



UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CENTRO DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA
MESTRADO ACADÊMICO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

ALLAN COSTA GOMES

**METODOLOGIA PARA OTIMIZAÇÃO DE INVESTIMENTO E CONFIABILIDADE
NO PLANEJAMENTO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ELETRICIDADE**

FORTALEZA

2021

ALLAN COSTA GOMES

METODOLOGIA PARA OTIMIZAÇÃO DE INVESTIMENTO E CONFIABILIDADE NO
PLANEJAMENTO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ELETRICIDADE

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado Acadêmico em Engenharia Elétrica do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica do Centro de Tecnologia da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do título de mestre em Engenharia Elétrica. Área de Concentração: Sistemas de Energia Elétrica

Orientador: Prof. Dr. Giovanni Cordeiro Barroso

FORTALEZA

2021

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Universidade Federal do Ceará
Biblioteca Universitária
Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

G612m Gomes, Allan Costa.

Metodologia para otimização de investimento e confiabilidade no planejamento de sistemas de distribuição de eletricidade / Allan Costa Gomes. – 2021.
105 f. : il. color.

Dissertação (mestrado) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Fortaleza, 2021.

Orientação: Prof. Dr. Giovanni Cordeiro Barroso.

Coorientação: Prof. Dr. Raimundo Furtado Sampaio.

1. Distribuição. 2. Planejamento. 3. Confiabilidade. 4. Programação matemática. 5. Ótimo de Pareto. I. Título.

CDD 621.3

ALLAN COSTA GOMES

METODOLOGIA PARA OTIMIZAÇÃO DE INVESTIMENTO E CONFIABILIDADE NO
PLANEJAMENTO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ELETRICIDADE

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado Acadêmico em Engenharia Elétrica do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica do Centro de Tecnologia da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do título de mestre em Engenharia Elétrica. Área de Concentração: Sistemas de Energia Elétrica

Aprovada em:

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Giovanni Cordeiro Barroso (Orientador)
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dr. Raimundo Furtado Sampaio (Coorientador)
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Profa. Dra. Ruth Pastora Saraiva Leão
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dr. Antonio Paulo de Hollanda Cavalcante
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Minha mãe, Maria Luciete, e meu Pai, Antônio
Stênio. Obrigado por tudo.

AGRADECIMENTOS

A meus pais e minha família, pelo suporte durante todos esses anos.

Aos meus amigos do mestrado, em especial, Juscelino, Vinícius e Rafael, sem os quais o mestrado seria muito mais difícil de aguentar.

Ao meus amigos e colegas da pós-graduação, em especial do Grupo de Redes Elétricas Inteligentes, pelo companheirismo durante as nossas reuniões e por proporcionar um ambiente saudável.

Ao Prof. Dr. Giovanni Cordