessa função, penaliza-se a violação de restrições de tensão e de corrente. Nessa proposta, prioriza-se a restauração por meio de chaves controladas remotamente com o objetivo de reduzir o tempo necessário para o restabelecimento do sistema.

Em Watanabe e Nodu (2004), também é proposto um algoritmo genético para resolver o problema de restauração em sistemas de distribuição radiais. O método proposto é composto por duas fases. Na primeira fase, gera-se um conjunto de configurações com topologia radial. Na segunda fase, define-se a sequência de operações de chaveamento que minimiza a energia não fornecida para cada configuração proposta na fase anterior e retorna-se o valor *fitness* calculado. Nesse método, todas as manipulações do algoritmo produzem configurações factíveis, tanto na geração de soluções iniciais quanto após a ação dos operadores genéticos de

recombinação e de *mutação*. A população inicial é gerada pelo algoritmo de Kruskal, que encontra uma árvore geradora mínima. O operador de *recombinação* gera descendentes recombinaando a codificação genética dos pais, preservando as arestas construídas pela árvore geradora mínima na população anterior, e o operador de *mutação* faz pequenas alterações nos descendentes gerados, trocando aleatoriamente um ramo fechado por outro aberto na árvore e vice-versa. A sequência de operações de chaveamento no método proposto gera laços durante o processo de transição topológica. As chaves são indicadas aos pares nessa sequência.

Em El-Zonkoly (2012), a proposta de restauração incorpora o efeito conhecido como *cold load pick-up* (CLPU). Esse efeito aparece quando cargas tipicamente intermitentes são reenergizadas após um período prolongado de interrupção do fornecimento de energia elétrica. Cargas intermitentes estão representadas por dispositivos como refrigeradores e aquecedores. Esse efeito é maior em sistemas com forte concentração de cargas controladas termostaticamente. Ao reconectar o sistema desenergizado, todas as cargas intermitentes entram em operação simultaneamente e produzem uma demanda de potência adicional no sistema. A proposta do autor é suprir essa demanda adicional com a ajuda de geradores distribuídos. A técnica de otimização usada é a meta-heurística *particle swarm optimization*. O problema é resolvido simulando o desligamento da subestação com a rede de transmissão e, nessa proposta, busca-se identificar em quais barras devem ser instalados geradores distribuídos que permitam reconectar todo o sistema de distribuição considerando o efeito CLPU. Nessa proposta de solução, cada gerador instalado opera em ilhamento com a respectiva parcela atendida, aliviando o atendimento de cargas pelo conjunto de subestações até que o atendimento seja normalizado e as cargas atendidas pelos geradores distribuídos possam ser transferidas novamente para o atendimento pelas subestações.

Em Borges et. al (2016), propõe-se um método de restauração que combina estratégias heurísticas com um modelo matemático que pode ser resolvido por técnicas exatas de otimização. Nesse trabalho, propõe-se um algoritmo heurístico construtivo formulado como um caso especial do problema de fluxo de potência ótimo. O critério de otimização consiste em minimizar o corte de carga. Na modelagem do problema formulado, as variáveis que representam o estado operativo binário das chaves estão modeladas como variáveis contínuas e o problema de programação não linear resultante é resolvido usando o método primal-dual de pontos interiores. A resolução desse problema é usada para complementar a estratégia heurística na resolução do problema de restauração. No algoritmo heurístico construtivo, decide-se pelas operações de chaveamento usando um indicador de sensibilidade calculado

após a resolução do problema de fluxo de potência ótimo referente à solução corrente. Na estratégia implementada, sempre que uma chave é fechada e aparece um laço, então, na sequência, deve-se abrir uma chave nesse laço para recuperar a radialidade do sistema. No final do processo de restauração, todas as barras de carga permanecem energizadas e, se existe necessidade de corte de carga, então essa carga é cortada de forma parcial em algumas barras do sistema. Os autores fazem testes com sistemas de grande porte, como um sistema teste de 476 barras, no entanto, nesse sistema existem apenas 22 chaves alocadas.

Em Sanches et. al (2014), propõe-se uma meta-heurística chamada MEAN-DE (*Multi-objective Evolutionary Algorithm with Node-Dept Encoding* (MEAN) – *Differential Evolution* (DE)) que consiste em um algoritmo evolucionário multi-objetivo com a representação de uma proposta de solução usando o conceito de nó-profundidade e um operador típico do algoritmo de evolução diferencial e que usa tabelas de informação de subpopulações para resolver o problema com múltiplos critérios de otimização. Essas tabelas são usadas para representar e armazenar informações relacionadas com a população corrente que apresenta características específicas sobre as funções objetivo propostas. No problema de restauração multi-objetivo proposto, três critérios são minimizados: o número de consumidores que foram desenergizados após a falta, o número de operações de chaveamento para a reconfiguração e as perdas ativas. Dois operadores genéticos são usados na estratégia de representação nó profundidade, o operador PAO (*Preserve Ancestor Operator*), que preserva o gerador ancestral, e o operador CAO (*Change Ancestor Operator*), que muda o gerador ancestral. Cada operador gera uma nova proposta de solução, sendo que o operador CAO gera uma proposta de solução mais distante da proposta de solução geradora. Entre as vantagens de usar uma proposta de solução usando a notação nó-profundidade, estão as seguintes: (i) a representação nó-profundidade gera sempre uma topologia radial e os operadores genéticos aplicados a essa forma de representação também geram sempre topologias radiais, (ii) as topologias radiais são geradas mais rapidamente que outras propostas, (iii) a topologia radial gerada tem a numeração adequada para a aplicação do algoritmo de fluxo de carga radial de varredura, isto é, não existe necessidade de renumeração da topologia radial representada pela proposta de solução gerada. A principal contribuição do artigo é a proposta de incorporar a mutação diferencial (existente na meta-heurística evolução diferencial) na resolução do problema. A meta-heurística híbrida desenvolvida permite fazer testes com sistemas de grande porte, variando de 3.860 a 30.880 barras. Particularmente, o sistema de 30.880 barras tem 4.256 setores, 5.166 chaves (4.072 chaves normalmente fechadas e 1.094 chaves

normalmente abertas), 24 subestações e 184 alimentadores. No trabalho, menciona-se que foram realizados testes com falta no alimentador mais importante e que em todos os casos analisados é possível restaurar toda a demanda desenergizada. O método proposto não permite otimizar problemas de restauração em que não é possível restaurar toda a demanda desenergizada.

Em Hsu e Huang (1995), estão propostos dois métodos baseados em inteligência artificial para a resolução do problema de restauração em um sistema real de distribuição radial. Os dois métodos resolvem o problema em tempo real. Um método está baseado na RNA de aprendizagem supervisionada *perceptron* multicamadas e o outro método está baseado na técnica de reconhecimento de padrões. A arquitetura neural proposta possui duas camadas intermediárias e é treinada usando o algoritmo convencional de retropropagação do erro *back-propagation*. Os sinais de entrada são as cargas dos ramais laterais desenergizados e a capacidade de reserva dos alimentadores de suporte. Os dados de saída são o estado binário das chaves de interconexão normalmente abertas, onde chaves fechadas assumem valor 1 e chaves abertas assumem valor 0. Os autores desenvolveram um procedimento para evitar propostas de solução com sobrecargas nos alimentadores de suporte e para evitar muitas operações de chaveamento indicadas para o restabelecimento das cargas. Esse procedimento está incorporado no peso limiar (função *threshold*) e consiste em atribuir um valor classificatório adaptável ao limiar de ativação, assumindo inicialmente um valor alto, uma vez que chaves são fechadas quando o sinal de saída é maior que o limiar adotado. Os valores de todos os parâmetros usados no treinamento da RNA estão informados. Os resultados obtidos com a RNA treinada mostraram que a arquitetura neural proposta apresentou bom desempenho na resolução do problema, com percentual de aprendizagem satisfatório, além de ser adequada para aplicações reais. O sucesso na aprendizagem supervisionada está relacionado à correta calibração dos parâmetros da rede neural e à boa representatividade dos padrões de treinamento e de teste. A rede neural proposta apresenta uma única solução para o problema. Já o método de reconhecimento de padrões proposto no mesmo trabalho é capaz de apresentar várias soluções factíveis representando diferentes configurações de restabelecimento.

Em Kumar, Das e Sharma (2011), propõe-se também uma RNA de aprendizagem supervisionada *perceptron* multicamadas com apenas uma camada intermediária para resolver o problema de restauração em sistemas de distribuição radiais em tempo real. O algoritmo de treinamento de retropropagação do erro está baseado no algoritmo de aprendizagem de

Levenberg-Marquardt. Os dados de entrada da rede neural são a informação da zona em falta e as cargas ativas e reativas nas barras do sistema organizadas em zonas de carga. Os padrões de treinamento e de validação representando diferentes cenários de carregamento do sistema elétrico foram gerados aleatoriamente e, para cada padrão de carregamento, o local de falta também foi escolhido aleatoriamente. Os padrões de saída que representam a solução desejada para cada sinal de entrada foram obtidos por meio de um algoritmo genético usado para resolver o problema de restauração e fornecer o estado das chaves na solução de restabelecimento proposta. Os parâmetros utilizados nos processos de treinamento da RNA foram obtidos por tentativa e erro até a obtenção de resultados satisfatórios. São apresentados índices percentuais criados para avaliar o desempenho da rede neural. A arquitetura proposta foi treinada apresentando dados ruidosos e não apresentando dados ruidosos para avaliar a plasticidade da rede neural (capacidade de adaptar-se para apresentar soluções corretas). Na fase de testes, verificou-se que não apresentar dados ruidosos à RNA na fase de treinamento aumentou a possibilidade de erro nas respostas calculadas. A possibilidade de erro também foi maior à medida que os padrões de entrada e de saída da RNA aumentaram em decorrência da representação de sistemas de maior porte. Portanto, verificou-se que quanto maior a dimensão do sistema, mais caótica pode ser a aprendizagem da rede neural. Os resultados apresentados pelo método proposto foram satisfatórios e fornecidos em tempo real.

Modelos matemáticos completos foram propostos para a otimização de problemas de reconfiguração de sistemas de distribuição radiais em contexto normal ou restaurativo somente a partir de 2012, especialmente depois que se apresentou em Lavorato et. al (2012) uma forma eficiente de representar a restrição de radialidade desses sistemas através de relações algébricas simples. Nessas propostas, os problemas de reconfiguração são resolvidos exclusivamente por meio desses modelos matemáticos através de técnicas exatas de otimização. Em Franco et. al (2013) e em Romero et. al (2016), os modelos matemáticos são propostos, respectivamente, para minimizar perdas elétricas no sistema em operação normal e para minimizar o corte de carga e as operações de chaveamento no problema de restauração. Em geral, esses modelos matemáticos foram capazes de encontrar soluções ótimas com tempo de resolução competitivo. No entanto, esses modelos tendem a ser onerosos na resolução desses problemas em sistemas de grande porte com expressivo número de chaves alocadas. Sistemas com essas características geram muitas variáveis nos modelos matemáticos de reconfiguração e geram muitas possibilidades de solução, ampliando muito o tempo necessário para a convergência. Porém, é válido ressaltar que esses métodos são propostas

importantes na literatura por apresentarem novos desafios para a otimização desses problemas.

Dois métodos propostos neste trabalho de pesquisa são modelos matemáticos de PCSOIM. Modelos matemáticos com essa formulação foram também propostos para a otimização de outros problemas complexos, como o problema de fluxo de carga radial (JABR, 2006) e o problema de reconfiguração de sistemas radiais para minimização de perdas (JABR, 2012) e se mostraram eficientes. Nos problemas de reconfiguração de sistemas elétricos de distribuição, a formulação cônica de segunda ordem é obtida após operações algébricas sobre a modelagem matemática do conjunto de restrições que representam a operação real do sistema elétrico. Esse conjunto de restrições operacionais formulado sem simplificações resulta em um modelo de programação não linear inteira mista (PNLIM) e o objetivo em se obter a formulação cônica é transformar o modelo matemático original não convexo em um problema de programação convexa. A formulação cônica de segunda ordem inteira mista não é equivalente ao modelo original do problema real, porque esses modelos geram regiões factíveis diferentes, no entanto, ambos podem apresentar a mesma solução ótima, segundo está proposto em Jabr (2006; 2012). Segundo esses trabalhos, a garantia de que a solução ótima global do problema convexo é também a solução ótima do problema não linear está no cumprimento da condição de que a restrição cônica do modelo transformado esteja ativa na solução ótima encontrada e esta condição pode ser facilmente verificada. A vantagem dessa transformação matemática é que os modelos matemáticos de programação cônica de segunda ordem podem ser resolvidos mais facilmente que os respectivos modelos originais de programação não linear.

Em Jabr (2006), apresenta-se uma formulação cônica para o problema de fluxo de carga em sistemas de distribuição radiais. O autor destaca as vantagens de modelar o problema com esta formulação: resolução em tempo polinomial, contorno do mau condicionamento numérico decorrente da alta relação R/X (comum em sistemas de distribuição) e a usabilidade das equações propostas em problemas de otimização de sistemas de distribuição radiais. O autor inicialmente aborda a predominância da resolução do problema de fluxo de carga em sistemas de distribuição radiais por meio de algoritmos iterativos do tipo *forward/backward* a partir da representação do sistema elétrico em árvore enraizada (onde a subestação de distribuição é a raiz) e destaca o método de Céspedes (1990), que utiliza equações biquadráticas que relacionam as magnitudes de tensão nos nós terminais de um ramo com o fluxo de potência nesse ramo. Em Jabr (2006) são apresentados resultados

numéricos para nove diferentes sistemas de distribuição, bem como comparações com o método de Céspedes para o cálculo do fluxo de carga. Este trabalho é uma das primeiras propostas de utilização de modelos de programação cônica de segunda ordem na otimização de problemas relacionados com sistemas de distribuição. Nessa publicação, o autor apresenta um novo modelo matemático para resolver o problema de fluxo de carga radial de um sistema de N barras. O modelo encontrado é um sistema algébrico não linear de $3(N-1)$ equações e incógnitas. Portanto, é um modelo de tamanho maior quando comparado com os métodos tradicionais de fluxo de carga, especialmente com os métodos de varredura. Entretanto, a proposta pode ser considerada válida porque esse modelo pode ser generalizado na formulação de modelos matemáticos de problemas mais complexos relacionados com a otimização da operação ou do planejamento de sistemas de distribuição, tais como os problemas de reconfiguração. A proposta também permite resolver problemas de fluxo de carga radial que não convergem ou são infactíveis. Nesse caso, o modelo proposto informa que o problema de fluxo de carga radial é infactível. Adicionalmente, nesse trabalho aparece a proposta de transformar um modelo de programação não linear em um problema de programação cônica de segunda ordem. A modelagem matemática apresentada garante que na solução ótima as restrições não lineares que foram transformadas em cônicas se encontram ativas e, portanto, o ótimo encontrado para o modelo de programação cônica de segunda ordem também é ótimo para o modelo de programação não linear relacionado com o problema de fluxo de carga radial.

3 **MODELO MATEMÁTICO AC COMPLETO PARA RECONFIGURAÇÃO RESTAURATIVA ÓTIMA EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE DISTRIBUIÇÃO RADIAIS BALANCEADOS: PROPOSTA 1**

Neste capítulo, apresenta-se a primeira proposta do trabalho. Neste trabalho, o problema de restauração em sistemas de distribuição de energia elétrica radiais (PRSD) é resolvido de forma exata através de modelos matemáticos de reconfiguração restaurativa e de sequenciamento de operações de chaveamento. Neste capítulo, um modelo de programação cônica de segunda ordem inteira mista (PCSOIM) é proposto para a otimização do problema de reconfiguração para a definição de configurações ótimas para o estado restaurativo. A definição da sequência de operações de chaveamento deve ocorrer em uma fase posterior à resolução deste modelo matemático.

As restrições fundamentais de um sistema elétrico de distribuição radial estão consideradas no modelo matemático proposto: as duas leis de Kirchhoff estão sendo aplicadas, as demandas de carga estão em termos de potência ativa e de potência reativa, as perdas elétricas estão sendo calculadas nas equações referentes às leis de Kirchhoff e os limites físicos e operacionais que garantem o fornecimento seguro e de qualidade de energia elétrica estão sendo impostos (limite de fluxo de corrente nos ramos, limite de fluxo de potência nos transformadores das subestações e limites dos níveis de tensão fornecidos). Portanto, o modelo matemático é AC completo e representa adequadamente o funcionamento da rede elétrica. Todas as formulações matemáticas são completas e explícitas, por isso este modelo matemático de PCSOIM pode ser resolvido de forma exata através de técnicas clássicas de otimização.

O capítulo está dividido da seguinte forma: na **seção 3.1**, apresenta-se inicialmente a formulação do problema de reconfiguração em contexto restaurativo; na **seção 3.2**, apresenta-se o modelo matemático de PCSOIM para reconfiguração restaurativa proposto neste capítulo; e na **seção 3.3**, apresentam-se os testes realizados e os resultados obtidos com este modelo. Um sistema teste de 53 barras e 61 ramos foi utilizado para os testes e foram simulados 50 cenários de falta: uma falta para cada seção de carga do sistema teste. O sistema teste e os cenários de falta estão descritos na **seção 3.3**.

3.1 FORMULAÇÃO DO PROBLEMA

Nesta seção, apresenta-se a formulação do problema de reconfiguração para restabelecimento do serviço de fornecimento de energia elétrica em sistemas elétricos de distribuição radiais após interrupção permanente.

A proposta de restabelecimento é formulada com dois critérios de otimização, um relacionado à maximização do atendimento às cargas e outro relacionado à minimização de custos de chaveamento. Esses dois critérios são hierarquizados através de somas ponderadas na função objetivo de restabelecimento. Entende-se que a importância de um dos critérios é superior à outra, por isso a função objetivo é hierarquizada e o problema é mono-objetivo. Dessa forma, busca-se encontrar uma única solução ótima, ou soluções ótimas alternativas de mesma qualidade, para o problema. Adicionalmente, estes dois critérios são formulados para atender a condições especiais, tais como prioridade de atendimento a cargas prioritárias e prioridade de operação de chaves com menor custo operacional. Esses critérios especiais devem ser introduzidos de acordo com as características do sistema elétrico e de acordo com os interesses de restauração da equipe de planejamento. A proposta básica de restabelecimento formulada consiste em não distinguir prioridade de restabelecimento entre as cargas e não distinguir prioridade de operação entre as chaves.

O objetivo prioritário é o atendimento máximo às cargas. Nesse contexto, o corte de carga na configuração final deverá ser realizado estritamente quando houver violação de algum requisito operacional. Portanto, quando houver possibilidade de reconectar toda a área desatendida a jusante do local indicado para isolamento, o sistema deverá ser plenamente restabelecido. Na formulação do problema, o corte de uma determinada seção de carga implica que esta seção é completamente desligada do sistema energizado e que sua demanda de carga é completamente desatendida pelo conjunto de subestações de distribuição.

A proposta básica hierarquizada de restabelecimento para a reconfiguração topológica do sistema é maximizar o atendimento às cargas e minimizar o número de chaves operadas para o restabelecimento dessas cargas. Assim, a minimização do número de operações de chaveamento é tratada como um objetivo secundário e a prioridade do otimizador é a minimização da demanda não suprida no sistema elétrico durante o estado restaurativo. A minimização do número de operações de chaveamento nesse contexto tem o objetivo de alterar minimamente a topologia base do sistema (ou a topologia corrente) e, assim,

implicitamente reduzir custos correspondentes ao tempo e ao deslocamento das equipes técnicas para as operações de chaveamento.

Na proposta hierarquizada de restabelecimento com condições especiais, deve ser permitido considerar prioritário o restabelecimento de cargas prioritárias existentes no sistema elétrico e deve ser permitido diferenciar a prioridade de operação de chaves com menores custos operacionais existentes no sistema elétrico (por exemplo, considerar prioritária a operação de chaves controladas remotamente em detrimento da operação de chaves controladas localmente e, dentre chaves controladas localmente, priorizar a operação de chaves alocadas em regiões de mais fácil acesso). Estas condições especiais estão sujeitas às características do sistema elétrico e ao interesse da empresa distribuidora e podem ser facilmente incorporadas no modelo matemático para resolução. Essas prioridades especiais estão representadas por parâmetros individualmente associados a cada chave e a cada seção de carga do sistema, os mesmos parâmetros de ponderação que hierarquizam os critérios de otimização na função objetivo.

Os parâmetros associados às operações de chaveamento podem ser calibrados para simplesmente contabilizar e minimizar o número de operações de chaveamento indicadas para reconfiguração; podem ser calibrados para tornar prioritária a operação de chaves controladas remotamente do centro de controle operacional do sistema elétrico; ou podem ser calibrados para considerar efetivamente os custos operacionais de chaveamento e minimizar estes custos. Se esses parâmetros são definidos como unitários, então os chaveamentos são apenas contabilizados.

No objetivo de minimizar a demanda não suprida, são válidas as seguintes observações em casos em que não é possível restaurar todo o sistema e o otimizador tenha que decidir pelo restabelecimento de determinadas cargas em detrimento de outras: (a) Se não existem cargas definidas como prioritárias para restabelecimento, então demandas maiores possuirão maior prioridade de restabelecimento, dentro da proposta de restabelecimento máximo e factível; (b) Se existem cargas definidas como prioritárias para restabelecimento, então as cargas definidas como mais prioritárias deverão ser preferencialmente restabelecidas, dentro da proposta de restabelecimento máximo e factível. Assim, o custo de não atender a uma determinada demanda de carga é definido pelo seu nível de prioridade e pelo montante de carga demandado.

Uma proposta de configuração factível deve ser radial e deve cumprir os seguintes requisitos físicos e operacionais do sistema elétrico de distribuição: os fluxos de corrente nos

ramos não devem violar o correspondente limite máximo permitido; os fluxos de potência nos transformadores das subestações não devem violar os correspondentes limites máximos permitidos; e os níveis de tensão elétrica fornecidos não devem violar os limites mínimo e máximo permitidos no sistema. Adicionalmente, na formulação matemática do problema, as duas leis de Kirchhoff estão sendo aplicadas, as demandas de carga estão diferenciadas em termos de potência ativa e de potência reativa e as impedâncias dos ramos estão sendo consideradas nas equações referentes às leis de Kirchhoff. Portanto, o modelo matemático proposto representa adequadamente a operação de um sistema elétrico de distribuição radial e, assim, pode garantir a formulação de propostas factíveis para o problema real.

Em estado restaurativo, o sistema elétrico não é considerado na sua integridade para a reconfiguração. Em cada cenário de interrupção permanente, ocorre o isolamento de um determinado setor do sistema. Deve ser isolado para reparo o setor indicado como local de falta permanente ou deve ser isolado o setor indicado para outras finalidades programadas pelo centro de controle e ambos os contextos representam a entrada do sistema elétrico em estado restaurativo. O isolamento implica em abrir as chaves adjacentes ao local indicado e em inalterar o estado de abertura dessas chaves durante todo o estado restaurativo, até o retorno à configuração base. Assim, esses circuitos adjacentes devem ser indisponibilizados para a resolução do problema de reconfiguração e, caso existam seções de carga compreendidas nesse setor, então essas seções não são passíveis de restauração e também devem ser indisponibilizadas para a resolução do problema. Esses elementos são identificados após a indicação do local de isolamento e o número de elementos indisponibilizados varia em cada cenário de interrupção. A indisponibilização deve ocorrer antes da resolução do modelo matemático proposto, portanto, esses elementos são considerados inexistentes para a resolução do problema. Devem ser eliminados do processo de resolução todas as variáveis e todos os parâmetros relacionados a esses ramos e a essas seções de carga. Os demais elementos da rede devem ficar disponíveis para a reconfiguração do sistema. Assim, no problema de reconfiguração restaurativa, é passível de atendimento apenas uma parcela do sistema elétrico, correspondente ao setor não indicado para isolamento, e apenas as chaves alocadas nessa parcela não isolada podem ser usadas para a reconfiguração de restabelecimento. Deve-se notar que quaisquer elementos da rede podem ser indicados para isolamento, pois, em qualquer caso, o procedimento adotado é excluir do problema esses elementos.

Após a resolução do problema, quando o sistema é plenamente restabelecido significa que a parcela restaurável foi completamente reconectada para atendimento e que o setor isolado permaneceu desligado e sem atendimento e quando o restabelecimento não é pleno significa que a parcela passível de atendimento não pôde ser completamente atendida por violação de algum requisito operacional do sistema elétrico ou por ausência de chaves para a reconfiguração e que o setor isolado permaneceu desligado e sem atendimento.

O modelo matemático pode ser aplicado para resolver casos de interrupção com um único setor isolado (como os casos de falta permanente indicada em um único ponto do sistema) ou com mais de um setor isolado (como os casos de faltas permanentes múltiplas, indicadas em diferentes pontos do sistema). Nesses dois contextos, o problema é resolvido com o mesmo procedimento, sem qualquer alteração na modelagem matemática.

Resumidamente, o problema formulado atende aos seguintes propósitos básicos de restauração:

- Caso seja possível reconectar toda a parcela passível de restabelecimento que está desatendida sem provocar violação de restrições topológicas e operacionais do problema, então não deve haver corte de carga na proposta de solução. Nesse caso, todas as seções de carga deverão ser normalmente atendidas pelo conjunto de subestações através de uma configuração topológica radial alternativa definida usando os ramos não indisponibilizados para o processo de restauração. Adicionalmente, o otimizador deverá propor o menor número possível de operações de chaveamento para esta proposta que atende plenamente a demanda na parcela disponível do sistema;
- Caso a tentativa de reconectar toda a parcela passível de restabelecimento que está desatendida provoque violação de restrições topológicas e operacionais do problema, então deve haver corte mínimo de carga na proposta de solução para permitir a factibilidade. Qualquer seção de carga está sujeita ao corte. Nesse caso, as seções de carga com corte de fornecimento deverão ser completamente desconectadas do sistema e desatendidas pelo conjunto de subestações e as demais seções de carga deverão ser normalmente atendidas através de uma configuração topológica radial alternativa definida usando os ramos não indisponibilizados para o processo de restauração. Adicionalmente, o otimizador deverá propor o menor número possível de operações de chaveamento para esta proposta que atende parcialmente a demanda na parcela disponível do sistema.

São incorporados no problema uma subestação fictícia e um conjunto de ramos fictícios. Assim, o problema de reconfiguração restaurativa é estendido para resolução. O contexto operacional da subestação fictícia e dos ramos fictícios é discutido na **seção 3.2.2**.

3.2 MODELO MATEMÁTICO DE PCSOIM PROPOSTO

Nesta seção, apresenta-se o modelo matemático de PCSOIM proposto para a reconfiguração ótima de sistemas de distribuição de energia elétrica radiais em contexto restaurativo. Este modelo matemático resolve a parte do problema de restauração correspondente à definição de configurações ótimas. A sequência de execução das operações de chaveamento indicadas nas soluções de reconfiguração propostas deve ser definida em uma fase posterior à resolução deste modelo matemático. O modelo é apresentado nas relações **(1)** a **(21)**.

$$\text{Min } v = \sum_{(i,j) \in \Omega_a} \beta_{i,j} x_{i,j} + \sum_{(i,j) \in \Omega_f} \mu_{i,j} (1 - x_{i,j}) + \sum_{i \in \Omega_b} \alpha_i (P_{D_i} + Q_{D_i}) y_i \quad (1)$$

s. a.

$$\sum_{(j,i) \in \Omega_l} P_{j,i} - \sum_{(i,j) \in \Omega_l} (P_{i,j} + R_{i,j} I_{i,j}^{sqr}) + P_{G_i} = P_{D_i} (1 - y_i) \quad \forall i \in \Omega_b \quad (2)$$

$$\sum_{(j,i) \in \Omega_l} Q_{j,i} - \sum_{(i,j) \in \Omega_l} (Q_{i,j} + X_{i,j} I_{i,j}^{sqr}) + Q_{G_i} = Q_{D_i} (1 - y_i) \quad \forall i \in \Omega_b \quad (3)$$

$$\sum_{(j,i) \in \Omega_l \cup \Omega_h} H_{j,i} - \sum_{(i,j) \in \Omega_l \cup \Omega_h} H_{i,j} + H_{G_i} = y_i \quad \forall i \in \Omega_b \quad (4)$$

$$V_i^{sqr} - V_j^{sqr} = 2(P_{i,j} R_{i,j} + Q_{i,j} X_{i,j}) + Z_{i,j}^2 I_{i,j}^{sqr} + b_{i,j} \quad \forall (i,j) \in \Omega_l \quad (5)$$

$$V_j^{sqr} I_{i,j}^{sqr} \geq P_{i,j}^2 + Q_{i,j}^2 \quad \forall (i,j) \in \Omega_l \quad (6)$$

$$(P_{G_i}^2 + Q_{G_i}^2) \leq \bar{S}_{G_i}^2 \quad \forall i \in \Omega_s, i \neq S^f \quad (7)$$

$$0 \leq I_{i,j}^{sqr} \leq \bar{I}_{i,j}^2 x_{i,j} \quad \forall (i,j) \in \Omega_l \quad (8)$$

$$|H_{i,j}| \leq M x_{i,j} \quad \forall (i,j) \in \Omega_l \cup \Omega_h \quad (9)$$

$$\underline{V}^2 \leq V_i^{sqr} \leq \bar{V}^2 \quad \forall i \in \Omega_b \quad (10)$$

$$|b_{i,j}| \leq (\bar{V}^2 - \underline{V}^2)(1 - x_{i,j}) \quad \forall (i,j) \in \Omega_l \quad (11)$$

$$P_{G_i} = 0 \quad \forall i \in (\Omega_b - \Omega_s) \cup S^f \quad (12)$$

$$Q_{G_i} = 0 \quad \forall i \in (\Omega_b - \Omega_s) \cup S^f \quad (13)$$

$$H_{G_i} = 0 \quad \forall i \in \Omega_b, i \neq S^f \quad (14)$$

$$\sum_{(i,j) \in \Omega_l \cup \Omega_h} x_{i,j} = |\Omega_b| - |\Omega_s| \quad (15)$$

$$|P_{i,j}| \leq \bar{V} \bar{I}_{i,j} x_{i,j} \quad \forall (i,j) \in \Omega_l \quad (16)$$

$$|Q_{i,j}| \leq \bar{V} \bar{I}_{i,j} x_{i,j} \quad \forall (i,j) \in \Omega_l \quad (17)$$

$$\sum_{(j,i) \in \Omega_l \cup \Omega_h} x_{j,i} + \sum_{(i,j) \in \Omega_l \cup \Omega_h} x_{i,j} \geq 1 \quad (18)$$

$$|y_i - y_j| \leq (1 - x_{i,j}) \quad \forall (i,j) \in \Omega_l \quad (19)$$

$$x_{i,j} \in \{0,1\} \quad \forall (i,j) \in \Omega_l \cup \Omega_h \quad (20)$$

$$y_i \in \{0,1\} \quad \forall i \in \Omega_b \quad (21)$$

Figura 5 - Legenda das cores no conjunto de restrições do modelo matemático de PCSOIM de reconfiguração restaurativa

- Impõe o cumprimento da primeira lei de Kirchhoff (lei de correntes de Kirchhoff).
- Impõe o cumprimento da segunda lei de Kirchhoff (lei de tensões de Kirchhoff).
- Impõe o cumprimento de limites físicos e operacionais do sistema elétrico de distribuição.
- Restrições complementares (destinadas a auxiliar o cumprimento de outras restrições).
- Impõe o total de ramos fechados para operação radial do sistema e para não alteração do estado das chaves inicialmente fechadas na parcela desconexa na topologia final.
- Restrições substitutas (destinadas a acelerar o processo de resolução do modelo matemático).
- Impõe a natureza binária das variáveis de decisão do problema.

Fonte: Elaboração da autora

3.2.1 Descrição dos conjuntos, parâmetros e variáveis do modelo

A descrição dos conjuntos do modelo matemático proposto é a seguinte:

- Ω_l é o conjunto de ramos do sistema elétrico com chaves alocadas disponíveis para o processo de resolução do problema de reconfiguração, sendo $\Omega_l = \Omega_a \cup \Omega_f$, onde Ω_a e Ω_f são, respectivamente, o conjunto de ramos com chaves inicialmente abertas e o conjunto de ramos com chaves inicialmente fechadas do sistema elétrico não indisponibilizadas para a tentativa de reconfiguração restaurativa;
- Ω_b é o conjunto de barras disponíveis para o processo de resolução do problema de reconfiguração. Faz parte desse conjunto as barras de carga e o conjunto de barras de subestação do sistema elétrico disponíveis para resolução e a barra da subestação fictícia incorporada no problema e denotada por S^f . Assim, $|\Omega_b|$ é o total de barras no problema;
- Ω_s é o conjunto de barras de subestação do sistema elétrico disponíveis para resolução e inclui a barra da subestação fictícia S^f . Assim, $|\Omega_s|$ é o total de elementos do conjunto de subestações no problema;
- Ω_h é o conjunto de ramos fictícios incorporado no problema. Existe um ramo fictício inicialmente aberto entre a S^f e cada barra de carga do sistema elétrico. Portanto, no problema estendido, existem $|\Omega_h| = |\Omega_b| - |\Omega_s|$ ramos adicionais que podem ser usados no processo de resolução do problema de reconfiguração restaurativa.

A descrição dos parâmetros do modelo matemático proposto é a seguinte:

- S^f representa a barra da subestação fictícia incorporada no problema;
- P_{D_i} e Q_{D_i} são, respectivamente, as demandas de potência ativa e de potência reativa na barra i . Essas demandas existem apenas nas barras de carga, assim, nas barras de subestação reais e na barra da subestação fictícia, essas demandas são nulas;
- $\bar{S}_{G_i}$ é a capacidade máxima de geração de potência aparente na barra de subestação real i . Existe geração de potência apenas nas barras de subestação reais, assim, essa geração é limitada por $\bar{S}_{G_i}$ apenas nessas barras;

- $R_{i,j}$, $X_{i,j}$ e $Z_{i,j}$ são, respectivamente, os dados de resistência, reatância e impedância do ramo $i - j$ e $\bar{I}_{i,j}$ é a magnitude máxima de fluxo de corrente permitida no ramo $i - j$;
- M é o limite máximo de fluxo de potência artificial nos ramos fechados na parcela desenergizada;
- $\underline{V}$ e $\bar{V}$ são, respectivamente, os limites mínimo e máximo de magnitude de tensão permitidos no sistema;
- α_i , $\beta_{i,j}$ e $\mu_{i,j}$ são parâmetros da função objetivo, usados para a hierarquização dos interesses de otimização. α_i é o peso associado à barra i e representa o custo de desconectar a barra i por unidade de cargas P_{D_i} e Q_{D_i} demandadas. Existe um parâmetro α_i para cada barra do sistema, portanto, é possível diferenciar a prioridade de atendimento entre as cargas no sistema elétrico através deste parâmetro. $\beta_{i,j}$ e $\mu_{i,j}$ são pesos associados ao conjunto de ramos $i - j$ do problema real e representam os custos de operar as chaves alocadas nesses ramos. $\beta_{i,j}$ e $\mu_{i,j}$ são os custos de operar, respectivamente, a chave inicialmente aberta e a chave inicialmente fechada alocadas no correspondente ramo $i - j$. Os parâmetros $\beta_{i,j}$ e $\mu_{i,j}$ podem assumir valores que permitam diferenciar a prioridade de operação entre as chaves alocadas no sistema.

Finalmente, apresenta-se a descrição das variáveis do modelo matemático proposto:

- $x_{i,j}$ é a variável binária que representa a decisão sobre o estado operativo da chave no ramo $i - j$, $\forall (i,j) \in \Omega_l \cup \Omega_h$. A chave está fechada quando $x_{i,j} = 1$ e a chave está aberta quando $x_{i,j} = 0$. No problema formulado, existe uma variável $x_{i,j}$ para todo ramo do conjunto Ω_l (portanto, todos os ramos nesse conjunto possuem chaves alocadas) e para todo ramo do conjunto Ω_h . Assim, no problema estendido, existem variáveis $x_{i,j}$ para ramos reais e fictícios e o total de chaves disponíveis para a reconfiguração é $|\Omega_l| + |\Omega_h|$;
- y_i é a variável binária que representa a decisão de energizar ou de desconectar a barra i , $\forall i \in \Omega_b$. A barra i tem suas demandas P_{D_i} e Q_{D_i} atendidas pelo conjunto de subestações reais quando $y_i = 0$ e é desconectada do sistema energizado quando $y_i = 1$. A variável y_i é também usada para permitir que uma barra desenergizada seja conectada à S^f e seja artificialmente atendida no problema estendido;

- $P_{i,j}$, $Q_{i,j}$ e $I_{i,j}^{sqr}$ são, na ordem, os fluxos de potência ativa e de potência reativa e o quadrado da magnitude de corrente no ramo $i - j$, $\forall (i,j) \in \Omega_l$. Essas variáveis representam fluxos reais existentes na parcela energizada, por isso são possíveis apenas nos ramos do problema real;
- $H_{i,j}$ é o fluxo de potência artificial no ramo $i - j$, $\forall (i,j) \in \Omega_l \cup \Omega_h$. No problema estendido, essas variáveis representam fluxos fictícios existentes apenas na parcela desenergizada. Nessa parcela, podem estar fechados ramos reais e ramos fictícios, assim, fluxos $H_{i,j}$ são possíveis nos ramos do problema real e nos ramos fictícios;
- P_{G_i} e Q_{G_i} são, respectivamente, a geração de potência ativa e a geração de potência reativa na barra i , $\forall i \in \Omega_b$. A geração de potência ativa e de potência reativa existe apenas nas barras de subestação reais, assim, essa geração é nula nas barras de carga e na barra da subestação fictícia S^f ;
- H_{G_i} é a geração de potência artificial na barra i , $\forall i \in \Omega_b$. A geração de potência artificial existe apenas na barra da subestação fictícia S^f , assim, essa geração é nula nas barras de carga e nas barras de subestação reais;
- V_i^{sqr} é o quadrado da magnitude de tensão na barra i , $\forall i \in \Omega_b$. Apenas barras energizadas devem estar sujeitas a cumprir os limites $\underline{V}$ e $\bar{V}$;
- $b_{i,j}$ é a variável auxiliar associada ao estado operativo do ramo $i - j$ do problema real, $\forall (i,j) \in \Omega_l$, responsável por satisfazer a igualdade nas equações relacionadas à segunda lei de Kirchhoff quando o ramo está aberto ou quando o ramo está fechado na parcela desenergizada. Nesses casos, a variável $b_{i,j}$ pode assumir qualquer valor no intervalo $[\underline{V}^2, \bar{V}^2]$. Quando o ramo está fechado na parcela energizada, $b_{i,j} = 0$.

3.2.2 Contexto operacional da subestação fictícia

A função da subestação fictícia e dos ramos fictícios é formar uma topologia conexa e radial com a parcela desenergizada e evitar que as chaves inicialmente fechadas nessa parcela sejam indevidamente indicadas para abertura. Na configuração final proposta, as chaves inicialmente fechadas na parcela desenergizada não devem ter seu estado original alterado. Para conectar as barras desenergizadas à subestação fictícia e formar uma topologia radial

preservando o estado inicial das chaves fechadas na parcela desenergizada, um único ramo fictício deve ser fechado entre a subestação fictícia e cada ilha de carga formada. Assim, deve ser fechado um ramo fictício ligando a subestação fictícia a apenas uma das barras desenergizadas presentes em cada ilha de carga formada. Esse processo é possível porque as operações de chaveamento em ramos reais são penalizadas na função objetivo e as operações de chaveamento em ramos fictícios são livres. Dessa forma, é necessário o fechamento de um único ramo fictício para conectar cada ilha à subestação fictícia.

Na barra da subestação fictícia só existe geração de potência artificial, portanto, os ramos fictícios e os ramos reais na parcela desenergizada só podem transportar potência artificial. Assim, no problema estendido, as demandas de potência ativa e de potência reativa nas barras de carga desenergizadas devem ser atendidas por geradores artificiais alocados nestas barras. Nas relações (2) e (3) do modelo matemático, quando uma barra está desenergizada, $y_i = 1$ e a demanda na barra i deixa de ser atendida pelo conjunto de subestações reais e essas restrições passam a ser satisfeitas, respectivamente, da seguinte forma: $P_{D_i} = P_{D_i}y_i$ e $Q_{D_i} = Q_{D_i}y_i$. Assim, $(P_{D_i} + Q_{D_i})y_i$ é uma consequência direta da formulação de corte de carga nas restrições (2) e (3) e funciona como um gerador artificial alocado na barra i que entra em operação para atender a demanda nessa barra apenas quando a barra está desenergizada. Nesse caso, as demandas reais nessas barras são plenamente atendidas por seus respectivos geradores artificiais, pois o coeficiente da variável $y_i = 1$ nessas relações é a própria demanda de carga da barra i . Quando $y_i = 0$, as demandas P_{D_i} e Q_{D_i} devem ser atendidas normalmente pelo conjunto de subestações reais nas equações (2) e (3) através dos ramos fechados na parcela energizada. Assim, se em uma proposta de solução houver corte de carga na configuração final, então, no problema estendido, uma parcela do sistema estará sendo atendida pelo conjunto de subestações reais e outra parcela estará sendo artificialmente atendida por geradores artificiais e pela subestação fictícia. No entanto, a subestação fictícia, os ramos fictícios e os geradores artificiais devem ser ignorados na proposta que representa a solução do problema real.

As barras desenergizadas são conectadas à subestação fictícia através da restrição (4). Nessa restrição, essas barras passam a demandar uma unidade de potência artificial, representada pela variável y_i . Como só pode existir geração de potência artificial na barra da subestação fictícia, essa nova demanda deverá ser atendida por essa subestação. Deve-se notar que nas restrições (2) e (3), quando $y_i = 1$ não existe a necessidade de ramos conectando a barra i desenergizada para transporte de carga. Assim, cada barra desenergizada poderia

barras 6 e 7 e outra com o agrupamento das barras 8 e 9. Nesse contexto de falta, existe uma única chave normalmente aberta que pode ser utilizada para a tentativa de reconfiguração do sistema e esta chave é adjacente à ilha de carga formada pelas barras 6 e 7. Na topologia final apresentada, verifica-se que apenas a barra 7 foi reconectada, com o fechamento da chave 4–7 e com a abertura da chave 6–7. Assim, na configuração final proposta, as barras 6, 8 e 9 ficaram desconectadas do sistema normalmente atendido pela subestação real representada pela barra 1. Portanto, no modelo matemático apresentado nas relações (1) a (21), $y_i = 1$ para $i = \{6, 8, 9\}$ e, assim, as demandas reais dessas barras passam a ser atendidas pelos seus respectivos geradores artificiais $(P_{D_i} + Q_{D_i})y_i$, conforme as restrições (2) e (3), e essas barras passam a demandar uma unidade de potência artificial pa através da variável y_i para que seja possível conectá-las à barra da subestação fictícia S^f , conforme a restrição (4). Na configuração final apresentada na **Figura 6**, existem duas ilhas de carga: uma ilha é composta pela barra 6 e outra ilha é composta pelas barras 8 e 9 e as chaves fictícias S^f-6 e S^f-9 foram fechadas para conectar essas duas ilhas à S^f e o estado original da chave 8-9 inicialmente fechada no sistema ilhado foi preservado. Assim, as barras 6, 8 e 9 foram conectadas à subestação fictícia, que passou a gerar 3 unidades de pa para atender a demanda artificial dessas barras. Apenas a barra 5, indicada como local de falta e inexistente no problema, permaneceu completamente isolada. A conectividade e a operação radial do sistema na parcela energizada e na parcela desenergizada estão garantidas conjuntamente pelas restrições (2), (3) e (4) e pela restrição (15) do modelo matemático.

3.2.3 Descrição das relações matemáticas do modelo proposto

A função objetivo e o conjunto de restrições do modelo matemático apresentado nas relações (1) a (21) são descritos nesta seção.

A relação (1) é a função objetivo de minimização. A função considera dois critérios de otimização hierarquizados através de somas ponderadas e é mono-objetivo. A relação (1) é composta por três parcelas: a primeira parcela corresponde aos custos de operação de chaves inicialmente abertas e a segunda parcela corresponde aos custos de operação de chaves inicialmente fechadas, ambas relacionadas ao objetivo de minimização de custos de operações de chaveamento, e a terceira parcela corresponde ao objetivo de minimização da demanda não suprida. As duas primeiras parcelas são respectivamente ponderadas pelos parâmetros $\beta_{i,j}$ e

$\mu_{i,j}$, que definem o custo de operar a chave alocada no correspondente ramo $i - j$, e a terceira parcela é ponderada pelos parâmetros α_i , que definem o custo do corte de unidades de carga na correspondente barra i .

Os parâmetros $\beta_{i,j}$ e $\mu_{i,j}$ podem ser calibrados para representar os custos reais de operações de chaveamento para a minimização real desses custos; podem ser calibrados simplesmente para contabilizar e minimizar o número de operações de chaveamento indicadas; ou podem ser calibrados para diferenciar a prioridade de operação entre as chaves do sistema. Caso $\beta_{i,j} = \beta \ \forall (i,j) \in \Omega_a$ e $\mu_{i,j} = \beta \ \forall (i,j) \in \Omega_f$ e $\beta \in \mathbb{R}_+^*$ adequadamente escolhido, então não existe distinção de prioridade de operação entre os dispositivos de chaveamento e β pode ou não estar representando custos reais de operação. Adicionalmente, se $\beta = 1$, então as chaves operadas são apenas contabilizadas para a minimização do número de operações de chaveamento e os custos operacionais não são efetivamente considerados.

Os parâmetros α_i devem ser calibrados para minimizar com prioridade a demanda não suprida e, adicionalmente, podem ser usados para diferenciar a prioridade de atendimento entre as barras de carga, de acordo com a importância de atendimento dessas cargas. Caso $\alpha_i = \alpha \ \forall i \in \Omega_b$ e $\alpha \in \mathbb{R}_+^*$ adequadamente escolhido, então não existe distinção de prioridade de atendimento entre as cargas e a decisão pelo atendimento fica apenas em termos do montante de carga demandada nas barras (dentro da proposta de maximização do atendimento e da factibilidade operacional). O custo total de desconectar uma barra é dado por $\alpha_i(P_{D_i} + Q_{D_i})$, que é o coeficiente da variável binária y_i na função objetivo.

Os parâmetros α_i , $\beta_{i,j}$ e $\mu_{i,j}$ devem ser adequadamente calibrados de modo a hierarquizar na função objetivo os dois critérios de otimização formulados e, adicionalmente, atender à proposta de restabelecimento desejada. Neste trabalho, entende-se que o atendimento máximo às demandas de cargas é o objetivo prioritário e é nesse contexto que o ajuste desses parâmetros deve ocorrer. Adicionalmente, quando custos operacionais são minimizados, então os parâmetros α_i , $\beta_{i,j}$ e $\mu_{i,j}$ devem tornar compatíveis as unidades de cada parcela da função objetivo em termos de custos monetários. Nos outros casos, esses parâmetros podem ser calibrados apenas para cumprir o propósito de hierarquizar os dois critérios de otimização na função objetivo.

As restrições (2), (3) e (4) impõem o cumprimento da primeira lei de Kirchhoff (lei de correntes de Kirchhoff) em cada barra do sistema elétrico, sendo que (2) e (3) correspondem, respectivamente, aos balanços de potência ativa e de potência reativa; e (4) corresponde ao

balanço de potência artificial. Nas restrições **(2)** e **(3)**, quando $y_i = 1$, o balanço de carga deve ser satisfeito, respectivamente, da seguinte forma: $P_{D_i} - P_{D_i}y_i = 0$ e $Q_{D_i} - Q_{D_i}y_i = 0$. Portanto, o termo $(1 - y_i)$ associado às demandas P_{D_i} e Q_{D_i} da barra i é responsável pelo corte pleno de fornecimento dessas cargas pela correspondente subestação real e essas cargas passam a ser plenamente atendidas pelo gerador artificial $(P_{D_i} + Q_{D_i})y_i$ alocado na barra; e quando $y_i = 0$, a barra de carga i deve ser normalmente atendida pela correspondente subestação real através de ramos reais. Na restrição **(4)**, quando $y_i = 1$, existe demanda de potência artificial na barra i e o balanço de potência artificial se cumpre nessa barra através das variáveis $H_{i,j}$ correspondente aos ramos reais e/ou fictícios conectados a essa barra; e quando $y_i = 0$, não existe demanda de potência artificial na barra i .

As restrições **(5)** e **(6)** impõem o cumprimento da segunda lei de Kirchhoff (lei de tensões de Kirchhoff) em cada laço fundamental no sistema elétrico formado por um ramo $i - j$ fechado e pelas cargas conectadas à terra através das barras i e j nas extremidades desse ramo. Essas restrições são válidas para ramos $(i, j) \in \Omega_l$, portanto, a segunda lei de Kirchhoff é aplicada a todos os laços fundamentais formados por esses ramos, no entanto, o cumprimento dessa lei interessa apenas quando os ramos estão fechados na parcela energizada. Na restrição **(5)**, quando $x_{i,j} = 1$ e o ramo $i - j$ está fechado na parcela energizada, o laço fundamental formado por esse ramo deve estar sujeito a cumprir a segunda lei de Kirchhoff, assim, calcula-se a queda de tensão nesse ramo; e quando $x_{i,j} = 0$, o ramo $i - j$ está aberto e o laço fundamental formado por esse ramo não está sujeito a cumprir a segunda lei de Kirchhoff, assim, a restrição **(11)** complementa a restrição **(5)** para que a igualdade em **(5)** seja satisfeita da seguinte forma: $V_i^{sqr} - V_j^{sqr} = b_{i,j}$. Na restrição **(11)**, a variável auxiliar $b_{i,j}$ está em função do estado operativo do ramo $i - j$ e a restrição **(11)** limita o valor que a variável $b_{i,j}$ pode assumir na restrição **(5)**. Assim, quando o ramo está aberto ou quando o ramo está fechado na parcela desenergizada, $b_{i,j}$ pode assumir qualquer valor no intervalo $[\underline{V}^2, \bar{V}^2]$. Na restrição **(11)**, quando o ramo está fechado na parcela energizada, $b_{i,j} = 0$. A restrição **(6)** é complementar à restrição **(5)**. Originalmente, como um problema de programação não linear (PNL), a restrição **(6)** seria uma relação de igualdade, mas está relaxada e transformada em uma relação de desigualdade para assumir a forma cônica de segunda ordem e, assim, transformar o problema original de PNL em um problema de PCSOIM. Essa transformação é apresentada em Souza (2014). Nesse modelo transformado, a função objetivo **(1)** é linear, a restrição **(6)** é cônica e as demais restrições são lineares.

As restrições (7), (8), (9) e (10) impõem o cumprimento de limites físicos e operacionais no sistema elétrico de distribuição e na parcela fictícia. Essas restrições são fundamentais para uma proposta de reconfiguração que represente a operação segura no sistema elétrico e que represente o fornecimento adequado de energia elétrica. A restrição (7) limita o carregamento de potência aparente em cada barra de subestação real à sua correspondente capacidade máxima de atendimento, dada por $\bar{S}_{Gi}^2$. A restrição (8) limita o fluxo de corrente nos ramos reais fechados ao correspondente limite máximo permitido, dado por $\bar{I}_{i,j}^2$; quando os ramos estão abertos, com $x_{i,j} = 0$, o fluxo de corrente é nulo nessa restrição. A restrição (9) limita o fluxo de potência artificial nos ramos fictícios e nos ramos reais fechados na parcela desenergizada ao correspondente limite máximo permitido, dado pelo parâmetro M . O parâmetro M deve ser adequadamente escolhido para não impedir que as barras desenergizadas sejam conectadas à subestação fictícia. A geração máxima e o fluxo máximo de potência artificial na parcela desenergizada equivalem ao total de barras que podem ser desenergizadas, portanto, pode-se escolher $M = |\Omega_b| - |\Omega_s|$. A restrição (10) limita a magnitude de tensão em cada barra aos limites mínimo e máximo permitidos no sistema elétrico, representados, respectivamente, por $\underline{V}^2$ e $\bar{V}^2$. No entanto, no problema, apenas barras energizadas devem estar sujeitas a cumprir esses limites.

As restrições (11), (12), (13) e (14) são complementares, destinadas a auxiliar o cumprimento de outras restrições. A restrição (11) auxilia no cumprimento da restrição (5) quando o ramo está aberto (como discutido na descrição da restrição (5)). As restrições (12), (13) e (14) são complementares às restrições de balanço de potência (2), (3) e (4) e, em conjunto, determinam que só existe geração de potência ativa P_{Gi} e de potência reativa Q_{Gi} nas barras de subestação reais e essa geração está limitada na restrição (7) e que só existe geração de potência artificial H_{Gi} na barra da subestação fictícia e essa geração é ilimitada no problema. Nas restrições (12) e (13), a geração de potência ativa P_{Gi} e de potência reativa Q_{Gi} , respectivamente, deve ser nula nas barras de carga e na barra da subestação fictícia. Na restrição (14), a geração H_{Gi} deve ser nula nas barras de subestação reais e nas barras de carga. As demandas de carga P_{Di} e Q_{Di} , não devem ser nulas apenas nas barras de carga, portanto, P_{Di} e Q_{Di} são valores nulos nas barras de subestação reais e na barra da subestação fictícia e essas informações devem constar no banco de dados do problema.

A restrição (15) impõe o total de ramos que devem ser fechados como condição necessária para a operação radial do sistema elétrico na parcela energizada e na parcela

desenergizada no problema estendido. Nessa restrição, esse total permanece constante e equivale a $|\Omega_b| - |\Omega_s|$, como ocorre em um problema de reconfiguração sem previsão de corte de carga. O diferencial está na inclusão do conjunto de ramos fictícios Ω_h dentre os ramos disponíveis para a reconfiguração. A invariação do número de ramos que devem ser fechados para a operação radial do sistema ocorre porque, no contexto operacional da subestação fictícia e dos ramos fictícios, as barras de carga que não são normalmente atendidas pelo conjunto de subestações reais são atendidas pela subestação fictícia. Assim, para cada ilha de carga desenergizada pela abertura de um ramo inicialmente fechado, deve ser fechado um ramo fictício conectando essa ilha à subestação fictícia. Nesse problema, a parcela energizada deve estar conexa ao conjunto de subestações reais e a parcela desenergizada deve estar conexa à subestação fictícia e ambas as parcelas devem ser radiais. Na solução do problema, os ramos reais fechados representam a configuração real do sistema elétrico na proposta de reconfiguração.

A conectividade é garantida pelas restrições **(2)**, **(3)** e **(4)** juntamente com as restrições **(12)**, **(13)** e **(14)** no problema estendido da seguinte forma: só existe geração de potências ativa, reativa ou artificial nas barras de subestações, assim, se uma barra tem sua demanda de carga atendida por uma subestação, então deve existir um caminho conectando essa barra de carga a essa subestação para esse atendimento. Assim, as restrições **(2)** e **(3)** garantem a conectividade do sistema energizado com o conjunto de subestações reais e a restrição **(4)** garante a conectividade do sistema desenergizado com a subestação fictícia. Quando toda a demanda é restaurada, o total de $|\Omega_b| - |\Omega_s|$ ramos fechados estará presente apenas na parcela energizada e corresponderá apenas a ramos do problema real.

Portanto, o conjunto de restrições **(2)**, **(3)**, **(4)**, **(12)**, **(13)**, **(14)** e **(15)** garantem a conectividade e a radialidade do sistema nas configurações propostas nas soluções ótimas obtidas pelo modelo matemático e a prova disso pode ser verificada em Lavorato et al. (2012).

As restrições **(16)**, **(17)**, **(18)** e **(19)** são restrições substitutas (*surrogate constraints*). Essas restrições são conceitualmente redundantes no modelo matemático e são geradas com base no conhecimento do problema com o propósito de reduzir de forma pertinente o espaço de busca e, assim, reduzir o tempo necessário para a convergência. Essas restrições são extremamente úteis para acelerar o processo de resolução do problema e são indispensáveis se o propósito é apresentar solução em tempo satisfatório.

As restrições (16) e (17) ajudam no processo de resolução do problema determinando que os respectivos fluxos de potência ativa e de potência reativa sejam nulos quando o ramo está aberto e limitando esses fluxos ao valor máximo permitido para esses ramos em termos de potência aparente quando o ramo está fechado. Assim, $P_{i,j} = 0$ e $Q_{i,j} = 0$ quando $x_{i,j} = 0$ e $P_{i,j} \leq \bar{V}\bar{I}_{i,j}$ e $Q_{i,j} \leq \bar{V}\bar{I}_{i,j}$ quando $x_{i,j} = 1$.

As restrições (18) e (19) estão relacionadas às variáveis de decisão $x_{i,j}$ e y_i . A restrição (18) estabelece que, pelo menos, um ramo deve estar conectado a cada barra do sistema. A restrição (19) relaciona as variáveis $x_{i,j}$ e y_i e estabelece condições para as variáveis y_i e y_j quando o ramo $i - j$ está fechado. Nessa restrição, se $x_{i,j} = 1$, então necessariamente $y_i = y_j$, pois, nesse caso, $(1 - x_{i,j}) = 0$ e a restrição (19) só pode ser satisfeita se $y_i = y_j = 0$ ou $y_i = y_j = 1$ (de outra forma, se $y_i \neq y_j$, então $|y_i - y_j| = 1$ e a condição de desigualdade seria violada). Assim, se um ramo está fechado, as duas barras na extremidade desse ramo devem estar ambas na parcela energizada ou ambas na parcela desenergizada, pois não é possível que um ramo fechado esteja conectando uma barra energizada e outra desenergizada no problema.

Finalmente, as restrições (20) e (21) impõem a natureza binária das variáveis de decisão $x_{i,j}$ e y_i , respectivamente.

3.3 TESTES E RESULTADOS

Nesta seção, são apresentados os testes realizados e os resultados obtidos com o modelo matemático de PCSOIM proposto neste capítulo para a otimização do problema de reconfiguração restaurativa. O sistema teste e os cenários de falta permanente simulados são descritos na **seção 3.3.1** e os resultados são apresentados e analisados na **seção 3.3.2**, na **seção 3.3.3** e na **seção 3.3.4**. Na **seção 3.3.2**, apresentam-se os resultados dos testes realizados com critérios básicos de restabelecimento. Na **seção 3.3.3**, apresentam-se os resultados dos testes realizados com critérios especiais. Na **seção 3.3.4**, apresentam-se resultados dos testes realizados com cenários de faltas múltiplas (mais de um setor indicado para isolamento).

O modelo matemático de PCSOIM proposto foi programado no ambiente de programação matemática AMPL (FOURER et. al, 2003) e resolvido através do *solver* comercial CPLEX versão 12.2.0.0 (IBM ILOG CPLEX, 2009). O computador utilizado para

os testes possui as seguintes configurações principais: processador Intel i7-4770 e memória RAM de 16 GB.

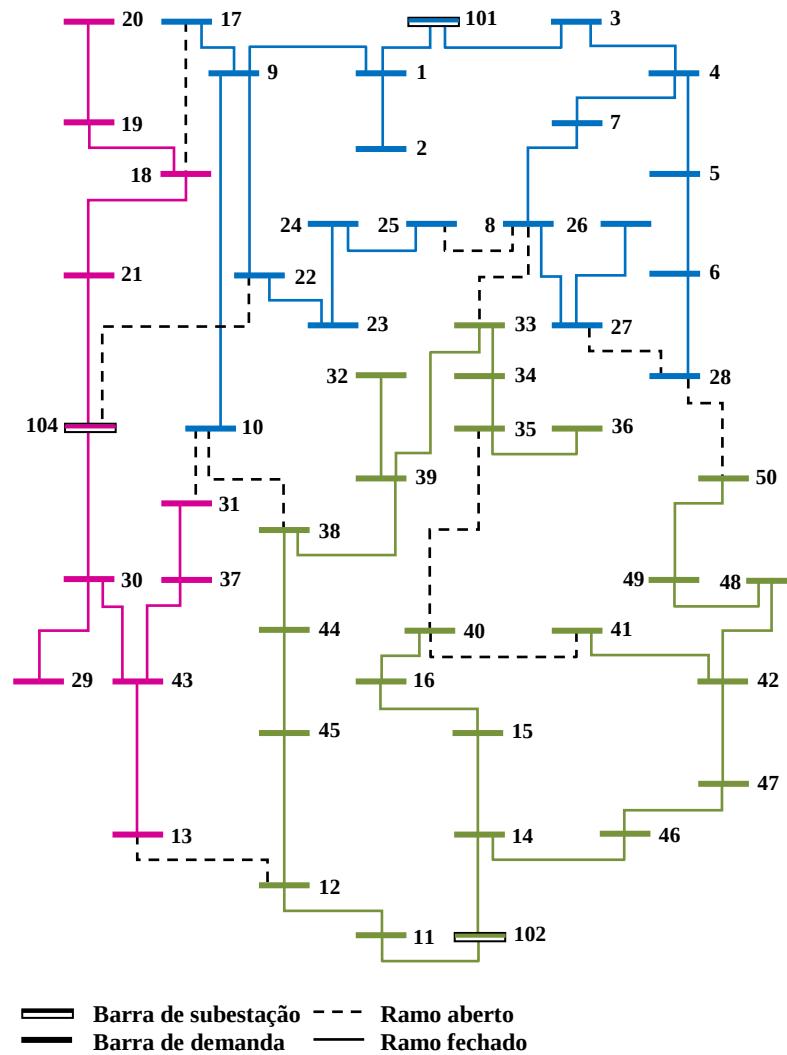
3.3.1 Sistema teste e cenários de falta analisados

Nesta seção, são apresentadas informações sobre o sistema elétrico de distribuição de **53 barras e 61 ramos**, utilizado nos testes. Os dados físicos e operacionais desse sistema são apresentados no **Anexo A**. O sistema teste possui 3 barras de subestação e 50 barras de carga. Os 61 ramos possuem dispositivos de chaveamento alocados, portanto, o sistema está organizado em 50 seções de carga onde cada barra de carga corresponde a uma seção. A configuração base desse sistema é apresentada na **Figura 7**. Em condições normais de operação, o sistema atende a uma demanda de potência ativa de **45.668,70 kW** e a uma demanda de potência reativa de **22.118,24 kVAr**, equivalentes a **50.742,95 kVA**. Nos testes, considera-se apenas um único nível de demanda (sem a informação horária correspondente e sem a informação de classificação das cargas).

A tensão nominal nesse sistema é de **13,8 kV** (correspondente a 1,00 pu). A tensão mínima permitida para a operação do sistema é de 13,11 kV (correspondente a 0,95 pu) e a tensão máxima permitida é de 14,49 kV (correspondente a 1,05 pu). Nos testes, o valor da tensão nominal é fixado como a tensão nas barras de subestação reais. Nesse sistema teste não existe alocação de reguladores de tensão e de bancos de capacitores.

Foram simulados 50 cenários de falta permanente no sistema apresentado na **Figura 7**: um cenário para cada barra de carga. Em todos os casos, considera-se que o sistema operava na sua configuração base antes de entrar no estado restaurativo. Assim, as operações de chaveamento são indicadas a partir do estado das chaves na configuração base. A **Tabela 1** apresenta as informações sobre estes 50 cenários de interrupção. Nessa tabela, são apresentadas informações sobre a indicação do local da falta e os correspondentes ramos adjacentes utilizados para isolar esse local (e, portanto, esses ramos são indisponibilizados para a tentativa de reconfiguração topológica no cenário em questão e excluídos do problema); sobre as seções de carga desatendidas à jusante do local isolado; e o total de carga não suprida passível de restabelecimento.

Figura 7 - Configuração base do sistema teste de 53 barras e 61 ramos



Fonte: Adaptado de Pereira Junior et al. (2012).

Tabela 1 – Informações sobre os cenários de falta permanente no sistema teste de 53 barras

Cenário e barra isolada	Ramos $i - j$ indisponibilizados	Barras desatendidas a jusante do setor isolado	Cargas desatendidas restauráveis	
			kW	kVAr
1	101-1, 9-1, 2-1	2, 9, 10, 17, 22, 23, 24, 25	6.791,40	3.289,22
2*	2-1	-	-	-
3	101-3, 4-3	4, 5, 6, 7, 8, 26, 27, 28	7.415,10	3.591,27
4	4-3, 7-4, 5-4	5, 6, 7, 8, 26, 27, 28	6.652,80	3.222,05
5	5-4, 6-5	6, 28	970,20	469,86
6	6-5, 28-6	28	485,10	234,93
7	7-4, 8-7	8, 26, 27	3.187,80	1.543,91
8	8-7, 27-8, 8-25, 8-33	26, 27	1.871,10	906,20
9	9-1, 10-9, 17-9, 22-9	10, 17, 22, 23, 24, 25	4.920,30	2.383,00
10*	10-9, 10-31, 10-38	-	-	-
11	102-11, 12-11	12, 32, 33, 34, 35, 36, 38, 39, 44, 45	9.078,30	4.396,85
12	45-12, 12-11, 13-12	32, 33, 34, 35, 36, 38, 39, 44, 45	7.830,90	3.792,71
13*	43-13, 13-12	-	-	-
14	102-14, 15-14, 14-46	15, 16, 40, 41, 42, 46, 47, 48, 49, 50	8.108,10	3.926,83
15	15-14, 16-15	16, 40	2.286,90	1.107,56
16	16-15, 16-40	40	970,20	469,85
17*	17-9, 18-17	-	-	-
18	19-18, 21-18, 18-17	19, 20	1.524,60	738,35
19	20-19, 19-18	20	554,40	268,50
20*	20-19	-	-	-
21	104-21, 21-18	18, 19, 20	2.356,20	1.141,14
22	22-9, 23-22, 104-22	23, 24, 25	1.663,20	805,49
23	23-22, 24-23	24, 25	970,20	469,85
24	24-23, 25-24	25	623,70	302,07
25*	25-24, 8-25,	-	-	-
26*	26-27	-	-	-
27	27-8, 26-27, 28-27	26	831,60	402,78
28*	28-6, 28-27, 28-50	-	-	-
29*	29-30	-	-	-
30	104-30, 29-30, 43-30	13, 29, 31, 37, 43	4.573,80	2.215,22
31*	31-37, 10-31	-	-	-
32*	32-39	-	-	-
33	33-39, 33-34, 8-33	34, 35, 36	1.663,20	805,58
34	33-34, 34-35	35, 36	831,60	402,79
35	34-35, 35-36, 35-40	36	207,90	100,72
36*	35-36	-	-	-
37	37-43, 31-37	31	485,10	234,93
38	38-44, 39-38, 10-38	32, 33, 34, 35, 36, 39	5.544,00	2.685,15
39	39-38, 32-39, 33-39	32, 33, 34, 35, 36	4.851,00	2.349,51
40*	16-40, 40-41, 35-40	-	-	-
41*	42-41, 40-41	-	-	-
42	42-41, 48-42, 47-42	41, 48, 49, 50	2.079,00	1.006,85
43	43-30, 37-43, 43-13	13, 31, 37	2.702,70	1.309,01
44	44-45, 38-44	32, 33, 34, 35, 36, 38, 39	6.306,30	3.054,36
45	45-12, 44-45	32, 33, 34, 35, 36, 38, 39, 44	7.276,50	3.524,21
46	46-47, 14-46	41, 42, 47, 48, 49, 50	3.603,60	1.745,28
47	47-42, 46-47	41, 42, 48, 49, 50	2.910,60	1.409,64
48	48-42, 49-48	49, 50	900,90	436,28
49	49-48, 50-49	50	554,40	268,50
50*	50-49, 28-50	-	-	-

Nota: * Indica uma barra terminal na configuração base do sistema.

Fonte: Elaboração da autora

O otimizador deverá propor, se possível, uma configuração topológica alternativa para o sistema teste em cada cenário de interrupção permanente informado na **Tabela 1**, conforme os objetivos de restabelecimento discutidos na **seção 3.1**. Quando não for possível reconfigurar o sistema, então o modelo matemático deverá manter como proposta a configuração de falta (a configuração base com o local de falta isolado) e propor, adicionalmente, o fechamento de ramos fictícios conectando as ilhas de carga formadas à subestação fictícia, quando existentes. No caso do isolamento de barras terminais, não existem ilhas de carga a serem reconectadas nesse problema.

3.3.2 Testes com critérios básicos e análise de resultados

Nesta seção, são apresentados os resultados obtidos com o modelo matemático de PCSOIM de reconfiguração restaurativa seguindo a proposta básica de restabelecimento apresentada na **seção 3.1**. A proposta básica consiste em maximizar o atendimento às cargas e minimizar o número de operações de chaveamento necessárias para o restabelecimento dessas cargas, priorizando o critério de atendimento máximo às cargas. Os critérios de restabelecimento são hierarquizados pelos parâmetros α_i , $\beta_{i,j}$ e $\mu_{i,j}$ na função objetivo e, nos testes básicos, esses parâmetros assumem os seguintes valores: $\alpha_i = 0.1 \ \forall i \in \Omega_b$, sendo $\alpha_i(P_{D_i} + Q_{D_i})$ o custo total de desconectar a barra i na função objetivo, e $\beta_{i,j} = 1 \ \forall (i,j) \in \Omega_a$ e $\mu_{i,j} = 1 \ \forall (i,j) \in \Omega_f$, permitindo contabilizar e penalizar na função objetivo as operações de chaveamento realizadas. Os parâmetros não estão ajustados para a minimização efetiva de custos operacionais e cumprem apenas o propósito de hierarquização na função objetivo de minimização.

Na **Tabela 2**, apresenta-se o resumo dos resultados obtidos como propostas de reconfiguração nos 50 cenários simulados e, na **Tabela 3** e na **Tabela 4**, apresentam-se, respectivamente, informações operacionais do sistema elétrico e informações sobre o carregamento das subestações em cada uma das soluções propostas. Na **Tabela 4**, é informada a capacidade nominal de cada subestação e o respectivo carregamento com o sistema operando em estado normal (sem falta), para comparação com o carregamento informado nas soluções obtidas.

Tabela 2 – Reconfiguração ótima proposta pelo modelo de PCSOIM no sistema de 53 barras

Cenário e barra isolada	Chaves indicadas para operação			Barras desconectadas	Corte de carga (kVA)	Tempo (s) de resolução
	<i>Abertura ; Fechamento</i>	<i>Total</i>	<i>Fictícias</i>			
1	25-24; 104-22, 8-25	3	S^f -2	2	1.154,99	2
2*	-	0	-	-	-	1
3	5-4, 27-8, 26-27, 28-6, 34-33; 28-27, 8-33, 35-40, 28-50	9	S^f -5, S^f -26	5, 6, 26	3.465,00	41
4	6-5, 26-27, 34-33; 8-33, 35-40, 28-50	6	S^f -5, S^f -26	5, 26	2.926,00	15
5	- ; 28-50	1	-	-	0,00	1
6	- ; 28-50	1	-	-	0,00	2
7	27-8; 8-25, 28-27	3	-	-	0,00	2
8	- ; 28-27	1	-	-	0,00	1
9	- ; 104-22, 18-17, 10-38	3	-	-	0,00	2
10*	-	0	-	-	-	1
11	45-12, 39-38, 34-35; 13-12, 8-33, 35-40, 10-38	7	-	-	0,00	8
12	39-38, 35-34; 8-33, 35-40, 10-38	5	-	-	0,00	2
13*	-	0	-	-	-	1
14	36-35, 16-40, 42-41, 47-42; 40-41, 35-40, 28-50	7	S^f -16, S^f -36, S^f -46	15, 16, 36, 46, 47	4.928,00	28
15	49-48; 40-41, 28-50	3	-	-	0,00	1
16	- ; 40-41	1	-	-	0,00	1
17*	-	0	-	-	-	1
18	-	0	S^f -20	19, 20	1.693,98	2
19	-	0	S^f -20	20	616,00	2
20*	-	0	-	-	-	1
21	- ; 18-17	1	-	-	0,00	1
22	- ; 8-25	1	-	-	0,00	1
23	- ; 8-25	1	-	-	0,00	1
24	- ; 8-25	1	-	-	0,00	2
25*	-	0	-	-	-	1
26*	-	0	-	-	-	1
27	-	0	S^f -26	26	924,01	1
28*	-	0	-	-	-	1
29*	-	0	-	-	-	1
30	31-37; 10-31, 13-12	3	S^f -29	29	1.077,98	1
31*	-	0	-	-	-	1
32*	-	0	-	-	-	1
33	- ; 35-40	1	-	-	0,00	1
34	- ; 35-40	1	-	-	0,00	1
35	-	0	S^f -36	36	231,01	2
36*	-	0	-	-	-	1
37	- ; 10-31	1	-	-	0,00	1
38	33-34; 8-33, 35-40	3	-	-	0,00	1
39	- ; 8-33	1	S^f -32	32	1.309,00	1
40*	-	0	-	-	-	1
41*	-	0	-	-	-	1
42	- ; 40-41, 28-50	2	-	-	0,00	1
43	- ; 10-31, 13-12	2	-	-	0,00	2
44	33-39; 8-33, 10-38	3	-	-	0,00	2
45	39-38, 33-34; 8-33, 35-40, 10-38	5	-	-	0,00	4
46	42-41, 47-42; 40-41, 28-50	4	S^f -47	47	770,00	39
47	49-48; 40-41, 28-50	3	-	-	0,00	2
48	- ; 28-50	1	-	-	0,00	1
49	- ; 28-50	1	-	-	0,00	1
50*	-	0	-	-	-	1

Nota: * Indica uma barra terminal na configuração base do sistema.

Fonte: Elaboração da autora

Tabela 3 – Informações operacionais do sistema elétrico nas propostas de reconfiguração obtidas com o modelo matemático de PCSOIM nos 50 testes simulados

Cenário e barra isolada	Perdas (kW)	Menor módulo de tensão		Cenário e barra isolada	Perdas (kW)	Menor módulo de tensão	
		Barra	p.u.			Barra	p.u.
1	430,88	36	0,9714	26*	419,13	36	0,9714
2*	427,16	36	0,9714	27	405,79	36	0,9714
3	563,65	4	0,9635	28*	426,65	36	0,9714
4	548,26	27	0,9614	29*	429,59	36	0,9714
5	445,56	6	0,9707	30	489,86	36	0,9682
6	438,59	36	0,9714	31*	426,55	36	0,9714
7	495,46	8	0,9713	32*	393,76	36	0,9749
8	448,21	36	0,9714	33	374,73	34	0,9764
9	457,59	32	0,9709	34	392,99	50	0,9799
10*	404,84	36	0,9714	35	399,29	34	0,9768
11	552,44	32	0,9685	36*	425,36	35	0,9729
12	526,65	32	0,9685	37	421,28	36	0,9714
13*	425,12	36	0,9714	38	454,38	32	0,9716
14	506,39	41	0,9600	39	396,61	36	0,9740
15	477,92	16	0,9701	40*	416,59	36	0,9714
16	432,53	36	0,9714	41*	419,24	36	0,9714
17*	429,20	36	0,9714	42	435,83	36	0,9714
18	421,01	36	0,9714	43	476,11	36	0,9706
19	422,99	36	0,9714	44	479,78	32	0,9696
20*	428,95	36	0,9714	45	499,58	32	0,9716
21	474,86	36	0,9714	46	464,48	42	0,9672
22	430,94	36	0,9714	47	461,99	36	0,9714
23	420,74	36	0,9714	48	421,56	36	0,9714
24	423,63	36	0,9714	49	422,63	36	0,9714
25*	419,45	36	0,9714	50*	418,26	36	0,9714

Nota: * Indica uma barra terminal na configuração base do sistema.

Fonte: Elaboração da autora

Tabela 4 – Carregamento das subestações nas propostas de reconfiguração obtidas com o modelo matemático de PCSOIM nos 50 testes simulados

Cenário e barra isolada	Carregamento das subestações (kVA)				Cenário e barra isolada	Carregamento das subestações (kVA)			
	101	102	104	Total		101	102	104	Total
Nominal	33.400,00	30.000,00	22.000,00	85.400,00	25*	19035.07	20440.75	11157.99	50633.81
Sem falta	19.557,97	20.096,98	11.088,00	50.742,95	26*	18802.71	20440.75	11157.99	50401.45
1	9574.70	20440.75	16934.68	46950.13	27	17628.59	20440.75	11157.99	49227.33
2*	18582.88	20440.75	11157.99	50181.62	28*	19198.46	20440.75	11157.99	50797.20
3	10882.96	25472.39	11157.99	47513.34	29*	19749.21	20440.75	10072.41	50262.37
4	11422.04	25146.26	11157.99	47726.29	30	20304.22	24016.10	4022.97	48343.30
5	16623.49	21573.12	11157.99	49354.60	31*	19749.21	20440.75	10607.62	50797.58
6	18650.03	21004.10	11157.99	50812.11	32*	19749.21	19073.35	11157.99	49980.55
7	19053.61	20440.75	11157.99	50652.35	33	19749.21	18118.86	11157.99	49026.07
8	18299.12	20440.75	11157.99	49897.85	34	19749.21	19456.44	11157.99	50363.65
9	13264.57	22776.42	14414.79	50455.78	35	19749.21	19466.62	11157.99	50373.82
10*	17473.43	20440.75	11157.99	49072.17	36*	19749.21	20196.17	11157.99	51103.37
11	27836.74	10861.58	12578.64	51276.97	37	20304.22	20440.75	8967.91	49712.88
12	27836.74	11092.62	11157.99	50087.35	38	24219.72	15147.05	11157.99	50524.76
13*	19749.21	20440.75	10297.28	50487.24	39	23973.57	14083.34	11157.99	49214.90
14	22402.74	12185.10	11157.99	45745.83	40*	19749.21	19337.25	11157.99	50244.45
15	20781.11	18382.99	11157.99	50322.09	41*	19749.21	19726.45	11157.99	50633.66
16	19749.21	18971.79	11157.99	49878.99	42	21423.86	17843.13	11157.99	50424.98
17*	19201.75	20440.75	11157.99	50800.49	43	21989.95	21305.73	7108.55	50404.23
18	19749.21	20440.75	8521.95	48711.91	44	25116.78	14062.78	11157.99	50337.55
19	19749.21	20440.75	9448.52	49638.48	45	26215.24	13444.71	11157.99	50817.94
20*	19749.21	20440.75	10534.18	50724.14	46	21423.86	16627.08	11157.99	49208.94
21	22441.36	20440.75	7135.02	50017.12	47	20781.11	18673.34	11157.99	50612.44
22	18897.24	20440.75	11157.99	50495.98	48	20781.11	18775.35	11157.99	50714.44
23	18960.46	20440.75	11157.99	50559.20	49	20382.68	19406.26	11157.99	50946.93
24	19349.44	20440.75	11157.99	50948.18	50*	19749.21	19802.49	11157.99	50709.70

Nota: * Indica uma barra terminal na configuração base do sistema.

Fonte: Elaboração da autora

As barras de carga 2, 10, 13, 17, 20, 25, 26, 28, 29, 31, 32, 36, 40, 41 e 50 são terminais na configuração base do sistema teste de 53 barras. Quando uma barra de carga terminal é indicada como local de falta e é isolada, não existem barras desatendidas a jusante desse local e, conseqüentemente, não há cargas passíveis de restauração. Sendo assim, não há necessidade de reconfiguração topológica e o modelo matemático deverá manter como proposta a própria configuração de falta, para não produzir custos decorrentes de chaveamentos. Nestes cenários, apenas são operadas as chaves destinadas a isolar o setor de falta para correção do defeito. Na **Tabela 2**, estas barras terminais estão sinalizadas por (*).

Observando os resultados apresentados na **Tabela 2**, verifica-se que as faltas indicadas nas barras 3, 4, 11, 12, 14 e 46, que representam os cenários mais críticos, demandaram os maiores tempos de resolução, respectivamente, 41, 15, 8, 2, 28 e 39 segundos. Esses tempos

de resolução são baixos e estão adequados ao problema. Em todos os outros 44 cenários, o problema foi resolvido em até 4 segundos.

Entre os 50 cenários analisados, os cenários de falta nas **barras 3, 4 e 14** foram também os mais críticos em termos de corte de carga. O modelo matemático de PCSOIM indicou o corte de 3.465,00, 2.926,00 e 4.928,00 kVA nestes respectivos cenários, referentes à desenergização de 3, 2 e 5 barras, respectivamente.

Para os 15 cenários de falta em barras terminais do sistema elétrico, não houve indicação de reconfiguração topológica pelo modelo matemático de PCSOIM proposto e o tempo de resolução demandado foi de apenas 1 segundo. Por serem barras terminais na configuração inicial, então não existe demanda a ser restabelecida. No entanto, o que viabiliza a inalteração topológica, nesses casos, é o custo de operações de chaveamento na função objetivo do problema. No caso de falta permanente na **barra 10**, por exemplo, as chaves indisponibilizadas são 10–9, 10–31 e 10–38 para o isolamento do setor em falta (essas chaves são inexistentes para o otimizador) e nenhuma outra chave é indicada pelo otimizador para ser aberta ou fechada, inclusive nenhuma chave fictícia, porque não há barras desatendidas a jusante da barra 10 para restabelecimento.

O resumo das propostas de reconfiguração fornecidas pelo modelo matemático de PCSOIM é apresentado abaixo:

- Restauração sem corte de carga para os casos de falta nas **barras 5, 6, 7, 8, 9, 11, 12, 15, 16, 21, 22, 23, 24, 33, 34, 37, 38, 42, 43, 44, 45, 47, 48 e 49**, totalizando 24 cenários.
- Restauração com corte de carga para os casos de falta nas **barras 1, 3, 4, 14, 18, 19, 27, 30, 35, 39 e 46**, totalizando 11 cenários.
- Sem proposta de reconfiguração para os casos de falta nas **barras terminais 2, 10, 13, 17, 20, 25, 26, 28, 29, 31, 32, 36, 40, 41 e 50**, totalizando 15 cenários.
- Restauração com maior corte de carga para os casos de falta nas **barras 3, 4 e 14**.
- Restauração com maior número de operações de chaveamento para os casos de falta nas **barras 3, 4, 11, 12, 14 e 45**, respectivamente com 9, 6, 7, 5, 7 e 5 indicações.
- Resolução com maior demanda de tempo computacional para os casos de falta nas **barras 3, 4, 11, 12, 14 e 46**.

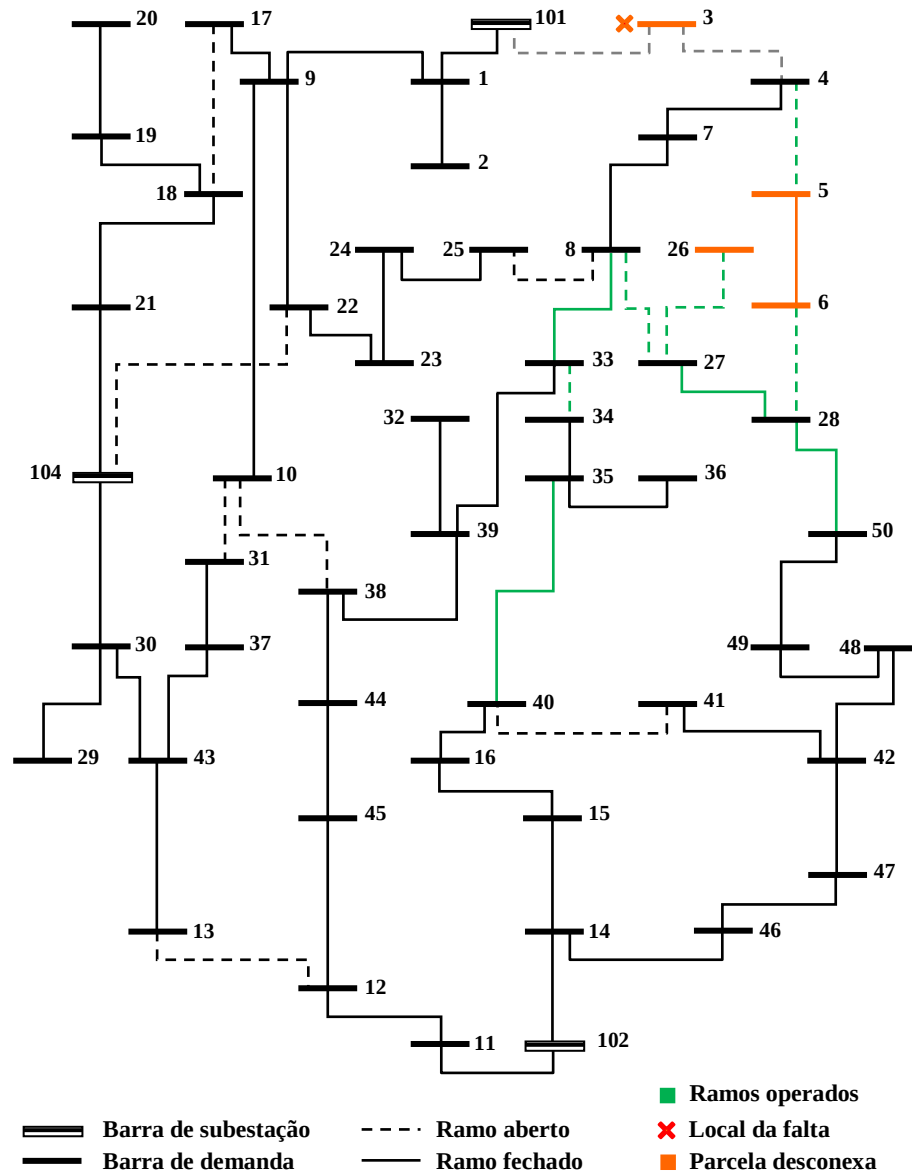
Dentre os resultados apresentados na **Tabela 2**, são escolhidos para análise mais detalhada os resultados obtidos para os cenários de falta indicada nas **barras 3, 11 e 14**. A escolha está baseada nas características das propostas de solução em termos de maior tempo de resolução demandado, de maior corte de carga realizado, de maior número de operações de chaveamento indicadas e também pela ocorrência de restabelecimento pleno em um desses casos. O cenário de falta na **barra 3** demandou maior tempo de resolução e maior indicação de operações de chaveamento; o cenário de falta na **barra 14** provocou o maior corte de carga; e no cenário de falta na **barra 11** foi possível restabelecer plenamente a parcela restaurável do sistema. As análises são apresentadas a seguir e todas as informações discutidas sobre os cenários de falta constam na **Tabela 1** da seção anterior.

Análise dos resultados para o **cenário de falta permanente na barra 3**:

- O estado restaurativo provocado por uma falta localizada na **barra 3** exige a indisponibilização dos ramos 101–3 e 4–3 para o isolamento desse setor. Esses ramos não participam do processo de resolução do problema de reconfiguração restaurativa, portanto, o otimizador tem disponíveis 59 (dos 61) ramos do problema real. A **barra 3** não é restaurável, pois deve permanecer isolada e, a jusante dela, são imediatamente desatendidas as **barras 4, 5, 6, 7, 8, 26, 27 e 28**, totalizando o não fornecimento de 8.777,98 kVA, dos quais **8.238,99 kVA** são restauráveis (a diferença corresponde à demanda da barra 3).
- Verifica-se que o sistema elétrico foi **parcialmente restabelecido**: na reconfiguração proposta, realiza-se o corte de carga nas **barras 5, 6 e 26**, totalizando o corte de **3.465,00 kVA** (3.118,50 kW e 1.510,35 kVAr).
- Dentre as barras desatendidas, foram reconectadas as **barras 4, 7, 8, 27 e 28**, totalizando o restabelecimento de **4.773,99 kVA** (4.296,60 kW e 2.080,92 kVAr), e todas elas foram reconectadas à subestação vizinha 102.
- Foram indicadas **9 operações de chaveamento**: a abertura das chaves inicialmente fechadas 5–4, 27–8, 26–27, 28–6 e 34–33, e o fechamento das chaves inicialmente abertas 28–27, 8–33, 35–40 e 28–50.
- Na configuração final do sistema, formaram-se duas ilhas de carga, uma composta pelas **barras 5 e 6** e outra composta pela **barra 26**. Assim, o otimizador propôs o fechamento dos ramos fictícios S^f-5 e S^f-26 para conectar as barras desenergizadas à subestação fictícia S^f . O ramo 6–5 permaneceu fechado entre as barras ilhadas 5 e 6.

- O tempo de processamento computacional demandado para resolução do modelo matemático neste cenário de falta foi de 41 segundos.
- Na reconfiguração proposta, no problema real, o sistema elétrico deve operar com 3 subestações e 46 barras de demanda, formando um sistema conexo e radial com **46 ramos fechados** (do total de 59 ramos disponíveis) e atendendo à uma demanda de **46.738,96 kVA**, correspondente a **92,11%** da demanda normalmente atendida (50.742,95 kVA). A configuração final do sistema nesse caso de falta é ilustrada na **Figura 8**.
- Sobre os limites operacionais, apresentados na **Tabela 3** e na **Tabela 4**, verifica-se que as soluções propostas são factíveis: o menor módulo de tensão observado é de **0,9635 pu** e corresponde à barra 4, as subestações operam dentro das suas correspondentes capacidades de carregamento e os fluxos de corrente nos ramos não violam o limite máximo permitido. As perdas ativas no sistema restaurado são de 563,65 kW.

Figura 8 - Configuração ótima proposta pelo modelo matemático de PCSOIM para operação no cenário de falta permanente na **barra 3**



Fonte: Elaboração da autora

Análise dos resultados para o **cenário de falta permanente na barra 11**:

- O estado restaurativo provocado por uma falta na **barra 11** exige a indisponibilização dos ramos 102–11 e 12–11 para o isolamento desse setor. Esses ramos não participam do processo de resolução do problema de reconfiguração restaurativa, portanto, o otimizador tem disponíveis 59 (dos 61) ramos do problema real. A **barra 11** deve permanecer isolada e não é restaurável e, a jusante dela, são imediatamente desatendidas as **barras 11, 12, 32, 33, 34, 35, 36, 38, 39, 44 e 45**, totalizando o não fornecimento de 10.318,02 kVA, dos quais **10.087,01 kVA** são restauráveis (a diferença corresponde à demanda da barra 11).
- Verifica-se que o sistema elétrico foi **plenamente restabelecido**: na reconfiguração proposta, são reconectadas todas as barras desatendidas passíveis de restauração, totalizando o restabelecimento de **10.087,06 kVA** (9.078,30 kW e 4.396,85 kVAr). A barra 12 é transferida para a subestação 104, as barras 32, 33, 38, 39, 44 e 45 são transferidas para a subestação 101 e as barras 34, 35 e 36 continuam sendo normalmente atendidas pela subestação 102, mas por um circuito alternativo.
- Foram indicadas **7 operações de chaveamento**: a abertura das chaves 45–12, 39–38 e 35–34, e o fechamento das chaves 13–12, 8–33, 35–40 e 10–38.
- Como não houve corte de carga, apenas a **barra 11** permaneceu isolada no sistema e não houve fechamento de ramos fictícios.
- O tempo de processamento computacional demandado para resolução do modelo matemático neste cenário de falta foi de 8 segundos.
- Na reconfiguração proposta, no problema real, o sistema elétrico deve operar com 3 subestações e 49 barras de demanda, formando um sistema conexo e radial com **49 ramos fechados** (do total de 59 ramos disponíveis) e atendendo à uma demanda de **50.511,93 kVA**, correspondente a **99,54%** da demanda normalmente atendida. A configuração final do sistema nesse cenário de falta é ilustrada na **Figura 9**.
- Na **Tabela 3** e na **Tabela 4**, verifica-se que as soluções propostas são factíveis: o menor módulo de tensão observado é de **0,9685 pu** e corresponde à barra 32, as subestações operam dentro das suas correspondentes capacidades de carregamento e os fluxos de corrente nos ramos não violam o limite máximo permitido. As perdas ativas no sistema restaurado são de 552,44 kW.

Análise dos resultados para o **cenário de falta permanente na barra 14**:

- O estado restaurativo provocado por uma falta localizada na **barra 14** exige a indisponibilização dos ramos 102–14, 15–14 e 14–46 para o isolamento desse setor. Esses ramos não participam do processo de resolução do problema de reconfiguração restaurativa, portanto, o otimizador tem disponíveis 58 (dos 61) ramos. A **barra 14** não é restaurável, pois deve permanecer isolada e, a jusante dela, são imediatamente desatendidas as **barras 15, 16, 40, 41, 42, 46, 47, 48, 49 e 50**, totalizando o não fornecimento de 9.778,96 kVA, dos quais **9.008,96 kVA** são restauráveis (a diferença corresponde à demanda da barra 14).
- Verifica-se que o sistema elétrico foi **parcialmente restabelecido**: na reconfiguração proposta, realiza-se o corte de carga nas **barras 15, 16, 36, 46 e 47**, totalizando o corte de **4.928,00 kVA** (4.435,20 kW e 2.148,06 kVAr). A **barra 36** havia permanecido energizada após a ocorrência da falta, no entanto, o otimizador indicou o corte da barra 36 e priorizou o restabelecimento da carga da **barra 41**.
- Dentre as barras desatendidas, foram reconectadas as **barras 40, 41, 42, 48, 49 e 50**: as barras 42, 48, 49 e 50 foram transferidas para a subestação 101 e as barras 40 e 41 foram reconectadas pela própria subestação 102, por circuitos alternativos. A barra 41 foi restabelecida mediante o corte da barra 36, inicialmente energizada, e foi atendida pela subestação 102. O corte da barra 36 para o restabelecimento da barra 41 aumentou três indicações de operações de chaveamento (referentes à abertura das chaves 35–36 e 42–41 e ao fechamento da chave 40–41), no entanto, causou maior restabelecimento de cargas: a demanda da **barra 36** (231,01 kVA), cortada pelo otimizador, é menor que a demanda da **barra 41** (693,00 kVA), restaurada. No modelo matemático, todos os ramos estão disponíveis para a reconfiguração (o problema é resolvido de forma global), por isso, pode-se propor a desenergização de barras que se mantiveram energizadas após a interrupção permanente no sistema visando ao restabelecimento factível de um montante maior de carga, cumprindo o objetivo principal de atendimento máximo na proposta de restabelecimento formulada.
- Foram indicadas **7 operações de chaveamento**: a abertura das chaves 36–35, 16–40, 42–41 e 47–42, e o fechamento das chaves 40–41, 35–40 e 28–50.
- Na configuração final do sistema, formaram-se três ilhas de carga desenergizadas: uma composta pelas **barras 15 e 16**, outra composta pela **barra 36** e a terceira composta

pelas **barras 46 e 47**. Assim, o otimizador propôs o fechamento dos ramos fictícios S^f-16 , S^f-36 e S^f-46 para conectar as barras desenergizadas à subestação fictícia S^f . Os ramos 16–15 e 46–47 permaneceram fechados nas ilhas formadas.

- O tempo de processamento computacional demandado para resolução do modelo matemático neste contexto de falta foi de 28 segundos.
- Na reconfiguração proposta, no problema real, o sistema elétrico deve operar com 3 subestações e 44 barras de demanda, formando um sistema conexo e radial com **44 ramos fechados** (do total de 59 ramos disponíveis) e atendendo à uma demanda de **45.044,95 kVA**, correspondente a **88,77%** da demanda normalmente atendida (50.742,95 kVA). A configuração final do sistema nesse cenário de falta é ilustrada na **Figura 10**.
- Sobre os limites operacionais, apresentados na **Tabela 3** e na **Tabela 4**, verifica-se que as soluções propostas são factíveis: o menor módulo de tensão observado é de **0,9600 pu** e corresponde à barra 41, as subestações operam dentro das suas correspondentes capacidades de carregamento e os fluxos de corrente nos ramos não violam o limite máximo permitido. As perdas ativas no sistema restaurado são de 506,39 kW.

Finalmente, na **Tabela 3**, verifica-se que para todos os casos de falta simulados e resolvidos com o modelo matemático de PCSOIM de reconfiguração restaurativa, os módulos de tensão são todos superiores a 0,95 pu, que é o valor mínimo exigido para a operação do sistema teste. O menor módulo de tensão observado no sistema dentre todas as soluções propostas é de **0,9600 pu**, correspondente à barra 41, no contexto de falta na **barra 14**. Na **Tabela 4**, verifica-se também que para todos os casos de falta testados, as subestações operam abaixo de sua capacidade máxima de carregamento.

3.3.3 Testes com critérios especiais e análise de resultados

Nesta seção, são apresentados os resultados de testes com critérios especiais obtidos com o modelo matemático de PCSOIM de reconfiguração restaurativa. Ao todo, são propostos três novos testes com o objetivo de explorar os critérios especiais que podem ser implementados na otimização do problema. Esses testes consistem em considerar a existência de cargas prioritárias para atendimento (**teste E1**), em considerar a existência e priorizar a operação de chaves controladas remotamente do centro de controle operacional (**teste E2**) e em não permitir que barras inicialmente energizadas sejam desenergizadas na configuração final (**teste E3**). Nesses testes, os parâmetros na função objetivo são calibrados apenas para hierarquizar os critérios de otimização (não são usados para representar, efetivamente, custos operacionais).

Nos testes **E1**, **E2** e **E3**, simulam-se faltas permanentes, respectivamente, na **barra 3**, na **barra 11** e na **barra 14**. Nos testes **E1** e **E2**, os critérios especiais são definidos usando os parâmetros α_i , $\beta_{i,j}$ e $\mu_{i,j}$ na função objetivo e, no teste **E3**, o critério especial é definido usando as variáveis de decisão y_i . Esses testes estão definidos da seguinte forma:

- No teste especial **E1**, considera-se a existência de cargas prioritárias para atendimento. As **barras 19, 25, 26, 31 e 33** são prioritárias, portanto, para $i = \{19, 25, 26, 31, 33\}$ o parâmetro $\alpha_i = 10\alpha$ e, para as demais barras de carga, $\alpha_i = \alpha$. Assim, considera-se 10 vezes mais caro desconectar cargas prioritárias. Assumiu-se $\alpha = 0.1$. Os parâmetros $\beta_{i,j}$ e $\mu_{i,j}$, associados à operação de chaves, não assumem condições especiais no teste **E1**, portanto seguem o critério básico de restabelecimento e equivalem a $\beta_{i,j} = 1 \forall (i,j) \in \Omega_a$ e $\mu_{i,j} = 1 \forall (i,j) \in \Omega_f$, para a minimização do número de chaves indicadas para operação.

- No teste especial **E2**, considera-se a existência de chaves prioritárias para operação. São prioritárias as chaves telecomandadas e os disjuntores na saída das subestações. Assim, essas chaves devem ser preferencialmente indicadas na proposta de reconfiguração. As chaves telecomandadas estão alocadas nos ramos normalmente abertos (NA) **35–40**, **10–31** e **28–50**, nos ramos normalmente fechados (NF) **33–39**, **48–42**, **9–1** e **43–30** e os disjuntores estão alocados no ramo NA **104–22** e nos ramos NF **101–1**, **101–3**, **102–11**, **102–14**, **104–21** e **104–30**. Portanto, $\beta_{i,j} = 0.1\beta$ para $(i,j)=\{(35,40), (10,31), (28,50), (104,22)\}$ e $\mu_{i,j} = 0.1\beta$ para $(i,j)=\{(33,39), (48,42), (9,1), (43,30), (101,1), (101,3), (102,11), (102,14), (104,21), (104,30)\}$; para os demais ramos, $\beta_{i,j} = \beta$ e $\mu_{i,j} = \beta$. Assumiu-se $\beta = 1$. Assim, considera-se 10 vezes mais caro operar as chaves controladas localmente no sistema. Nesse teste, considera-se que não existem cargas prioritárias para atendimento, portanto, o parâmetro α_i não assume condições especiais no teste **E2** e equivale a $\alpha_i = 0.1 \forall i \in \Omega_b$.
- No teste especial **E3**, considera-se o critério básico como proposta de restabelecimento, assim: $\alpha = 0.1 \forall i \in \Omega_b$, $\beta_{i,j} = 1 \forall (i,j) \in \Omega_a$ e $\mu_{i,j} = 1 \forall (i,j) \in \Omega_f$, e a condição especial consiste em proibir que barras que permanecem energizadas após a interrupção permanente sejam desenergizadas na configuração final. É permitido remanejar essas cargas para atendimento por circuitos alternativos, assim, todos os ramos disponíveis para a reconfiguração podem ser usados na resolução do problema. Nesse teste, para a resolução do modelo matemático, deve-se fixar $y_i = 0$ para todas as barras inicialmente energizadas após o isolamento do setor em falta.

Na **Tabela 5**, apresenta-se o resumo dos resultados obtidos pelo modelo matemático de reconfiguração restaurativa nos novos testes simulados.

Tabela 5 – Reconfiguração ótima proposta pelo modelo matemático de PCSOIM nos testes com critérios especiais de restabelecimento

TESTE	Chaves indicadas para operação			Barras desconectadas	Corte de carga (kVA)	Tempo (s) de resolução
	Abertura ; Fechamento	Total	Fictícias			
E1	8-7, 6-5, 32-39, 34-33; 8-33, 35-40, 28-50	7	S^f -4, S^f -32	4, 5, 7, 32	4.928,00	209
E2	37-43, 38-44, 34-33; 10-31, 13-12, 8-33, 35-40,	7	-	-	0,00	2
E3	16-40, 42-41, 47-42; 35-40, 28-50,	5	S^f -15, S^f -41, S^f -46	15, 16, 41, 46, 47	5.389,98	4

Fonte: Elaboração da autora

Comparando os resultados apresentados na **Tabela 5** com os resultados apresentados na **Tabela 2**, verifica-se que:

- No teste **E1**, entre as barras desenergizadas após a falta na barra 3, a barra 26 é prioritária e houve maior corte de carga na solução final para priorizar o atendimento a essa barra. Nessa solução, foram desenergizados 1.463,00 kVA adicionais. Na configuração final do sistema, formaram-se duas ilhas de carga diferentes daquelas formadas na solução com critério básico de restabelecimento. No teste **E1**, uma ilha é composta pelas **barras 4, 5 e 7** e outra ilha é composta pela **barra 32**. Essa solução se distingue também quanto ao total de chaves indicadas para operação. No teste **E1**, foram 7 operações de chaveamento, duas a menos que a proposta com critério básico no mesmo cenário.
- No teste **E2**, nenhuma chave prioritária foi decisiva na reconfiguração após falta na barra 11. A solução proposta reconecta todas as cargas desenergizadas e possui também 7 operações de chaveamento, portanto, é uma solução ótima alternativa em relação àquela proposta com critérios básicos de restabelecimento no mesmo cenário.
- No teste **E3**, a barra 36, que permaneceu energizada após a falta na barra 14, não foi desenergizada no lugar da barra 41 na proposta de reconfiguração, como ocorreu na proposta com critério básico no mesmo cenário. Assim, nessa proposta, houve o corte adicional de 461,98 kVA. Nessa solução, formaram-se as seguintes ilhas de carga: uma ilha composta pelas **barras 15 e 16**, outra ilha composta pela **barra 41** e uma terceira ilha composta pelas **barras 46 e 47**. Nessa solução, foram indicadas 5 operações de chaveamento, duas a menos que a proposta com critério básico no mesmo cenário.

Nos testes **E1**, **E2** e **E3**, o modelo matemático apresentou propostas coerentes com os respectivos critérios especiais formulados e os tempos de resolução demandados nesses testes também estão adequados ao problema de restauração.

3.3.4 Testes com cenários de faltas múltiplas e análise de resultados

Nesta seção, apresentam-se os testes simulados com cenários de falta permanente indicada em diferentes pontos do sistema elétrico de distribuição. Nesses testes, o problema de reconfiguração é resolvido com mais de um setor indicado para isolamento. Devem ser devidamente indisponibilizados todos os ramos usados no isolamento dos setores indicados e todas as barras de carga compreendidas nesses setores. Os critérios para a resolução do problema nos casos de faltas múltiplas são exatamente os mesmos critérios de resolução do problema nos casos de falta onde se indica um único setor para isolamento, pois o problema se torna o mesmo após a indisponibilização de um ou de vários elementos do sistema elétrico.

Os testes simulam a combinação de cenários críticos de falta, com alocação de faltas em barras na saída das subestações e/ou em barras que possuem chaves de interconexão com outros alimentadores. Sendo assim, nos cenários simulados, ocorre a desenergização expressiva de cargas e importantes ramos são indisponibilizados para a resolução do problema. Na **Tabela 6**, apresenta-se o resumo dos resultados obtidos.

Tabela 6 – Reconfiguração ótima proposta pelo modelo matemático de PCSOIM nos testes com faltas múltiplas

Cenário e barra isolada	Chaves indicadas para operação			Barras desconectadas	Corte de carga (kVA)	Tempo (s) de resolução
	Abertura ; Fechamento	Total	Fictícias			
1, 10	- ; 104-22	1	S^f -2	2	1.154,99	1
3, 4	6-5, 26-27, 34-33; 8-33, 35-40, 28-50	6	S^f -5, S^f -26	5, 26	2.926,00	6
3, 4, 33	8-7, 27-8, 26-27, 28-6; 8-25, 28-27, 35-40, 28-50	8	S^f -5, S^f -7, S^f -26	5, 6, 7, 26	4.235,00	1

Fonte: Elaboração da autora

Comparando os resultados dos testes com cenários de faltas múltiplas, apresentados na **Tabela 6**, com os resultados obtidos para os mesmos cenários de falta resolvidos separadamente, apresentados na **Tabela 2**, verifica-se que:

- Quanto ao corte de carga: no cenário de falta simultânea nas **barras 1 e 10**, houve o mesmo corte de carga, com a barra 2 desconectada; no cenário de falta simultânea nas **barras 3 e 4**, o corte de carga foi menor, com as barras 5 e 26 desconectadas (o isolamento da barra 4 permitiu o restabelecimento adicional da barra 6); no cenário de falta simultânea nas **barras 3, 4 e 33**, o corte de carga foi maior, com as barras 5, 6, 7

e 26 desconectadas (a indisponibilização do ramo 8-33 resultou no corte adicional da barra 7).

- Quanto ao tempo de resolução: o tempo de resolução do problema nos cenários de faltas múltiplas simulados foi muito menor em comparação com o maior tempo de resolução do problema nos mesmos cenários resolvidos separadamente.
- Quanto aos chaveamentos: houve redução do número de operações indicadas em todos os testes simulados com faltas múltiplas. Nos cenários de falta simultânea nas **barras 1 e 10**, nas **barras 3 e 4** e nas **barras 3, 4 e 33**, as reduções do número de chaves indicadas foram, respectivamente, de 3 para 1, de 9 para 6 e de 9 para 8, pelo decréscimo de fluxo de corrente com o isolamento da barra 10 no primeiro caso, pelo decréscimo de fluxo de corrente com o isolamento da barra 4 no segundo e no terceiro casos e pelo isolamento da barra 33 no terceiro caso.

Os resultados mostram que o modelo matemático de reconfiguração restaurativa proposto neste capítulo é eficiente para resolver também problemas de restauração com faltas múltiplas e as soluções ótimas são apresentadas em tempo adequado ao problema de restauração.

4 MODELO MATEMÁTICO RELAXADO PARA RECONFIGURAÇÃO RESTAURATIVA ÓTIMA EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE DISTRIBUIÇÃO RADIAIS BALANCEADOS: PROPOSTA 2

Neste capítulo, apresenta-se a segunda proposta do trabalho. Um modelo de PLIM é proposto para a otimização do problema de reconfiguração de SDEE radiais para o restabelecimento ótimo do fornecimento de energia elétrica. O modelo matemático proposto neste capítulo é uma simplificação do modelo matemático de PCSOIM apresentado no capítulo anterior (uma versão relaxada do modelo de PCSOIM). Assim, nessa proposta, também não se define a sequência ótima de operações de chaveamento para o restabelecimento e essa definição deve ocorrer em uma fase posterior à resolução desse modelo matemático. A simplificação consiste em relaxar alguns parâmetros e algumas restrições do modelo original. Assim, alguns parâmetros e algumas restrições relacionados à rede elétrica são desconsiderados na modelagem. Todas as formulações matemáticas são completas e explícitas, por isso este modelo matemático de PLIM pode ser resolvido de forma exata através de técnicas clássicas de otimização.

O objetivo desta proposta consiste na obtenção de formulações matemáticas com menor complexidade de resolução e, assim, facilitar a resolução do problema por métodos clássicos de otimização. Com a simplificação, o custo de processamento computacional demandado para resolução do modelo matemático de PLIM é reduzido e as soluções são apresentadas em menor tempo comparado ao modelo original. Essa proposta é extremamente válida na resolução do problema em sistemas de grande porte. No entanto, devido às simplificações realizadas, as soluções obtidas precisam ser avaliadas e validadas quanto à factibilidade em relação ao problema real. Nesse contexto, a validação da qualidade e da viabilidade das soluções propostas pelo modelo relaxado deve ser feita a partir dos resultados fornecidos por um algoritmo de fluxo de carga radial AC executado para as configurações propostas. Os resultados desse algoritmo fornecem as reais informações operacionais do sistema elétrico nessas configurações e essas informações devem ser avaliadas quanto à factibilidade operacional. Adicionalmente, o modelo matemático relaxado poderá ter seu desempenho analisado a partir dos resultados obtidos com o modelo completo original em termos de otimalidade. Espera-se que o modelo de PLIM encontre as soluções ótimas apresentadas pelo modelo de PCSOIM, ou soluções ótimas alternativas, ou ainda que encontre soluções válidas muito próximas das soluções ótimas (soluções sub-ótimas).

O capítulo está dividido da seguinte forma: na **seção 4.1**, apresenta-se o modelo matemático de PLIM para reconfiguração restaurativa proposto neste capítulo e, na descrição do modelo, evidenciam-se as simplificações realizadas; na **seção 4.2**, apresentam-se os testes realizados e os resultados obtidos com esse modelo matemático para validação das soluções propostas e avaliação do desempenho do modelo.

São realizados testes no sistema de 53 barras e no sistema de 417 barras, cujos dados estão apresentados no **Anexo A**. Os resultados obtidos pelo modelo de PLIM são comparados com os resultados obtidos pelo modelo de PCSOIM do capítulo anterior.

4.1 MODELO MATEMÁTICO DE PLIM PROPOSTO

A proposta de restabelecimento no modelo matemático de PLIM de reconfiguração restaurativa é a mesma proposta no modelo matemático de PCSOIM e eles se diferenciam apenas no que se refere às simplificações realizadas. Diferentemente do modelo de PCSOIM, o modelo de PLIM não representa todos os requisitos físicos e operacionais de um sistema elétrico de distribuição. O modelo matemático de PLIM proposto é apresentado nas relações (22) a (34).

As simplificações realizadas para a formulação do modelo matemático de PLIM são as seguintes:

- i. O modelo de PLIM não considera o fator de potência da demanda, portanto, não distingue demanda de potência ativa e demanda de potência reativa: as restrições consideram apenas a demanda, o fornecimento e o fluxo de potência aparente;
- ii. O modelo de PLIM não considera os parâmetros de impedância das linhas de transmissão e as perdas elétricas não são calculadas;
- iii. O modelo de PLIM não impõe o cumprimento da segunda lei de Kirchhoff (lei de tensões de Kirchhoff);
- iv. Por consequência de ii e iii, não são determinadas as magnitudes de tensão nas barras do sistema elétrico e o cumprimento dos limites de magnitudes de tensão para a operação do sistema não são impostos no modelo de PLIM.

$$\text{Min } v = \sum_{(i,j) \in \Omega_a} \beta_{i,j} x_{i,j} + \sum_{(i,j) \in \Omega_f} \mu_{i,j} (1 - x_{i,j}) + \sum_{i \in \Omega_b} \alpha_i S_{D_i} y_i \quad (22)$$

s. a.

$$\sum_{(j,i) \in \Omega_l} S_{j,i} - \sum_{(i,j) \in \Omega_l} S_{i,j} + S_{G_i} = S_{D_i} (1 - y_i) \quad \forall i \in \Omega_b \quad (23)$$

$$\sum_{(j,i) \in \Omega_l \cup \Omega_h} H_{j,i} - \sum_{(i,j) \in \Omega_l \cup \Omega_h} H_{i,j} + H_{G_i} = y_i \quad \forall i \in \Omega_b \quad (24)$$

$$S_{G_i} \leq \bar{S}_{G_i} \quad \forall i \in \Omega_s, i \neq S^f \quad (25)$$

$$|S_{i,j}| \leq \bar{S}_{i,j} x_{i,j} \quad \forall (i,j) \in \Omega_l \quad (26)$$

$$|H_{i,j}| \leq M x_{i,j} \quad \forall (i,j) \in \Omega_l \cup \Omega_h \quad (27)$$

$$S_{G_i} = 0 \quad \forall i \in (\Omega_b - \Omega_s) \cup S^f \quad (28)$$

$$H_{G_i} = 0 \quad \forall i \in \Omega_b, i \neq S^f \quad (29)$$

$$\sum_{(i,j) \in \Omega_l \cup \Omega_h} x_{i,j} = |\Omega_b| - |\Omega_s| \quad (30)$$

$$\sum_{(j,i) \in \Omega_l \cup \Omega_h} x_{j,i} + \sum_{(i,j) \in \Omega_l \cup \Omega_h} x_{i,j} \geq 1 \quad (31)$$

$$|y_i - y_j| \leq (1 - x_{i,j}) \quad \forall (i,j) \in \Omega_l \quad (32)$$

$$x_{i,j} \in \{0,1\} \quad \forall (i,j) \in \Omega_l \cup \Omega_h \quad (33)$$

$$y_i \in \{0,1\} \quad \forall i \in \Omega_b \quad (34)$$

Figura 11 - Legenda das cores no conjunto de restrições do modelo matemático de PLIM de reconfiguração restaurativa

■	Impõe o cumprimento da primeira lei de Kirchhoff (lei de correntes de Kirchhoff).
■	Impõe o cumprimento de limites físicos e operacionais do sistema elétrico de distribuição.
■	Restrições complementares (destinadas a auxiliar o cumprimento de outras restrições).
■	Impõe o total de ramos fechados para operação radial do sistema e para não alteração do estado das chaves inicialmente fechadas na parcela desconexa na topologia final.
■	Restrições substitutas (destinadas a acelerar o processo de resolução do modelo matemático).
■	Impõe a natureza binária das variáveis de decisão do problema.

Fonte: Elaboração da autora

Para a resolução do problema de reconfiguração pelo modelo matemático proposto acima, devem ser identificados e indisponibilizados os elementos do sistema elétrico relacionados ao setor indicado para isolamento. Assim, esses elementos e todas as variáveis e todos os parâmetros correspondentes a esses elementos são considerados inexistentes para a resolução do problema. O número de elementos indisponibilizados varia em cada cenário de interrupção. A parcela correspondente ao setor não isolado é considerada a parcela disponível para a reconfiguração do sistema, portanto, as seções de carga nessa parcela são passíveis de atendimento e as chaves alocadas nessa parcela podem ser usadas para a reconfiguração de restabelecimento.

4.1.1 Descrição dos conjuntos, parâmetros e variáveis do modelo

Na descrição dos conjuntos, parâmetros e variáveis do modelo matemático proposto neste capítulo, destaca-se o que se difere da modelagem do capítulo anterior.

- Os conjuntos Ω_l , Ω_a e Ω_f de ramos do problema real e Ω_h de ramos fictícios e os conjuntos Ω_b e Ω_s de barras do sistema disponíveis e incluindo a barra da subestação fictícia S^f são os mesmos do capítulo anterior e seguem a mesma descrição apresentada na **seção 3.2.1**.
- Os parâmetros S^f , $\bar{S}_{G_k}$, M , α_i , $\beta_{i,j}$ e $\mu_{i,j}$ são os mesmos do capítulo anterior e seguem a mesma descrição apresentada na **seção 3.2.1**. Nesta modelagem, no entanto, α_i representa o custo de desconectar a barra i por unidade de carga S_{D_i} demandada na barra. O parâmetro S_{D_i} é a demanda de potência aparente na barra i e substitui os parâmetros P_{D_i} e Q_{D_i} de demanda de potência ativa e de potência reativa, respectivamente. Assim, no modelo, a demanda de carga S_{D_i} não é nula apenas nas barras de carga, portanto, nas barras de subestação reais e na barra da subestação fictícia, essa demanda é nula.
- As variáveis binárias $x_{i,j}$ e y_i , que representam, respectivamente, a decisão sobre o estado operativo da chave no ramo $i - j$, $\forall (i,j) \in \Omega_l \cup \Omega_h$, e a decisão de energizar ou de desconectar a barra i , $\forall i \in \Omega_b$, são as mesmas do capítulo anterior e seguem a mesma descrição apresentada na **seção 3.2.1**.

- A variável S_{ij} corresponde ao fluxo de potência aparente no ramo $i - j$, $\forall (i, j) \in \Omega_l$, e substitui as variáveis $P_{i,j}$ e $Q_{i,j}$ do modelo matemático de PCSOIM do capítulo anterior. Assim, no modelo matemático de PLIM, os fluxos na parcela energizada do sistema estão em termos de potência aparente. Na parcela desenergizada, os fluxos fictícios $H_{i,j}$ de potência artificial são os mesmos do modelo original, portanto, seguem a mesma descrição apresentada na **seção 3.2.1**.
- A variável S_{G_i} representa a geração de potência aparente na barra i , $\forall i \in \Omega_b$, e substitui as variáveis P_{G_i} e Q_{G_i} do modelo matemático de PCSOIM do capítulo anterior. A geração de potência aparente é nula nas barras de carga e na barra da subestação fictícia S^f , apenas pode existir geração S_{G_i} nas barras de subestação reais;
- A variável que representa a geração de potência artificial H_{G_i} , $\forall i \in \Omega_b$, é a mesma do capítulo anterior e segue a mesma descrição apresentada na **seção 3.2.1**. Portanto, só existe geração H_{G_i} na barra da subestação fictícia S^f , portanto, essa geração é nula nas barras de carga e nas barras de subestação reais.

4.1.2 Contexto operacional da subestação fictícia

A subestação fictícia cumpre no modelo matemático relaxado de PLIM deste capítulo a mesma função que cumpre no modelo matemático de PCSOIM do capítulo anterior. Portanto, o contexto operacional da subestação fictícia, descrito e exemplificado na **seção 3.2.2**, é o mesmo para o modelo de PLIM.

4.1.3 Descrição das relações matemáticas do modelo proposto

A função objetivo e o conjunto de restrições do modelo matemático de PLIM apresentado nas relações (22) a (34) são descritos nesta seção. Destacam-se as relações matemáticas que se diferem da modelagem do capítulo anterior e também a origem das simplificações realizadas para a obtenção do modelo relaxado proposto neste capítulo.

A relação (22) é a função objetivo de minimização e se diferencia da relação (1) apenas na parcela referente ao corte de carga, onde o coeficiente da variável y_i passa a ser $\alpha_i S_{D_i}$ e não mais $\alpha_i (P_{D_i} + Q_{D_i})$, pois as demandas no problema relaxado estão em termos de potência aparente.

As relações matemáticas (23) a (34) correspondem ao conjunto de restrições do modelo matemático de PLIM. Nessas relações, a primeira lei de Kirchhoff continua sendo imposta para cumprimento na parcela energizada e na parcela desenergizada do sistema elétrico (no contexto operacional da subestação fictícia e dos ramos fictícios incorporados no problema) e é mantido também o cumprimento dos requisitos de capacidade máxima de fluxo de potência nos ramos e de capacidade máxima de carregamento das subestações. A segunda lei de Kirchhoff e os limites operacionais de magnitude de tensão nas barras não são impostos nessas restrições.

As restrições (23) e (24) impõem o cumprimento da primeira lei de Kirchhoff em cada barra do sistema elétrico. A restrição (23) resulta da simplificação das restrições (2) e (3) do modelo de PCSOIM e corresponde ao balanço de potência aparente em cada barra do sistema elétrico. As perdas elétricas não são calculadas na restrição (23). Nessa relação, quando $y_i = 1$, o balanço de carga deve ser satisfeito da seguinte forma: $S_{D_i} - S_{D_i} y_i = 0$. Portanto, o termo $(1 - y_i)$ associado à demanda S_{D_i} na barra i é responsável pelo corte pleno de fornecimento dessa carga por uma subestação real e essa carga passa a ser plenamente atendida pelo gerador artificial de potência aparente $S_{D_i} y_i$ alocado na barra. Quando $y_i = 0$ restrição (23), a barra de carga i deve ser normalmente atendida por uma subestação real através de ramos reais. O balanço de potência artificial na parcela desenergizada é representado pela restrição (24). Na restrição (24), quando $y_i = 1$, existe demanda de potência artificial na barra i e essa demanda deve ser atendida pela subestação fictícia através de ramos fictícios e/ou de ramos reais e, quando $y_i = 0$, não existe demanda de potência artificial na barra i .

A restrição (25) representa a capacidade máxima de carregamento de potência aparente na subestação real i . No modelo simplificado, a variável S_{G_i} é uma aproximação da relação $(P_{G_i}^2 + Q_{G_i}^2)^{1/2}$, que seria a variável S_{G_i} calculada no modelo original, pois as perdas elétricas não estão sendo calculadas no modelo simplificado.

As restrições (26) e (27) limitam os fluxos de potência na parcela energizada e na parcela desenergizada, respectivamente. A restrição (27) é semelhante à restrição (9) e a restrição (26) é resultante da simplificação da restrição (8), onde o limite operacional está em termos de corrente elétrica, e também corresponde à simplificação das restrições substitutas (16) e (17) do modelo original. Em (8), o fluxo de corrente $I_{i,j}^{sqr}$, onde $I_{i,j}^{sqr} \geq (P_{i,j}^2 + Q_{i,j}^2)/V_j^{sqr}$, está limitado pelo parâmetro $\bar{I}_{i,j}^2$ (que é o quadrado da capacidade real de fluxo de corrente no ramo $i - j$). Em (26), o fluxo S_{ij} (que é uma aproximação de $(P_{i,j}^2 + Q_{i,j}^2)^{1/2}$ do problema original) está limitado pelo parâmetro $\bar{S}_{i,j}$, obtido fazendo $\bar{S}_{i,j} = \bar{V}\bar{I}_{i,j}$ (onde $\bar{V}$ é a tensão elétrica máxima no sistema e $\bar{I}_{i,j}$ é a capacidade máxima de fluxo de corrente no ramo $i - j$). O parâmetro $\bar{S}_{i,j}$ calculado dessa forma é também uma aproximação da capacidade máxima de fluxo no ramo e não representa efetivamente essa capacidade. Esse cálculo aproximado é necessário no modelo matemático de PLIM proposto porque as magnitudes de tensão nas barras (variáveis V_i no modelo original) não são calculadas nesse modelo porque a segunda lei de Kirchhoff não está modelada no conjunto de restrições. Assim, o parâmetro de capacidade máxima de fluxo de potência aparente é obtido de forma relaxada usando o parâmetro $\bar{V}$. Essa aproximação formulada na restrição (26) pode resultar em propostas de solução com violação da capacidade máxima de fluxo de corrente no problema real.

A restrição (28) é resultante da simplificação das restrições (12) e (13) e estabelece que só pode existir geração de potência aparente S_{G_i} nas barras de subestação reais, portanto, a geração S_{G_i} é nula nas barras de carga e na barra da subestação fictícia S^f .

A restrição (29) é semelhante à restrição (14) e estabelece que só pode existir geração de potência artificial H_{G_i} na barra da subestação fictícia S^f , portanto, nas barras de carga e nas barras de subestação reais a geração H_{G_i} é nula.

As restrições (30), (31), (32), (33) e (34) do modelo matemático de PLIM são semelhantes, respectivamente, às restrições (15), (18), (19), (20) e (21) do modelo de PCSOIM. Assim, a restrição (30) impõe $|\Omega_b| - |\Omega_s|$ como o total de ramos dentre $\Omega_l \cup \Omega_h$ que devem ser fechados como condição necessária para a operação radial do sistema; as restrições (31) e (32) cumprem o papel de restrições substitutas e estabelecem, respectivamente, que deve existir pelo menos um ramo conectado a cada barra do sistema e que um ramo só pode estar fechado entre duas barras energizadas ou entre duas barras

desenergizadas (e um ramo pode estar aberto em qualquer contexto de atendimento às barras); e as restrições (33) e (34) impõem a natureza binária das variáveis $x_{i,j}$ e y_i , respectivamente.

No modelo matemático de PLIM proposto, uma proposta de solução deve ser conexa e radial em decorrência do cumprimento das restrições (23), (24) e (30) nesse modelo.

As restrições (5), (6), (10) e (11) do modelo matemático de PCSOIM, relacionadas ao cumprimento da segunda lei de Kirchhoff, são descartadas para a formulação do modelo simplificado.

4.2 TESTES E RESULTADOS

Nesta seção, são apresentados os testes e os resultados obtidos com o modelo matemático de PLIM de reconfiguração restaurativa. O problema foi resolvido em casos de falta permanente simulados no sistema de 53 barras e no sistema de 417 barras. Os dados desses sistemas são apresentados no **Anexo A**. Os resultados obtidos pelo modelo de PLIM são analisados após comparação com os resultados obtidos pelo modelo de PCSOIM do **capítulo 3**.

No sistema de 53 barras são simulados os 50 cenários de falta apresentados na **seção 3.3.1**. Na **Tabela 7**, apresenta-se o resumo dos resultados obtidos nesses 50 testes e, na **Figura 12**, apresenta-se um resumo sobre a comparação entre os resultados apresentados pelos modelos de PLIM e de PCSOIM nos 50 testes simulados. Nessa figura, informam-se quais resultados são iguais e quais são os resultados diferentes em que as configurações propostas pelo modelo de PLIM são ineficazes para o problema real. As análises foram feitas comparando as operações de chaveamento indicadas em cada teste e avaliando as informações operacionais do sistema elétrico obtidas com a resolução de um algoritmo de cálculo de fluxo de carga radial para cada configuração proposta pelo modelo simplificado. Algumas dessas informações operacionais sobre o sistema elétrico de acordo com as configurações propostas pelo modelo de PLIM são apresentadas na **Tabela 8**. Em seguida, são discutidos os casos em que o modelo de PLIM apresentou soluções diferentes daquelas obtidas pelo modelo matemático de PCSOIM.

Tabela 7 – Reconfiguração ótima proposta pelo modelo de PLIM no sistema de 53 barras

Cenário e barra isolada	Chaves indicadas para operação			Barras desconectadas	Corte de carga (kVA)	Tempo (s) de resolução
	Abertura ; Fechamento	Total	Fictícias			
1	17-9; 104-22, 18-17	3	S^f -2	2	1.154,99	<1
2*	-	0	-	-	-	<1
3	5-4, 27-8, 26-27, 28-6, 34-33; 28-27, 8-33, 35-40, 28-50	9	S^f -6, S^f -26	5, 6, 26	3.465,00	2
4	8-7, 6-5, 34-33; 8-33, 35-40, 28-50	6	S^f -5, S^f -7	5, 7	2.772,00	1
5	- ; 28-50	1	-	-	0,00	<1
6	- ; 28-50	1	-	-	0,00	1
7	27-8; 8-25, 28-27	3	-	-	0,00	1
8	- ; 28-27	1	-	-	0,00	1
9	- ; 104-22, 18-17, 10-38	3	-	-	0,00	1
10*	-	0	-	-	0,00	<1
11	45-12, 39-38, 35-34; 13-12, 8-33, 35-40, 10-38	7	-	-	0,00	1
12	39-38, 35-34; 8-33, 35-40, 10-38	5	-	-	0,00	1
13*	-	0	-	-	-	1
14	36-35, 16-40, 42-41, 47-42; 40-41, 35-40, 28-50	7	S^f -15, S^f -36, S^f -46	15, 16, 36, 46, 47	4.928,00	1
15	50-49; 40-41, 28-50	3	-	-	0,00	1
16	- ; 35-40	1	-	-	0,00	1
17*	-	0	-	-	-	<1
18	-	0	S^f -20	19, 20	1.693,98	1
19	-	0	S^f -20	20	616,00	<1
20*	-	0	-	-	-	1
21	- ; 18-17	1	-	-	0,00	1
22	- ; 8-25	1	-	-	0,00	<1
23	- ; 8-25	1	-	-	0,00	<1
24	- ; 8-25	1	-	-	0,00	1
25*	-	0	-	-	-	<1
26*	-	0	-	-	-	<1
27	-	0	S^f -26	26	924,01	<1
28*	-	0	-	-	-	<1
29*	-	0	-	-	-	<1
30	31-37; 10-31, 13-12	3	S^f -29	29	1.077,98	1
31*	-	0	-	-	-	<1
32*	-	0	-	-	-	<1
33	- ; 35-40	1	-	-	0,00	1
34	- ; 35-40	1	-	-	0,00	<1
35	-	0	S^f -36	36	231,01	<1
36*	-	0	-	-	-	1
37	- ; 10-31	1	-	-	0,00	<1
38	35-34; 8-33, 35-40	3	-	-	0,00	<1
39	- ; 8-33	1	S^f -32	32	1.309,00	1
40*	-	0	-	-	-	<1
41*	-	0	-	-	-	<1
42	- ; 40-41, 28-50	2	-	-	0,00	<1
43	- ; 10-31, 13-12	2	-	-	0,00	<1
44	34-33; 8-33, 35-40	3	-	-	0,00	1
45	39-38, 34-33; 8-33, 35-40, 10-38	5	-	-	0,00	<1
46	48-42, 47-42; 40-41, 28-50	4	S^f -47	47	770,00	1
47	42-41; 40-41, 28-50	3	-	-	0,00	<1
48	- ; 28-50	1	-	-	0,00	<1
49	- ; 28-50	1	-	-	0,00	<1
50*	-	0	-	-	-	<1

Nota: * Indica uma barra terminal na configuração base do sistema.

■ Indica os cenários de falta em que as soluções obtidas com o modelo de PLIM são **diferentes** das soluções obtidas com o modelo de PCSOIM.

Fonte: Elaboração da autora

Figura 12 - Comparativo entre os resultados apresentados pelos modelos matemáticos de PLIM e de PCSOIM nos 50 testes simulados no sistema de 53 barras

Cenários de falta permanente e barras de carga isoladas em cada cenário									
 1	 6	 11	 16	 21	 26*	 31*	 36*	 41*	 46
 2*	 7	 12	 17*	 22	 27	 32*	 37	 42	 47
 3	 8	 13*	 18	 23	 28*	 33	 38	 43	 48
 4	 9	 14	 19	 24	 29*	 34	 39	 44	 49
 5	 10*	 15	 20*	 25*	 30	 35	 40*	 45	 50*

* Indica uma barra terminal na configuração base do sistema.
 Indica os cenários de falta em que o modelo de PLIM apresentou soluções **iguais** às elaboradas pelo modelo de PCSOIM.
 Indica os cenários de falta em que o modelo de PLIM apresentou soluções **diferentes** às elaboradas pelo modelo de PCSOIM.
 Indica os cenários de falta em que a solução apresentada pelo modelo de PLIM é infactível para o problema real.

Fonte: Elaboração da autora

Na **Figura 12**, verifica-se que entre os 50 cenários de falta permanente simulados, ao todo, 42 soluções apresentadas pelo modelo simplificado são iguais àquelas apresentadas pelo modelo original e 8 soluções são diferentes. Entre as **42 soluções iguais**, 15 são referentes às barras de carga terminais. Entre as **8 soluções diferentes**, 6 são soluções ótimas alternativas e 2 são soluções infactíveis para o problema real. Portanto, o modelo de PLIM obteve desempenho satisfatório em 48 dos 50 cenários analisados, apresentando soluções válidas e da mesma qualidade em **96%** dos casos simulados. Desconsiderando os cenários de falta indicados nas barras terminais (**barras 2, 10, 13, 17, 20, 25, 26, 28, 29, 31, 32, 36, 40, 41 e 50**), que são menos relevantes para análise porque não exigem reconfiguração, e considerando apenas os 35 demais casos, a eficiência do modelo simplificado se mostrou efetiva para 33 casos (referentes aos 27 casos em que apresentou soluções iguais às do modelo original e aos 6 casos em que apresentou soluções ótimas alternativas).

Os testes simulados com cenários de falta em barras terminais são importantes apenas para evidenciar que as soluções apresentadas pelos dois modelos matemáticos de reconfiguração restaurativa mantêm a configuração inicial (com o local de falta isolado) como a proposta de configuração final.

Tabela 8 – Informações operacionais do sistema elétrico após a reconfiguração proposta pelo modelo matemático de PLIM no sistema de 53 barras

Cenário e barra isolada	Perdas (kW)	Menor módulo de tensão fornecida		Cenário e barra isolada	Perdas (kW)	Menor módulo de tensão fornecida	
		Barra	p.u.			Barra	p.u.
■ 1	426,21	36	0,9714	26*	419,13	36	0,9714
2*	427,16	36	0,9714	27	405,79	36	0,9714
3	563,65	4	0,9635	28*	426,65	36	0,9714
■ 4	556,89	26	0,9578	29*	429,59	36	0,9714
5	445,56	6	0,9707	30	489,86	36	0,9682
6	438,59	36	0,9714	31*	426,55	36	0,9714
7	495,46	8	0,9713	32*	393,76	36	0,9749
8	448,21	36	0,9714	33	374,73	34	0,9764
9	457,59	32	0,9709	34	392,99	50	0,9799
10*	404,84	36	0,9714	35	399,29	34	0,9768
11	552,44	32	0,9685	36*	425,36	35	0,9729
12	526,65	32	0,9685	37	421,28	36	0,9714
13*	425,12	36	0,9714	■ 38	460,03	32	0,9685
14	506,39	41	0,9600	39	396,61	36	0,9740
■ 15	475,35	16	0,9689	40*	416,59	36	0,9714
■ 16	453,72	36	0,9652	41*	419,24	36	0,9714
17*	429,20	36	0,9714	42	435,83	36	0,9714
18	421,01	36	0,9714	43	476,11	36	0,9706
19	422,99	36	0,9714	■ 44	485,57	32	0,9679
20*	428,95	36	0,9714	45	499,58	32	0,9716
21	474,86	36	0,9714	■ 46	464,48	42	0,9672
22	430,94	36	0,9714	■ 47	471,75	48	0,9683
23	420,74	36	0,9714	48	421,56	36	0,9714
24	423,63	36	0,9714	49	422,63	36	0,9714
25*	419,45	36	0,9714	50*	418,26	36	0,9714

Nota: * Indica uma barra terminal na configuração base do sistema.

- Indica os cenários de falta em que as soluções obtidas com o modelo de PLIM são **diferentes** das soluções obtidas com o modelo de PCSOIM.
- Sinaliza valores diferentes, quando comparados com as informações apresentadas na **Tabela 3** (referentes às reconfigurações propostas pelo modelo de PCSOIM).
- Indica os cenários de falta em que a solução apresentada pelo modelo de PLIM é infactível.

Fonte: Elaboração da autora

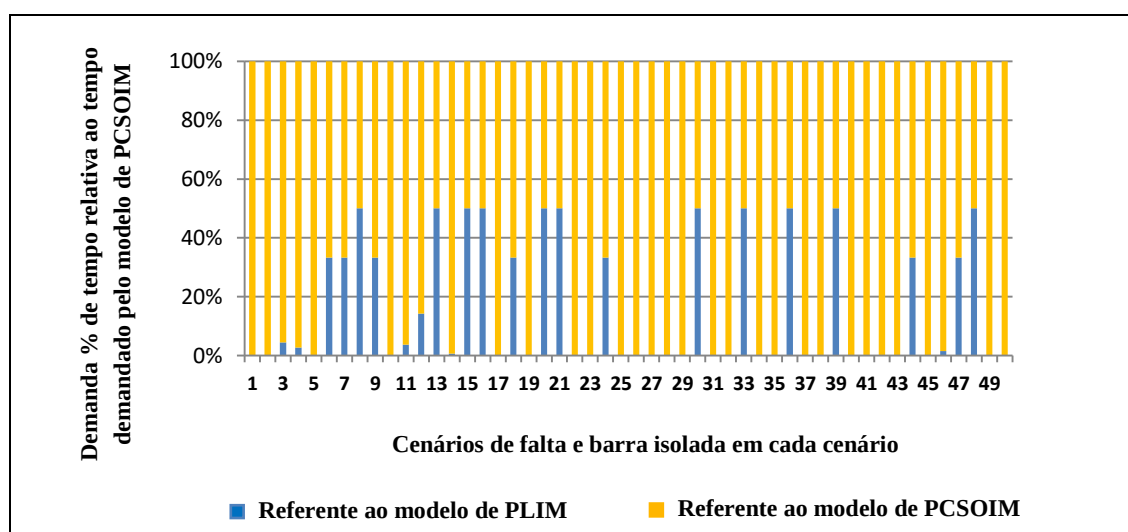
Na **Tabela 8**, verifica-se que para todos os casos de falta testados, inclusive para as duas soluções sinalizadas como infactíveis, o modelo matemático de PLIM apresentou soluções em que os módulos de tensão fornecidos estão adequados aos limites permitidos. Todos são superiores a 0,95 pu, que é o valor mínimo exigido no sistema. O menor módulo de tensão observado em todos os contextos de falta analisados é de **0,9578 pu**, observado na barra 26 no cenário de falta na **barra 4**.

As infactibilidades apontadas na **Figura 12** e na **Tabela 8** nos cenários de falta na **barra 4** e na **barra 15** são referentes à violação de fluxo máximo de corrente. O carregamento do conjunto de subestações nas configurações propostas pelo modelo matemático de PLIM está adequado. Conforme informações apresentadas na **Tabela 4**, verifica-se que a capacidade nominal de fluxo de potência nos transformadores das subestações é bastante superior às demandas normalmente atendidas no sistema. Adicionalmente, nas configurações propostas pelo modelo de PLIM, a variação nos carregamentos informados na **Tabela 4** ou não ocorreu ou não foi expressiva.

Analisando os resultados apresentados na **Tabela 7**, verifica-se que os tempos de processamento computacional requeridos pelo modelo matemático de PLIM para a resolução dos 50 testes simulados são adequados e são inferiores aos tempos requeridos pelo modelo de PCSOIM. O maior tempo de resolução foi de 2 segundos, no cenário de falta na barra 3. Nos demais casos o problema de reconfiguração foi resolvido em até 1 segundo.

Na **Figura 13**, exibe-se um comparativo entre os tempos de resolução requeridos pelos dois modelos matemáticos de reconfiguração restaurativa nos 50 cenários de falta simulados. É possível visualizar o quão percentualmente menor foi o tempo de resolução do problema pelo modelo matemático de PLIM em relação ao tempo de resolução pelo modelo matemático de PCSOIM. Todos os cenários foram resolvidos pelo modelo relaxado em até 50% do tempo demandado pelo modelo original e, para 32 casos, essa relação foi inferior a 20%.

Figura 13 - Comparativo entre os tempos de resolução requeridos pelos modelos matemáticos de PCSOIM e de PLIM nos 50 testes simulados no sistema de 53 barras



Fonte: Elaboração da autora

A seguir, realiza-se a análise dos resultados obtidos pelo modelo matemático de PLIM apresentados na **Tabela 7**. Na **Figura 12**, verifica-se que o modelo simplificado propõe soluções diferentes das soluções propostas pelo modelo original de PCSOIM nos casos de falta permanente nas **barras 1, 4, 15, 16, 38, 44, 46 e 47**. Apresenta-se abaixo o resumo das propostas de reconfiguração nesses 8 casos:

- Restauração sem corte de carga para os casos de falta nas **barras 15, 16, 38, 44 e 47**, para os quais o modelo matemático original também propõe restauração sem corte.
- Restauração com corte de carga para os casos de falta nas **barras 1, 4 e 46**, para os quais o modelo matemático original também propõe restauração com corte.
- Infactibilidade operacional no problema real nas soluções propostas para os casos de falta nas **barras 4 e 15**, diferentemente das soluções factíveis propostas pelo modelo matemático original. As seis demais soluções apresentadas pelo modelo relaxado são factíveis para o problema real e apresentam a mesma qualidade que as soluções apresentadas pelo modelo original, tanto em termos de minimização do corte de carga quanto em termos de minimização do número de operações de chaveamento, portanto, são soluções ótimas alternativas. Deve-se avaliar a infactibilidade nos dois casos indicados.

A seguir, são analisadas duas das seis soluções ótimas alternativas encontradas pelo modelo matemático de PLIM: uma solução ótima alternativa com corte de carga e outra solução ótima alternativa sem corte de carga. Em seguida, são analisadas as duas soluções ótimas que são operacionalmente infactíveis para o problema real. As informações sobre os cenários de falta analisados foram apresentados na **Tabela 1** e os resultados obtidos pelo modelo matemático de PLIM constam na **Tabela 7**. Na **Tabela 3**, na **Tabela 4** e na **Tabela 8**, constam as informações operacionais referentes às propostas de solução apresentadas pelo modelo original e pelo modelo simplificado.

- O **cenário de falta permanente na barra 1** (solução ótima alternativa com corte de carga) exige a indisponibilização dos ramos 101–1, 9–1 e 2–1 para o isolamento desse setor. Esses ramos são inexistentes no problema de reconfiguração restaurativa, portanto, o otimizador tem disponível apenas 58 (dos 61) ramos do problema real. A barra 1 não é restaurável, pois deve permanecer isolada. Este cenário provoca a interrupção imediata do atendimento às **barras 2, 9, 10, 17, 22, 23, 24 e 25**, totalizando **6.791,40 kW** e **3.289,22 kVAr** restauráveis. O sistema elétrico foi

parcialmente restabelecido: na reconfiguração proposta, a **barra 2** permaneceu desenergizada, totalizando o corte de **1.154,99 kVA**. As demais barras foram reconectadas à subestação vizinha 104. Foram indicadas **3 operações de chaveamento:** a abertura da chave inicialmente fechada 17–9 e o fechamento das chaves inicialmente abertas 104–22 e 18–17. Das três indicações do modelo de PLIM, duas se diferenciam da indicação do modelo de PCSOIM (que indicou para operação as chaves: 25–24, 104–22 e 8–25, pelas quais a barra 25 foi reconectada à própria subestação 101 e as demais foram igualmente transferidas para a subestação 104). As mesmas cargas são restauradas nas duas propostas e as duas soluções são factíveis, portanto, diante do mesmo corte de carga e do mesmo número de operações de chaveamento, os dois resultados obtidos para este cenário de falta são soluções ótimas. O tempo de resolução pelos dois modelos matemáticos foi de até 2 segundos. O otimizador propôs o fechamento do ramo fictício S^f-2 para conectar a barra 2 à subestação fictícia S^f . Na reconfiguração proposta, no problema real, o sistema elétrico deve operar com 3 subestações e 48 barras de demanda, formando um sistema conexo e radial com **48 ramos fechados** (do total de 58 ramos disponíveis) e atendendo a uma demanda de **46.353,97 kVA**, correspondente a **91,35%** da demanda normalmente atendida (50.742,95 kVA). Sobre o cumprimento dos limites operacionais, verifica-se que as soluções propostas são factíveis: o menor módulo de tensão observado é de a **0,9714 pu** e corresponde à barra 36, as subestações operam dentro das suas correspondentes capacidades de carregamento e os fluxos de corrente nos ramos não violam o limite máximo permitido. As perdas ativas no sistema restaurado pelo modelo de PLIM são de 426,21 kW e as perdas ativas no sistema restaurado pelo modelo de PCSOIM são de 430,88 kW.

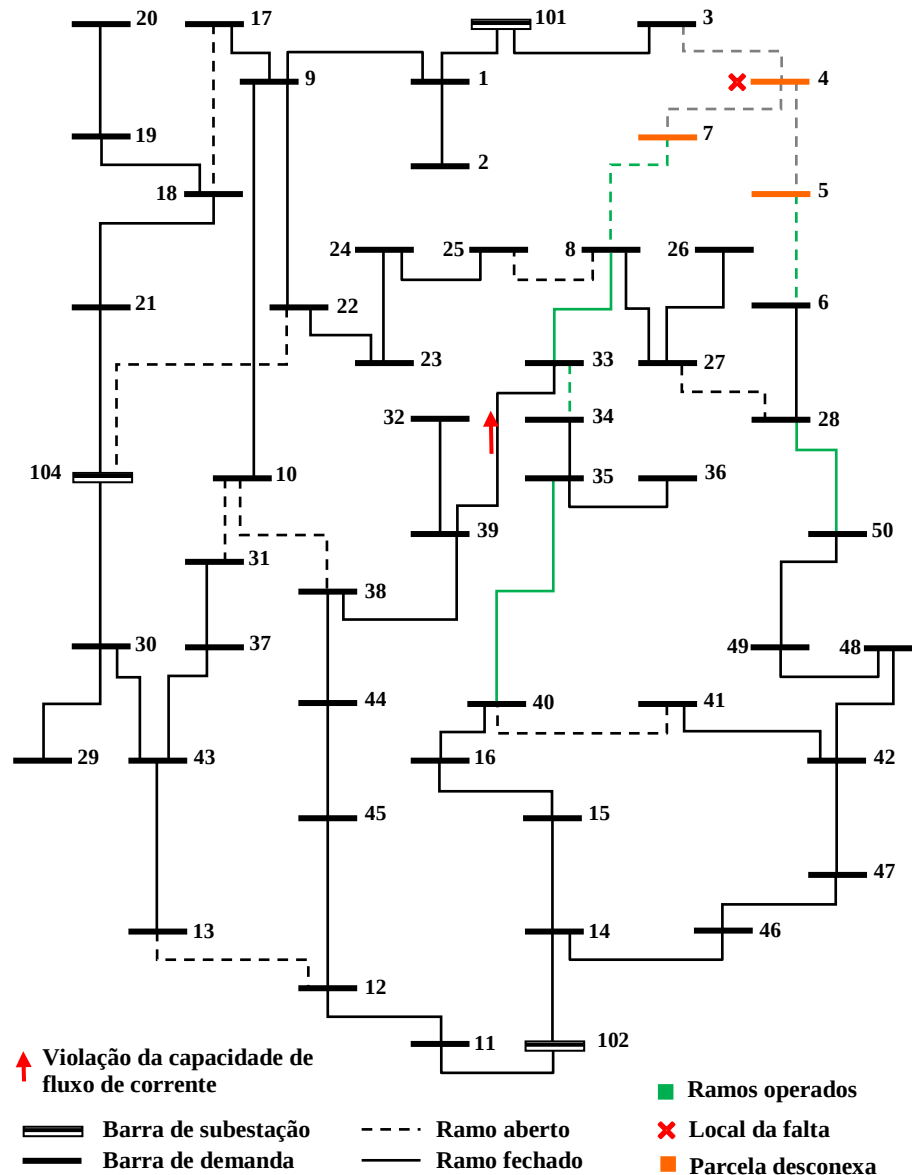
- O **cenário de falta permanente na barra 16** (solução ótima alternativa sem corte de carga) exige a indisponibilização dos ramos 16–15 e 16–40 para o isolamento desse setor. Esses ramos são inexistentes no problema de reconfiguração restaurativa, portanto, o otimizador tem disponível apenas 59 (dos 61) ramos do problema real. A barra 16 não é restaurável, pois deve permanecer isolada. Este cenário provoca a interrupção imediata do atendimento apenas para a **barra 40**, cuja demanda é de **970,20 kW** e **469,85 kVAr**, restaurável. O sistema elétrico foi **plenamente restabelecido:** na reconfiguração proposta, a barra 40 foi reconectada à própria subestação 102, por um circuito alternativo. Foi indicada **1 operação de**

chaveamento: o fechamento da chave inicialmente aberta 35–40. Essa indicação é diferente da indicação proposta pelo modelo de PCSOIM (que indicou o fechamento da chave inicialmente aberta 40–41, também reconectando a barra 40 à própria subestação 102). A mesma carga é restaurada nas duas propostas e as duas soluções são factíveis, portanto, diante do restabelecimento pleno e do mesmo número de operações de chaveamento, os dois resultados obtidos para este cenário de falta são soluções ótimas. O tempo de resolução pelos dois modelos foi de 1 segundo. Não houve indicação de fechamento de ramos fictícios, pois houve restabelecimento pleno das cargas restauráveis. Na reconfiguração proposta, no problema real, o sistema elétrico deve operar com 3 subestações e 49 barras de demanda, formando um sistema conexo e radial com **49 ramos fechados** (do total de 59 ramos disponíveis) e atendendo a uma demanda de **49.279,95 kVA**, correspondente a **97,12%** da demanda normalmente atendida (50.742,95 kVA). Sobre o cumprimento dos limites operacionais, verifica-se que as soluções propostas são factíveis: o menor módulo de tensão observado é de **0,9652 pu** e corresponde à barra 36, as subestações operam dentro das suas correspondentes capacidades de carregamento e os fluxos de corrente nos ramos não violam o limite máximo permitido. As perdas ativas no sistema restaurado pelo modelo de PLIM são de 453,72 kW e as perdas ativas no sistema restaurado pelo modelo de PCSOIM são de 432,53 kW.

- O **cenário de falta permanente na barra 4** (solução com corte de carga e operacionalmente infactível para o problema real) exige a indisponibilização dos ramos 4–3, 7–4 e 5–4 para o isolamento desse setor. Esses ramos são inexistentes no problema de reconfiguração restaurativa, portanto, o otimizador tem disponível apenas 58 (dos 61) ramos do problema real. A barra 4 não é restaurável, pois deve permanecer isolada. Este cenário provoca a interrupção imediata do atendimento às **barras 5, 6, 7, 8, 26, 27 e 28**, totalizando 6.652,80 kW e 3.222,05 kVAr restauráveis. O sistema elétrico foi **parcialmente restabelecido**: na reconfiguração proposta, realiza-se o corte de carga nas **barras 5 e 7**, totalizando o corte de **2.772,00 kVA**. As demais barras foram reconectadas à subestação vizinha 102. Foram indicadas **6 operações de chaveamento**: a abertura das chaves inicialmente fechadas 8–7, 6–5 e 34–33 e o fechamento das chaves inicialmente abertas 8–33, 35–40 e 28–50. Das seis indicações de chaveamento pelo modelo de PLIM, apenas uma delas se diferencia da indicação proposta pelo modelo de PCSOIM (que indicou para operação as chaves: 6–5, 26–27,

34–33, 8–33, 35v40, 28–50). A diferença está na indicação de abertura da chave 26–27 para o corte da **barra 26** pelo modelo original e a indicação de abertura da chave 8–7 para o corte da **barra 7** pelo modelo simplificado. Para conectar as barras 5 e 7 e as barras 5 e 26 à subestação fictícia S^f , o otimizador propôs, respectivamente, o fechamento dos ramos fictícios S^f –5 e S^f –7 e o fechamento dos ramos fictícios S^f –5 e S^f –26. A demanda na barra 7 (693,00 kW e de 335,64 kVAr) é menor que a demanda na barra 26 (831,60 kW e de 402,78 kVAr), portanto, o modelo de PLIM apresentou solução que corta menor carga que a solução do modelo de PCSOIM (que cortou **2.926,00 kVA**). Houve o mesmo número de operações de chaveamento, no entanto, as cargas restauradas são diferentes nas duas propostas. Na reconfiguração proposta pelos dois modelos, no problema real, o sistema elétrico deve operar com 3 subestações e 47 barras de demanda, formando um sistema conexo e radial com **47 ramos fechados** (do total de 58 ramos disponíveis) e atendendo a uma demanda de **47.123,94 kVA** na solução infactível proposta pelo modelo relaxado (correspondente a **92,87%** da demanda normalmente atendida de 50.742,95 kVA) e atendendo a uma demanda de **46.969,93 kVA** na solução factível proposta pelo modelo de PCSOIM (correspondente a **92,56%** da demanda normalmente atendida). Ambas as soluções são ótimas e factíveis para os respectivos modelos, porém, a solução ótima e factível para o modelo simplificado é operacionalmente infactível para o sistema elétrico. A **infactibilidade** da solução está na violação do limite de fluxo de corrente no **ramo 33–39**: a capacidade máxima de fluxo nesse ramo é de **250 A** e o fluxo registrado é de **251,18 A**, o equivalente a 0,472% acima do valor permitido. Para os demais ramos não há infactibilidade. Sobre o cumprimento dos demais limites operacionais, verifica-se que as soluções propostas são factíveis: nas soluções propostas pelo modelo de PLIM e pelo modelo de PCSOIM, o menor módulo de tensão observado é, respectivamente, de **0,9578 pu** (correspondente à barra 26) e de **0,9614 pu** (correspondente à barra 27) e as subestações operam dentro das suas correspondentes capacidades de carregamento. Portanto, a única infactibilidade está relacionada ao ramo 33-39. As perdas ativas no sistema restaurado pelo modelo de PLIM são de 556,89 kW e perdas ativas no sistema restaurado pelo modelo de PCSOIM são de 548,26 kW e os tempos de resolução demandados pelos dois modelos neste cenário de falta foram de 1 e 15 segundos, respectivamente. Na **Figura 14**, ilustra-se a reconfiguração proposta pelo modelo simplificado e é destacado o ramo com violação do limite operacional de fluxo de corrente.

Figura 14 - Configuração ótima proposta pelo modelo matemático de PLIM no cenário de falta permanente na **barra 4** no sistema de 53 barras

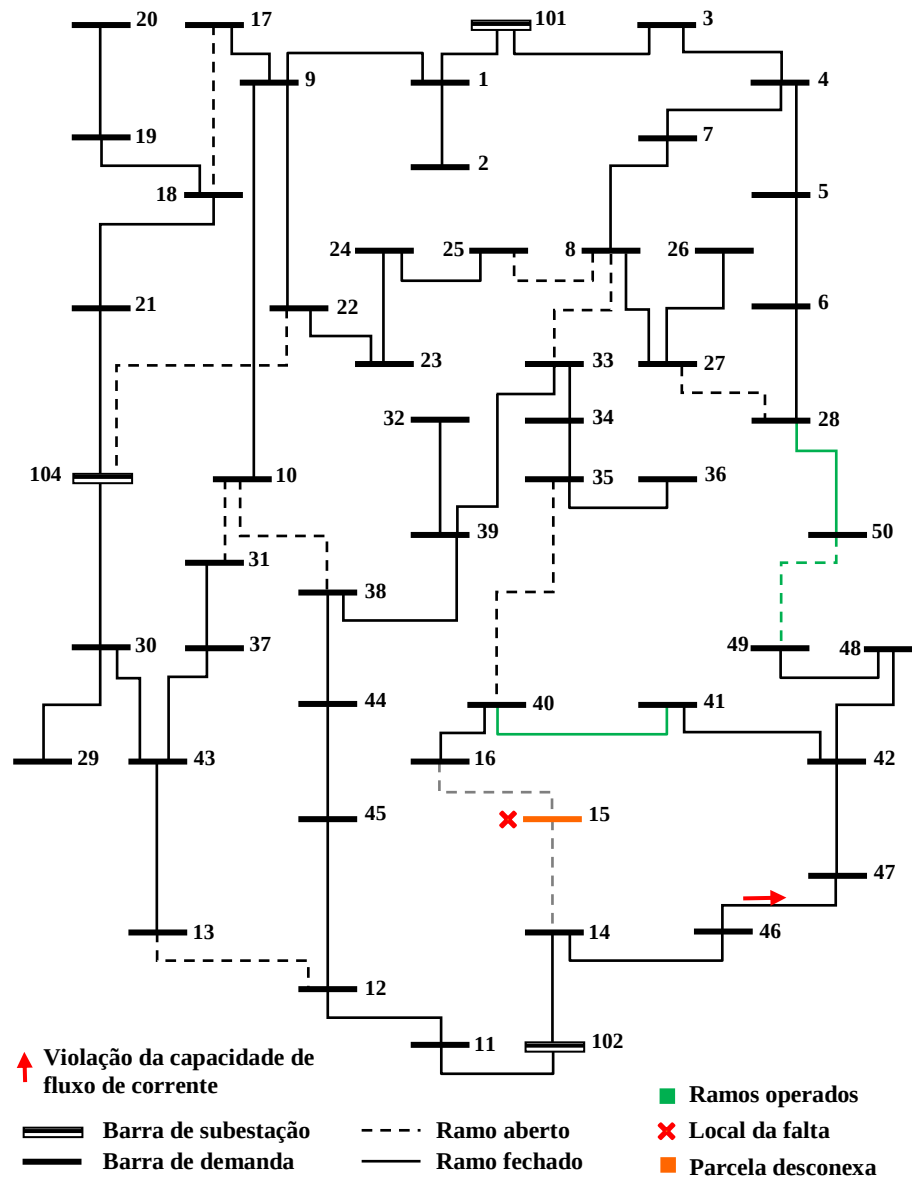


Fonte: Elaboração da autora

- O **cenário de falta na barra 15** (solução sem corte de carga e operacionalmente infactível para o problema real) exige a indisponibilização dos ramos 15–14 e 16–15 para o isolamento desse setor. Esses ramos são inexistentes no problema de reconfiguração restaurativa, portanto, o otimizador tem disponível apenas 59 (dos 61) ramos do problema real. A barra 15 não é restaurável, pois deve permanecer isolada. Este cenário provoca a interrupção imediata do atendimento às **barras 16 e 40**, totalizando 2.286,90 kW e 1.107,56 kVar restauráveis. O sistema elétrico foi

plenamente restabelecido: na reconfiguração proposta, as barras desenergizadas 16 e 40 são reconectadas à própria subestação 102, por um circuito alternativo, e a barra 50, que permaneceu energizada após a interrupção permanente, foi transferida da subestação 102 para a subestação 101. Foram indicadas **3 operações de chaveamento:** a abertura da chave 50–49 e o fechamento das chaves 40–41 e 28–50. Destas três indicações pelo modelo de PLIM, apenas uma delas se diferencia da indicação proposta pelo modelo de PCSOIM (que indicou para operação as chaves 49–48, 40–41 e 28–50). A diferença está na abertura da chave 49–48 para a transferência das barras energizadas 49 e 50 da subestação 102 para a subestação 101. Nenhum ramo fictício foi indicado para fechamento, pois houve restabelecimento pleno das cargas restauráveis. A não transferência da barra 49 pelo modelo simplificado resultou em acréscimo de fluxo de corrente nos ramos que alimentam a barra 49 e causou a violação da capacidade máxima permitida no **ramo 46–47:** a capacidade máxima de fluxo nesse ramo é de **250 A** e o fluxo registrado é de **254,56 A**, o equivalente a 1,824% acima do valor permitido. As cargas restauradas são as mesmas nas duas propostas e houve o mesmo número de operações de chaveamento, no entanto, a solução ótima proposta pelo modelo simplificado não é uma solução ótima alternativa para o problema real, pois é operacionalmente infactível para o sistema elétrico. Na reconfiguração proposta, no problema real, o sistema elétrico deve operar com 3 subestações e 49 barras de demanda, formando um sistema conexo e radial com **49 ramos fechados** (do total de 59 ramos disponíveis) e atendendo a uma demanda de **49.664,96 kVA**, correspondente a **97,88%** da demanda normalmente atendida (50.742,95 kVA). A **infactibilidade** da solução obtida pelo modelo de PLIM corresponde unicamente à violação do limite de fluxo de corrente no **ramo 46–47**, para os demais ramos não há infactibilidade. Sobre o cumprimento dos demais limites operacionais, verifica-se que as soluções propostas são factíveis: o menor módulo de tensão observado nas soluções obtidas pelos modelos de PLIM e de PCSOIM é, respectivamente, de **0,9689 pu** e de **0,9701 pu**, ambos correspondentes à barra 16, e as subestações operam dentro das suas correspondentes capacidades de carregamento. As perdas ativas no sistema restaurado pelo modelo de PLIM são de 475,35 kW e, no sistema restaurado pelo modelo de PCSOIM, são de 477,92 kW. O tempo de resolução pelos dois modelos matemáticos foi de 1 segundo neste cenário. Na **Figura 15**, ilustra-se a reconfiguração proposta pelo modelo simplificado e é destacado o ramo com violação do limite de fluxo de corrente.

Figura 15 - Configuração ótima proposta pelo modelo matemático de PLIM no cenário de falta permanente na **barra 15** no sistema de 53 barras



Fonte: Elaboração da autora

Deve-se observar que as duas soluções infactíveis encontradas pelo modelo matemático de PLIM para os casos de falta permanente nas **barras 4 e 15** podem ser implementadas na prática, pois as violações de limites de fluxo de corrente são muito pequenas (0,472% e 1,824%, respectivamente) e ocorrem apenas em um ramo do sistema elétrico em cada cenário. Portanto, estas soluções são operacionalmente aceitáveis.

A seguir, são apresentados os testes realizados com o sistema de distribuição de 417 barras, sendo 3 barras de subestação e 414 barras de demanda. Esse sistema possui 473 ramos e opera radialmente com 414 ramos normalmente fechados. Considera-se que todos os ramos possuem chaves alocadas, portanto, todos os ramos podem ser usados no problema de reconfiguração. As subestações são representadas pelas barras 415, 416 e 417 e elas operam com uma **tensão nominal de 10.0 kV**. Os limites mínimo e máximo de magnitude de tensão usados nos testes são, respectivamente, **0,90 pu** e **1,0 pu**. Sob condições normais, a demanda no sistema é de **30.404,95 kVA**, correspondente a **27.372,30 kW** e a **13.237,00 kVAr**. A configuração base opera com perdas ativas equivalentes a 708,93 kW.

Os dados desse sistema de 417 barras foram extraídos de Bernal-Agustin (1998) e estão disponíveis no **Anexo A** e no endereço eletrônico “<http://www.feis.unesp.br/#!/lapsee>” (na seção “*Downloads*”). Outros autores usaram esse sistema para validar seus métodos, como pode ser visto em Souza et. al (2015) na resolução do problema de reconfiguração para minimização de perdas técnicas. No entanto, nessas referências, não existem informações sobre a capacidade de corrente dos ramos. Para a resolução do problema de restauração, esses dados são extremamente importantes. Dessa forma, neste trabalho, foram gerados dados de corrente máxima para esse sistema de 417 barras, tomando como parâmetro a configuração base do sistema adotada na literatura.

Foram simulados cenários de falta permanente nas **barras 91, 222 e 345**. Cada um desses cenários permite uma análise específica sobre o desempenho do modelo exato proposto no capítulos 3 e do modelo relaxado proposto neste capítulo. A **barra 91** está localizada na saída da subestação 417 e o isolamento desta barra provoca a desenergização de 47 barras. A **barra 222** está conectada à subestação 415 e está localizada após 5 barras da subestação. O isolamento da barra 222 provoca a desenergização de 21 barras. Finalmente, a **barra 345** está conectada à subestação 416 e está localizada após 10 barras da subestação. O isolamento da barra 345 provoca a desenergização de 32 barras. Os três cenários descritos são críticos porque muitas cargas são desenergizadas e o problema é de difícil solução porque o modelo matemático considera todo o sistema elétrico para a resolução do problema de restauração e porque todos os 473 ramos não indisponibilizados podem ser usados para a reconfiguração.

Os testes realizados com o sistema de 417 barras permitem avaliar melhor o desempenho do modelo matemático relaxado e servem para evidenciar a redução acentuada de tempo de resolução usando esse modelo quando comparado com o tempo de resolução do modelo exato. Os resultados dos testes realizados com o sistema de 417 barras são

apresentados na **Tabela 9** e na **Tabela 10**. Na **Tabela 9** estão os resultados obtidos com o modelo matemático exato e na **Tabela 10** estão os resultados obtidos com o modelo matemático relaxado. Os testes foram realizados usando os mesmos *solvers* e o mesmo computador já informados no trabalho.

Tabela 9 – Reconfiguração ótima proposta pelo modelo de PCSOIM no sistema de 417 barras

Cenário e barra isolada	Chaves indicadas para operação			Barras desconectadas	Corte de carga (kVA)	Tempo (s) de resolução
	<i>Abertura ; Fechamento</i>	<i>Total</i>	<i>Fictícias</i>			
91	2-19, 57-19; 19-32, 87-88, 84-243	5	S^f -86	86	23,26	33.400
222	76-77; 124-127, 358-250	3	-	-	0,00	3.162
345	- ; 159-179	1	-	-	0,00	17

Fonte: Elaboração da autora

Tabela 10 – Reconfiguração ótima proposta pelo modelo de PLIM no sistema de 417 barras

Cenário e barra isolada	Chaves indicadas para operação			Barras desconectadas	Corte de carga (kVA)	Tempo (s) de resolução
	<i>Abertura ; Fechamento</i>	<i>Total</i>	<i>Fictícias</i>			
91	2-19, 57-19; 383-67, 19-32, 87-88	5	S^f -86	86	23,26	5
222	382-369; 124-127, 358-250	3	-	-	0,00	1
345	- ; 159-179	1	-	-	0,00	<1

Fonte: Elaboração da autora

Tabela 11 – Informações operacionais do sistema de 417 barras nas propostas de reconfiguração obtidas pelos modelos matemáticos de PCSOIM e de PLIM

Cenário e barra isolada	Menor módulo tensão				Perdas
	Modelo de PCSOIM		Modelo de PLIM		Modelo de PCSOIM
	pu	barra	pu	barra	kW
91	0,9301	30	0,9301	30	762,54
222	0,9095	70	0,9014	60	778,61
345	0,9301	30	0,9301	30	724,83

Fonte: Elaboração da autora

No cenário de falta na **barra 345**, uma única operação de chaveamento foi necessário para reconectar todas as barras desenergizadas. Nesse cenário, o modelo exato e o modelo relaxado encontraram a mesma solução ótima com tempos computacionais muito pequenos, **17 segundos** e menos de **1 segundo**, respectivamente. Essa solução é factível e o menor módulo de tensão registrado na nova configuração é de 0,9301 pu, correspondente à barra 30. No cenário de falta na **barra 91**, foram encontradas soluções ótimas alternativas. Neste

cenário, houve o corte de 23,26 kVA e 5 operações de chaveamento foram propostas nas duas soluções. A demanda não atendida corresponde à barra 86, que não possui circuitos alternativos adjacentes após o isolamento da barra 91. Comparando as duas soluções, dos 5 chaveamentos propostos, apenas um deles é diferente. As duas soluções são factíveis e, em ambos os casos, o menor módulo de tensão registrado na nova configuração é de 0,9301 pu, correspondente à barra 30. A grande divergência é que nesse cenário de falta, o modelo matemático exato demandou um tempo elevado para resolução, **33.400 segundos** (cerca de 9 horas), enquanto o modelo relaxado resolveu o problema em apenas **5 segundos**. Finalmente, no cenário de falta na **barra 222**, também foram encontradas soluções ótimas alternativas. Nesse cenário, todas as barras desenergizadas foram reconectadas e foram necessárias 3 operações de chaveamento. Comparando as duas soluções, dos 3 chaveamentos propostos, apenas um deles é diferente. As duas soluções são factíveis. Na solução apresentada pelo modelo exato, o menor módulo de tensão registrado é de 0,9095 pu, correspondente à barra 70 e, na solução apresentada pelo modelo relaxado, o menor módulo de tensão registrado é de 0,9014 pu, correspondente à barra 60. Nesse cenário de falta, o modelo matemático exato demandou um tempo elevado de processamento, **3.162 segundos**, e o modelo relaxado resolveu o problema em apenas **1 segundo**.

Nos testes simulados com o modelo de PLIM não houve violação de limite de capacidade de corrente, não houve violação da capacidade de carregamento das subestações e não houve violação de magnitude de tensão mínima. Essa verificação foi feita através dos resultados obtidos com um algoritmo de cálculo de fluxo de carga radial.

Os testes realizados evidenciam o quanto o modelo matemático de PLIM proposto pode ser vantajoso na resolução exata do problema de restauração. Nesse sistema de grande porte, verificou-se que o modelo de PCSOIM pode resolver o problema de forma eficiente em casos razoavelmente críticos, como pode ser observado no teste com falta simulada na **barra 345**. No entanto, pela grande complexidade do problema, em casos muito críticos de falta, o modelo exato demandou um tempo de resolução proibitivo. Já o modelo relaxado foi eficiente em todos os casos simulados.

5 **MODELO MATEMÁTICO AC PARA SEQUENCIAMENTO ÓTIMO DE OPERAÇÕES DE CHAVEAMENTO EM PROBLEMAS DE RECONFIGURAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE DISTRIBUIÇÃO RADIAIS BALANCEADOS: PROPOSTA 3**

Neste capítulo, apresenta-se a terceira proposta do trabalho. Um modelo de programação cônica de segunda ordem inteira mista (PCSOIM) é proposto para o problema de sequenciamento ótimo de operações de chaveamento (SOC) em problemas de reconfiguração de sistemas de distribuição de energia elétrica (SDEE) radiais balanceados. No método proposto, a otimização do problema de sequenciamento é independente da resolução do problema de reconfiguração, assim, a proposta de reconfiguração deve ser obtida previamente e as operações de chaveamento indicadas nessa proposta devem ser fornecidas para a resolução do modelo. O problema consiste em determinar uma sequência de operações para a passagem ótima da configuração inicial do sistema para a nova configuração operacional proposta e está sujeito a um conjunto de restrições topológicas e operacionais. O método pode ser usado em propostas de reconfiguração topológica em contexto restaurativo ou em contexto normal de operação. Todas as formulações matemáticas são completas e explícitas, por isso o modelo matemático proposto pode ser resolvido de forma exata através de técnicas clássicas de otimização. A proposta de um modelo matemático para a otimização exata desse problema é inovadora, pois apenas métodos heurísticos têm sido apresentados na literatura para a sua resolução.

Para validar o modelo matemático proposto neste capítulo, são apresentados testes que definem uma sequência ótima de operações de chaveamento em propostas de reconfiguração restaurativa no sistema elétrico de 53 barras obtidas pelo modelo matemático de PCSOIM do **capítulo 3** apresentadas na **Tabela 2** na **seção 3.3.2**. Desta forma, estes dois métodos se complementam para a definição de um plano de restauração completo e ótimo em SDEE radiais. Nesses testes, o modelo matemático é resolvido usando os *softwares* AMPL (FOURER et. al, 2003) e CPLEX versão 12.2.0.0 (IBM ILOG CPLEX, 2009).

O capítulo está dividido da seguinte forma: na **seção 5.1**, apresenta-se a formulação do problema de SOC; na **seção 5.2**, apresenta-se o modelo matemático de SOC proposto; na **seção 5.3**, apresentam-se os testes realizados e os resultados obtidos com esse modelo matemático.

5.1 FORMULAÇÃO DO PROBLEMA

Nesta seção, apresenta-se a formulação do problema de SOC em propostas de reconfiguração de sistemas elétricos de distribuição.

O problema consiste em definir o sequenciamento ótimo de operações de chaveamento em propostas de reconfiguração topológica de sistemas elétricos de distribuição radiais balanceados. A topologia inicial do sistema e as operações de chaveamento indicadas para estabelecer a nova configuração topológica devem ser previamente conhecidas para a resolução desse problema. Desse modo, concluída a sequência de operações de chaveamento a partir da topologia inicial, a topologia final obtida deve ser a mesma apresentada na proposta de reconfiguração fornecida. Portanto, nesse problema, apenas o conjunto de topologias intermediárias da solução ótima é desconhecido e será determinado. As topologias intermediárias são geradas de acordo com a sequência de operações de chaveamento estabelecida, portanto, definir a passagem ótima da configuração inicial do sistema para a nova configuração operacional é um problema de natureza combinatória. Esse problema é de difícil solução principalmente porque é necessário conhecer o estado de operação do sistema em cada topologia gerada para a proposta de soluções viáveis.

O critério de otimização consiste em minimizar a energia não suprida (ENS) durante o processo de transição entre as topologias. Esse objetivo permite comprometer minimamente a continuidade do serviço e, conseqüentemente, minimizar prejuízos decorrentes da descontinuidade. As operações de chaveamento demandam um intervalo de tempo e os parâmetros de tempo associados às operações de chaveamento no problema são usados para o cálculo da ENS na função objetivo. Esses parâmetros de tempo são individualmente informados no problema. Isso permite diferenciar o tempo de operação de chaves controladas remotamente (CR) e de chaves controladas localmente (CL) existentes no sistema elétrico e também diferenciar o tempo de deslocamento para operar chaves localizadas em regiões mais distantes ou de difícil acesso. No entanto, caso os tempos requeridos para as operações de chaveamento sejam similares (por exemplo, só existem chaves CR alocadas no sistema), pode-se usar uma constante que represente uniformemente o tempo de operação dessas chaves. Adicionalmente, na função objetivo proposta, é possível diferenciar a importância de atendimento a determinados grupos de carga no sistema para permitir o atendimento mais imediato às cargas prioritárias, caso existam. Os custos que definem as cargas prioritárias e as cargas não prioritárias podem ser calibrados em parâmetros associados individualmente às

barras. Esses parâmetros podem representar, por exemplo, custos monetários de interrupção estimados por tipo de consumidor (se residencial, comercial ou industrial) e, nesse caso, minimizam-se os custos pela energia não suprida na função objetivo.

A topologia inicial do sistema e a nova topologia proposta devem ser operacionalmente factíveis e radiais e a sequência ótima de operação das chaves deve gerar topologias intermediárias também operacionalmente factíveis e radiais. Portanto, uma sequência é factível se cada operação de chaveamento nessa sequência permite o cumprimento dos requisitos operacionais estabelecidos para o problema e se mantém a radialidade do sistema elétrico. O objetivo disso é garantir a segurança e a qualidade do serviço durante todo o processo de transição. Os requisitos operacionais estabelecidos são: não violar a capacidade máxima de fluxo de corrente dos ramos, não violar a capacidade máxima de carregamento das subestações, não violar os níveis de tensão permitidos para a operação do sistema e cumprir as duas leis de Kirchhoff, que são leis naturais. A modelagem das duas leis de Kirchhoff juntamente com as restrições de limites operacionais no conjunto de restrições impõe que o modelo matemático determine os pontos de operação do sistema em estado permanente que cumprem com a factibilidade exigida e com a otimalidade global do processo. Assim, é fundamental que o cálculo do fluxo de carga no sistema elétrico não esteja simplificado para representar adequadamente a operação do sistema e permitir que soluções factíveis confiáveis sejam obtidas. Por isso, as duas leis de Kirchhoff para o modelo AC devem ser cumpridas no problema e, nas relações matemáticas que representam a aplicação dessas leis, as cargas estão modeladas como potências ativa e reativa constantes e as impedâncias das linhas estão sendo consideradas.

O problema de sequenciamento formulado está dividido em $k+1$ estágios e é resolvido em k estágios, sendo k o número de chaves indicadas para operação na proposta de reconfiguração topológica. O sequenciamento das operações de chaveamento é definido da seguinte forma: **(i)** uma única operação de chaveamento deve ser indicada por estágio e esta indicação deve ocorrer em k estágios; **(ii)** cada chave deve ser indicada para operação uma única vez. O primeiro estágio, $t=1$, deve representar a configuração inicial do sistema sobre a qual ocorrerá a proposta de reconfiguração e nenhuma decisão é tomada nesse estágio (os ramos fechados e as barras energizadas já estão determinados nessa configuração). O último estágio, $t=k+1$, deve representar a nova configuração operacional proposta, com todas as operações de chaveamento concluídas após a operação da k -ésima chave nesse estágio. Os estágios intermediários, $2 \leq t \leq k$, devem representar as topologias intermediárias geradas

durante o processo de transição, conforme a ordenação proposta. Assim, cada um dos $k+1$ estágios do problema representa uma topologia diferente e, para que todas as topologias sejam factíveis e radiais, todos os estágios estão sujeitos a cumprir o conjunto de restrições topológicas e operacionais formuladas para o problema.

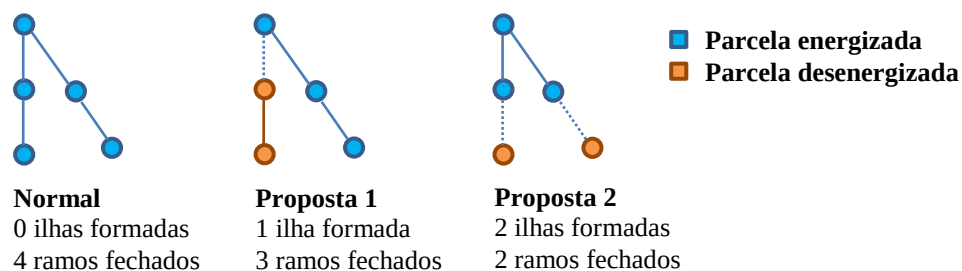
No método proposto, o problema de sequenciamento pode ser resolvido para a reconfiguração do sistema em contexto normal ou em contexto restaurativo. Em contexto restaurativo, o problema de reconfiguração assume, fundamentalmente, as seguintes características especiais: não integridade do sistema para a formulação de uma proposta de solução, possibilidade de corte de carga para a factibilidade operacional do sistema na nova configuração e possível urgência na solução do problema. A **não integridade do sistema** na reconfiguração restaurativa ocorre com o isolamento de setores do sistema elétrico. O isolamento de setores é necessário em duas situações: nos casos de interrupção programada, para manutenção preventiva ou para expansão do sistema, e nos casos de interrupção permanente por contingências, para eliminar faltas e para reparo dos locais afetados. Os circuitos usados para o isolamento e todo o setor isolado devem estar indisponíveis para a tentativa de reconfiguração topológica porque o isolamento deve durar até que o sistema possa voltar a operar normalmente na sua configuração inicial, garantindo que a área de interesse permaneça completamente desenergizada para as atividades de reparo, manutenção ou expansão. O **corte de carga** em um plano de restauração pode ser necessário nos casos em que as cargas desenergizadas a jusante de um setor isolado não possam ser totalmente reconectadas por circuitos alternativos. A transferência de cargas desenergizadas para alimentadores de suporte pode ser inviabilizada por ausência de circuitos para a transferência ou por provocar sobrecarga e violação de requisitos operacionais nesses alimentadores. Nos casos de ausência de circuitos para transferência, o corte de carga é inevitável e, nos casos de violações operacionais, é ideal que o corte de carga seja o mínimo necessário para promover a factibilidade. Finalmente, a **urgência na solução do problema** de reconfiguração restaurativa ocorre nos casos de falta permanente, cuja interrupção no fornecimento de energia elétrica é não programada e exige solução imediata. Em outros cenários, a reconfiguração pode ser planejada com antecedência e sem muito rigor de tempo.

A possibilidade de corte de carga em um sistema de distribuição radial é a condição mais crítica para a resolução do problema de reconfiguração topológica, pois a definição do total de circuitos que devem estar fechados para a conectividade e para a radialidade do sistema depende do número de barras que devem ser energizadas/desenergizadas e de como as

barras desenergizadas ficam ilhadas. O número de ilhas formadas determina o total de circuitos fechados para a radialidade do sistema e o número de barras desenergizadas determina o total de circuitos fechados na parcela energizada para a conectividade do sistema energizado. Portanto, no problema de reconfiguração restaurativa, o total de circuitos fechados no sistema e o total de circuitos fechados na parcela energizada da solução ótima são inicialmente desconhecidos para resolução, pois são inicialmente desconhecidas a quantidade de barras que devem ser desconectadas e a quantidade de ilhas que serão formadas nessa proposta de solução. Em estado normal, o total de circuitos fechados é invariável para a reconfiguração topológica, pois o sistema deve estar plenamente conexo, com todas as barras energizadas.

Na **Figura 16**, ilustram-se as condições de conectividade e de radialidade em um problema de reconfiguração que admite corte de carga (com a restrição de conectividade relaxada). Em estado normal, o sistema radial ilustrado na **Figura 16** opera com cinco barras conexas e energizadas e com quatro ramos fechados. Nas duas propostas de solução ilustradas, duas barras são desconectadas do sistema energizado, portanto, dois ramos fechados são subtraídos da parcela energizada nessas propostas e apenas dois ramos permanecem fechados nessa parcela. Adicionalmente, na primeira proposta ilustrada, as duas barras desconectadas formam apenas uma ilha, portanto, apenas um ramo deve ser subtraído do total de ramos fechados no sistema para manter a radialidade nessa proposta (o outro ramo fechado deve permanecer conectando as duas barras na ilha) e, na segunda proposta ilustrada, as duas barras desconectadas formam duas ilhas, portanto, dois ramos devem ser subtraídos do total de ramos fechados no sistema para manter a radialidade nessa proposta (nesse caso, inexitem ramos fechados na parcela ilhada).

Figura 16 - Ilustração das condições de conectividade e de radialidade no problema de reconfiguração de sistemas radiais com restrição de conectividade relaxada



Fonte: Elaboração da autora

No problema de SOC proposto, a topologia inicial do sistema e a topologia final fornecida pelo método de reconfiguração (independente do contexto operacional do sistema elétrico) já estão determinadas, portanto, as informações sobre as barras energizadas/desenergizadas, sobre as ilhas formadas e sobre os circuitos fechados são conhecidas nessas topologias. No entanto, essas informações são desconhecidas para a definição das configurações intermediárias e são variáveis ao longo dos estágios de resolução do problema. Portanto, a restrição de conectividade plena do sistema elétrico é relaxada em todos os estágios de resolução do problema de sequenciamento para permitir o corte de carga em todas as configurações. Assim, em razão da variação dos parâmetros de conectividade e de radialidade no problema de sequenciamento, foram adotados os conceitos de subestação fictícia e de ramos fictícios apresentados no **capítulo 3**. A subestação fictícia e os ramos fictícios são incorporados ao problema e usados para complementar artificialmente o cumprimento da restrição de conectividade e o cumprimento da restrição de radialidade. Nesse contexto, o problema passa a ter componentes artificiais e se encontra estendido para resolução.

A subestação fictícia cumpre no modelo matemático de sequenciamento ótimo proposto a função de conectar as ilhas de cargas formadas durante o processo de transição entre a topologia inicial e a nova topologia, mantendo a parcela ilhada artificialmente conexa no problema estendido e mantendo o sistema radial. A formação dessas ilhas é definida pela sequência estabelecida para as operações de chaveamento indicadas no problema e, em cada estágio de resolução, o número de ilhas formadas e de barras desconectadas pode variar ou ser nulo. Para manter a radialidade do sistema, a conexão de uma ilha à subestação fictícia ocorre através do fechamento de um único ramo fictício ligando a subestação fictícia a uma barra desenergizada nessa ilha (que pode estar composta por uma ou por várias barras). O corte de carga durante esse processo de transição deve ocorrer unicamente para permitir o cumprimento das restrições topológicas e operacionais estabelecidas, pois a desenergização de barras é indesejada no problema e deve ser idealmente nula.

No modelo matemático do **capítulo 3**, a subestação fictícia mantém o sistema plenamente conexo no problema estendido e é usada, adicionalmente, para permitir que os ramos fechados no sistema ilhado não sejam indevidamente abertos no cumprimento da restrição de radialidade. Isso é necessário nesse modelo porque o problema de reconfiguração é resolvido em um único estágio e todos os ramos com chaves alocadas podem ser operados no processo de resolução. Assim, para impedir a abertura desnecessária de ramos inicialmente

fechados na parcela ilhada (e o correspondente fechamento de ramos fictícios), as operações de ramos reais são penalizadas na função objetivo **(1)** e as operações de ramos fictícios são livres. Dessa forma, no modelo do **capítulo 3**, os ramos inicialmente fechados em uma ilha não são abertos e um único ramo fictício é fechado para conectar essa ilha à subestação fictícia. No problema de sequenciamento formulado, não é necessário penalizar na função objetivo a abertura de ramos fechados na parcela ilhada porque um único ramo pode ser operado por estágio de resolução, obrigando que todos os demais ramos fechados em ilhas formadas em um determinado estágio permaneçam fechados nesse estágio.

No modelo de SOC proposto, a demanda não suprida não está obrigada a ser nula e não está obrigada a decrescer consecutivamente a cada estágio, devido à possibilidade de corte de carga pela exigência de factibilidade operacional e topológica. Assim, na passagem de uma topologia a outra, pode ocorrer o incremento, a conservação ou a redução de cargas desenergizadas. O incremento e a conservação são decorrentes da abertura de chaves e a redução é decorrente do fechamento de chaves. O **incremento** da demanda não suprida é provocado pela **abertura de chaves no sistema energizado** e essa abertura ocorre para o corte temporário ou definitivo de cargas inicialmente energizadas na configuração inicial. O desligamento é temporário quando essas cargas devem ser realocadas no sistema (transferidas para atendimento por outro circuito) e o desligamento é definitivo quando essas cargas devem estar desenergizadas na configuração final fornecida pelo método de reconfiguração (caso seja permitido esse tipo de corte). A **conservação** da demanda não suprida é provocada pela **abertura de chaves no sistema ilhado** e essa abertura ocorre para o restabelecimento parcial de cargas nesse setor ou para a transferência desassociada dessas cargas para atendimento por circuitos distintos. Finalmente, a **redução** da demanda não suprida é provocada pelo **fechamento de chaves entre o sistema energizado e o sistema ilhado**, reconectando cargas desenergizadas em estágios anteriores. Portanto, se em um estágio $t > 1$ é indicada a abertura de uma chave inicialmente fechada, então a demanda não suprida ε_t no estágio t será maior ou igual à demanda não suprida ε_{t-1} no estágio $t-1$: $\varepsilon_{t-1} \leq \varepsilon_t$, sendo que $\varepsilon_{t-1} = \varepsilon_t$ se a chave indicada para abertura no estágio t corresponde a um ramo fechado na parcela ilhada no estágio $t-1$ (abertura de um ramo fechado em uma ilha existente no estágio $t-1$) e $\varepsilon_{t-1} < \varepsilon_t$ se a chave indicada para abertura no estágio t corresponde a um ramo fechado na parcela inicialmente energizada que ainda se mantém energizada no estágio $t-1$. Finalmente, se em um estágio $t > 1$ é indicado o fechamento de uma chave inicialmente aberta, então a demanda não suprida ε_t no estágio t será menor que a demanda não suprida ε_{t-1} no estágio

$t-1$: $\varepsilon_{t-1} > \varepsilon_t$. A consequência disso é o incremento, a conservação ou a redução da energia não suprida também ao longo dos estágios de resolução do problema, no entanto, nesse caso, essas possibilidades são influenciadas também pelo tempo de chaveamento em cada estágio.

As informações sobre o estado de energização das barras e sobre o estado operativo e de energização dos ramos na configuração inicial do sistema elétrico e na nova configuração proposta devem ser comparadas para a composição dos conjuntos do modelo matemático proposto. A configuração inicial deve ser a configuração base usada no problema de reconfiguração para gerar a nova configuração operacional e, no caso de operação em contexto restaurativo, o setor indicado para isolamento já deve estar isolado nessa configuração inicial (isso significa que os elementos usados para o isolamento desse setor e os elementos isolados nesse setor devem ser considerados inexistentes e excluídos para resolução do problema de sequenciamento). A nova configuração operacional gerada na proposta de reconfiguração deve ser a configuração final no problema de sequenciamento.

O sistema elétrico de distribuição é representado por um conjunto de barras representando unidades consumidoras e subestações de distribuição e por um conjunto de ramos representando linhas de transmissão e dispositivos de chaveamento. Esta representação permite que o problema seja resolvido usando o conceito de árvore geradora da teoria de grafos, associando as barras aos vértices e os ramos às arestas. Além dos elementos do problema real, são incorporados elementos fictícios, assim, o conjunto de barras é formado pelas barras do sistema elétrico disponíveis para resolução e pela subestação fictícia incorporada ao problema e o conjunto de ramos é formado por uma parcela dos ramos reais disponíveis para resolução e por ramos fictícios incorporados ao problema. Usa-se uma parcela dos ramos reais, pois os ramos normalmente abertos que não são indicados para operação são excluídos do problema de sequenciamento porque são inúteis nesse problema (esses ramos são aqueles que estão abertos na configuração inicial e continuam abertos na configuração final).

A operação sequencial dos chaveamentos propostos promove diferentes condições de energização de barras e de ramos nos estágios de resolução do problema formulado. Assim, os conjuntos de barras e de ramos são subdivididos e organizados da seguinte forma:

- Existe um ***conjunto de barras energizadas que estarão sempre energizadas*** em todos os estágios de resolução do problema;

- Existe um ***conjunto de barras que estarão desenergizadas*** em um ou mais estágios de resolução do problema. Essas barras podem estar desenergizadas desde a configuração inicial, após o isolamento de um ou de mais setores intermediários do sistema elétrico em contexto restaurativo, ou podem ser desenergizadas durante as operações de chaveamento;
- Existe um ***conjunto de ramos inicialmente fechados que estarão sempre fechados*** em todos os estágios de resolução do problema. Esses ramos podem estar sempre fechados na parcela sempre energizada e, nesse caso, são ramos ***sempre fechados e sempre energizados***, ou podem estar fechados em uma parcela sujeita à desenergização em algum estágio e, nesse caso, são ramos ***sempre fechados energizados ou desenergizados***;
- Existe um ***conjunto de ramos inicialmente fechados que serão abertos*** em algum estágio de resolução do problema. Esses ramos inicialmente fechados são aqueles com chaves indicadas para operação de abertura pelo método de reconfiguração;
- Existe um ***conjunto de ramos inicialmente abertos que serão fechados*** em algum estágio de resolução do problema. Esses ramos inicialmente abertos são aqueles com chaves indicadas para operação de fechamento pelo método de reconfiguração;
- O ***conjunto de ramos fictícios*** incorporado ao problema é formado por ramos fictícios que conectam a barra da subestação fictícia a cada barra de carga que estará desenergizada em algum estágio de resolução do problema, desde a configuração inicial ou durante o processo de resolução;
- O ***conjunto de ramos inicialmente fechados que serão abertos*** e o ***conjunto de ramos inicialmente abertos que serão fechados*** formam o ***conjunto de ramos com chaves indicadas para operação*** no problema;
- O ***conjunto de ramos inicialmente abertos que estarão sempre abertos*** em todos os estágios de resolução do problema de sequenciamento é **eliminado** do problema, pois esses ramos são desnecessários para a resolução.

No problema formulado, devem existir variáveis que representam o estado operativo dos ramos (um ramo pode estar aberto ou fechado); o estado de energização das barras (uma barra pode estar energizada ou desenergizada); o nível de tensão nas barras; os fluxos de potência ativa, de potência reativa e de corrente nos ramos; a geração de potência ativa e de

potência reativa nas barras; e, pela inclusão da subestação fictícia e de ramos fictícios no problema, devem existir também variáveis que representam a geração de potência artificial nas barras e os fluxos de potência artificial nos ramos. Todas essas variáveis devem existir para cada um dos $k+1$ estágios de resolução do problema de sequenciamento. Essas variáveis estão definidas da seguinte forma:

- As variáveis representativas do estado operativo de um ramo devem existir apenas para os k ramos com chaves indicadas para operação pelo método de reconfiguração e para os ramos fictícios incorporados ao problema, pois apenas esses ramos podem ter seu estado operativo alterado no problema de sequenciamento;
- As variáveis representativas do estado de energização de uma barra devem existir apenas para as barras desenergizadas no primeiro estágio ou sujeitas à desenergização durante o processo de resolução, pois apenas essas barras podem ter seu estado de energização alterado; e, estritamente para cumprimento de restrições do modelo matemático, devem existir também para a barra da subestação fictícia e para barras sempre energizadas que estão na extremidade de um ramo com chave indicada para operação;
- As variáveis representativas das magnitudes de tensão nas barras devem existir para todas as barras do sistema elétrico disponíveis para a resolução do problema, pois uma operação de chaveamento pode provocar o desligamento de cargas ou a transferência de cargas entre os alimentadores e alterar o nível de tensão nas barras. Assim, para manter o fornecimento adequado durante toda a sequência de operações de chaveamento, as barras energizadas devem estar sujeitas aos limites mínimo e máximo de níveis de tensão permitidos no sistema elétrico;
- As variáveis representativas de fluxos de potência ativa, de potência reativa e de corrente nos ramos devem existir para todos os ramos reais disponíveis para a resolução do problema, portanto, essas variáveis devem existir para os ramos sempre fechados e para os ramos com chaves indicadas para operação e não devem existir para os ramos abertos na configuração inicial que permanecem abertos na configuração final proposta, pois os ramos sempre abertos são considerados inexistentes no problema;
- As variáveis representativas de geração de potência ativa e de potência reativa nas barras devem existir para todas as barras disponíveis para resolução do problema, mas

essa geração é nula nas barras de carga e na barra da subestação fictícia para que toda demanda ativa e reativa seja suprida pelo conjunto de subestações reais na parcela energizada;

- As variáveis artificiais representativas de fluxo de potência artificial nos ramos devem existir para os ramos fictícios, para os ramos que podem estar fechados na parcela desenergizada e para os ramos com chaves indicadas para operação, pois apenas esses ramos podem estar sujeitos a estar na parcela desenergizada e transportar esse fluxo;
- As variáveis artificiais representativas de geração de potência artificial nas barras devem existir apenas para as barras de subestação e para as barras que podem estar desenergizadas, mas essa geração é nula nas barras de subestação reais e nas barras de carga para que toda demanda artificial seja suprida pela subestação fictícia na parcela desenergizada;

Embora o problema de sequenciamento seja formulado com um número menor de variáveis representativas da operação do sistema elétrico de distribuição, essas variáveis existem para cada estágio de resolução do problema, por isso o número de variáveis cresce significativamente nesse problema se é indicado um número expressivo de chaves para operação na reconfiguração do sistema. Além disso, o conjunto de soluções possíveis no problema de sequenciamento pode ser muito grande, dependendo também do total de chaves do sistema elétrico indicadas para operação. Se esse total é k , então existem até $k!$ possibilidades de solução. Dessa forma, o problema de sequenciamento é claramente um problema combinatório (com características combinatórias parecidas com o problema de sequenciamento de tarefas na pesquisa operacional) e pode ser de difícil solução. Por exemplo, se existe a indicação de 9 operações de chaveamento, então existem até 362.880 soluções possíveis e, no caso de 15 indicações, esse número cresce muito, totalizando aproximadamente $1,31 \times 10^{12}$ possibilidades.

Para representar o estado inicial do sistema no problema formulado, as variáveis representativas do estado operativo dos ramos na configuração inicial devem ter seu valor inicial de abertura ou de fechamento fixado no primeiro estágio de resolução (com isso, as variáveis representativas do estado de energização das barras são automaticamente ajustadas nos seus correspondentes valores iniciais de energização ou de desenergização nesse estágio). Essas variáveis são acessadas pelo otimizador no segundo estágio de resolução para a definição da primeira operação de chaveamento da sequência ótima. É necessário fixar

também a variável correspondente à barra da subestação fictícia como desenergizada em todos os estágios de resolução, pois a subestação fictícia deve pertencer à parcela desenergizada no que se refere ao problema real.

Finalmente, os parâmetros do problema são os dados de impedância dos ramos, os dados de demandas nas barras, os tempos de chaveamento, alguns pesos que definem critérios de prioridade na operação do sistema e limites operacionais, como os limites de fluxo de corrente nos ramos, os limites de capacidade de geração nas barras das subestações e os limites de níveis de tensão nas barras.

5.2 MODELO MATEMÁTICO PROPOSTO

O modelo matemático de PCSOIM proposto para o SOC em problemas de reconfiguração de sistemas elétricos de distribuição radiais balanceados minimizando a energia não suprida é apresentado nas relações matemáticas (35) a (76).

$$\text{Min } v = \sum_{\substack{k \in \Omega_E \\ k > 1}} \sum_{i \in \Omega_{bed}} \alpha_i P_{D_i} \delta_{i,k} \quad (35)$$

s. a.

$$0 \leq \delta_{i,k} \leq T y_{i,k-1} \quad \begin{matrix} \forall i \in \Omega_{bed}, \\ \forall k \in \Omega_E \text{ e } k > 1 \end{matrix} \quad (36)$$

$$0 \leq w_k - \delta_{i,k} \leq T(1 - y_{i,k-1}) \quad \begin{matrix} \forall i \in \Omega_{bed}, \\ \forall k \in \Omega_E \text{ e } k > 1 \end{matrix} \quad (37)$$

$$w_k = \sum_{(i,j) \in \Omega_{fa}} (x_{i,j,k-1} - x_{i,j,k}) t_{i,j} + \sum_{(i,j) \in \Omega_{af}} (x_{i,j,k} - x_{i,j,k-1}) t_{i,j} \quad \forall k \in \Omega_E \text{ e } k > 1 \quad (38)$$

$$\sum_{(i,j) \in \Omega_{fa}} (x_{i,j,k-1} - x_{i,j,k}) + \sum_{(i,j) \in \Omega_{af}} (x_{i,j,k} - x_{i,j,k-1}) = 1 \quad \forall k \in \Omega_E \text{ e } k > 1 \quad (39)$$

$$x_{i,j,k-1} - x_{i,j,k} \geq 0 \quad \begin{matrix} \forall (i,j) \in \Omega_{fa}, \\ \forall k \in \Omega_E \text{ e } k > 1 \end{matrix} \quad (40)$$

$$x_{i,j,k-1} - x_{i,j,k} \leq 0 \quad \begin{matrix} \forall (i,j) \in \Omega_{af}, \\ \forall k \in \Omega_E \text{ e } k > 1 \end{matrix} \quad (41)$$

$$x_{i,j,1} = 1 \quad \forall (i,j) \in \Omega_{fa} \quad (42)$$

$$x_{i,j,1} = 0 \quad \forall (i,j) \in \Omega_{af} \quad (43)$$

$$\sum_{(j,i) \in \Omega_{lr}} P_{j,i,k} - \sum_{(i,j) \in \Omega_{lr}} (P_{i,j,k} + R_{i,j} I_{i,j,k}^{sqr}) + P_{G_{i,k}} = P_{D_i} \quad \forall i \in \Omega_{be} \cup \Omega_s, \quad \forall k \in \Omega_E \quad (44)$$

$$\sum_{(j,i) \in \Omega_{lr}} Q_{j,i,k} - \sum_{(i,j) \in \Omega_{lr}} (Q_{i,j,k} + X_{i,j} I_{i,j,k}^{sqr}) + Q_{G_{i,k}} = Q_{D_i} \quad \forall i \in \Omega_{be} \cup \Omega_s, \quad \forall k \in \Omega_E \quad (45)$$

$$\sum_{(j,i) \in \Omega_{lr}} P_{j,i,k} - \sum_{(i,j) \in \Omega_{lr}} (P_{i,j,k} + R_{i,j} I_{i,j,k}^{sqr}) + P_{G_{i,k}} = P_{D_i}(1 - y_{i,k}) \quad \forall i \in \Omega_{bed} \cup \Omega_s, \quad \forall k \in \Omega_E \quad (46)$$

$$\sum_{(j,i) \in \Omega_{lr}} Q_{j,i,k} - \sum_{(i,j) \in \Omega_{lr}} (Q_{i,j,k} + X_{i,j} I_{i,j,k}^{sqr}) + Q_{G_{i,k}} = Q_{D_i}(1 - y_{i,k}) \quad \forall i \in \Omega_{bed} \cup \Omega_s, \quad \forall k \in \Omega_E \quad (47)$$

$$\sum_{(j,i) \in \Omega_{ffed} \cup \Omega_{lo} \cup \Omega_{hr}} H_{j,i,k} - \sum_{(i,j) \in \Omega_{ffed} \cup \Omega_{lo} \cup \Omega_{hr}} H_{i,j,k} + H_{G_{i,k}} = y_{i,k} \quad \forall i \in \Omega_{bed} \cup \Omega_s, \quad \forall k \in \Omega_E \quad (48)$$

$$V_{i,k}^{sqr} - V_{j,k}^{sqr} = 2(R_{i,j} P_{i,j,k} + X_{i,j} Q_{i,j,k}) + Z_{i,j}^2 I_{i,j,k}^{sqr} \quad \forall (i,j) \in \Omega_{ffe}, \quad \forall k \in \Omega_E \quad (49)$$

$$V_{i,k}^{sqr} - V_{j,k}^{sqr} = 2(R_{i,j} P_{i,j,k} + X_{i,j} Q_{i,j,k}) + Z_{i,j}^2 I_{i,j,k}^{sqr} + b_{i,j} \quad \forall (i,j) \in \Omega_{ffed} \cup \Omega_{lo}, \quad \forall k \in \Omega_E \quad (50)$$

$$V_{j,k}^{sqr} I_{i,j,k}^{sqr} \geq P_{i,j,k}^2 + Q_{i,j,k}^2 \quad \forall (i,j) \in \Omega_{ff} \cup \Omega_{lo}, \quad \forall k \in \Omega_E \quad (51)$$

$$(P_{G_{i,k}}^2 + Q_{G_{i,k}}^2) \leq \bar{S}_{G_{i,k}}^2 \quad \forall i \in \Omega_s, \quad i \neq S^f, \quad \forall k \in \Omega_E \quad (52)$$

$$0 \leq I_{i,j,k}^{sqr} \leq \bar{I}_{i,j}^2 \quad \forall (i,j) \in \Omega_{ffe}, \quad \forall k \in \Omega_E \quad (53)$$

$$0 \leq I_{i,j,k}^{sqr} \leq \bar{I}_{i,j}^2 (1 - y_{i,k}) \quad \forall (i,j) \in \Omega_{ffed}, \quad \forall k \in \Omega_E \quad (54)$$

$$0 \leq I_{i,j,k}^{sqr} \leq \bar{I}_{i,j}^2 x_{i,j,k} \quad \forall (i,j) \in \Omega_{lo}, \quad \forall k \in \Omega_E \quad (55)$$

$$|H_{i,j,k}| \leq M y_{i,k} \quad \forall (i,j) \in \Omega_{ffed}, \quad \forall k \in \Omega_E \quad (56)$$

$$|H_{i,j,k}| \leq M x_{i,j,k} \quad \forall (i,j) \in \Omega_{lo} \cup \Omega_{hr}, \quad \forall k \in \Omega_E \quad (57)$$

$$\underline{V}^2 \leq V_{i,k}^{sqr} \leq \bar{V}^2 \quad \forall i \in \Omega_{be} \cup \Omega_s, \quad \forall k \in \Omega_E \quad (58)$$

$$\underline{V}^2(1 - y_{i,k}) \leq V_{i,k}^{sqr} \leq \bar{V}^2(1 - y_{i,k}) \quad \forall i \in \Omega_{bed}, \quad \forall k \in \Omega_E \quad (59)$$

$$P_{G_{i,k}} = 0 \quad \forall i \in \Omega_{be} \cup \Omega_{bed} \cup S^f, \quad \forall k \in \Omega_E \quad (60)$$

$$Q_{G_{i,k}} = 0 \quad \forall i \in \Omega_{be} \cup \Omega_{bed} \cup S^f, \quad \forall k \in \Omega_E \quad (61)$$

$$H_{G_{i,k}} = 0 \quad \forall i \in \Omega_{bed} \cup \Omega_s, \quad i \neq S^f, \quad \forall k \in \Omega_E \quad (62)$$

$$|b_{i,j,k}| \leq (\bar{V}^2 - \underline{V}^2) y_{i,k} \quad \forall (i,j) \in \Omega_{ffed}, \quad \forall k \in \Omega_E \quad (63)$$

$$|b_{i,j,k}| \leq (\bar{V}^2 - \underline{V}^2)(1 - x_{i,j} + y_{i,k} + y_{j,k}) \quad \forall (i,j) \in \Omega_{lo}, \quad \forall k \in \Omega_E \quad (64)$$

$$\sum_{(i,j) \in \Omega_{lo} \cup \Omega_{hr}} x_{i,j,k} = |\Omega_b| - |\Omega_s| - |\Omega_{ff}| \quad \forall k \in \Omega_E \quad (65)$$

$$|P_{i,j,k}| \leq \bar{V} \bar{I}_{i,j} \quad \forall (i,j) \in \Omega_{ffe}, \quad \forall k \in \Omega_E \quad (66)$$

$$|Q_{i,j,k}| \leq \bar{V} \bar{I}_{i,j} \quad \forall (i,j) \in \Omega_{ffe}, \quad \forall k \in \Omega_E \quad (67)$$

$$|P_{i,j,k}| \leq \bar{V} \bar{I}_{i,j} (1 - y_{i,k}) \quad \forall (i,j) \in \Omega_{ffed}, \quad \forall k \in \Omega_E \quad (68)$$

$$|Q_{i,j,k}| \leq \bar{V} \bar{I}_{i,j} (1 - y_{i,k}) \quad \forall (i,j) \in \Omega_{ffed}, \quad \forall k \in \Omega_E \quad (69)$$

$$|P_{i,j,k}| \leq \bar{V} \bar{I}_{i,j} x_{i,j} \quad \forall (i,j) \in \Omega_{lo}, \quad \forall k \in \Omega_E \quad (70)$$

$$|Q_{i,j,k}| \leq \bar{V} \bar{I}_{i,j} x_{i,j} \quad \forall (i,j) \in \Omega_{lo}, \quad \forall k \in \Omega_E \quad (71)$$

$$|y_{i,k} - y_{j,k}| \leq (1 - x_{i,j,k}) \quad \forall (i,j) \in \Omega_{lo} \cup \Omega_{hr}, \quad \forall k \in \Omega_E \quad (72)$$

$$y_{S^f,k} = 1 \quad \forall k \in \Omega_E \quad (73)$$

$$x_{i,j,k} \in \{0,1\} \quad \forall (i,j) \in \Omega_{lo} \cup \Omega_{hr}, \quad \forall k \in \Omega_E \quad (74)$$

$$y_{i,k} \in \{0,1\} \quad \forall i \in \Omega_{bed} \cup \Omega_{bx} \cup S^f, \quad \forall k \in \Omega_E \quad (75)$$

$$w_k \in \mathbb{R}_+ \quad \forall k \in \Omega_E \text{ e } k > 1 \quad (76)$$

Figura 17 - Legenda das cores no conjunto de restrições do modelo matemático de SOC

■	Restrições para linearização do cálculo da energia não suprida na função objetivo.
■	Restrições para obtenção do tempo de chaveamento em cada estágio $k > 1$.
■	Impõe o cumprimento de restrições sobre as operações de chaveamento.
■	Impõe o cumprimento da primeira lei de Kirchhoff (lei de correntes de Kirchhoff).
■	Impõe o cumprimento da segunda lei de Kirchhoff (lei de tensões de Kirchhoff).
■	Impõe o cumprimento de limites físicos e operacionais do sistema elétrico de distribuição.
■	Restrições complementares (destinadas a auxiliar o cumprimento de outras restrições).
■	Impõe o total de circuitos fechados para operação radial do sistema.
■	Restrições substitutas (destinadas a acelerar o processo de resolução do modelo matemático).
■	Impõe a natureza binária das variáveis de decisão do problema.
■	Impõe a natureza real e de não negatividade das variáveis de tempo de chaveamento.

Fonte: Elaboração da autora

5.2.1 Descrição dos conjuntos, parâmetros e variáveis do modelo

A descrição dos conjuntos do modelo matemático proposto é a seguinte:

- Ω_b é o conjunto de barras disponíveis para resolução do problema, sendo $\Omega_b = \Omega_{be} \cup \Omega_{bed} \cup \Omega_s$, onde Ω_{be} é o conjunto de barras de carga sempre energizadas em todos os estágios de resolução, Ω_{bed} é o conjunto de barras de carga que estarão desenergizadas em algum estágio de resolução e Ω_s é o conjunto de barras de subestações, incluindo a barra da subestação fictícia S^f incorporada ao problema. As barras desenergizadas que devem fazer parte do conjunto Ω_{bed} são as barras que podem estar imediatamente desenergizadas após o isolamento de um setor do sistema, as barras inicialmente energizadas que podem ser temporariamente desenergizadas durante as operações de chaveamento e as barras inicialmente energizadas que podem ficar desenergizadas na configuração final proposta pela metodologia de reconfiguração;
- Ω_{bx} é o conjunto de barras sempre energizadas que estão na extremidade de um ramo com chave indicada para operação, cuja operação conectará barras desenergizadas ou desconectará barras energizadas em algum estágio de resolução. Portanto, uma barra em Ω_{bx} deve possuir uma chave indicada para operação que a conecta a uma barra em Ω_{bed} ;
- $|\Omega_b|$ é o total de barras no problema e $|\Omega_s|$ é o total de barras de subestação no problema (ambos incluindo a S^f);
- Ω_{lr} é o conjunto de ramos do sistema elétrico de distribuição disponíveis para resolução do problema, sendo $\Omega_{lr} = \Omega_{ff} \cup \Omega_{lo}$, onde Ω_{ff} é o conjunto de ramos inicialmente fechados sempre fechados e Ω_{lo} é o conjunto de ramos inicialmente fechados ou abertos com chaves indicadas para operação pelo método de reconfiguração. Adicionalmente, $\Omega_{ff} = \Omega_{ffe} \cup \Omega_{ffed}$ e $\Omega_{lo} = \Omega_{af} \cup \Omega_{fa}$;
- Ω_{ffe} é o conjunto formado pelos ramos reais inicialmente fechados que permanecem sempre fechados e energizados (ramos sempre fechados na parcela sempre energizada do sistema) e Ω_{ffed} é o conjunto formado pelos ramos reais inicialmente fechados que permanecem sempre fechados e que podem estar energizados ou desenergizados (esses ramos estarão fechados na parcela desenergizada em um ou mais estágios de resolução);

- $|\Omega_{ff}|$ é o total de ramos reais inicialmente fechados que permanecem sempre fechados no processo de resolução;
- Ω_{af} e Ω_{fa} são, respectivamente, o conjunto de ramos com chaves inicialmente abertas que serão fechadas e o conjunto de ramos com chaves inicialmente fechadas que serão abertas em algum estágio de resolução do problema. O total de chaves indicadas para operação é $|\Omega_{lo}| = |\Omega_{af}| + |\Omega_{fa}|$;
- Ω_E é o conjunto de estágios de resolução do problema. O número total de estágios é $|\Omega_E| = |\Omega_{lo}| + 1$;
- Ω_{hr} é o conjunto de ramos fictícios incorporados ao problema. Existe um ramo fictício inicialmente aberto entre a S^f e cada barra de carga do sistema elétrico que pode estar desenergizada em algum estágio de resolução. Portanto, no problema estendido, existem $|\Omega_{hr}| = |\Omega_{bed}|$ ramos adicionais com chaves que podem ser operadas disponíveis para resolução do problema de sequenciamento;
- No problema estendido, o total de ramos com chaves que podem ser operadas é $|\Omega_{lo}| + |\Omega_{hr}|$;

A descrição dos parâmetros do modelo matemático proposto é a seguinte:

- S^f representa a barra da subestação fictícia incorporada ao problema;
- P_{D_i} e Q_{D_i} são as demandas de potência ativa e de potência reativa na barra i . Essas demandas existem nas barras de carga e são nulas nas demais barras;
- $\bar{S}_{G_i}$ é a capacidade máxima de geração de potência aparente na barra da subestação real i ;
- $R_{i,j}$, $X_{i,j}$ e $Z_{i,j}$ são os dados de resistência, reatância e impedância do ramo $i - j$ e $\bar{I}_{i,j}$ é a magnitude máxima de fluxo de corrente permitida nesse ramo;
- M é o limite máximo de fluxo de potência artificial nos ramos reais e fictícios fechados na parcela desenergizada;
- $\underline{V}$ e $\bar{V}$ são, respectivamente, os limites mínimo e máximo de magnitude de tensão permitidos no sistema;

- $t_{i,j}$ e T são, respectivamente, o tempo de operação da chave no ramo $i - j$ e o limite máximo de tempo de operação de uma chave no sistema;
- α_i é um parâmetro da função objetivo e representa o custo de não suprir unidades de cargas P_{D_i} na barra i , portanto, é possível diferenciar a prioridade de atendimento às cargas que podem estar desenergizadas no sistema elétrico através deste parâmetro.

Finalmente, a descrição das variáveis do modelo matemático proposto é a seguinte:

- $y_{i,k}$ é a variável binária que representa o estado de energização da barra i no estágio k , $\forall i \in \Omega_{bed} \cup \Omega_{bx} \cup S^f$ e $\forall k \in \Omega_E$. Assim, $y_{i,k} = 0$ indica que a barra i está energizada e tem suas demandas P_{D_i} e Q_{D_i} atendidas pelo conjunto de subestações reais no estágio k e $y_{i,k} = 1$ indica que a barra i está desenergizada no estágio k . Para os diferentes conjuntos listados, ocorre o seguinte: $y_{i,k} = 0 \ \forall i \in \Omega_{bx}$ e $\forall k \in \Omega_E$, pois essas variáveis representam o estado de energização de barras sempre energizadas no sistema; deve-se fixar $y_{S^f,k} = 1 \ \forall k \in \Omega_E$, indicando que a S^f estará sempre na parcela desenergizada no problema; e $y_{i,k}$ está livre a assumir os valores binários $\{0,1\}$ $\forall i \in \Omega_{bed}$ e $\forall k \in \Omega_E$ que representam o estado de energização dessas barras no respectivo estágio. A variável $y_{i,k}$ é também usada para permitir que a barra i que está desenergizada no estágio k seja conectada à subestação fictícia S^f nesse estágio e seja artificialmente atendida no problema estendido;
- $x_{i,j,k}$ é a variável binária que representa o estado operativo da chave no ramo $i - j$ no estágio k , $\forall (i,j) \in \Omega_{lo} \cup \Omega_{hr}$ e $\forall k \in \Omega_E$. Assim, para os diferentes conjuntos listados, ocorre o seguinte: $\forall (i,j) \in \Omega_{af}$, $x_{i,j,k} = 0$ indica que a chave inicialmente aberta no ramo $i - j$ permanece aberta no estágio k e $x_{i,j,k} = 1$ indica que a chave inicialmente aberta no ramo $i - j$ está fechada no estágio k ; $\forall (i,j) \in \Omega_{fa}$, $x_{i,j,k} = 1$ indica que a chave inicialmente fechada no ramo $i - j$ permanece fechada no estágio k e $x_{i,j,k} = 0$ indica que a chave inicialmente fechada no ramo $i - j$ está aberta no estágio k ; $\forall (i,j) \in \Omega_{hr}$, $x_{i,j,k} = 1$ indica que a chave fictícia no ramo $i - j$ está fechada no estágio k e $x_{i,j,k} = 0$ indica que a chave fictícia no ramo $i - j$ está aberta no estágio k . Deve-se fixar $x_{i,j,1} = 1 \ \forall (i,j) \in \Omega_{fa}$ e deve-se fixar $x_{i,j,1} = 0 \ \forall (i,j) \in$

Ω_{af} , pois o estágio $k = 1$ deve representar o estado inicial do sistema sobre o qual ocorrerá a proposta de reconfiguração;

- w_k representa o tempo $t_{i,j}$ necessário para operar a chave $x_{i,j,k}$ definida para operação no estágio k , $\forall k \in \Omega_E$ e $k > 1$, indicando o período em que as cargas desenergizadas no estágio $k-1$ ficam sem atendimento para o cálculo da energia não suprida nesse período. Assim, cada estágio $1 \leq k < |\Omega_E|$ tem a duração do tempo de chaveamento $t_{i,j}$ da chave operada no estágio $k+1$;
- $\delta_{i,k}$ é a variável usada para a linearização da função objetivo de minimização da energia não suprida no problema de sequenciamento ótimo formulado, $\forall i \in \Omega_{bed}$ e $\forall k \in \Omega_E$ e $k > 1$. Na função objetivo, $\delta_{i,k}$ substitui o produto das variáveis w_k e $y_{i,k-1}$ e assume o tempo de chaveamento da chave $x_{i,j,k}$ operada no estágio k (representado por w_k) quando a barra i está desenergizada no estágio $k-1$ (com $y_{i,k-1}=1$) e é nula quando a barra i está energizada no estágio $k-1$ (com $y_{i,k-1}=0$);
- $P_{i,j,k}$, $Q_{i,j,k}$ e $I_{i,j,k}^{sqr}$ são, na ordem, os fluxos de potência ativa e de potência reativa e o quadrado da magnitude de corrente no ramo $i - j$ no estágio k , $\forall (i,j) \in \Omega_{lr}$ e $\forall k \in \Omega_E$. Essas variáveis representam os fluxos reais no problema e as seguintes condições devem ser garantidas: esses fluxos devem existir no estágio k nos ramos $(i,j) \in \Omega_{ff} \cup \Omega_{lo}$ que estão fechados na parcela energizada nesse estágio e esses fluxos devem ser nulos no estágio k nos ramos $(i,j) \in \Omega_{lo}$ que estão abertos nesse estágio;
- $H_{i,j,k}$ é o fluxo de potência artificial no ramo $i - j$ no estágio k , $\forall (i,j) \in \Omega_{ffed} \cup \Omega_{lo} \cup \Omega_{hr}$ e $\forall k \in \Omega_E$. No problema estendido, essas variáveis representam fluxos fictícios e a seguinte condição deve ser garantida: deve existir fluxo de potência artificial no estágio k nos ramos $(i,j) \in \Omega_{ffed} \cup \Omega_{lo} \cup \Omega_{hr}$ apenas quando esses ramos estão fechados na parcela desenergizada nesse estágio;
- $P_{G_{i,k}}$ e $Q_{G_{i,k}}$ são, respectivamente, a geração de potência ativa e a geração de potência reativa na barra i no estágio k , $\forall i \in \Omega_b$ e $\forall k \in \Omega_E$. A geração de potência ativa e de potência reativa pode existir apenas nas barras de subestação reais. Assim, a geração $P_{G_{i,k}}$ e $Q_{G_{i,k}}$ é nula $\forall i \in \Omega_{be} \cup \Omega_{bed} \cup S^f$ e $\forall k \in \Omega_E$;

- $H_{G_{i,k}}$ é a geração de potência artificial na barra i no estágio k , $\forall i \in \Omega_{bed} \cup \Omega_s$ e $\forall k \in \Omega_E$. A geração de potência artificial pode existir apenas na barra da subestação fictícia S^f . Assim, a geração H_{G_i} é nula $\forall i \in \Omega_{bed} \cup \Omega_s$ e $i \neq S^f$;
- $V_{i,k}^{sqr}$ é o quadrado da magnitude de tensão na barra i no estágio k , $\forall i \in \Omega_b$ e $\forall k \in \Omega_E$. No problema formulado, o nível de tensão nas barras energizadas deve obedecer aos limites permitidos no sistema, assim, $V_{i,k}^{sqr}$ está sujeita a cumprir os limites $\underline{V}$ e $\bar{V}$ quando a barra i está energizada no estágio k ;
- $b_{i,j,k}$ é a variável auxiliar associada ao estado operativo do ramo real $i - j$ no estágio k , $\forall (i,j) \in \Omega_{ffed} \cup \Omega_{lo}$ e $\forall k \in \Omega_E$, responsável por satisfazer a igualdade nas equações relacionadas à segunda lei de Kirchhoff quando o ramo $(i,j) \in \Omega_{lo}$ está aberto ou quando o ramo $(i,j) \in \Omega_{ffed}$ está fechado na parcela desenergizada. Um ramo aberto ou desenergizado não está obrigado a cumprir a segunda lei de Kirchhoff e, nesse contexto, a variável $b_{i,j}$ pode assumir qualquer valor no intervalo $[\underline{V}^2, \bar{V}^2]$. Quando o ramo $(i,j) \in \Omega_{ffed} \cup \Omega_{lo}$ está fechado na parcela energizada, então $b_{i,j} = 0$.

5.2.2 Descrição das relações matemáticas do modelo proposto

A função objetivo e o conjunto de restrições do modelo matemático apresentado nas relações (35) a (76) são descritos nesta seção.

A relação (35) é a função objetivo. Essa função está formulada para minimizar a ENS no sistema elétrico durante o processo de transição entre a topologia inicial e a nova topologia operacional proposta. Esse processo de transição é representado pelos estágios de resolução do problema proposto. Nesse problema, cada estágio $k \in \Omega_E$ representa uma configuração topológica diferente e as operações de chaveamento são definidas nos estágios $1 < k \leq |\Omega_E|$. Portanto, cada estágio $1 \leq k < |\Omega_E|$ representa um intervalo de tempo necessário para operar uma chave e a ENS é calculada na função objetivo de acordo com esse tempo e com as cargas desenergizadas em cada configuração. Nessa relação, permite-se priorizar o atendimento mais imediato a cargas prioritárias, caso existam, através do parâmetro α_i , que está associado a cada barra i que pode estar desenergizada no problema.

A função objetivo (35) é o resultado da linearização proposta nas restrições (36) e (37) sobre a relação matemática não linear (77), apresentada abaixo. A relação (77) é não linear pelo produto das variáveis w_k e $y_{i,k-1}$, sendo w_k variável real não negativa e sendo $y_{i,k}$ variável binária. Assim, na função objetivo (35), o produto dessas variáveis é substituído pela variável $\delta_{i,k}$ e as restrições (36) e (37) delimitam os valores que $\delta_{i,k}$ pode assumir em cada estágio $k > 1$.

$$\text{Min } v = \sum_{\substack{k \in \Omega_E \\ k > 1}} \sum_{i \in \Omega_{bed}} (\alpha_i P_{D_i} y_{i,k-1}) w_k \quad (77)$$

Nas restrições (36) e (37), para cada estágio $k > 1$ e para cada barra i desenergizada no estágio $k-1$, $\delta_{i,k}$ assume o tempo de chaveamento da chave operada no estágio k , representado por w_k , e a ENS na barra i é calculada na função objetivo (35) multiplicando a carga P_{D_i} não suprida na barra i no estágio $k-1$ pelo tempo de chaveamento $\delta_{i,k} = w_k$. Se a barra i está energizada no estágio $k-1$, a variável $\delta_{i,k}$ é nula e a demanda de carga P_{D_i} não entra para o cálculo da ENS no estágio k na função objetivo (35). Portanto, se $y_{i,k-1} = 1$, então a barra i está desenergizada no estágio $k-1$ e $\delta_{i,k}$ está livre para assumir o tempo de chaveamento da chave operada no estágio k na restrição (36) e $\delta_{i,k} = w_k$ na restrição (37), pois estas restrições assumem, respectivamente, a seguinte forma para $y_{i,k-1} = 1$: $0 \leq \delta_{i,k} \leq T$ e $0 \leq w_k - \delta_{i,k} \leq 0$, que equivale a $w_k - \delta_{i,k} = 0$ e, portanto, $\delta_{i,k} = w_k$. Para $y_{i,k-1} = 0$, as restrições (36) e (37) assumem, respectivamente, a seguinte forma: $0 \leq \delta_{i,k} \leq 0$, que equivale a $\delta_{i,k} = 0$, e $0 \leq w_k - \delta_{i,k} \leq T$, que resulta em $0 \leq w_k \leq T$. Na formulação apresentada, T é uma constante definida como $t_{i,j}^{max} + \Delta$, em que $t_{i,j}^{max}$ representa o maior tempo de chaveamento entre os tempos de chaveamento das chaves indicadas para operação no problema e $\Delta \geq 0$. Portanto, nesse problema, $\delta_{i,k} = 0$ se $y_{i,k-1} = 0$ (indicando que a barra está energizada no estágio $k-1$ e que sua demanda não entra para o cálculo da ENS nesse estágio) e $\delta_{i,k} = w_k$ se $y_{i,k-1} = 1$ (indicando que a barra está desenergizada no estágio $k-1$ e que a ENS nessa barra deve ser calculada no problema).

A variável w_k , $\forall k \in \Omega_E$ e $k > 1$, representa o tempo que as cargas desenergizadas no estágio $k-1$ ficam sem atendimento e esse tempo é equivalente ao período necessário para realizar a operação de chaveamento definida no estágio k . O parâmetro de tempo de

chaveamento $t_{i,j}$ da chave $x_{i,j,k}$ operada no estágio $k>1$ é atribuído à w_k através da restrição **(38)**. Nessa restrição, a chave inicialmente fechada ($x_{i,j,1} = 1$) ou inicialmente aberta ($x_{i,j,1} = 0$) que teve seu estado operativo alterado no estágio $k>1$ é identificada através das relações $x_{i,j,k-1} - x_{i,j,k}$ e $x_{i,j,k} - x_{i,j,k-1}$, respectivamente. A variável w_k deve ser não negativa e deve representar um único tempo de chaveamento por estágio e esses requisitos são garantidos pelas restrições **(39)**, **(40)**, **(41)**, **(42)** e **(43)**. Essas restrições impõem o cumprimento de regras sobre as operações de chaveamento no problema. Essas regras são um único chaveamento por vez e a operação de uma chave uma única vez.

A restrição **(39)** permite que um único chaveamento seja realizado em cada estágio $k>1$. Assim, na restrição **(38)**, um único parâmetro de tempo é atribuído à variável w_k em um estágio de resolução. Na restrição **(39)**, toda chave $x_{i,j,k}$ com $(i,j) \in \Omega_{fa} \cup \Omega_{af}$ operada em um determinado estágio é identificada e contabilizada através dos somatórios no primeiro membro da equação. Essa identificação é feita comparando o estado atual de cada chave com seu estado anterior. Assim, nesses somatórios, para cada estágio $k>1$, faz-se a diferença não negativa entre o estado operativo de cada uma dessas chaves no estágio k e o seu estado operativo no estágio $k-1$. O segundo membro da equação indica que o total de operações permitidas deve ser 1. As variáveis $x_{i,j,k}$ só podem assumir valores binários, portanto, essa restrição garante que apenas uma chave tenha seu estado inicial alterado em um estágio de resolução.

A condição de que uma chave $x_{i,j,k}$ com $(i,j) \in \Omega_{lo}$ pode ser operada apenas uma vez no problema está garantida pelas restrições **(40)** e **(41)**. Na restrição **(40)**, uma chave $x_{i,j,k}$ inicialmente fechada no estágio $k=1$, cujo $(i,j) \in \Omega_{fa}$, uma vez aberta em um estágio $k>1$ não pode ser novamente fechada em estágios seguintes. Por exemplo, considerando a operação de uma chave no ramo $(i,j) \in \Omega_{fa}$ no estágio $k = 2$, assume-se que $x_{i,j,1} = 1$ e $x_{i,j,2} = 0$ na restrição **(40)**, portanto, o resultado da inequação é $1 \geq 0$ e a restrição é satisfeita. Adicionalmente, considerando a tentativa de operar novamente essa chave no estágio $k = 3$, assume-se que $x_{i,j,2} = 0$ e $x_{i,j,3} = 1$, portanto, o resultado da inequação na restrição **(40)** é $-1 \geq 0$ e a restrição é violada. Na restrição **(41)**, uma chave $x_{i,j,k}$ inicialmente aberta no estágio $k=1$, cujo $(i,j) \in \Omega_{af}$, uma vez fechada em um estágio $k>1$ não pode ser novamente aberta em estágios seguintes. Nesse caso, considerando a operação de uma chave no ramo $(i,j) \in \Omega_{af}$ no estágio $k = 2$, assume-se que $x_{i,j,1} = 0$ e $x_{i,j,2} = 1$ na restrição **(41)**, portanto, o resultado da inequação é $-1 \leq 0$ e a restrição é satisfeita. Adicionalmente, considerando a

tentativa de operar novamente essa chave no estágio $k = 3$, assume-se que $x_{i,j,2} = 1$ e que $x_{i,j,3} = 0$, portanto, o resultado da inequação na restrição (41) é $1 \leq 0$ e a restrição é violada.

As restrições (42) e (43) representam o estado das chaves na configuração inicial do sistema sobre a qual ocorrerá a proposta de reconfiguração. As variáveis $x_{i,j,k}$ com $(i,j) \in \Omega_{fa}$ são fixadas em 1 no estágio $k = 1$ na restrição (42) e as variáveis $x_{i,j,k}$ com $(i,j) \in \Omega_{af}$ são fixadas em 0 no estágio $k = 1$ na restrição (43) e, por esse motivo, não existe decisão a ser tomada nesse estágio. Essas restrições são necessárias para o cumprimento das restrições (39), (40) e (41) no estágio $k = 2$ e para o cálculo da ENS na configuração inicial do sistema.

Para ilustrar o cumprimento das restrições sobre as operações de chaveamento apresentadas nas relações (39), (40), (41), (42) e (43), apresenta-se na **Figura 18** um exemplo de solução para um caso de reconfiguração com 9 operações de chaveamento, sendo 5 chaves inicialmente fechadas e 4 chaves inicialmente abertas para operação. O estado inicial dessas chaves é apresentado no **estágio 1**. Nesse problema, são necessários 10 estágios de resolução. Nesta figura, verifica-se que a **chave 5-4** inicialmente fechada é aberta no **estágio 2** e permanece aberta até o estágio 10, a **chave 27-8** inicialmente fechada é aberta no **estágio 3** e permanece aberta até o estágio 10, a **chave 26-27** inicialmente fechada é aberta no **estágio 9** e permanece aberta até o estágio 10, a **chave 28-6** inicialmente fechada é aberta no **estágio 7** e permanece aberta até o estágio 10, a **chave 34-33** inicialmente fechada é aberta no **estágio 4** e permanece aberta até o estágio 10, a **chave 28-27** inicialmente aberta é fechada no **estágio 10**, a **chave 8-33** inicialmente aberta é fechada no **estágio 5** e permanece fechada até o estágio 10, a **chave 35-40** inicialmente aberta é fechada no **estágio 6** e permanece fechada até o estágio 10 e a **chave 28-50** inicialmente aberta é fechada no **estágio 8** e permanece fechada até o estágio 10. Deve-se notar que apenas uma chave muda de estado em cada estágio e que as chaves não retornam ao seu estado inicial depois de operadas. A sequência ótima consiste nas operações de chaveamento propostas nos estágios em ordem crescente. Portanto, as chaves são operadas na seguinte sequência ótima: 5-4, 27-8, 34-33, 8-33, 35-40, 28-6, 28-50, 26-27 e 28-27.

Na **Figura 19**, ilustra-se o histórico de operação das chaves do exemplo ilustrado na **Figura 18**. Deve-se notar que, identificada a chave $x_{i,j,k}$ operada no estágio k , pode-se também identificar qual parâmetro de tempo de chaveamento $t_{i,j}$ é atribuído à variável w_k em cada estágio $k > 1$.

Figura 18 - Exemplo ilustrativo do cumprimento das restrições de chaveamento (39)-(43) no problema de SOC em um problema de reconfiguração com 9 chaveamentos

Estágios de resolução do problema										
Ω_{lo}	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5-4	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27-8	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
26-27	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0
28-6	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0
34-33	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0
28-27	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
8-33	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1
35-40	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1
28-50	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1

1 : chave fechada
0 : chave aberta

Fonte: Elaboração da autora

Figura 19 - Exemplo ilustrativo do histórico de operação das chaves na Figura 18 e identificação da sequência ótima de operação

Estágios de resolução do problema										
Ω_{lo}	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5-4	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
27-8	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0
26-27	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0
28-6	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
34-33	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
28-27	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
8-33	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
35-40	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
28-50	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0

1 : chave operada
0 : chave não operada

Fonte: Elaboração da autora

Portanto, ao final do processo de resolução, deve-se verificar qual variável $x_{i,j,k}$ mudou de estado em cada estágio $k > 1$ para identificar a sequência ótima obtida pelo modelo matemático. Essa identificação pode ser feita imprimindo o estado das chaves em todos os estágios e observando a ordem de operação dessas chaves (como ilustrado na **Figura 18**) e/ou imprimindo as restrições (40) e (41) da seguinte forma: $\forall k \in \Omega_E$ e $k > 1$, imprimem-se $x_{i,j,k-1} - x_{i,j,k} \forall (i,j) \in \Omega_{fa}$ e $x_{i,j,k} - x_{i,j,k-1} \forall (i,j) \in \Omega_{af}$ (como ilustrado na **Figura 19**). Portanto, o algoritmo apresentado na **Figura 20** pode ser usado para imprimir a sequência ótima de operações obtida.

Figura 20 - Algoritmo para identificação da sequência ótima de operações

- (1) Para cada estágio $k > 1 \in \Omega_E$, execute o passo (2);
- (2) Para todas as chaves com $(i, j) \in \Omega_{fa}$, faça: se $x_{i,j,k-1} - x_{i,j,k} = 1$, imprima $i - j$;
para todas as chaves com $(i, j) \in \Omega_{af}$, faça: se $x_{i,j,k} - x_{i,j,k-1} = 1$, imprima $i - j$.

Fonte: Elaboração da autora

As restrições (44), (45), (46), (47) e (48) impõem o cumprimento da primeira lei de Kirchhoff (lei de correntes de Kirchhoff) para todas as barras $i \in \Omega_b$ em cada estágio $k \in \Omega_E$. Nas restrições (44) e (45), cumprem-se, respectivamente, os balanços de potência ativa e de potência reativa nas barras sempre energizadas, portanto, essas restrições são válidas $\forall i \in \Omega_{be} \cup \Omega_s$. Nas restrições (46) e (47), cumprem-se, respectivamente, os balanços de potência ativa e de potência reativa nas barras que podem estar energizadas ou desenergizadas, portanto, essas restrições são válidas $\forall i \in \Omega_{bed} \cup \Omega_s$. Na restrição (48), cumpre-se o balanço de potência artificial nas barras que podem estar energizadas ou desenergizadas, portanto, essa restrição é válida também $\forall i \in \Omega_{bed} \cup \Omega_s$. Nas restrições (46), (47) e (48), a variável $y_{i,k}$ determina se a barra i está energizada ou desenergizada no estágio k e, assim, essa variável define como os balanços de potência ativa, de potência reativa e de potência artificial devem se cumprir na barra i . A barra i está energizada quando $y_{i,k} = 0$ e está desenergizada quando $y_{i,k} = 1$. Assim, nas restrições (46) e (47), quando $y_{i,k} = 1$, os balanços de potência ativa e de potência reativa são satisfeitos na barra i no estágio k , respectivamente, da seguinte forma: $P_{D_i} - P_{D_i}y_{i,k} = 0$ e $Q_{D_i} - Q_{D_i}y_{i,k} = 0$. Portanto, nessas restrições, quando $y_{i,k} = 1$, o termo $(1 - y_{i,k})$ associado às demandas P_{D_i} e Q_{D_i} faz o corte pleno de fornecimento dessas cargas por uma subestação real $i \in \Omega_s$ no estágio k e essas cargas passam a ser plenamente atendidas pelo gerador artificial representado por $(P_{D_i} + Q_{D_i})y_{i,k}$ alocado na barra. Quando $y_{i,k} = 0$ nas restrições (46) e (47), a barra i está energizada e deve ser normalmente atendida por uma subestação real $i \in \Omega_s$ no estágio k através de circuitos reais. Na restrição (48), existe demanda de potência artificial na barra $i \in \Omega_{bed}$ no estágio k quando $y_{i,k} = 1$ e, nesse caso, essa demanda artificial deve ser atendida pela subestação fictícia $i = S^f$ no estágio k através de circuitos reais e/ou fictícios. Quando $y_{i,k} = 0$ na restrição (48), não existe demanda de potência artificial na barra i no estágio k e o balanço de potência artificial é nulo nessa barra. Portanto, uma barra energizada deve estar conexa a uma barra de subestação real por meio de circuitos reais para o atendimento de suas demandas ativa e reativa e uma barra

desenergizada deve estar conexa à barra da subestação fictícia por meio de circuitos reais e/ou fictícios para o atendimento de demanda artificial no problema estendido e as demandas ativa e reativa cortadas nessa barra devem ser atendidas pelo gerador artificial $(P_{D_i} + Q_{D_i})y_{i,k}$ alocado na barra. As restrições (60), (61) e (62) complementam as restrições (46), (47) e (48) nesse aspecto de conectividade.

As restrições (49), (50) e (51) impõem o cumprimento da segunda lei de Kirchhoff (lei de tensões de Kirchhoff) em cada laço fundamental formado no sistema em cada estágio $k \in \Omega_E$. Um laço fundamental é formado por um ramo fechado e pelas cargas conectadas à terra através das barras nas extremidades desse ramo. Nesse laço fundamental, o balanço de tensão deve ser nulo. Dessa forma, pode-se garantir que o modelo cumpre a segunda lei de Kirchhoff em qualquer outro laço do sistema. Na restrição (49), consideram-se os laços fundamentais formados por ramos sempre fechados na parcela energizada, portanto, a restrição é válida $\forall (i,j) \in \Omega_{ffe}$. Na restrição (50), consideram-se os laços fundamentais formados por ramos que podem estar fechados na parcela energizada ou na parcela desenergizada, portanto, a restrição é válida $\forall (i,j) \in \Omega_{ffed}$ e $\forall (i,j) \in \Omega_{lo}$. Portanto, através das restrições (49) e (50), a segunda lei de Kirchhoff é aplicada a todos os laços fundamentais formados por ramos $(i,j) \in \Omega_l$, no entanto, o cumprimento dessa lei interessa efetivamente apenas quando os ramos estão fechados na parcela energizada. Assim, quando um ramo $(i,j) \in \Omega_{ffed} \cup \Omega_{lo}$ está fechado na parcela desenergizada e um ramo $(i,j) \in \Omega_{lo}$ está aberto, os laços fundamentais formados por esses ramos não devem estar sujeitos a cumprir a segunda lei de Kirchhoff na restrição (50) e as restrições (63) e (64) são usadas para satisfazer a igualdade na restrição (50) nesses dois casos da seguinte forma: $V_{i,k}^{sqr} - V_{j,k}^{sqr} = b_{i,j,k}$. Finalmente, a restrição (51) é complementar às restrições (49) e (50), por isso é válida $\forall (i,j) \in \Omega_{ff} \cup \Omega_{lo}$. Essa restrição é originalmente de igualdade e está relaxada e transformada em uma relação de desigualdade para assumir a forma cônica de segunda ordem e, assim, transformar o problema original de PNL em um problema de PCSOIM. Essa transformação é apresentada em Souza (2014). Nesse modelo transformado, a função objetivo (35) é linear, a restrição (51) é cônica e as demais restrições são lineares.

As restrições (52), (53), (54), (55), (56), (57), (58) e (59) representam o cumprimento de limites físicos e operacionais no sistema elétrico de distribuição e na parcela fictícia em cada estágio $k \in \Omega_E$. Essas restrições são fundamentais para uma proposta de solução que represente uma operação segura no sistema elétrico e que represente o fornecimento adequado

de energia elétrica durante todo o período de transição topológica no processo de reconfiguração.

A restrição **(52)** limita o carregamento de potência aparente em cada barra de subestação real $i \in \Omega_s$ e $i \neq S^f$ à sua correspondente capacidade máxima de atendimento, dada por $\bar{S}_{G_i}^2$, em cada estágio $k \in \Omega_E$.

As restrições **(53)**, **(54)** e **(55)** limitam o fluxo de corrente nos ramos reais $i - j$ ao correspondente limite máximo permitido, dado por $\bar{I}_{i,j}^2$, em cada estágio $k \in \Omega_E$ e se cumprem, respectivamente, para os ramos sempre fechados na parcela energizada com $(i,j) \in \Omega_{ffe}$, para os ramos sempre fechados que podem estar na parcela energizada ou na parcela desenergizada com $(i,j) \in \Omega_{ffed}$ e para os ramos com chaves indicadas para operação que podem estar fechados na parcela energizada ou na parcela desenergizada com $(i,j) \in \Omega_{lo}$. Essas restrições devem garantir que o fluxo de corrente esteja limitado efetivamente quando os ramos estão fechados na parcela energizada e devem garantir que o fluxo de corrente seja nulo quando um ramo está aberto. Na restrição **(53)**, impõe-se diretamente o cumprimento do limite de fluxo de corrente porque os ramos estão sempre fechados e energizados nessa restrição, portanto, esse limite operacional deve se cumprir sempre para esses ramos. Porém, nas restrições **(54)** e **(55)**, esse cumprimento está em função das variáveis $y_{i,k}$ e $x_{i,j,k}$, respectivamente, usadas para determinar se o fluxo deve estar limitado ou se deve ser nulo. Na restrição **(54)**, quando um ramo $(i,j) \in \Omega_{ffed}$ está na parcela energizada no estágio k , $y_{i,k} = y_{j,k} = 0$ e $I_{i,j,k}^{sqr} \leq \bar{I}_{i,j}^2$ (portanto, deve existir fluxo nesse ramo e ele está devidamente limitado nesse estágio) e quando esse ramo está na parcela desenergizada, $y_{i,k} = y_{j,k} = 1$ e $I_{i,j,k}^{sqr} = 0$ (portanto, o fluxo nesse ramo é nulo no estágio k e, embora isso seja desejado, esse cumprimento é irrelevante no problema). Na restrição **(54)**, é suficiente representar o estado de energização $y_{i,k}$ de apenas uma das barras nas extremidades de cada ramo $(i,j) \in \Omega_{ffed}$, pois só é possível que $y_{i,k} = y_{j,k}$ para esses ramos. Na restrição **(55)**, quando um ramo $(i,j) \in \Omega_{lo}$ está fechado na parcela energizada no estágio k , $x_{i,j,k} = 1$ e $I_{i,j,k}^{sqr} \leq \bar{I}_{i,j}^2$ (portanto, deve existir fluxo nesse ramo e ele está devidamente limitado nesse estágio) e quando esse ramo está aberto, $x_{i,j,k} = 0$ e $I_{i,j,k}^{sqr} = 0$ (portanto, o fluxo nesse ramo é devidamente nulo nesse estágio); finalmente, quando um ramo $(i,j) \in \Omega_{lo}$ está fechado em uma parcela desenergizada no estágio k , $x_{i,j,k} = 1$ e $I_{i,j,k}^{sqr} \leq \bar{I}_{i,j}^2$ (portanto, não é possível garantir que o

fluxo de corrente nesse ramo seja nulo, no entanto, o cumprimento dessa condição é irrelevante no problema por se tratar da parcela desenergizada).

As restrições (56) e (57) limitam o fluxo de potência artificial nos ramos fictícios $(i, j) \in \Omega_{hr}$ e nos ramos reais $(i, j) \in \Omega_{ffed} \cup \Omega_{lo}$ fechados na parcela desenergizada a um limite máximo permitido, dado pelo parâmetro M , em cada estágio $k \in \Omega_E$. Nas restrições (56) e (57), esse limite de fluxo está em função, respectivamente, do estado de energização $y_{i,k}$ da barra i e do estado operativo $x_{i,j,k}$ do ramo $i - j$ no estágio k . Na restrição (56), quando um ramo $(i, j) \in \Omega_{ffed}$ está na parcela energizada no estágio k , $y_{i,k} = y_{j,k} = 0$ e $H_{i,j,k} = 0$ (portanto, o fluxo de potência artificial nesse ramo é devidamente nulo nesse estágio) e quando esse ramo está na parcela desenergizada, $y_{i,k} = y_{j,k} = 1$ e $H_{i,j,k} \leq M$ (portanto, deve existir fluxo $H_{i,j,k}$ nesse ramo no estágio k e ele está devidamente limitado). Na restrição (57), quando um ramo $(i, j) \in \Omega_{lo} \cup \Omega_{hr}$ está fechado na parcela desenergizada no estágio k , $x_{i,j,k} = 1$ e $H_{i,j,k} \leq M$ (portanto, deve existir fluxo de potência artificial nesse ramo e ele está devidamente limitado nesse estágio) e quando esse ramo está aberto, $x_{i,j,k} = 0$ e $H_{i,j,k} = 0$ (portanto, o fluxo $H_{i,j,k}$ nesse ramo é devidamente nulo no estágio k); finalmente, quando um ramo $(i, j) \in \Omega_{lo}$ está fechado na parcela energizada no estágio k , $x_{i,j,k} = 1$ e $H_{i,j,k} \leq M$ (portanto, existe a possibilidade de fluxo de potência artificial nesse ramo, porém, não existem fluxos de potência artificial na parcela energizada porque barras energizadas não demandam potência artificial, assim, o cumprimento dessa restrição é irrelevante nesse caso). O parâmetro M deve ser adequadamente escolhido para não impedir que as barras desenergizadas sejam conectadas à subestação fictícia. Pode-se escolher $M \geq |\Omega_{bed}|$, pois a geração máxima e o fluxo máximo de potência artificial na parcela desenergizada equivalem ao total de barras que podem estar desenergizadas no problema e esse valor corresponde a $|\Omega_{bed}|$.

As restrições (58) e (59) limitam a magnitude de tensão em cada barra aos limites mínimo e máximo permitidos no sistema elétrico, representados, respectivamente, por $\underline{V}^2$ e $\bar{V}^2$, em cada estágio $k \in \Omega_E$. Na restrição (58), esses limites operacionais são impostos para as barras na parcela sempre energizada e a restrição (59) impõe esses limites para as barras que podem estar na parcela energizada ou na parcela desenergizada, portanto, estas restrições são válidas, respectivamente, $\forall i \in \Omega_{be} \cup \Omega_s$ e $\forall i \in \Omega_{bed} \cup \Omega_s$. O cumprimento dessa restrição operacional interessa apenas quando a barra está energizada. Assim, na restrição (58), impõe-se diretamente o cumprimento desse requisito operacional e, na restrição (59),

esse comprimento está em função do estado de energização $y_{i,k}$ da barra i no estágio k . Portanto, na restrição (59), quando a barra está energizada, $y_{i,k} = 0$ e $V_{i,k}^{sqr}$ deve assumir um valor no intervalo $[\underline{V}^2, \bar{V}^2]$ e quando a barra está desenergizada, $y_{i,k} = 1$ e $V_{i,k}^{sqr} = 0$.

As restrições (60), (61) e (62) são complementares às restrições (44), (45), (46), (47) e (48) em cada estágio $k \in \Omega_E$ e têm o propósito de garantir que as barras energizadas sejam conexas apenas com as barras de subestação reais e de garantir que as barras desenergizadas sejam conexas apenas com a barra da subestação fictícia para o atendimento de suas demandas. Nessas restrições, $P_{G_{i,k}} = 0$ e $Q_{G_{i,k}} = 0 \ \forall i \in \Omega_{be} \cup \Omega_{bed} \cup S^f$ e $\forall k \in \Omega_E$, portanto, a geração de potência ativa e de potência reativa pode existir apenas nas barras de subestação reais e essa geração está limitada na restrição (52), e $H_{G_{i,k}} = 0 \ \forall i \in \Omega_{bed} \cup \Omega_s$ e $i \neq S^f$ e $\forall k \in \Omega_E$, portanto, a geração de potência artificial pode existir apenas na barra da subestação fictícia S^f e essa geração é ilimitada no problema.

As restrições (63) e (64) são complementares à restrição (50) em cada estágio $k \in \Omega_E$. Na restrição (63), a variável $b_{i,j,k}$ corresponde aos ramos $(i,j) \in \Omega_{fed}$ e está em função do estado de energização $y_{i,k}$ da barra i no estágio k . Esses ramos estão sempre fechados, portanto, para determinar ou auxiliar o cumprimento da segunda lei de Kirchhoff na restrição (50), é necessário saber apenas se estão fechados na parcela energizada ou na parcela desenergizada. Na restrição (64), $b_{i,j,k}$ corresponde aos ramos $(i,j) \in \Omega_{lo}$ e está em função do estado operativo $x_{i,j,k}$ do ramo $i - j$ e do estado de energização $y_{i,k}$ e $y_{j,k}$ das barras i e j nas extremidades desse ramo. Nesse caso, para determinar ou auxiliar o cumprimento da segunda lei de Kirchhoff na restrição (50), é necessário saber se o ramo está aberto ou fechado e, estando fechado, se está na parcela energizada ou na parcela desenergizada. Na restrição (63), quando um ramo $(i,j) \in \Omega_{fed}$ está na parcela energizada, $y_{i,k} = y_{j,k} = 0$ e $b_{i,j,k} = 0$, portanto, a segunda lei de Kirchhoff deve se cumprir na restrição (50); e quando esse ramo está na parcela desenergizada, $y_{i,k} = y_{j,k} = 1$ e $|b_{i,j,k}| \leq (\bar{V}^2 - \underline{V}^2)$, portanto, a variável $b_{i,j,k}$ deve satisfazer a igualdade na restrição (50) e a segunda lei de Kirchhoff não se aplica nesse laço fundamental. Na restrição (64), quando um ramo $(i,j) \in \Omega_{lo}$ está fechado na parcela energizada, as barras i e j estão energizadas, assim, $x_{i,j,k} = 1$ e $y_{i,k} = y_{j,k} = 0$ e $b_{i,j,k} = 0$; quando esse ramo está fechado na parcela desenergizada, as barras i e j nas extremidades desse ramo estão desenergizadas, assim, $x_{i,j,k} = 1$ e $y_{i,k} = y_{j,k} = 1$ e $|b_{i,j,k}| \leq 2(\bar{V}^2 - \underline{V}^2)$; e quando esse ramo está aberto, existem três situações para as barras i e j nas extremidades

desse ramo: ambas podem estar energizadas por outros circuitos, ambas podem estar desenergizadas ou uma pode estar energizada por outro circuito e a outra desenergizada, assim, respectivamente: $x_{i,j,k} = 0$ e $y_{i,k} = y_{j,k} = 0$ então $|b_{i,j,k}| \leq (\bar{V}^2 - \underline{V}^2)$; $x_{i,j,k} = 0$ e $y_{i,k} = y_{j,k} = 1$ então $|b_{i,j,k}| \leq 3(\bar{V}^2 - \underline{V}^2)$; e $x_{i,j,k} = 0$ e $y_{i,k} \neq y_{j,k}$ então $|b_{i,j,k}| \leq 2(\bar{V}^2 - \underline{V}^2)$.

A restrição **(65)** impõe o total de ramos que devem ser fechados em cada estágio $k \in \Omega_E$ como condição necessária para a operação radial do sistema elétrico no problema estendido. Do total de $|\Omega_b| - |\Omega_s|$ ramos que devem estar fechados para a operação radial do sistema, $|\Omega_{ff}|$ ramos já estão fechados em todos os estágios, portanto, em cada estágio, o otimizador deve decidir quais ramos devem estar fechados entre os ramos reais e fictícios $(i,j) \in \Omega_{lo} \cup \Omega_{hr}$ no total de $|\Omega_b| - |\Omega_s| - |\Omega_{ff}|$. Desse total, o número de ramos fictícios $(i,j) \in \Omega_{hr}$ fechados é variável em cada estágio e equivale ao número de ilhas de carga formadas no respectivo estágio. O fechamento de ramos fictícios é necessário para conectar cada ilha à subestação fictícia e os demais ramos fechados representam a configuração real do sistema elétrico no processo de reconfiguração.

É preciso garantir que o sistema seja conexo e radial. A conectividade é garantida pelas restrições **(44)**, **(45)**, **(46)**, **(47)** e **(48)** juntamente com as restrições **(60)**, **(61)** e **(62)** no problema estendido da seguinte forma: só existe geração de potências ativa, reativa ou artificial nas barras de subestações, assim, se uma barra tem sua demanda de carga atendida por uma subestação, então deve existir um caminho conectando essa barra de carga a essa subestação para esse atendimento. Assim, as restrições **(44)**, **(45)**, **(46)**, **(47)**, **(60)** e **(61)** garantem a conectividade do sistema energizado com o conjunto de subestações reais e as restrições **(48)** e **(62)** garantem a conectividade da parcela desenergizada com a subestação fictícia. Adicionalmente, no sistema conexo formado por essas restrições, a restrição **(65)** garante a operação radial ao determinar o total de ramos fechados nessas duas parcelas. A prova de que estas restrições garantem a conectividade e a radialidade do sistema em todas as configurações propostas pode ser verificada em Lavorato et al. (2012).

As relações **(66)**, **(67)**, **(68)**, **(69)**, **(70)**, **(71)**, **(72)** e **(73)** são restrições substitutas (*surrogate constraints*), geradas com base no conhecimento do problema para reduzir de forma pertinente o espaço de busca e, assim, reduzir significativamente o tempo necessário para a convergência. Essas restrições são conceitualmente redundantes no modelo matemático, no entanto, são extremamente úteis para acelerar o processo de resolução.

Portanto, são restrições indispensáveis para adequar a resolução do modelo matemático a um tempo satisfatório, sobretudo em casos mais críticos.

As restrições (66), (67), (68), (69), (70) e (71) ajudam no processo de resolução do problema limitando os fluxos de potência ativa e de potência reativa nos ramos do sistema elétrico ao valor máximo permitido para esses ramos em termos de potência aparente em cada estágio $k \in \Omega_E$. Nas restrições (66) e (67), nas restrições (68) e (69) e nas restrições (70) e (71), esse cumprimento é imposto, respectivamente, para os ramos sempre fechados na parcela energizada com $(i, j) \in \Omega_{ffe}$, para os ramos sempre fechados que podem estar na parcela energizada ou na parcela desenergizada com $(i, j) \in \Omega_{fed}$ e para os ramos reais com chaves indicadas para operação que podem estar fechados na parcela energizada ou na parcela desenergizada com $(i, j) \in \Omega_{lo}$. O cumprimento dessas restrições é semelhante ao cumprimento das restrições (53), (54) e (55). Assim, nas restrições (68) e (69), quando o ramo está na parcela energizada no estágio k , os fluxos $P_{i,j,k}$ e $Q_{i,j,k}$ estão devidamente limitados a assumir o valor máximo $\bar{V}\bar{I}_{i,j}$ e são nulos quando o ramo está na parcela energizada. Nas restrições (70) e (71), quando o ramo está fechado na parcela energizada no estágio k , os fluxos $P_{i,j,k}$ e $Q_{i,j,k}$ estão devidamente limitados a assumir o valor máximo $\bar{V}\bar{I}_{i,j}$, quando o ramo está aberto, esses fluxos são devidamente nulos e quando um ramo está fechado em uma parcela desenergizada no estágio k , não é possível garantir que os fluxos $P_{i,j,k}$ e $Q_{i,j,k}$ sejam nulos nesse ramo, no entanto, o cumprimento dessa condição é irrelevante no problema.

As restrições (72) e (73) relacionam as variáveis $x_{i,j,k}$ e $y_{i,k}$ em cada estágio $k \in \Omega_E$, estabelecendo condições para as variáveis $y_{i,k}$ e $y_{j,k}$ nas extremidades de um ramo $(i, j) \in \Omega_{lo} \cup \Omega_{hr}$ quando esse ramo está fechado. Na restrição (72), quando o ramo $i - j$ está fechado no estágio k , necessariamente $y_{i,k} = y_{j,k}$, ou seja, as duas barras na extremidade desse ramo devem estar ambas na parcela energizada ou ambas na parcela desenergizada, pois, conceitualmente, um ramo fechado não pode conectar simultaneamente uma barra energizada e outra desenergizada no problema. Nessa restrição, se $x_{i,j,k} = 1$ no estágio k então $(1 - x_{i,j,k}) = 0$, portanto, para satisfazer essa restrição só é possível que $y_{i,k} = y_{j,k} = 0$ ou que $y_{i,k} = y_{j,k} = 1$, caso contrário, se $y_i \neq y_j$, então $|y_i - y_j| = 1$ e a condição de desigualdade nessa restrição para $x_{i,j,k} = 1$ seria violada nesse estágio. A restrição (73) indica que a subestação fictícia deve operar apenas na parcela desenergizada em todos os estágios de resolução do problema e esta condição é usada no cumprimento da restrição (72) para ramos $(i, j) \in \Omega_{hr}$ que conectam barras desenergizadas nos respectivos estágios.

Finalmente, as restrições (74), (75) e (76) impõem, respectivamente, a natureza binária das variáveis $x_{i,j,k}$ e $y_{i,k}$ e a natureza real e de não negatividade da variável w_k em cada estágio $k \in \Omega_E$.

5.3 TESTES E RESULTADOS

Nesta seção, apresentam-se os testes realizados com o modelo matemático de SOC apresentado na seção anterior. O modelo matemático foi programado em AMPL (FOURER et. al, 2003) e resolvido através do *solver* comercial CPLEX versão 12.2.0.0 (IBM ILOG CPLEX, 2009). O computador utilizado para os testes possui como principais configurações: processador Intel i7-4770 e memória RAM de 16 GB.

O modelo matemático é usado para definir a sequência ótima de operações de chaveamento para as principais propostas de reconfiguração restaurativa nos casos de faltas permanentes simuladas no sistema elétrico de 53 barras obtidas pelo modelo matemático do **capítulo 3** e apresentadas na **Tabela 2** (na **seção 3.3.2**). O problema de sequenciamento foi resolvido para as propostas de reconfiguração com faltas localizadas no início de cada alimentador primário que possuem mais de uma chave indicada para operação. As informações sobre os testes realizados são apresentadas na **Tabela 12**.

Tabela 12 – Informações sobre os testes realizados com o modelo matemático de SOC referentes a propostas de reconfiguração restaurativa apresentadas na **Tabela 2**

Teste	Cenário de falta simulado	Nº de chaves operadas $ \Omega_{lo} $	Chaves indicadas para operação	
			Ω_{fa} (abertura)	Ω_{af} (fechamento)
1	1	3	25-24	104-22, 8-25
2	3	9	5-4, 27-8, 26-27, 28-6, 34-33	28-27, 8-33, 35-40, 28-50
3	11	7	45-12, 39-38, 34-35	13-12, 8-33, 35-40, 10-38
4	14	7	36-35, 16-40, 42-41, 47-42	40-41, 35-40, 28-50
5	30	3	31-37	10-31, 13-12

Fonte: Elaboração da autora

Na **Tabela 12**, estão informados cinco testes. Observa-se, por exemplo, que o **teste 2** se refere à reconfiguração proposta para o caso de falta na barra 3, onde foram indicadas 9 operações de chaveamento, sendo 5 operações de abertura e 4 de fechamento. Com base nas informações apresentadas, verifica-se que o problema de SOC deve ser resolvido nos **testes 1**,

2, 3, 4 e 5 em 4, 10, 8, 8 e 4 estágios, respectivamente, pois o total de chaves indicadas para operação nesses respectivos testes equivale a 3, 9, 7, 7 e 3 e o número de estágios estabelecidos para resolução do problema formulado é $|\Omega_{lo}|+1$ (um estágio para cada operação de chaveamento e um estágio adicional para representar a configuração inicial do sistema). As operações de chaveamento informadas em cada teste representam uma proposta de reconfiguração topológica no sistema elétrico de distribuição e para cada proposta deve-se definir uma sequência ótima de operações que minimize a ENS no sistema durante o processo de transição topológica e que permita a operação factível e radial do sistema durante todo esse processo.

Para exemplificar a composição dos conjuntos do modelo matemático de SOC para resolução desses problemas, apresenta-se na **Tabela 13** a composição dos conjuntos para a resolução do **teste 2**. Esses conjuntos são formados comparando a configuração inicial do sistema e a configuração final proposta pelo método de reconfiguração nesse caso.

Tabela 13 – Composição dos conjuntos do modelo matemático de SOC no **teste 2**

Conjuntos (Teste 2)	Total de elementos	Composição
Ω_s	4	101, 102, 104, S^f
Ω_{be}	38	1, 2, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 29, 30, 31, 32, 33, 37, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 44, 45, 46, 47, 48, 49, 50
Ω_{bed}	11	4, 5, 6, 7, 8, 26, 27, 28 (imediatamente desenergizadas na configuração inicial) 34, 35, 36 (desenergizadas durante o processo de resolução)
Ω_{bx}	3	33, 40, 50
Ω_b	53	$\Omega_s \cup \Omega_{be} \cup \Omega_{bed}$
Ω_{ffe}	38	1-2, 1-9, 1-101, 9-10, 9-17, 9-22, 11-12, 11-102, 12-45, 13-43, 14-15, 14-46, 14-102, 15-16, 16-40, 18-19, 18-21, 19-20, 21-104, 22-23, 23-24, 24-25, 29-30, 30-43, 30-104, 31-37, 32-39, 33-39, 37-43, 38-39, 38-44, 41-42, 42-47, 42-48, 44-45, 46-47, 48-49, 49-50
Ω_{ffed}	5	4-7, 5-6, 7-8 (imediatamente desenergizados na configuração inicial) 34-35, 35-36 (desenergizados durante o processo de resolução)
Ω_{ff}	43	$\Omega_{ffe} \cup \Omega_{ffed}$
Ω_{fa}	5	4-5, 28-6, 8-27, 26-27, 34-33
Ω_{af}	4	8-33, 27-28, 28-50, 35-40
Ω_{lo}	9	$\Omega_{fa} \cup \Omega_{af}$
Ω_{lr}	52	$\Omega_{ff} \cup \Omega_{lo}$
Ω_{hr}	11	S^f -4, S^f -5, S^f -6, S^f -7, S^f -8, S^f -26, S^f -27, S^f -28, S^f -34, S^f -35, S^f -36
Ω_l	63	$\Omega_{lr} \cup \Omega_{hr}$

Fonte: Elaboração da autora

Na **Tabela 13**, destacam-se as seguintes situações: a abertura da chave inicialmente fechada no **ramo 34-33** durante o processo de resolução causa a desenergização das **barras 34, 35 e 36** e dos **ramos 34-35 e 35-36**, por isso essas barras são elementos do conjunto Ω_{bed} e por isso esses ramos são elementos do conjunto Ω_{ffed} (as demais barras em Ω_{bed} e os demais ramos em Ω_{ffed} estão desenergizados desde a configuração inicial por consequência direta da falta na **barra 3**); são elementos do conjunto Ω_{ff} todos os ramos inicialmente fechados no sistema que não possuem chaves indicadas para operação, portanto, os **ramos 4-5, 28-6, 8-27, 26-27 e 34-33** não fazem parte desse conjunto e por isso os ramos inicialmente fechados em Ω_{ff} estarão sempre fechados; de todos os ramos sempre fechados no problema analisado, apenas os **ramos 4-7, 5-6, 7-8, 34-35 e 35-36** estarão desenergizados em algum estágio de resolução do problema, por isso esses ramos não estão presentes no conjunto Ω_{ffe} e são elementos do conjunto Ω_{ffed} ; as **barras 33, 40 e 50** estão sempre energizadas e estão na **extremidade** de ramos com chaves indicadas para operação, **ramos 8-33, 35-40 e 28-50**, portanto, essas barras estão em Ω_{be} e possuem ramos que as conectam a barras em Ω_{bed} , por isso essas barras são também elementos do conjunto Ω_{bx} e devem possuir variáveis $y_{i,k}$ para o cumprimento da **restrição (72)**; finalmente, deve existir um ramo inicialmente aberto que conecta a subestação fictícia S^f a cada barra em Ω_{bed} , assim, os ramos $S^f-4, S^f-5, S^f-6, S^f-7, S^f-8, S^f-26, S^f-27, S^f-28, S^f-34, S^f-35$ e S^f-36 são os ramos fictícios incorporados ao problema nesse caso e são os elementos do conjunto Ω_{hr} .

No modelo matemático, os tempos necessários para as operações de chaveamento podem representar a operação de chaves controladas remotamente (CR) e/ou de chaves controladas localmente (CL) e a ENS é calculada na função objetivo usando esses tempos. Os tempos de chaveamento são representados pelos parâmetros $t_{i,j}$. Adicionalmente, podem existir barras com prioridade de atendimento e esse critério pode ser avaliado na função objetivo do problema através dos parâmetros α_i associados a cada barra do sistema que pode estar desenergizada nas propostas de reconfiguração. Sendo assim, para validar o modelo matemático proposto, são realizados testes para três casos diferentes:

- **Caso 1: testes com chaves prioritárias**, distinguindo os tempos de operação de chaves CR e de chaves CL;
- **Caso 2: testes sem chaves prioritárias**, considerando somente a existência de chaves CR;

- **Caso 3: testes no caso 1 com cargas prioritárias**, usando custos de interrupção estimados para consumidores residenciais, comerciais e industriais para definir as prioridades de atendimento. Esses custos são incorporados na função objetivo através dos parâmetros α_i .

No **caso 1**, o tempo adotado para a operação de chaves CL equivale a **20 minutos** (0,3333 h) e o tempo adotado para a operação de chaves CR equivale a **1 minuto** (0,0167 h). As chaves CR alocadas no sistema teste de 53 barras são as seguintes: chaves normalmente abertas (NA) nos ramos **35-40, 10-31 e 28-50**; chaves normalmente fechadas (NF) nos ramos **33-39, 48-42, 9-1 e 43-30**; disjuntores NA nos ramos **104-22** e disjuntores NF nos ramos **101-1, 101-3, 102-11, 102-14, 104-21 e 104-30**. Portanto, $t_{i,j} = 0,0167$ h para essas chaves e $t_{i,j} = 0,3333$ h para as demais chaves do sistema elétrico em cada teste. Não são consideradas cargas prioritárias nesse caso, portanto, os parâmetros α_i associados às barras não são usados nesses testes. Esses tempos foram escolhidos arbitrariamente.

No **caso 2**, considera-se que todas as chaves são CR, portanto, $t_{i,j} = 0,0167$ h é o tempo de operação de todas as chaves alocadas no sistema elétrico. Não são consideradas cargas prioritárias nesse caso, portanto, os parâmetros α_i associados às barras não são usados nesses testes.

No **caso 3**, o custo de interrupção adotado para consumidores residenciais equivale a **5 USD/kWh** (dólares americanos por quilowatt-hora) e o custo de interrupção para consumidores comerciais e industriais equivale a **20 USD/kWh**, assim, consumidores residenciais são considerados menos prioritários que os consumidores comerciais e industriais no processo de reconfiguração. As barras prioritárias no sistema teste de 53 barras são as barras **19, 25, 26, 31 e 33**. Portanto, adota-se $\alpha_i = 20$ USD/kWh para essas barras e adota-se $\alpha_i = 5$ USD/kWh para as demais barras do sistema elétrico. Nesse caso, incorporando esses custos na função objetivo, minimizam-se os custos pela energia não suprida (CENS) e não a ENS. As chaves prioritárias são as mesmas do **caso 1**, portanto, os mesmos parâmetros $t_{i,j}$ usados no **caso 1** são usados no **caso 3**. Esses custos foram escolhidos arbitrariamente.

Na **Tabela 14**, apresenta-se o resumo dos resultados obtidos pelo modelo matemático de SOC no **caso 1**. Nessa tabela, são apresentadas as chaves operadas em cada estágio de decisão nos respectivos testes, as informações de DNS (em kW) e de ENS (em kWh) calculadas em cada estágio, a função objetivo FO (em kWh) e o tempo de resolução computacional TC (em segundos) requerido em cada teste simulado. Nessa tabela, a ENS

calculada no estágio k no intervalo $1 \leq k < |\Omega_E|$ no respectivo teste corresponde ao produto da DNS no estágio k pelo tempo de chaveamento (em horas) da chave operada no estágio $k + 1$, ou seja, cada um desses estágios representa uma topologia e o tempo necessário para a operação de chaveamento realizada no estágio seguinte, portanto, representa o tempo que as cargas desenergizadas na respectiva configuração topológica ficarão sem atendimento até que o próximo chaveamento seja realizado. O tempo de desenergização das cargas não supridas nesses estágios é conhecido na **Tabela 14** fazendo a divisão ENS/DNS correspondente e o período total de reconfiguração do sistema elétrico em cada teste é conhecido somando todos esses tempos. No **caso 1**, a FO é o somatório da ENS nos estágios $1 \leq k < |\Omega_E|$ e representa a ENS total no processo de reconfiguração em cada teste. Deve-se observar que no estágio $k = |\Omega_E|$ pode existir DNS (caso haja corte de carga na nova configuração proposta), mas a ENS não é calculada nesse estágio porque a resolução do problema de SOC termina após a última operação de chaveamento realizada nesse estágio. Finalmente, a sequência ótima de operações de chaveamento obtida em cada teste é a sequência de operação apresentada nos estágios em ordem crescente. Assim, a primeira chave a ser operada é apresentada no estágio 2 e a última chave a ser operada é apresentada no estágio $k = |\Omega_E|$ no respectivo teste. Nesses resultados aparece a informação se a chave operada no estágio $k > 1$ é CR ou CL.

Tabela 14 – Resumo dos resultados obtidos pelo modelo matemático de SOC no **caso 1**

Teste	Análise	Estágios de resolução ($ \Omega_E = \Omega_{lo} + 1$)										FO (kWh)	TC (s)
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		
1	Chave operada:	-	(CL) 25-24	(CR) 104-22	(CL) 8-25							2.931,33	0,2
	DNS:	6.791,40	6.791,40	1.663,20	1.039,50								
	ENS:	2.263,57	113,42	554,34	-								
2	Chave operada:	-	(CL) 34-33	(CR) 35-40	(CL) 5-4	(CL) 27-8	(CL) 8-33	(CL) 28-6	(CR) 28-50	(CL) 26-27	(CL) 28-27	14.434,23	7
	DNS:	7.415,10	9.078,30	7.415,10	7.415,10	7.415,10	4.643,10	4.643,10	4.158,00	4.158,00	3.118,50		
	ENS:	2.471,45	151,61	2.471,45	2.471,45	2.471,45	1.547,55	77,54	1.385,86	1.385,86	-		
3	Chave operada:	-	(CL) 35-34	(CR) 35-40	(CL) 39-38	(CL) 8-33	(CL) 45-12	(CL) 10-38	(CL) 13-12			11.446,38	3
	DNS:	9.078,30	9.078,30	8.246,70	8.246,70	3.534,30	3.534,30	1.247,40	0,00				
	ENS:	3.025,80	151,61	2.748,62	2.748,62	1.177,98	1.177,98	415,76	-				
4	Chave operada:	-	(CL) 47-42	(CL) 42-41	(CR) 28-50	(CL) 16-40	(CR) 35-40	(CL) 36-35	(CL) 40-41			10.880,65	2
	DNS:	8.108,10	8.108,10	8.108,10	5.821,20	5.821,20	4.851,00	5.058,90	4.435,20				
	ENS:	2.702,43	2.702,43	135,40	1.940,21	97,21	1.616,84	1.686,13	-				
5	Chave operada:	-	(CL) 31-37	(CR) 10-31	(CL) 13-12							2.963,59	0,2
	DNS:	4.573,80	4.573,80	4.088,70	970,20								
	ENS:	1.524,45	76,38	1.362,76	-								

Nota: DNS em kW; ENS em kWh; ^(CR): chave CR; ^(CL): chave CL; FO é o somatório da ENS em cada estágio.

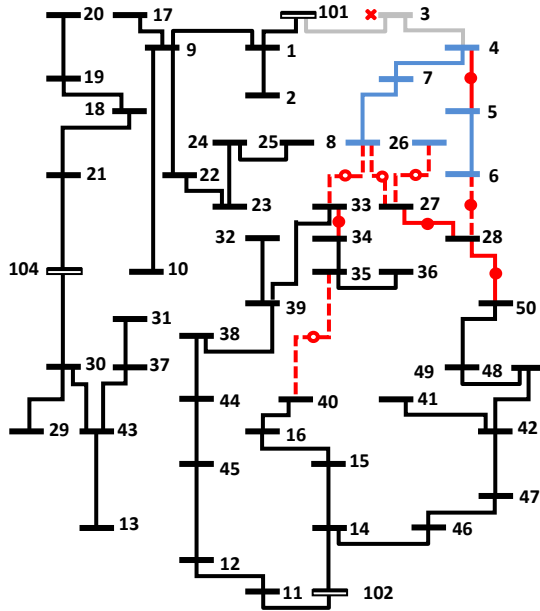
Fonte: Elaboração da autora

Na **Tabela 14**, deve-se observar que as configurações iniciais informadas no **estágio 1** possuem DNS em todos os testes simulados, pois o problema de SOC é resolvido para cenários de falta permanente nesses testes. Deve-se notar também que as reconfigurações propostas pelo método de reconfiguração apresentam corte de carga na solução final nos **testes 1, 2, 4 e 5**, que correspondem aos casos de falta permanente simulados nas **barras 1, 3, 14 e 30**, respectivamente. Verifica-se que o problema é resolvido com tempo adequado nos testes simulados. O maior tempo de resolução demandado é de 7 segundos, no **teste 2**, e os **testes 1 e 5** demandaram menos de 1 segundo para resolução. Portanto, o modelo matemático apresentou desempenho adequado na resolução do problema de SOC, inclusive no teste com 9 operações de chaveamento, e esse desempenho é importante especialmente no problema de restauração, onde o sistema já se encontra com cargas desenergizadas desde o início do processo de reconfiguração. O problema de reconfiguração restaurativa para esses casos de falta foi resolvido pelo modelo matemático proposto no **capítulo 3** também em tempo adequado (ver **Tabela 2**). Portanto, neste trabalho, são propostos planos ótimos de restauração (planos completos) para esses cenários de falta em tempo considerado satisfatório.

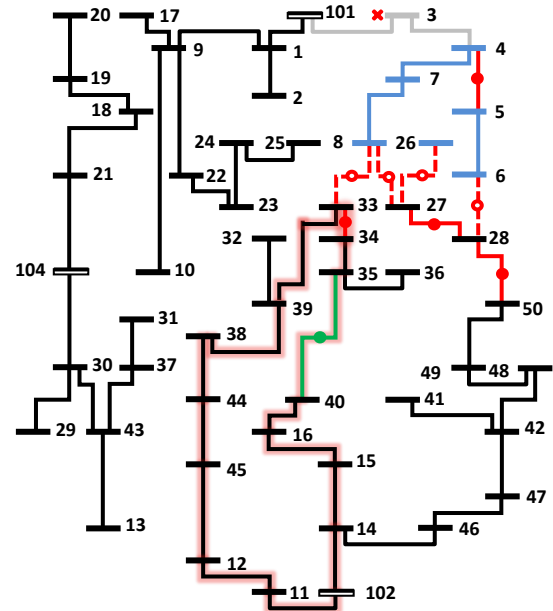
Em alguns estágios de resolução pode ocorrer o **incremento da DNS**. Esse incremento é resultante da abertura de uma chave inicialmente fechada na parcela energizada e essa abertura é necessária no problema formulado para manter a operação do sistema factível e/ou radial. Assim, no problema, define-se uma sequência ótima em que a ENS seja menos onerada com o incremento de cargas desenergizadas. Na **Tabela 14**, ocorre o incremento da DNS nos **testes 2 e 4**, com a abertura da **chave 34-33** no estágio 2 e com a abertura da **chave 36-35** no estágio 7, respectivamente. No **teste 2** (com falta simulada na barra 3), a abertura da **chave 34-33** precede o fechamento da **chave 35-40**, pois o fechamento da **chave 35-40** sem a abertura prévia da **chave 34-33** provocaria a perda da radialidade no sistema ao formar um laço no seguinte circuito: **102-11-12-45-44-38-39-33-34-35-40-16-15-14-102**, como se observa na **Figura 21**. No **teste 4** (com falta simulada na barra 14), a abertura da **chave 36-35** precede o fechamento da **chave 40-41** e é necessária exclusivamente para manter a operação do sistema factível (não existiria perda de radialidade com o fechamento da **chave 40-41** antes da abertura da **chave 36-35**).

Figura 21 – Ilustração de violação de radialidade no **teste 2** descumprindo a sequência ótima proposta no **caso 1**

Estágio 2: NÃO abre chave 34-33 (CL)



Estágio 3: fecha chave 35-40 (CR)



Legenda:

- Barra de subestação
- Barra de demanda
- Ramo inicialmente aberto com chave em Ω_{lo}
- Ramo inicialmente fechado com chave em Ω_{lo}
- Ramo fechado sem chave em Ω_{lo}
- Local da falta
- Parcela isolada
- Parcela desenergizada
- Chaves operadas
- Laço formado

Fonte: Elaboração da autora

Para a obtenção de soluções que permitam a formação de um laço por vez no processo de transição topológica, a restrição (65) deve assumir a seguinte forma:

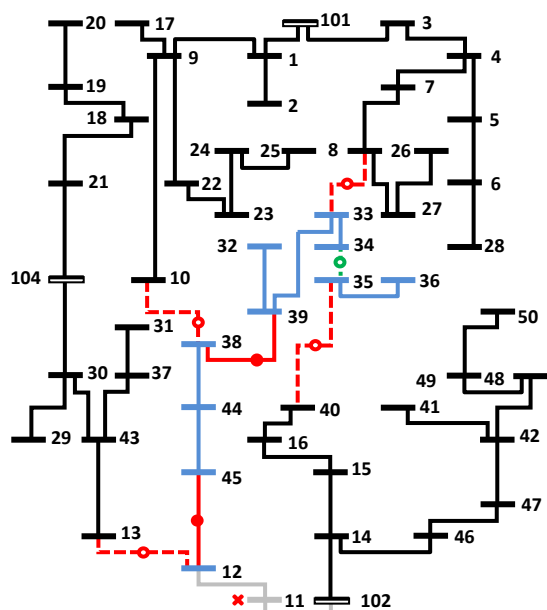
$$\sum_{(i,j) \in \Omega_{lo} \cup \Omega_{hr}} x_{i,j,k} \leq |\Omega_b| - |\Omega_s| - |\Omega_{ff}| + 1 \quad \forall k \in \Omega_E \quad (78)$$

Em alguns estágios pode ocorrer a **conservação da DNS** do estágio anterior. Essa conservação é resultante da abertura de uma chave inicialmente fechada na parcela desenergizada e essa abertura é necessária no problema formulado para manter a operação do sistema factível. Isso ocorre em todos os testes na **Tabela 14**. Por exemplo, no **teste 3** (com

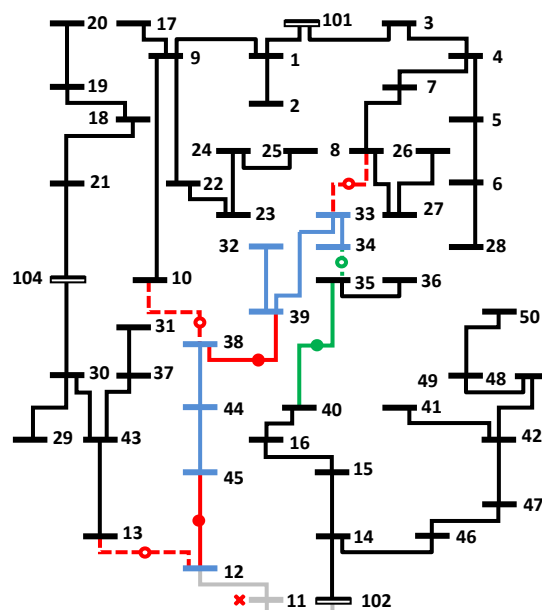
falta simulada na barra 11), a DNS no estágio 1 é conservada no estágio 2 com a abertura da **chave 35-34** na parcela desenergizada. Essa abertura no estágio 2 precede o fechamento da **chave 35-40** no estágio 3 e é necessária para manter a operação do sistema factível nesses dois estágios, pois o fechamento direto da **chave 35-40** no estágio 2 reconectaria todas as cargas desenergizadas no estágio 1, no total de 9.078,30 kW, e isso causaria violações operacionais no sistema. Assim, a abertura da **chave 35-34** no estágio 2 desassocia as cargas desenergizadas no estágio 1 e o fechamento da **chave 35-40** no estágio 3 reconecta apenas 831,60 kW desse total. Esse tipo de operação se repete no **teste 3** nos estágios 3, 4 e 5 e nos estágios 5, 6 e 7, onde, respectivamente, a abertura da **chave 39-38** no estágio 4 desassocia as cargas desenergizadas no estágio 3 para o fechamento da **chave 8-33** no estágio 5 (onde são reconectados apenas 4.712,40 kW do total de 8.246,70 kW no estágio 4) e a abertura da **chave 45-12** no estágio 6 desassocia as cargas desenergizadas no estágio 5 para o fechamento da **chave 10-38** no estágio 7 (onde são reconectados 2.286,90 kW do total de 3.534,30 kW no estágio 6) e para o fechamento da **chave 13-12** no estágio 8 (onde são reconectados 1.247,40 kW, que é o total restante no estágio 7 a ser reconectado). Esse exemplo é ilustrado na **Figura 22**, do estágio 2 até o estágio 8 (estágios onde são realizadas as operações de chaveamento).

Figura 22 – Transição topológica no **teste 3** conforme o SOC proposto no **caso 1**

Estágio 2: abre chave 35-34 (CL)



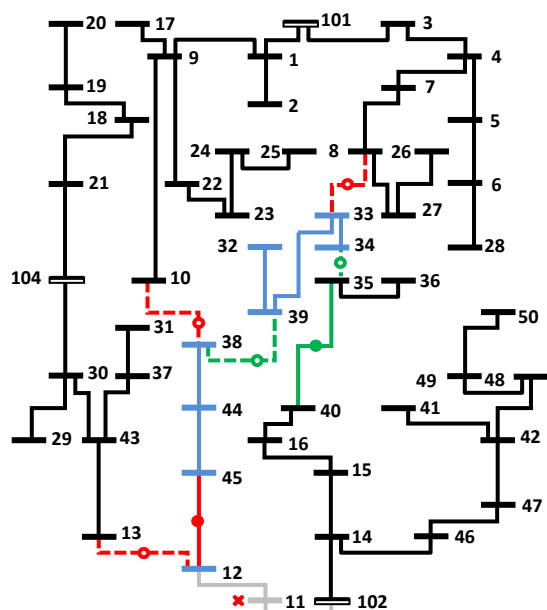
Estágio 3: fecha chave 35-40 (CR)



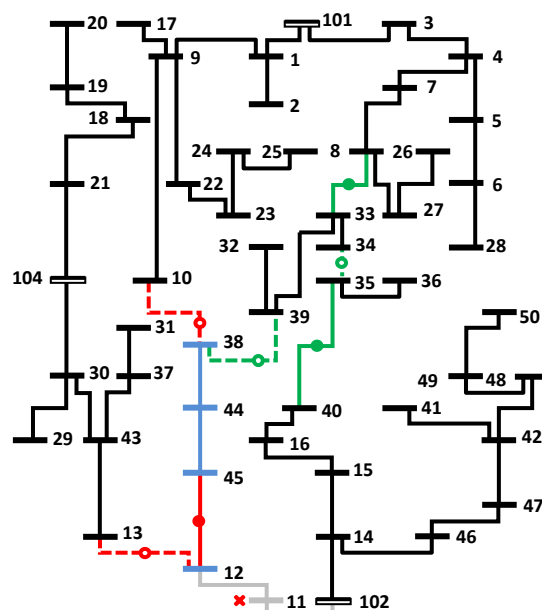
(continua na página seguinte)

(continuação da página anterior)

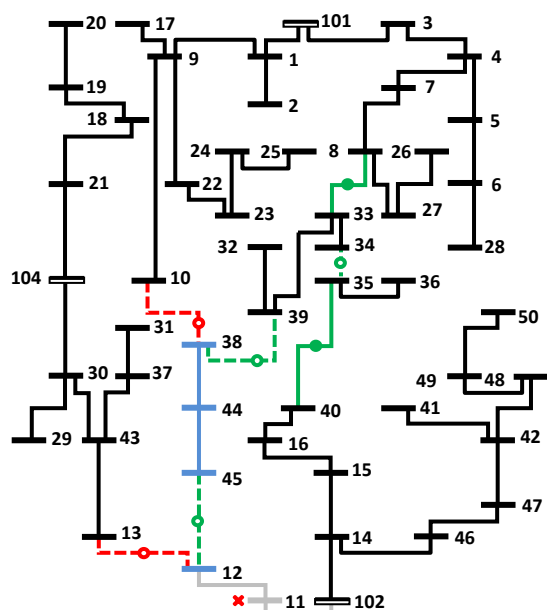
Estágio 4: abre chave 39-38 (CL)



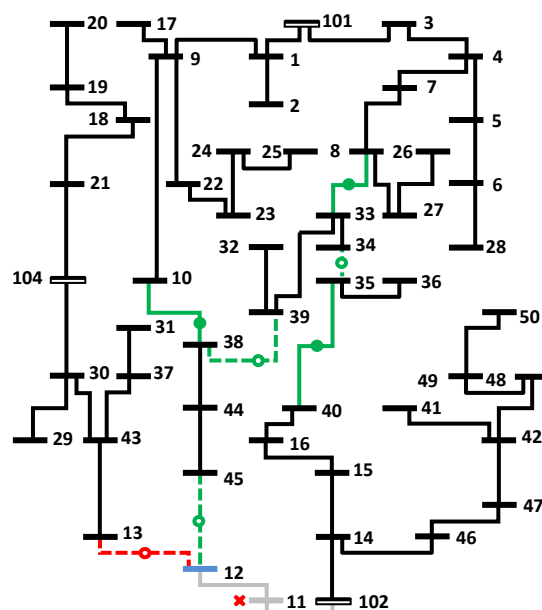
Estágio 5: fecha chave 8-33 (CL)



Estágio 6: abre chave 45-12 (CL)

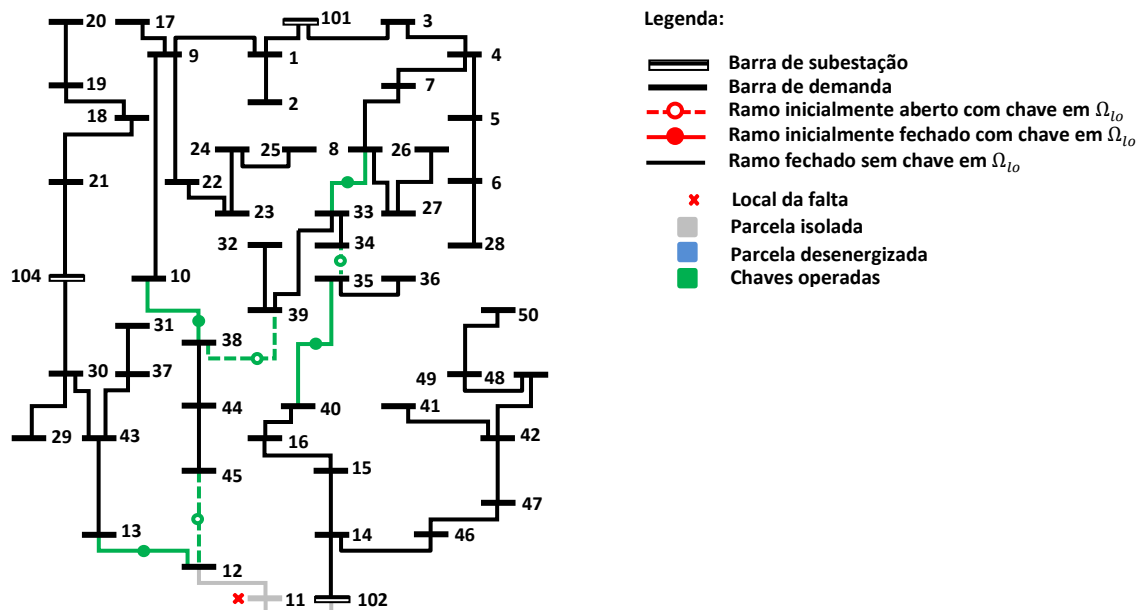


Estágio 7: fecha chave 10-38 (CL)



(continua na página seguinte)

(continuação da página anterior)

Estágio 8: fecha chave 13-12 (CL)

Fonte: Elaboração da autora

A **redução da DNS** durante o processo de resolução é resultante do fechamento de uma chave inicialmente aberta entre a parcela energizada e uma parcela desenergizada. Esse fechamento deve permitir uma operação factível e radial e deve ocorrer assim que possível no problema, pois toda reenergização de cargas promove a redução de ENS. Nesse processo, deve-se priorizar o fechamento de chaves que minimize a ENS no problema. Na **Tabela 14**, analisando o **teste 5** (com falta simulada na barra 30), observa-se que após a abertura da **chave 31-37** no estágio 2, é permitido o fechamento das **chaves 10-31** e **13-12**. Na solução ótima, a **chave 10-31** é fechada no estágio 3 e a **chave 13-12** é fechada no estágio 4 e essas operações reconectam, respectivamente, 485,10 kW (cargas da barra 31) e 3.118,50 kW (cargas das barras 13, 29, 37 e 43). A **chave 10-31** é CR e a **chave 13-12** é CL, portanto, a operação da **chave 10-31** demanda um tempo significativamente menor que o tempo de operação da **chave 13-12**. Assim, apesar do fechamento da **chave 13-12** provocar a reenergização de mais cargas, o otimizador priorizou a operação da **chave 10-31**. Se o fechamento da **chave 13-12** fosse realizado no estágio 3 e o fechamento da **chave 10-31** fosse realizado no estágio 4, a sequência de operações seria **31-37**, **13-12** e **10-31** e a ENS calculada no estágio 2 seria o resultado de $4.573,80 \text{ kW} \times 0,3333 \text{ h}$, que equivale a 1.524,45 kWh, e a ENS calculada no **estágio 3** seria o resultado de $1.455,30 \text{ kW} \times 0,0167 \text{ h}$, que equivale a 24,30 kWh, e a soma desses dois resultados produziria ENS equivalente a **1.548,75 kWh**,

valor superior a **1.439,14 kWh** produzido nos mesmos estágios da solução ótima (respectivamente, 76,38 kWh e 1.362,76 kWh). Assim, a FO nessa proposta de solução secundária totalizaria 3.073,20 kWh e seria de pior qualidade que a FO da solução ótima, que totaliza 2.963,59 kWh (haveria um acréscimo de 109,61 kWh).

Analisando especificamente os resultados obtidos no **teste 2**, cuja sequência de operações é **34-33, 35-40, 5-4, 27-8, 8-33, 28-6, 28-50, 26-27 e 28-27**, o processo de reconfiguração proposto é o seguinte:

- a configuração inicial no **estágio 1** apresenta DNS de 7.415,10 kW e o tempo que essas cargas ficam desenergizadas nesse estágio é de 0,3333 h, tempo necessário para a primeira operação de chaveamento da sequência ótima;
- opera-se a **chave 34-33 CL** no **estágio 2** e são desenergizadas novas cargas no total de 1.663,20 kW porque esta chave é aberta na parcela energizada, portanto, a DNS nesse estágio é de 9,078,30 kW e o tempo que essas cargas ficam desenergizadas nesse estágio é de 0,0167 h, tempo necessário para a segunda operação de chaveamento da sequência ótima;
- opera-se a **chave 35-40 CR** no **estágio 3** e as novas cargas desenergizadas no estágio anterior são reconectadas por este novo circuito porque a chave 35-40 é fechada entre a parcela energizada e a parcela desenergizada (esses dois primeiros chaveamentos representam a transferência dessas cargas), portanto, a DNS nesse estágio volta a ser de 7.415,10 kW e o tempo que essas cargas ficam desenergizadas nesse estágio é de 0,3333 h, tempo necessário para a terceira operação de chaveamento da sequência ótima;
- opera-se a **chave 5-4 CL** no **estágio 4** e nenhuma carga é desenergizada ou reconectada porque esta chave é aberta na parcela desenergizada, portanto, a DNS nesse estágio ainda é de 7.415,10 kW e o tempo que essas cargas ficam desenergizadas nesse estágio é de 0,3333 h, tempo necessário para a quarta operação de chaveamento da sequência ótima;
- opera-se a **chave 27-8 CL** no **estágio 5** e novamente nenhuma carga é desenergizada ou reconectada porque esta chave é aberta na parcela desenergizada, portanto, a DNS nesse estágio continua sendo de 7.415,10 kW e o tempo que essas cargas ficam desenergizadas nesse estágio é de 0,3333 h, tempo necessário para a quinta operação de chaveamento da sequência ótima;

- opera-se a **chave 8-33 CL** no **estágio 6** e são reconectadas 2.772,00 kW porque esta chave é fechada entre a parcela energizada e a parcela desenergizada, portanto, a DNS nesse estágio é de 4.643,10 kW e o tempo que essas cargas ficam desenergizadas nesse estágio é de 0,3333 h, tempo necessário para a sexta operação de chaveamento da sequência ótima;
- opera-se a **chave 28-6 CL** no **estágio 7** e nenhuma carga é desenergizada ou reconectada porque esta chave é aberta na parcela desenergizada, portanto, a DNS nesse estágio ainda é de 4.643,10 kW e o tempo que essas cargas ficam desenergizadas nesse estágio é de 0,0167 h, tempo necessário para a sétima operação de chaveamento da sequência ótima;
- opera-se a **chave 28-50 CR** no **estágio 8** e são reconectadas 485,10 kW porque esta chave é fechada entre a parcela energizada e a parcela desenergizada, portanto, a DNS nesse estágio é de 4.158,00 kW e o tempo que essas cargas ficam desenergizadas nesse estágio é de 0,3333 h, tempo necessário para a oitava operação de chaveamento da sequência ótima;
- opera-se a **chave 26-27 CL** no **estágio 9** e nenhuma carga é desenergizada ou reconectada porque esta chave é aberta na parcela desenergizada, portanto, a DNS nesse estágio ainda é de 4.158,00 kW e o tempo que essas cargas ficam desenergizadas nesse estágio é de 0,3333 h, tempo necessário para a nona e última operação de chaveamento da sequência ótima;
- opera-se a **chave 28-27 CL** no **estágio 10** e são reconectadas 1.039,50 kW porque esta chave é fechada entre a parcela energizada e a parcela desenergizada, portanto, resta ainda 3.118,50 kW não supridos nesse estágio e o tempo que essas cargas ficarão desenergizadas nesse estágio não é considerado no problema porque não existem mais chaves a serem operadas para a reconfiguração do sistema.

Assim, no **teste 2** da **Tabela 16**, a ENS nos estágios 1 a 9 é o resultado do produto da DNS nesses estágios e o respectivo tempo de desenergização em cada estágio. Portanto, a **ENS no estágio 1** é $7.415,10 \text{ kW} \times 0,3333 \text{ h}$, a **ENS no estágio 2** é $9.078,30 \text{ kW} \times 0,0167 \text{ h}$, a **ENS no estágio 3** é $7.415,10 \text{ kW} \times 0,3333 \text{ h}$, a **ENS no estágio 4** é $7.415,10 \text{ kW} \times 0,3333 \text{ h}$, a **ENS no estágio 5** é $7.415,10 \text{ kW} \times 0,3333 \text{ h}$, a **ENS no estágio 6** é $4.643,10 \text{ kW} \times 0,3333 \text{ h}$, a **ENS no estágio 7** é $4.643,10 \text{ kW} \times 0,0167 \text{ h}$, a **ENS no estágio 8** é $4.158,00 \text{ kW} \times 0,3333 \text{ h}$, a **ENS no estágio 9** é $4.158,00 \text{ kW} \times 0,3333 \text{ h}$ e a **ENS no estágio 10 não é**

calculada. A **ENS total** nesse caso é de 14.434,23 kWh, correspondente a um período longo de 2,367 h, sendo 2,3331 h (140 minutos) para a operação das sete chaves CL e 0,0334 h (2 minutos) para a operação das duas chaves CR. Esse tempo de transição topológica é oneroso porque existem apenas duas chaves CR indicadas para operação nesse caso e o tempo usado nos cálculos pressupõe o deslocamento de apenas uma equipe para a operação local das chaves CL (portanto, a FO representa a ENS máxima estimada para a reconfiguração do sistema nesse caso).

No **teste 1**, a sequência ótima proposta é: abre-se a **chave 25-24** CL na parcela desenergizada, fecha-se a **chave 104-22** CR entre a parcela energizada e a parcela desenergizada (reconectando cargas) e fecha-se a **chave 8-25** entre a parcela energizada e parcela desenergizada (reconectando cargas). A ENS total nesse caso é de 2.931,33 kWh.

No **teste 3**, a sequência ótima proposta foi ilustrada na **Figura 22** e a ENS total nesse caso é de 11.446,38 kWh.

No **teste 4**, a sequência ótima proposta é: abre-se a **chave 47-42** CL na parcela desenergizada, abre-se a **chave 42-41** CL na parcela desenergizada, fecha-se a **chave 28-50** CR entre a parcela energizada e a parcela desenergizada (reconectando cargas), abre-se a **chave 16-40** CL na parcela desenergizada, fecha-se a **chave 35-40** CR entre a parcela energizada e a parcela desenergizada (reconectando cargas), abre-se a **chave 36-35** CL na parcela energizada (desconectando novas cargas) e fecha-se a **chave 40-41** CL entre a parcela energizada e a parcela desenergizada (reconectando cargas). A ENS total nesse caso é de 10.880,65 kWh.

No **teste 5**, a sequência ótima é: abre-se a **chave 31-37** CL na parcela desenergizada, fecha-se a **chave 10-31** CR entre a parcela energizada e a parcela desenergizada (reconectando cargas) e fecha-se a **chave 13-12** CL entre a parcela energizada e a parcela desenergizada (reconectando cargas). A ENS total nesse caso é de 2.963,59 kWh.

Na **Tabela 15**, apresenta-se o resumo dos resultados obtidos pelo modelo matemático de SOC no **caso 2**. Nessa tabela, são apresentadas as mesmas informações apresentadas na **Tabela 14**. A FO no **caso 2** também é o somatório da ENS nos estágios $1 \leq k < |\Omega_E|$ e representa a ENS total no processo de reconfiguração em cada teste. Nesse caso, considera-se que todas as chaves alocadas no sistema são CR, portanto, o tempo de desenergização das cargas não supridas nesses estágios é sempre 0,0167 h e o processo de transição topológica em cada teste tem a duração de $|\Omega_{lo}|$ minutos ou $|\Omega_{lo}| \times 0,0167$ h. Por exemplo, no **teste 1**,

são operadas 3 chaves CR, portanto, todo o processo de transição demora 3 minutos ou 0,05 h. Por essa razão, verifica-se que a ENS total nos resultados apresentados na **Tabela 15**, onde só existem chaves CR, é muito inferior à ENS total nos resultados apresentados na **Tabela 14**, onde existem chaves CR e CL. Portanto, no **caso 2**, a sequência ótima deve priorizar o fechamento de chaves que reconectam mais cargas, pois no cálculo da ENS em cada estágio o tempo é invariável.

Tabela 15 – Resumo dos resultados obtidos pelo modelo matemático de SOC no **caso 2**

Teste	Análise	Estágios de resolução ($ \Omega_E = \Omega_{lo} + 1$)										FO (kWh)	TC (seg.)
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		
1	Chave operada:	-	25-24	104-22	8-25							254,61	0,1
	DNS:	6.791,40	6.791,40	1.663,20	1.039,50								
	ENS ⁽¹⁾ :	113,42	113,42	27,77	-								
2	Chave operada:	-	5-4	27-8	34-33	8-33	35-40	28-6	28-50	26-27	28-27	922,38	4
	DNS:	7.415,10	7.415,10	7.415,10	9.078,30	6.306,30	4.643,10	4.643,10	4.158,00	4.158,00	3.118,50		
	ENS ⁽¹⁾ :	123,83	123,83	123,83	151,61	105,31	77,54	77,54	69,44	69,44	-		
3	Chave operada:	-	39-38	35-34	8-33	45-12	10-38	13-12	35-40			649,25	2
	DNS:	9.078,30	9.078,30	9.078,30	4.365,90	4.365,90	2.079,00	831,60	0,00				
	ENS ⁽¹⁾ :	151,61	151,61	151,61	72,91	72,91	34,72	13,89	-				
4	Chave operada:	-	47-42	42-41	28-50	16-40	35-40	36-35	40-41			766,14	2
	DNS:	8.108,10	8.108,10	8.108,10	5.821,20	5.821,20	4.851,00	5.058,90	4.435,20				
	ENS ⁽¹⁾ :	135,40	135,40	135,40	97,21	97,21	81,01	84,48	-				
5	Chave operada:	-	31-37	13-12	10-31							177,07	0,1
	DNS:	4.573,80	4.573,80	1.455,30	970,20								
	ENS ⁽¹⁾ :	76,38	76,38	24,30	-								

Nota: DNS em kW; ENS em kWh; ⁽¹⁾ referente a chaves CR; FO é o somatório da ENS em cada estágio.

Fonte: Elaboração da autora

Na **Tabela 15**, verifica-se que, no **caso 2**, foram propostas soluções diferentes do **caso 1** nos **testes 2, 3 e 5**. No **teste 2**, a soma da DNS em todos os estágios nos **casos 1 e 2** equivale a, respectivamente, 63.963,90 kW e 58.350,60 kW; no **teste 3**, essa soma equivale a, respectivamente, 42.966,00 kW e 38.877,30 kW; e, no **teste 5**, essa soma equivale a, respectivamente, 14.206,50 kW e 11.573,10 kW. Portanto, observa-se que a soma total da DNS diminuiu no **caso 2** nos **testes 2, 3 e 5** com a mudança de sequência de operações de chaveamento por não haver prioridade de operação entre as chaves nesse caso. A soma total da DNS se manteve igual nos **testes 1 e 4** porque não houve alteração na sequência ótima proposta. Finalmente, verifica-se que na **Tabela 15** o problema é resolvido com tempos

similares aos apresentados na **Tabela 14** (são ligeiramente menores e o maior tempo requerido é de 4 segundos), pois o problema muda muito pouco.

Na **Tabela 16**, apresenta-se o resumo dos resultados obtidos pelo modelo matemático de SOC no **caso 3**. Nessa tabela, são apresentadas as mesmas informações apresentadas na **Tabela 14** e apresenta-se também a informação do CENS calculado em cada estágio $1 \leq k < |\Omega_E|$ onde se calcula a ENS em cada teste. A FO no **caso 3** é o somatório do CENS nos estágios $1 \leq k < |\Omega_E|$ e representa o custo total pela ENS (em USD) no processo de reconfiguração em cada teste. Nesse caso, considera-se que existem chaves CR e CL alocadas no sistema, portanto, o tempo de transição topológica é oneroso e a ENS total é alta como no **caso 1**, assim, a FO apresenta custos elevados. Esses custos são elevados também porque o custo de interrupção a consumidores comerciais e industriais usado no problema é expressivo. No **caso 3**, o otimizador deve priorizar o fechamento de chaves que minimize a ENS e que reconecte cargas que minimizem os custos pela ENS, portanto, são prioritárias as chaves CR e as cargas com maior custo de interrupção.

Tabela 16 – Resumo dos resultados obtidos pelo modelo matemático de SOC no **caso 3**

Teste	Análise	Estágios de resolução ($ \Omega_E = \Omega_{lo} + 1$)										FO (USD)	TC (seg.)
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		
1	Chave operada:	-	(CL) 25-24	(CR) 104-22	(CL) 8-25							21.049,3	0,2
	DNS:	6.791,40	6.791,40	1.663,20	1.039,50								
	ENS:	2.263,57	113,42	554,34	-								
	CENS:	14.436,1	723,3	5.889,9	-								
3	Chave operada:	-	(CL) 35-34	(CR) 35-40	(CL) 39-38	(CL) 8-33	(CL) 45-12	(CL) 10-38	(CL) 13-12			87.877,8	3
	DNS:	9.078,30	9.078,30	8.246,70	8.246,70	3.534,30	3.534,30	1.247,40	0,00				
	ENS:	3.025,80	151,61	2.748,62	2.748,62	1.177,98	1.177,98	415,76	-				
	CENS:	25.176,5	1.261,5	23.790,6	23.790,6	5.889,9	5.889,9	2.078,8	-				
5	Chave operada:	-	(CL) 31-37	(CR) 10-31	(CL) 13-12							17.364,7	0.2
	DNS:	4.573,80	4.573,80	4.088,70	970,20								
	ENS:	1.524,45	76,38	1.362,76	-								
	CENS:	10.047,5	503,4	6.813,8	-								

Nota: DNS em kW; ENS em kWh; CENS em USD; FO é o somatório do CENS em cada estágio.

Fonte: Elaboração da autora

Os **testes 2 e 4** não foram incluídos nos resultados da **Tabela 16** pelas seguintes razões: no **teste 4**, não existem barras com prioridade de atendimento; no **teste 2**, a barra 26 é prioritária, mas não foi considerada prioritária na proposta de reconfiguração apresentada na **Tabela 7**, onde a barra 26 inicia desenergizada e não é restaurada na configuração final e, por

esse motivo, essa barra se mantém desenergizada em todo o processo reconfigurativo no problema de SOC. Portanto, nos **testes 2 e 4**, as sequências ótimas propostas são necessariamente as mesmas e não são interessantes para avaliação.

Observa-se na **Tabela 16** que as sequências ótimas propostas no **caso 3** são semelhantes às sequências ótimas propostas no **caso 1** e os **testes 1 e 5** são escolhidos para análise. Nos **testes 1 e 5**, as barras 25 e 31, respectivamente, são as barras com maior custo de interrupção e estão sujeitas à desenergização no processo de transição topológica, portanto, deve-se analisar os custos de ENS produzidos pelas sequências ótimas propostas nesses dois casos.

No **teste 1** na **Tabela 16**, as barras 2, 9, 10, 17, 22, 23, 24 e 25 estão desenergizadas na configuração inicial após falta na barra 1 e, destas, apenas a **barra 25 é prioritária** por possuir maior custo de interrupção que as demais. Apesar disso, na solução ótima, após a abertura da **chave 25-24** no estágio 2, fecha-se a **chave 104-22** CR no estágio 3 reconectando primeiramente o conjunto de barras 9, 10, 17, 22, 23 e 24 (que somam DNS equivalente a 5.128,20 kW) e fecha-se a **chave 8-25** CL no estágio 4 reconectando a barra 25 (com DNS equivalente a 623,70 kW). Na reconfiguração proposta, a barra 2 (com DNS equivalente a 1.039,50 kW) permanece desenergizada na configuração final. Se a chave CL fosse operada no estágio 3, a ENS no estágio 2 seria o resultado de $6.791,40 \text{ kW} \times 0,3333 \text{ h}$, que equivale a 2.263,57 kWh, e o CENS correspondente às cargas não prioritárias seria o resultado de $6.167,70 \text{ kW} \times 0,3333 \text{ h} \times 5 \text{ USD/kWh}$ e o CENS correspondente às cargas prioritárias seria o resultado de $623,70 \text{ kW} \times 0,3333 \text{ h} \times 20 \text{ USD/kWh}$, equivalentes a, respectivamente, USD 10.278,5 e USD 4.157,6, totalizando um custo de USD 14.436,1 no estágio 2 (o mesmo custo no estágio 1). Adicionalmente, o fechamento da chave CL no estágio 3 reconectaria apenas 623,70 kW e a ENS nesse estágio seria o resultado de $(6.791,40 - 623,70) \text{ kW} \times 0,0167 \text{ h}$, que equivale a 103,00 kWh, e o CENS correspondente seria referente apenas às cargas não prioritárias, portanto, seria o resultado de $6.167,70 \text{ kW} \times 0,0167 \text{ h} \times 5 \text{ USD/kWh}$, que equivale a USD 515,0. Portanto, nessa **solução secundária** que reconecta primeiramente a barra 25, a FO é a soma de USD 14.436,1 (estágio 1), USD 14.436,1 (estágio 2) e USD 515,0 (estágio 3), que resulta em **USD 29.387,2**. Na **solução ótima**, o fechamento da chave CR no estágio 3 produziu ENS no estágio 2 equivalente a 113,42 kWh e CENS correspondente a USD 723,30 ($6.167,70 \text{ kW} \times 0,0167 \text{ h} \times 5 \text{ USD/kWh} + 623,70 \text{ kW} \times 0,0167 \text{ h} \times 20 \text{ USD/kWh}$), sendo USD 515,0 correspondente a cargas não prioritárias e USD 208,3 correspondente a cargas prioritárias, e o fechamento da chave CL no estágio 4 produziu ENS

no estágio 3 equivalente a 554,34 KWh e CENS correspondente a USD 5.889,9 ($1.039,5 \text{ kW} \times 0,3333 \text{ h} \times 5 \text{ USD/kWh} + 623,70 \text{ kW} \times 0,3333 \text{ h} \times 20 \text{ USD/kWh}$), sendo USD 1.732,3 correspondente a cargas não prioritárias e USD 4.157,6 correspondente a cargas prioritárias. Portanto, na **solução ótima**, a FO é a soma de USD 14.436,1 (estágio 1), USD 723,3 (estágio 2) e USD 5.889,9 (estágio 3), que resulta em **USD 21.049,3** e é de melhor qualidade que a proposta anterior.

No **teste 5** na **Tabela 16**, as barras 13, 29, 30, 31, 37 e 43 estão desenergizadas na configuração inicial após falta na barra 30 e, destas, apenas a **barra 31 é prioritária** por possuir maior custo de interrupção que as demais. Nesse caso, na **solução ótima**, após a abertura da **chave 31-37** no estágio 2, fecha-se a **chave 10-31 CR** no estágio 3 reconectando primeiramente a barra 31 (com DNS equivalente a 485,10 kW) e fecha-se a **chave 13-12 CL** no estágio 4 reconectando o conjunto de barras 13, 30, 37 e 43 (que somam DNS equivalente a 3.118,50 kW). Na reconfiguração proposta, a barra 29 (com DNS equivalente a 970,20 kW) permanece desenergizada na configuração final. Nesse teste, o custo de não atender a barra 31 é de 9.702 USD/h (resultado de $485,10 \text{ kW} \times 20 \text{ USD/kWh}$) e o custo de não atender o conjunto de barras 13, 30, 37 e 43 é de 15.592,5 USD/h (resultado de $3.118,50 \text{ kW} \times 5 \text{ USD/kWh}$). Portanto, apesar da barra 31 possuir maior custo de interrupção, as barras 13, 30, 37 e 43 em conjunto superam esse custo, assim, a prioridade de atendimento à barra 31 na solução ótima ocorreu devido à desoneração da ENS provocada pelo menor tempo de operação da chave CR no estágio 3. O fechamento da **chave 13-12 CL** no estágio 3 e o fechamento da **chave 10-31 CR** no estágio 4 produziria ENS total equivalente a 3.073,20 kWh (a soma de 1.524,45 kWh no estágio 1, 1.524,45 kWh no estágio 2 e 24,30 kWh no estágio 3) e o CENS total correspondente seria equivalente a **USD 20.581,0** (a soma de USD 10.047,5 no estágio 1, USD 10.047,5 no estágio 2 e USD 486,0 no estágio 3). Portanto, essa proposta secundária de solução é de pior qualidade que a **solução ótima**, onde a ENS total equivale a 2.963,59 kWh e o CENS total equivale a **USD 17.364,7**.

Nos **testes 1 e 5** da **Tabela 16**, verifica-se que foi a operação prioritária de chaves CR que refletiu de forma mais expressiva na redução do CENS nos dois testes por reduzir significativamente a ENS no problema.

Outros parâmetros de custos devem ser atribuídos a α_i caso seja obrigatória a desenergização mínima de cargas consideradas prioritárias no problema.

6 CONCLUSÕES

Neste trabalho, foram apresentadas modelagens matemáticas para a otimização do PRSD radiais. Foram propostos modelos matemáticos para otimização do problema de reconfiguração restaurativa e para otimização do problema de sequenciamento ótimo de operações de chaveamentos em problemas de reconfiguração de sistemas elétricos de distribuição. Portanto, o PRSD foi resolvido de forma completa.

Para o problema de reconfiguração restaurativa, foram propostos dois modelos matemáticos, um modelo matemático de PCSOIM e um modelo matemático de PLIM. O modelo matemático de PCSOIM é um modelo AC e representa adequadamente as restrições fundamentais relacionadas à operação de um sistema elétrico de distribuição trifásico equilibrado. O modelo matemático de PLIM é uma versão relaxada do modelo de PCSOIM e representa de forma aproximada essas restrições operacionais, no entanto, os testes realizados com esse modelo relaxado mostraram o bom desempenho desse modelo na formulação de propostas de configuração operacionalmente factíveis para o problema real. As simplificações realizadas permitiram que o modelo de PLIM resolvesse o problema de reconfiguração restaurativa com tempos de processamento computacional muito inferiores aos tempos demandados pelo modelo de PCSOIM. O tempo de processamento computacional é um fator especialmente crítico no PRSD, pois esse problema é normalmente resolvido em casos de interrupção permanente causada por contingências na rede elétrica. Nesses casos, o PRSD deve ser resolvido como um problema de planejamento operacional em caráter de urgência, caso seja possível o restabelecimento do fornecimento de energia elétrica aos consumidores. Além disso, esse restabelecimento deve ser máximo, adequado e seguro e os dois modelos matemáticos de reconfiguração restaurativa propostos neste trabalho são eficientes para a resolução do problema nesses requisitos.

Os dois modelos matemáticos foram formulados com a mesma proposta de restabelecimento e essa proposta consiste em minimizar a demanda não suprida e em minimizar custos de operações de chaveamento. Os dois critérios de otimização foram hierarquizados na função objetivo do problema através de somas ponderadas. Nos dois modelos matemáticos, os dois critérios de otimização estão hierarquizados na função objetivo na proposta básica da seguinte forma: minimiza-se preferencialmente o corte de cargas e, para a proposta que minimiza esse corte, minimiza-se o número de operações de chaveamento. Adicionalmente, é possível considerar a existência de cargas prioritárias para atendimento e é

possível considerar prioritária a operação de chaves telecomandadas alocadas no sistema elétrico e esses critérios especiais podem ser facilmente calibrados na função objetivo do problema. Os modelos matemáticos podem também resolver o PRSD com múltiplos setores isolados e, nesse caso, nenhum ajuste é necessário. Esses e outros aspectos importantes de resolução do PRSD foram discutidos no **capítulo 3**.

Para o problema de SOC, foi proposto um modelo matemático de PCSOIM. Este modelo matemático também representa adequadamente as restrições fundamentais relacionadas à operação de um sistema elétrico de distribuição trifásico equilibrado. O modelo matemático de SOC é proposto para definir a sequência ótima em que o conjunto de chaves indicadas em uma proposta de reconfiguração deve ser operada. Nessa sequência ótima, as chaves são individualmente ordenadas para operação. Essa sequência ótima viabiliza a passagem da configuração inicial do sistema para a nova configuração à medida que cada chave operada nessa sequência permite que o sistema opere com uma topologia radial e que cada topologia satisfaça os limites físicos e operacionais do sistema elétrico. Portanto, o modelo matemático de SOC proposto neste trabalho apresenta uma sequência factível e otimizada. A otimização consiste em minimizar a energia não suprida durante o processo de transição topológica. O objetivo dessa proposta é reduzir prejuízos sociais e econômicos pela energia não fornecida aos consumidores. Os testes realizados com esse modelo matemático mostraram que o modelo proposto foi eficiente para resolver o problema de SOC de forma satisfatória nos testes simulados.

No **capítulo 2**, apresentou-se a revisão bibliográfica do trabalho. A revisão consistiu em abordar o PRSD, tanto as características desse problema como também a sua resolução na literatura. Assim, além da definição do problema, foram apresentadas discussões válidas sobre as diferentes formas em que o problema tem sido resolvido na literatura especializada. Nesse capítulo, foram apresentadas também a revisão das técnicas de otimização normalmente empregadas na resolução do PRSD e constatou-se que o problema é resolvido principalmente por técnicas heurísticas, sendo que as meta-heurísticas são as técnicas mais empregadas para resolver o problema desde a década de 1990. Nesse contexto, os métodos propostos neste trabalho de pesquisa são muito relevantes, pois os modelos matemáticos propostos são completos e podem ser resolvidos de forma exata através de técnicas clássicas de otimização. Essa é uma grande contribuição, pois permite que novos trabalhos sejam propostos para a otimização exata do PRSD através de novos modelos matemáticos consistentes, inclusive atendendo aos novos paradigmas de operação de sistemas elétricos modernos. Assim, para

trabalhos futuros, novas estratégias podem ser incorporadas aos modelos matemáticos apresentados.

No **capítulo 3**, apresentou-se o modelo matemático de reconfiguração restaurativa, formulado como um problema de PCSOIM. Nesse capítulo também foram apresentados os testes realizados com esse modelo e as análises desses resultados. De forma semelhante, no **capítulo 4**, foi apresentado o modelo matemático de reconfiguração restaurativa, formulado como um problema de PLIM e, nesse capítulo, os resultados dos testes realizados foram analisados e comparados com os resultados obtidos com o modelo matemático de PCSOIM apresentado no **capítulo 3**.

No **capítulo 5**, apresentou-se o modelo matemático de sequenciamento ótimo de operações de chaveamento em sistemas de distribuição de energia elétrica radiais, formulado como um problema de PCSOIM. Nesse capítulo também foram apresentados os testes realizados com esse modelo e as análises desses resultados. Nos testes realizados, o modelo matemático proposto foi aplicado para resolver o problema de sequenciamento ótimo para as principais propostas de restabelecimento elaboradas pelo modelo matemático de reconfiguração restaurativa do **capítulo 3**. O modelo matemático de SOC é independente do problema de reconfiguração e pode ser usado para resolver esse problema em diferentes contextos de reconfiguração de sistemas elétricos de distribuição e não apenas em contextos restaurativos. No **capítulo 5**, destacam-se as seguintes contribuições: a resolução do problema de SOC permitiu a resolução completa do PRSD, para o qual poucos métodos propõem uma sequência factível de operações de chaveamento; adicionalmente, neste trabalho, além de propostas factíveis de operações de chaveamento, essas propostas estão minimizando a energia não suprida no sistema durante o tempo necessário para a reconfiguração do sistema; finalmente, na literatura, não foram encontradas propostas de resolução do problema de SOC por modelos matemáticos completos. Assim, acredita-se que esse modelo seja inovador.

Finalmente, conclui-se que o PRSD é um problema combinatório e complexo e que a resolução exata desse problema é extremamente difícil, no entanto, os modelos matemáticos propostos foram eficientes para obter soluções em tempos considerados adequados ao problema na maioria dos casos testados. As contribuições não estão esgotadas e é necessário explorar outras possibilidades de resolver o problema com eficiência.

6.1 TRABALHOS FUTUROS

Nesta seção, apresentam-se as indicações de trabalhos futuros que podem ser desenvolvidos a partir desta tese de doutorado:

- Desenvolvimento de modelos matemáticos que resolvam o problema real sem a necessidade de incorporar elementos fictícios para a composição de soluções conexas e radiais. Pode-se desenvolver modelos matemáticos sem o uso de subestação fictícia e de ramos fictícios para o cumprimento de requisitos topológicos do sistema elétrico de distribuição;
- Desenvolvimento de modelos matemáticos para otimização do PRSD no contexto da geração distribuída e das *smart grids*. Esses novos modelos devem atender aos novos paradigmas operacionais em sistemas elétricos de distribuição modernos;
- Adequação dos modelos matemáticos para otimização do problema de restauração em sistemas elétricos de grande porte em tempo adequado ao problema;
- Desenvolvimento de modelos matemáticos para otimização do problema de restauração em sistemas elétricos considerando o efeito *cold load pick up* (CLPU);
- Desenvolvimento de modelos matemáticos para otimização do problema de restauração em sistemas elétricos considerando o sistema trifásico desequilibrado;
- Desenvolvimento de modelos matemáticos para otimização do problema de restauração em sistemas elétricos reais. Neste trabalho, os modelos matemáticos resolvem o problema de restauração nos sistemas testes considerando que cada barra de carga é uma seção de carga, assim, todos os ramos são usados na resolução do problema. Em sistemas elétricos reais, não existem chaves alocadas em todos os ramos, portanto, podem ser formadas seções de carga com ramos internos que não podem ser usados para reconfiguração e todas as restrições fundamentais do problema devem ser cumpridas internamente nessas seções. Portanto, deve-se desenvolver modelos matemáticos para sistemas reais que apresentam chaves alocadas em um número reduzido de ramos do total existente;
- Introduzir os conceitos formulados nos métodos propostos neste trabalho para desenvolver novos métodos heurísticos para resolução do PRSD ou para resolver problemas de otimização matemática correlatos ao PRSD.

REFERÊNCIAS

BERNAL-AGUSTIN, J. L. **Application of genetic algorithms to the optimal design of power distribution systems**. 1998. 346 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - University of Zaragoza, Zaragoza, 1998.

BORGES, T. T.; CARNEIRO JUNIOR, S.; PEREIRA, J. L. R. A new OPF based distribution system restoration method. **Electrical Power and Energy Systems**, Guildford, v. 80, p. 297-305, 2016.

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

EL-ZONKOLY, A. M. Power system single step restoration incorporating cold load pickup aided by distributed generation. **Electrical Power and Energy Systems**, Guildford, v. 35, p. 186-193, 2012.

GARCIA, V. J. **Metaheurísticas multiobjetivo para o problema de restauração do serviço em redes de distribuição de energia elétrica**. 2005. 224 f. Tese (Doutorado) – Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Estadual de Campinas – UNICAMP, Campinas, 2005.

FOURER, R.; GAY, D. M.; KERNIGHAN, B. W. **AMPL: A modeling language for mathematical programming**, 2nd ed. Pacific Grove, CA, USA: Brooks/Cole-Thomson Learning, 2003.

FRANCO, J. F.; RIDER, M. J.; LAVORATO, M.; ROMERO, R. A mixed-integer LP model for the reconfiguration of radial electric distribution systems considering distributed generation. **Electric Power Systems Research**, Lausanne, v. 97, p. 51 - 60, 2013.

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

JABR, R. A.; SINGH, R.; PAL, B.C. Minimum loss network reconfiguration using mixed-integer convex programming. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 27, n. 2, p. 1106-1115, May 2012.

HSU, Y.Y.; HUANG, H.M. Distribution system service restoration using the artificial neural network approach and pattern recognition method. **IEE Proceedings – Generation, Transmission and Distribution**, Stevenage, v. 142, n. 3, p. 251-256, May 1995.

HSU, Y.Y.; HUANG, H.M.; KUO, H.C.; PENG, S. K.; CHANG, C. W.; CHANG, K. J.; YU, H.S.; CHOW, C.E.; KUO, R.T. Distribution system service restoration using a heuristic search approach. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Piscataway, v. 7, n. 2, p. 734-740, April 1992.

IBM ILOG CPLEX V12.1. **Users' manual for CPLEX**. CPLEX Division, ILOG Inc., Incline Village, NV, USA, 2009.

KUMAR, Y.; DAS, B.; SHARMA, J. Genetic algorithm for supply restoration in distribution system with priority customers. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON PROBABILISTIC METHODS APPLIED TO POWER SYSTEMS – PMAPS, 2006, Stockholm. **Proceedings...** Stockholm: IEEE, 2006. p. 1-7.

KUMAR, Y.; DAS, B.; SHARMA, J. Application of ANN in service restoration in distribution systems with noisy input. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON CIRCUITS, SYSTEM AND SIMULATION – ICCSS, 1., 2011, Bangkok. **Proceedings...** Singapore: IACSIT, 2011. v. 7, p. 247-252.

LAMBERT-TORRES, G.; MARTINS, H.G.; COUTINHO, M.P.; SALOMON, C.P.; VIEIRA, F.C. Particle swarm optimization applied to system restoration. In: IEEE BUCHAREST POWERTECH CONFERENCE, 2009, Bucharest. **Proceedings...** Bucharest: IEEE, 2009. p. 1-6.

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

LIU, Chen-Ching; LEE, S. J.; VENKATA, S. S. An expert system operational aid for restoration and loss reduction of distribution system. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 3, n. 2, p. 619-626, May 1988.

MATHIAS NETO, W. P. **Restauração automática de redes de distribuição de energia elétrica de grande porte com geração distribuída**. 2011. 137 f. Dissertação (Mestrado) - Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista – UNESP, Ilha Solteira, 2011.

MORELATO, A.L.; MONTICELLI, A. Heuristic search approach to distribution system restoration. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Piscataway, v. 4, n. 4, p. 2235-2241, October 1989.

PABLA, A. S. **Electric power distribution**. New York: McGraw-Hill, 2005.

PEREIRA JÚNIOR, B. R.; COSSI, A. M.; MANTOVANI, J. R. S. Proposta de uma metodologia baseada em busca tabu para restauração automática de sistemas de distribuição de energia elétrica. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE AUTOMÁTICA – CBA, 19., 2012, Campina Grande. **Anais...** Campina Grande: [s.n.], 2012. p. 1204-1211.

ROMERO, R.; FRANCO, J.F.; LEÃO, F.B.; RIDER, M.J.; SOUZA, E.S. A new mathematical model for the restoration problem in balanced radial distribution systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 31, n. 2, p. 1259-1268, March 2016.

SANCHES, D.S.; LONDON JUNIOR, J.B.A.; DELBEM, A.C.; PRADO, R.S; GUIMARÃES, F.G.; NETO, O.M.; LIMA, T.W. de. Multiobjective evolutionary algorithm with a discrete differential mutation operator developed for service restoration in distribution systems. **Electrical Power and Energy Systems**, Guildford, v. 62, p. 700-711, 2014.

SHIRMOHAMMADI, D. Service restoration in distribution networks via network reconfiguration. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Piscataway, v. 7, n. 2, p. 952-958, April 1992.

SHIRMOHAMMADI, D.; HONG, H. W.; SEMLEY, A.; LUO, G. X. A Compensation based power flow method for weakly meshed distribution and transmission networks. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 3, n. 2, p. 753-762, May 1988.

SOUZA, E. S. **Propostas de modelagem matemática para o problema de restauração de sistemas de distribuição de energia elétrica radiais**. 2014. 167 f. Dissertação (Mestrado) – Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista – UNESP, Ilha Solteira, 2014.

SOUZA, E. S.; LEÃO F. B.; ROMERO R. Propostas de modelagem matemática para o problema de restauração de sistemas de distribuição de energia elétrica radiais com abordagem simplificada. In: SIMPÓSIO BRASILEIRO DE PESQUISA OPERACIONAL - SBPO, 46., 2014, Salvador. **Anais...** Salvador: [s.n.], 2014, p. 1134-1145.

SOUZA, E. S.; ROMERO R. Modelagem Matemática para Restauração Ótima em Sistemas Elétricos de Distribuição Radiais com Cenários de Faltas Múltiplas. In: SIMPÓSIO BRASILEIRO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - SBSE, 6, 2016, Natal. **Anais...** Natal: [s.n.], 2016.

SOUZA, E.S., ROMERO, R.; FRANCO, J.F. Restoration of electrical distribution systems using a relaxed mathematical model. **J Control Autom Electr Syst**, New York / Heidelberg, v. 29, n. 2, p. 259-269, April 2018.

SOUZA, S. S. F.; ROMERO, R.; FRANCO, J. F. Artificial immune networks Copt - aiNet and Opt - aiNet applied to the reconfiguration problem of radial electrical distribution systems. **Electric Power Systems Research**, Lausanne, v. 119, p. 304 - 312, 2015.

TOUNE, S.; FUDO, H.; GENJI, T.; FUKUYAMA, Y.; NAKANISHI, Y. Comparative study of modern heuristic algorithms to service restoration in distribution systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Piscataway, v. 17, n. 1, p. 173-181, January 2002.

WATANABE, I.; NODU, M. A genetic algorithm for optimizing switching sequence of service restoration in distribution systems. In: CONGRESS ON EVOLUTIONARY COMPUTATION – CEC, 2004, Portland. **Proceedings...** Portland: IEEE, 2004. v. 2, p. 1683-1690.

APÊNDICE A – PUBLICAÇÕES

De acordo com a instrução normativa nº 05, artigo 3º, inciso 3, do Regulamento do PPGEE (Programa de Pós - graduação em Engenharia Elétrica) da Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira – UNESP, o aluno de Doutorado deverá ter submetido para publicação, no mínimo, um artigo completo relacionado com sua tese a uma revista com qualis A1, A2 ou B1 definida pela Comissão das Engenharias IV da CAPES, para realizar a defesa da tese de doutorado.

Portanto, apresentam-se as seguintes publicações realizadas durante o período de doutorado:

A.1 PERIÓDICOS INTERNACIONAIS

- ROMERO, R.; FRANCO, J.F.; LEÃO, F.B.; RIDER, M.J.; SOUZA, E.S. de. A new mathematical model for the restoration problem in balanced radial distribution systems, **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 31, n. 2, p. 1259-1268, March 2016.
- SOUZA, E.S., ROMERO, R.; FRANCO, J.F. Restoration of electrical distribution systems using a relaxed mathematical model. **J Control Autom Electr Syst**, New York / Heidelberg, v. 29, n. 2, p. 259-269, April 2018

A.2 CONFERÊNCIAS NACIONAIS

- SOUZA, E. S.; ROMERO R. Modelagem matemática para restauração ótima em sistemas elétricos de distribuição radiais com cenários de faltas múltiplas. In: SIMPÓSIO BRASILEIRO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - SBSE, 6, 2016, Natal. **Anais...** Natal: [s.n.], 2016.

ANEXO A – DADOS DOS SISTEMAS ELÉTRICOS

A.1 SISTEMA ELÉTRICO DE DISTRIBUIÇÃO DE 53 BARRAS E 61 RAMOS

Tabela 17 – Dados dos cabos (condutores) do sistema de 53 barras

Tamanho	Resistência (Ω/Km)	Reatância (Ω/Km)	Corrente máxima (A)
1	0,3655	0,2520	150
2	0,2359	0,2402	250
3	0,1827	0,1260	350
4	0,1460	0,1233	400
5	0,1180	0,1201	500
6	0,0966	0,1201	600

Fonte: Pereira Junior et al. (2012).

Tabela 18 – Dados das linhas do sistema de 53 barras

Ramo $i - j$		Cabo	Distância (m)	Ramo $i - j$		Cabo	Distância (m)	Ramo $i - j$		Cabo	Distância (m)
Barra	Barra			Barra	Barra			Barra	Barra		
101	1	6	562	104	21	4	500	39	38	5	686
101	3	6	436	104	22	2	750	32	39	1	812
4	3	6	624	22	9	2	936	33	39	2	562
7	4	6	500	23	22	1	686	8	33	2	936
5	4	2	624	24	23	1	562	34	33	1	374
8	7	6	624	25	24	1	436	35	34	1	436
6	5	2	500	8	25	1	562	36	35	1	436
9	1	6	686	27	8	2	750	40	41	1	750
2	1	2	624	26	27	1	686	16	40	1	500
10	9	2	1436	28	27	1	624	42	41	1	750
102	14	6	750	28	6	1	1000	48	42	1	500
15	14	2	750	104	30	6	562	49	48	1	750
16	15	2	562	29	30	1	624	50	49	1	436
102	11	6	562	43	30	2	812	47	42	4	624
12	11	6	624	37	43	1	500	46	47	2	624
13	12	1	874	31	37	1	374	14	46	4	686
20	19	1	624	10	31	1	624	35	40	1	356
19	18	1	500	43	13	4	750	10	38	1	500
18	17	1	812	45	12	6	500	28	50	1	308
17	9	4	860	44	45	6	436				
21	18	2	624	38	44	6	624				

Fonte: Pereira Junior et al. (2012).

Tabela 19 – Dados de capacidade de carregamento das subestações no sistema de 53 barras

Subestação	Potência nominal (kVA)
101	33.400,00
102	30.000,00
104	22.000,00

Fonte: Pereira Junior et al. (2012).

Tabela 20 – Dados de impedância e de corrente máxima no sistema de 53 barras

Ramo $i - j$		Resistência (Ω)	Reatância (Ω)	Corrente Máx. (A)	Ramo $i - j$		Resistência (Ω)	Reatância (Ω)	Corrente Máx. (A)
Barra	Barra				Barra	Barra			
101	1	0,0543	0,0675	600	28	6	0,3655	0,2520	150
101	3	0,0421	0,0524	600	104	30	0,0543	0,0675	600
4	3	0,0603	0,0749	600	29	30	0,2281	0,1572	150
7	4	0,0483	0,0600	600	43	30	0,1916	0,1950	250
5	4	0,1472	0,1499	250	37	43	0,1828	0,1260	150
8	7	0,0603	0,0749	600	31	37	0,1367	0,0942	150
6	5	0,1179	0,1201	250	10	31	0,2281	0,1572	150
9	1	0,0663	0,0824	600	43	13	0,1095	0,0925	400
2	1	0,1472	0,1499	250	45	12	0,0483	0,0600	600
10	9	0,3388	0,3449	250	44	45	0,0421	0,0524	600
102	14	0,0725	0,0901	600	38	44	0,0603	0,0749	600
15	14	0,1769	0,1802	250	39	38	0,0809	0,0824	500
16	15	0,1326	0,1350	250	32	39	0,2968	0,2046	150
102	11	0,0543	0,0675	600	33	39	0,1326	0,1350	250
12	11	0,0603	0,0749	600	8	33	0,2208	0,2248	250
13	12	0,3194	0,2202	150	34	33	0,1367	0,0942	150
20	19	0,2281	0,1572	150	35	34	0,1594	0,1099	150
19	18	0,1828	0,1260	150	36	35	0,1594	0,1099	150
18	17	0,2968	0,2046	150	40	41	0,2741	0,1890	150
17	9	0,1256	0,1060	400	16	40	0,1828	0,1260	150
21	18	0,1472	0,1499	250	42	41	0,2741	0,1890	150
104	21	0,0730	0,0617	400	48	42	0,1828	0,1260	150
104	22	0,1769	0,1802	250	49	48	0,2741	0,1890	150
22	9	0,2208	0,2248	250	50	49	0,1594	0,1099	150
23	22	0,2507	0,1729	150	47	42	0,0911	0,0769	400
24	23	0,2054	0,1416	150	46	47	0,1472	0,1499	250
25	24	0,1594	0,1099	150	14	46	0,1002	0,0846	400
8	25	0,2054	0,1416	150	35	40	0,1301	0,0897	150
27	8	0,1769	0,1802	250	10	38	0,1828	0,1260	150
26	27	0,2507	0,1729	150	28	50	0,1126	0,0776	150
28	27	0,2281	0,1572	150					

Fonte: Elaboração da autora

Tabela 21 – Dados de demanda de carga nas barras do sistema de 53 barras

Demanda			Demanda			Demanda			Demanda		
Barra	Ativa (kW)	Reativa (kVAr)	Barra	Ativa (kW)	Reativa (kVAr)	Barra	Ativa (kW)	Reativa (kVAr)	Barra	Ativa (kW)	Reativa (kVAr)
101	0,00	0,00	12	1.247,40	604,14	26	831,60	402,78	40	970,20	469,85
102	0,00	0,00	13	762,30	369,22	27	1.039,50	503,42	41	623,70	302,07
104	0,00	0,00	14	693,00	335,64	28	485,10	234,93	42	831,60	402,79
1	2.910,60	1.409,64	15	970,20	469,85	29	970,20	469,85	43	900,90	436,36
2	1.039,50	503,43	16	1.316,70	637,71	30	1.801,80	872,64	44	970,20	469,85
3	485,10	234,93	17	485,10	234,93	31	485,10	234,93	45	554,40	268,50
4	762,30	369,22	18	831,60	402,79	32	1.178,10	570,57	46	1.247,40	604,14
5	1.801,80	872,64	19	970,20	469,85	33	2.009,70	973,36	47	693,00	335,64
6	485,10	234,93	20	554,40	268,50	34	831,60	402,79	48	554,40	268,50
7	693,00	335,64	21	1.247,40	604,14	35	623,70	302,07	49	346,50	167,78
8	1.316,70	637,71	22	762,30	369,22	36	207,90	100,72	50	554,40	268,50
9	831,60	402,79	23	693,00	335,64	37	1.455,30	704,86			
10	2.009,70	973,36	24	346,50	167,78	38	762,30	369,21			
11	207,90	100,72	25	623,70	302,07	39	693,00	335,64			

Fonte: Adaptado de Pereira Junior et al. (2012).

A.2 SISTEMA ELÉTRICO DE DISTRIBUIÇÃO DE 417 BARRAS E 473 RAMOS

Tabela 22 – Dados de demanda de carga nas barras do sistema de 417 barras

Demanda			Demanda			Demanda			Demanda		
Barra	Ativa (kW)	Reativa (kVAr)	Barra	Ativa (kW)	Reativa (kVAr)	Barra	Ativa (kW)	Reativa (kVAr)	Barra	Ativa (kW)	Reativa (kVAr)
415	0	0	54	42,0	20,0	110	77,0	37,0	166	154,0	75,0
416	0	0	55	122,0	59,0	111	122,0	59,0	167	0,1	0
417	0	0	56	13,0	6,0	112	38,0	18,0	168	0,1	0
1	0,1	0	57	77,0	37,0	113	122,0	59,0	169	78,0	38,0
2	122,0	59,0	58	50,0	24,0	114	27,0	13,0	170	0,1	0
3	0,1	0	59	0,1	0	115	64,0	31,0	171	27,0	13,0
4	0,1	0	60	60,0	29,0	116	0,1	0	172	103,0	50,0
5	114,0	55,0	61	71,0	34,0	117	0,1	0	173	122,0	59,0
6	51,0	25,0	62	122,0	59,0	118	0,1	0	174	72,0	35,0
7	83,0	40,0	63	77,0	37,0	119	0,1	0	175	0,1	0
8	0,1	0	64	95,0	46,0	120	79,0	38,0	176	122,0	59,0
9	122,0	59,0	65	121,0	58,0	121	247,0	119,0	177	194,0	94,0
10	122,0	59,0	66	77,0	37,0	122	0,1	0	178	0,1	0
11	77,0	37,0	67	103,0	50,0	123	0,1	0	179	77,0	37,0
12	0,1	0	68	52,0	25,0	124	0,1	0	180	82,0	40,0
13	68,0	33,0	69	57,0	27,0	125	0,1	0	181	53,0	26,0
14	71,0	34,0	70	171,0	83,0	126	0,1	0	182	122,0	59,0
15	0,1	0	71	121,0	58,0	127	0,1	0	183	64,0	31,0
16	0,1	0	72	39,0	19,0	128	77,0	37,0	184	86,0	42,0
17	77,0	37,0	73	119,0	58,0	129	122,0	59,0	185	82,0	40,0
18	30,0	14,0	74	49,0	24,0	130	62,0	30,0	186	0,1	0
19	13,0	6,0	75	0,1	0	131	105,0	51,0	187	167,0	81,0
20	1,0	0	76	50,0	24,0	132	122,0	59,0	188	0,1	0
21	194,0	94,0	77	44,0	21,0	133	77,0	37,0	189	0,1	0
22	77,0	37,0	78	82,0	40,0	134	77,0	37,0	190	131,0	64,0
23	77,0	37,0	79	132,0	64,0	135	0,1	0	191	21,0	10,0
24	77,0	37,0	80	194,0	94,0	136	85,0	41,0	192	21,0	10,0
25	122,0	59,0	81	0,1	0	137	8,0	4,0	193	21,0	10,0
26	104,0	51,0	82	122,0	59,0	138	122,0	59,0	194	21,0	10,0
27	0,1	0	83	3,0	1,0	139	35,0	17,0	195	0,1	0
28	77,0	37,0	84	52,0	25,0	140	55,0	27,0	196	0,1	0
29	243,0	118,0	85	103,0	50,0	141	153,0	74,0	197	0,1	0
30	77,0	37,0	86	21,0	10,0	142	316,0	153,0	198	0,1	0
31	77,0	37,0	87	21,0	10,0	143	105,0	51,0	199	0,1	0
32	0,1	0	88	21,0	10,0	144	20,0	10,0	200	52,0	25,0
33	121,0	58,0	89	5,0	3,0	145	95,0	46,0	201	202,0	98,0
34	194,0	94,0	90	0,1	0	146	38,0	18,0	202	202,0	98,0
35	122,0	59,0	91	0,1	0	147	83,0	40,0	203	73,0	35,0
36	77,0	37,0	92	21,0	10,0	148	50,0	24,0	204	81,0	39,0
37	0,1	0	93	18,0	9,0	149	77,0	37,0	205	115,0	56,0
38	0,1	0	94	122,0	59,0	150	122,0	59,0	206	118,0	57,0
39	96,0	47,0	95	116,0	56,0	151	102,0	49,0	207	318,0	154,0
40	122,0	59,0	96	7,0	3,0	152	60,0	29,0	208	161,0	78,0
41	70,0	34,0	97	64,0	31,0	153	77,0	37,0	209	126,0	61,0
42	58,0	28,0	98	49,0	24,0	154	194,0	94,0	210	59,0	29,0
43	0,1	0	99	16,0	8,0	155	56,0	27,0	211	24,0	12,0
44	122,0	59,0	100	77,0	37,0	156	122,0	59,0	212	24,0	12,0
45	122,0	59,0	101	119,0	58,0	157	0,1	0	213	5,0	2,0
46	122,0	59,0	102	71,0	34,0	158	3,0	1,0	214	126,0	61,0
47	86,0	42,0	103	77,0	37,0	159	1,0	0	215	56,0	27,0
48	77,0	37,0	104	194,0	94,0	160	52,0	25,0	216	62,0	30,0
49	0,1	0	105	122,0	59,0	161	194,0	94,0	217	0,1	0
50	122,0	59,0	106	55,0	27,0	162	10,0	5,0	218	32,0	15,0
51	122,0	59,0	107	38,0	18,0	163	128,0	62,0	219	158,0	77,0
52	122,0	59,0	108	22,0	10,0	164	16,0	8,0	220	126,0	61,0
53	0,1	0	109	0,1	0	165	37,0	18,0	221	202,0	98,0

(continua na página seguinte)

(continuação da página anterior)

Demanda			Demanda			Demanda			Demanda		
Barra	Ativa (kW)	Reativa (kVAr)	Barra	Ativa (kW)	Reativa (kVAr)	Barra	Ativa (kW)	Reativa (kVAr)	Barra	Ativa (kW)	Reativa (kVAr)
222	41,0	20,0	271	60,0	29,0	320	126,0	61,0	369	0,1	0
223	81,0	39,0	272	56,0	27,0	321	107,0	52,0	370	0,1	0
224	126,0	61,0	273	126,0	61,0	322	202,0	98,0	371	0,1	0
225	202,0	98,0	274	118,0	57,0	323	126,0	61,0	372	0,1	0
226	18,0	9,0	275	126,0	61,0	324	24,0	12,0	373	0,1	0
227	202,0	98,0	276	202,0	98,0	325	101,0	49,0	374	0,1	0
228	106,0	51,0	277	10,0	5,0	326	81,0	39,0	375	0,1	0
229	175,0	85,0	278	126,0	61,0	327	155,0	75,0	376	86,0	41,0
230	174,0	84,0	279	202,0	98,0	328	23,0	11,0	377	86,0	41,0
231	113,0	55,0	280	318,0	154,0	329	31,0	15,0	378	0,1	0
232	202,0	98,0	281	82,0	40,0	330	126,0	61,0	379	0,1	0
233	0,1	0	282	126,0	61,0	331	13,0	6,0	380	0,1	0
234	202,0	98,0	283	22,0	10,0	332	56,0	27,0	381	0,1	0
235	403,0	195,0	284	13,0	6,0	333	120,0	58,0	382	0,1	0
236	202,0	98,0	285	71,0	34,0	334	126,0	61,0	383	0,1	0
237	126,0	61,0	286	101,0	49,0	335	403,0	195,0	384	68,0	33,0
238	0,1	0	287	113,0	54,0	336	81,0	39,0	385	15,0	7,0
239	29,0	14,0	288	126,0	61,0	337	177,0	86,0	386	56,0	27,0
240	9,0	4,0	289	0,1	0	338	151,0	73,0	387	12,0	6,0
241	5,0	2,0	290	34,0	17,0	339	9,0	4,0	388	50,0	24,0
242	0,1	0	291	83,0	40,0	340	29,0	14,0	389	115,0	56,0
243	18,0	9,0	292	59,0	29,0	341	14,0	7,0	390	14,0	7,0
244	45,0	22,0	293	126,0	61,0	342	23,0	11,0	391	5,0	2,0
245	32,0	16,0	294	145,0	70,0	343	45,0	22,0	392	19,0	9,0
246	61,0	30,0	295	202,0	98,0	344	0,1	0	393	34,0	17,0
247	81,0	39,0	296	50,0	24,0	345	36,0	17,0	394	10,0	5,0
248	126,0	61,0	297	41,0	20,0	346	5,0	2,0	395	40,0	19,0
249	23,0	11,0	298	202,0	98,0	347	9,0	4,0	396	28,0	14,0
250	14,0	7,0	299	77,0	37,0	348	80,0	39,0	397	14,0	7,0
251	18,0	9,0	300	161,0	78,0	349	0,1	0	398	17,0	8,0
252	126,0	61,0	301	477,0	231,0	350	0,1	0	399	41,0	20,0
253	5,0	3,0	302	68,0	33,0	351	0,1	0	400	0,1	0
254	26,0	13,0	303	14,0	7,0	352	0,1	0	401	0,1	0
255	18,0	9,0	304	4,0	2,0	353	0,1	0	402	0,1	0
256	126,0	61,0	305	0,1	0	354	0,1	0	403	0,1	0
257	81,0	39,0	306	66,0	32,0	355	0,1	0	404	0,1	0
258	0,1	0	307	0,1	0	356	0,1	0	405	0,1	0
259	126,0	61,0	308	60,0	29,0	357	0,1	0	406	0,1	0
260	41,0	20,0	309	95,0	46,0	358	0,1	0	407	0,1	0
261	0,1	0	310	0,1	0	359	0,1	0	408	0,1	0
262	28,0	14,0	311	19,0	9,0	360	0,1	0	409	0,1	0
263	30,0	14,0	312	67,0	32,0	361	0,1	0	410	0,1	0
264	81,0	39,0	313	18,0	9,0	362	0,1	0	411	0,1	0
265	202,0	98,0	314	33,0	16,0	363	0,1	0	412	0,1	0
266	318,0	154,0	315	21,0	10,0	364	0,1	0	413	0,1	0
267	176,0	85,0	316	33,0	16,0	365	0,1	0	414	19,0	9,0
268	126,0	61,0	317	42,0	20,0	366	0,1	0			
269	6,0	3,0	318	52,0	25,0	367	0,1	0			
270	31,0	15,0	319	43,0	21,0	368	0,1	0			

Fonte: Bernal-Agustin (1998).

Os dados de corrente máxima foram gerados neste trabalho, pois não estavam disponíveis na literatura. Os dados completos do sistema de 417 barras podem ser acessados também no endereço eletrônico “<http://www.feis.unesp.br/#!/lapsee>” (na seção “Downloads”).

Tabela 23 – Dados de impedância e de corrente máxima no sistema de 417 barras

RAMOS NORMALMENTE ABERTOS NA CONFIGURAÇÃO BASE									
Ramo $i - j$		Resistência (Ω)	Reatância (Ω)	Corrente Máx. (A)	Ramo $i - j$		Resistência (Ω)	Reatância (Ω)	Corrente Máx. (A)
Barra	Barra				Barra	Barra			
383	67	0,0310675	0,02142	200	65	251	0,192984	0,133056	200
65	383	0,0347225	0,02394	200	159	180	0,091375	0,063	200
220	219	0,084065	0,05796	200	84	243	0,1399865	0,096516	200
74	80	0,084065	0,05796	200	124	127	0,02193	0,01512	200
26	30	0,10234	0,07056	200	201	415	0,48246	0,33264	200
274	208	0,139621	0,096264	200	139	146	0,15351	0,10584	200
60	59	0,04386	0,03024	200	142	149	0,098685	0,06804	200
33	46	0,1736125	0,1197	200	175	178	0,06579	0,04536	200
258	260	0,0511175	0,043155	300	147	56	0,1462	0,1008	200
368	369	0,208335	0,14364	200	145	148	0,054825	0,0378	200
40	42	0,11696	0,08064	200	172	178	0,113305	0,07812	200
19	32	0,06579	0,04536	200	148	137	0,127925	0,0882	200
94	111	0,032895	0,02268	200	289	288	0,062866	0,043344	200
6	2	0,051901	0,035784	200	264	265	0,1078225	0,07434	200
35	44	0,13158	0,09072	200	305	309	0,126463	0,087192	200
279	280	0,062135	0,04284	200	358	250	0,1407175	0,09702	200
234	233	0,083334	0,057456	200	316	318	0,123539	0,085176	200
104	107	0,06579	0,04536	200	302	303	0,195177	0,134568	200
41	36	0,0676175	0,04662	200	317	314	0,069445	0,04788	200
38	29	0,11696	0,08064	200	310	303	0,105264	0,072576	200
292	235	0,069445	0,04788	200	307	315	0,2218585	0,152964	200
106	102	0,054825	0,0378	200	333	335	0,0712725	0,04914	200
83	98	0,13158	0,09072	200	323	265	0,103802	0,071568	200
2	9	0,1078225	0,07434	200	380	267	0,3095785	0,213444	200
87	88	0,08041	0,05544	200	335	336	0,0646935	0,044604	200
313	316	0,0815065	0,056196	200	322	321	0,0676175	0,04662	200
159	179	0,04386	0,03024	200	229	230	0,0455676	0,0384696	300
309	304	0,082603	0,056952	200	295	294	0,0741965	0,051156	200
56	146	0,157165	0,10836	200	229	227	0,026289	0,022194	300
381	382	0,1502205	0,103572	200					

RAMOS NORMALMENTE FECHADOS NA CONFIGURAÇÃO BASE									
Ramo $i - j$		Resistência (Ω)	Reatância (Ω)	Corrente Máx. (A)	Ramo $i - j$		Resistência (Ω)	Reatância (Ω)	Corrente Máx. (A)
Barra	Barra				Barra	Barra			
88	66	0,107823	0,074340	200	64	70	0,071273	0,049140	200
224	223	0,069445	0,047880	200	39	46	0,091375	0,063000	200
20	71	0,193715	0,133560	200	274	275	0,115863	0,079884	300
2	19	0,610385	0,420840	200	72	76	0,076755	0,052920	200
223	221	0,069445	0,047880	200	68	64	0,031068	0,021420	200
71	73	0,021930	0,015120	200	50	53	0,054825	0,037800	200
69	381	0,031068	0,021420	200	275	263	0,115132	0,079380	300
19	50	0,087720	0,060480	200	76	77	0,051170	0,035280	200
221	220	0,087720	0,060480	200	58	68	0,021199	0,014616	200
75	71	0,054825	0,037800	200	53	23	0,073100	0,050400	200
381	65	0,032895	0,022680	200	262	263	0,068714	0,047376	200
50	51	0,069445	0,047880	200	78	82	0,241230	0,166320	200
58	69	0,053728	0,037044	200	62	60	0,109650	0,075600	200
51	55	0,116960	0,080640	200	23	28	0,095030	0,065520	200
416	272	0,014254	0,009828	200	261	262	0,063094	0,053266	300
80	75	0,052998	0,036540	200	81	79	0,073100	0,050400	200
67	84	0,029240	0,020160	200	70	62	0,022661	0,015624	200
55	26	0,095030	0,065520	200	28	33	0,115132	0,079380	200
416	273	0,115498	0,079632	300	260	261	0,037973	0,032058	300
73	74	0,105995	0,073080	200	77	78	0,021930	0,015120	200
67	92	0,084065	0,057960	200	82	89	0,120981	0,083412	200
273	274	0,083699	0,057708	300	57	61	0,129387	0,089208	200
71	72	0,098685	0,068040	200	46	20	0,084065	0,057960	200
59	57	0,010965	0,007560	200	256	258	0,068714	0,047376	200
30	39	0,105995	0,073080	200	76	58	0,387430	0,267120	200
72	79	0,073100	0,050400	200	63	66	0,044957	0,030996	200

(continua na página seguinte)

(continuação da página anterior)

Ramo $i - j$		Resistência	Reatância	Corrente	Ramo $i - j$		Resistência	Reatância	Corrente
Barra	Barra	(Ω)	(Ω)	Máx. (A)	Barra	Barra	(Ω)	(Ω)	Máx. (A)
19	43	0,014620	0,010080	200	231	348	0,075946	0,064116	300
371	238	0,026581	0,022441	300	83	103	0,073100	0,050400	200
122	417	0,013524	0,015953	500	13	15	0,098685	0,068040	200
66	67	0,086258	0,059472	200	36	31	0,105995	0,073080	200
43	24	0,127925	0,088200	200	348	206	0,032131	0,027126	300
263	264	0,072369	0,049896	300	1	12	0,032131	0,027126	300
119	93	0,253828	0,258455	400	379	228	0,041186	0,034771	300
61	63	0,060307	0,041580	200	108	107	0,049657	0,041922	300
24	34	0,127925	0,088200	200	3	11	0,067183	0,056718	300
368	346	0,131580	0,090720	200	45	41	0,025585	0,017640	200
119	122	0,294875	0,300250	400	228	227	0,063094	0,053266	300
57	19	0,592110	0,408240	200	83	108	0,047515	0,032760	200
34	37	0,080410	0,055440	200	11	14	0,105156	0,088776	300
113	114	0,047515	0,032760	200	45	49	0,036550	0,025200	200
417	91	0,388892	0,268128	200	231	230	0,096857	0,066780	200
37	40	0,104167	0,071820	200	109	83	0,043860	0,030240	200
369	347	0,118788	0,081900	200	14	10	0,132906	0,112203	300
114	111	0,040205	0,027720	200	20	48	0,135235	0,093240	200
91	1	0,341012	0,235116	200	231	292	0,074927	0,051660	200
382	250	0,010965	0,007560	200	102	109	0,076755	0,052920	200
93	112	0,032895	0,022680	200	12	3	0,045276	0,038223	300
91	86	0,012852	0,010850	300	10	85	0,035052	0,029592	300
42	47	0,080410	0,055440	200	48	38	0,087720	0,060480	200
382	369	0,018275	0,012600	200	220	343	0,029240	0,020160	200
112	113	0,076755	0,052920	200	83	106	0,065790	0,045360	200
1	16	0,087720	0,060480	200	85	90	0,095030	0,065520	200
47	49	0,073100	0,050400	200	52	21	0,040205	0,027720	200
207	276	0,067252	0,046368	200	303	305	0,069445	0,047880	200
105	94	0,084065	0,057960	200	96	115	0,043860	0,030240	200
5	6	0,040205	0,027720	200	9	10	0,046736	0,039456	300
276	277	0,032895	0,022680	200	29	25	0,054825	0,037800	200
83	32	0,042033	0,028980	200	377	376	0,111477	0,076860	200
276	278	0,048246	0,033264	200	25	52	0,100513	0,069300	200
93	110	0,065790	0,045360	200	303	377	0,058846	0,040572	200
17	4	0,122442	0,084420	200	100	95	0,105995	0,073080	200
27	35	0,091375	0,063000	200	9	87	0,109537	0,092475	300
278	279	0,034357	0,023688	200	21	32	0,043860	0,030240	200
110	105	0,065790	0,045360	200	308	306	0,098685	0,068040	200
4	5	0,049342	0,034020	200	99	100	0,058480	0,040320	200
118	120	0,010223	0,008631	300	20	56	0,215645	0,148680	200
16	17	0,116960	0,080640	200	101	99	0,054825	0,037800	200
48	44	0,043860	0,030240	200	98	101	0,051170	0,035280	200
280	234	0,049342	0,034020	300	186	166	0,084709	0,071514	300
93	118	0,056028	0,066091	500	313	317	0,072369	0,049896	200
1	13	0,016448	0,011340	200	137	193	0,012793	0,008820	200
54	22	0,076755	0,052920	200	95	116	0,078582	0,054180	200
280	281	0,053728	0,037044	300	166	174	0,090551	0,076446	300
117	83	0,040205	0,027720	200	300	304	0,043860	0,030240	200
7	8	0,095030	0,065520	200	154	150	0,069445	0,047880	200
22	27	0,069445	0,047880	200	116	96	0,040205	0,027720	200
118	121	0,051170	0,035280	200	174	180	0,084709	0,071514	300
8	2	0,014620	0,010080	200	309	314	0,061404	0,042336	200
32	54	0,043860	0,030240	200	125	123	0,029240	0,020160	200
234	235	0,042033	0,028980	300	97	93	0,040205	0,027720	200
121	117	0,201025	0,138600	200	415	350	0,226610	0,156240	200
15	18	0,157165	0,108360	200	115	97	0,062135	0,042840	200
20	49	0,036550	0,025200	200	179	176	0,054825	0,037800	200
207	235	0,076755	0,052920	400	128	345	0,261698	0,180432	200
103	104	0,049657	0,041922	300	415	349	0,226610	0,156240	200
18	7	0,021930	0,015120	200	168	161	0,076755	0,052920	200
31	43	0,255850	0,176400	200	89	369	0,157896	0,108864	200

(continua na página seguinte)

(continuação da página anterior)

Ramo $i - j$		Resistência (Ω)	Reatância (Ω)	Corrente Máx. (A)	Ramo $i - j$		Resistência (Ω)	Reatância (Ω)	Corrente Máx. (A)
Barra	Barra				Barra	Barra			
349	202	0,023392	0,016128	200	352	212	0,201025	0,138600	200
152	140	0,073025	0,061650	300	196	190	0,010965	0,007560	200
161	182	0,084065	0,057960	200	153	155	0,032131	0,027126	300
350	378	0,023392	0,016128	200	403	404	0,040205	0,027720	200
146	141	0,105995	0,073080	200	352	213	0,050073	0,034524	200
182	181	0,032895	0,022680	200	158	189	0,235900	0,240200	400
202	203	0,051118	0,043155	300	155	136	0,084065	0,057960	200
141	135	0,080410	0,055440	200	404	388	0,058846	0,040572	200
383	242	0,227341	0,156744	200	415	214	0,347591	0,239652	200
203	204	0,062135	0,042840	200	158	160	0,084065	0,057960	200
131	152	0,087720	0,060480	200	404	405	0,071638	0,049392	200
180	177	0,058480	0,040320	200	214	215	0,105995	0,073080	200
202	205	0,103403	0,087296	300	160	171	0,087720	0,060480	200
135	131	0,149855	0,103320	200	149	147	0,021930	0,015120	200
170	162	0,064262	0,054252	300	405	389	0,045322	0,031248	200
351	413	0,070541	0,048636	200	215	216	0,099314	0,083844	300
378	379	0,103403	0,087296	300	171	187	0,091375	0,063000	200
56	148	0,069445	0,047880	200	133	138	0,119761	0,101106	300
162	183	0,075946	0,064116	300	405	390	0,073100	0,050400	200
413	384	0,072003	0,049644	200	215	217	0,065790	0,045360	200
205	206	0,059881	0,050553	300	187	167	0,091375	0,063000	200
56	124	0,091375	0,063000	200	138	142	0,062135	0,042840	200
159	128	0,227838	0,192348	300	403	406	0,083334	0,057456	200
413	400	0,072734	0,050148	200	217	218	0,002924	0,002016	200
416	374	0,010965	0,007560	200	153	133	0,078867	0,066582	300
126	123	0,029240	0,020160	200	406	391	0,078582	0,054180	200
128	140	0,032131	0,027126	300	218	219	0,080410	0,055440	200
400	385	0,059211	0,040824	200	167	175	0,113305	0,078120	200
207	208	0,038378	0,026460	400	406	407	0,048977	0,033768	200
127	126	0,270470	0,186480	200	219	222	0,070980	0,059924	300
130	156	0,036550	0,025200	200	160	184	0,131580	0,090720	200
400	401	0,070907	0,048888	200	128	150	0,032895	0,022680	200
208	209	0,116960	0,080640	200	407	408	0,066887	0,046116	200
129	130	0,054825	0,037800	200	222	236	0,081788	0,069048	300
401	386	0,056653	0,039060	200	184	163	0,091375	0,063000	200
208	210	0,055921	0,038556	400	144	145	0,032895	0,022680	200
199	118	0,076755	0,052920	200	408	392	0,073831	0,050904	200
140	129	0,046736	0,039456	300	236	237	0,062217	0,052526	300
401	402	0,059576	0,041076	200	163	164	0,032895	0,022680	200
210	416	0,056287	0,038808	400	408	393	0,069080	0,047628	200
199	200	0,007310	0,005040	200	236	371	0,053746	0,045374	300
156	132	0,113305	0,078120	200	164	172	0,138890	0,095760	200
402	387	0,083334	0,057456	200	151	134	0,076755	0,052920	200
374	201	0,149855	0,103320	200	407	409	0,055191	0,038052	200
157	199	0,021930	0,015120	200	238	239	0,005842	0,004932	300
132	139	0,105995	0,073080	200	134	144	0,142545	0,098280	200
402	403	0,068349	0,047124	200	409	414	0,065790	0,045360	200
123	157	0,102340	0,070560	200	238	242	0,083541	0,070528	300
367	344	0,115132	0,079380	200	178	159	0,069445	0,047880	200
372	351	0,104167	0,071820	200	134	194	0,009137	0,006300	200
198	191	0,014620	0,010080	200	409	410	0,064328	0,044352	200
128	153	0,035052	0,029592	300	242	354	0,005483	0,003780	200
344	345	0,058480	0,040320	200	158	181	0,054096	0,063812	500
351	211	0,113670	0,078372	200	150	151	0,054825	0,037800	200
198	196	0,069445	0,047880	200	410	394	0,059576	0,041076	200
136	143	0,095030	0,065520	200	354	353	0,127925	0,088200	200
344	368	0,052998	0,036540	200	181	185	0,048300	0,056975	500
351	352	0,213817	0,147420	200	417	189	0,141540	0,144120	400
158	198	0,270470	0,186480	200	410	411	0,067617	0,046620	200
143	147	0,095030	0,065520	200	353	241	0,018275	0,012600	200
399	403	0,047515	0,032760	200	185	165	0,037744	0,038432	400

(continua na página seguinte)

(continuação da página anterior)

Ramo $i - j$		Resistência	Reatância	Corrente	Ramo $i - j$		Resistência	Reatância	Corrente
Barra	Barra	(Ω)	(Ω)	Máx. (A)	Barra	Barra	(Ω)	(Ω)	Máx. (A)
189	188	0,073100	0,050400	200	361	271	0,016448	0,011340	200
411	398	0,056653	0,039060	200	295	259	0,047880	0,033012	200
353	240	0,073100	0,050400	200	360	255	0,040205	0,027720	200
165	169	0,037744	0,038432	400	361	416	0,024150	0,028487	500
188	197	0,109650	0,075600	200	315	311	0,105264	0,072576	200
411	397	0,071638	0,049392	200	259	286	0,035819	0,024696	200
242	355	0,009137	0,006300	200	253	254	0,027412	0,018900	200
169	173	0,029210	0,024660	300	416	363	0,285090	0,196560	200
197	195	0,036550	0,025200	200	311	306	0,072369	0,049896	200
411	412	0,087355	0,060228	200	259	323	0,107823	0,074340	200
355	356	0,051170	0,035280	200	253	256	0,078867	0,066582	300
173	179	0,063693	0,064854	400	363	283	0,104167	0,071820	200
188	192	0,023392	0,016128	200	306	299	0,078217	0,053928	200
412	396	0,070541	0,048636	200	323	325	0,005483	0,003780	200
356	243	0,012793	0,008820	200	256	257	0,105995	0,073080	200
158	183	0,226610	0,156240	200	363	284	0,058480	0,040320	200
412	395	0,069445	0,047880	200	256	282	0,053746	0,045374	300
356	244	0,005483	0,003780	200	335	322	0,054825	0,037800	200
183	186	0,035052	0,029592	300	323	324	0,048246	0,033264	200
137	154	0,105995	0,073080	200	282	281	0,066307	0,055978	300
242	245	0,036513	0,030825	300	267	326	0,038378	0,026460	200
245	246	0,052632	0,036288	200	323	322	0,087720	0,060480	200
288	287	0,046784	0,032256	200	281	233	0,055499	0,046854	300
246	247	0,072734	0,050148	200	326	327	0,054825	0,037800	200
265	266	0,099416	0,068544	200	336	337	0,029240	0,020160	200
287	299	0,186771	0,128772	200	233	232	0,027749	0,023427	300
309	319	0,012793	0,008820	200	267	296	0,050439	0,034776	200
242	248	0,048781	0,041182	300	337	338	0,042033	0,028980	200
266	267	0,156434	0,107856	200	321	320	0,095030	0,065520	200
299	285	0,109650	0,075600	200	232	375	0,011684	0,009864	300
309	313	0,072369	0,049896	200	296	295	0,050439	0,034776	200
248	357	0,043129	0,029736	200	338	264	0,067983	0,046872	200
267	268	0,054965	0,055967	400	320	298	0,070176	0,048384	200
415	372	0,027778	0,019152	200	264	366	0,008772	0,006048	200
313	308	0,069810	0,048132	200	298	295	0,038012	0,026208	200
357	358	0,005483	0,003780	200	295	297	0,037646	0,025956	200
268	364	0,070770	0,072060	400	366	339	0,001097	0,000756	200
299	284	0,081141	0,055944	200	321	328	0,031433	0,021672	200
308	312	0,078582	0,054180	200	227	370	0,046736	0,039456	300
358	249	0,020102	0,013860	200	294	293	0,022661	0,015624	200
364	365	0,025585	0,017640	200	339	340	0,027412	0,018900	200
299	300	0,093202	0,064260	200	328	329	0,026682	0,018396	200
312	316	0,068349	0,047124	200	370	373	0,039434	0,033291	300
365	269	0,100513	0,069300	200	293	291	0,091741	0,063252	200
300	301	0,055556	0,038304	200	340	341	0,113305	0,078120	200
250	251	0,188232	0,129780	200	329	330	0,041667	0,028728	200
365	270	0,016448	0,011340	200	373	226	0,003655	0,002520	200
301	302	0,045322	0,031248	200	267	291	0,098685	0,068040	200
318	317	0,066521	0,045864	200	333	334	0,055921	0,038556	200
250	359	0,098685	0,068040	200	330	331	0,027412	0,018900	200
364	362	0,048359	0,049241	400	373	225	0,002337	0,001973	300
359	252	0,049708	0,034272	200	291	289	0,016813	0,011592	200
362	361	0,018872	0,019216	400	340	367	0,179095	0,123480	200
303	304	0,208335	0,143640	200	328	332	0,058480	0,040320	200
314	310	0,083334	0,057456	200	225	224	0,027412	0,018900	200
252	253	0,045860	0,038716	300	289	290	0,005483	0,003780	200
362	380	0,263160	0,181440	200	375	229	0,027749	0,023427	300
304	307	0,050439	0,034776	200	332	333	0,041667	0,028728	200
253	360	0,058846	0,040572	200	367	342	0,009137	0,006300	200

Fonte: Adaptado de Bernal-Agustin (1998).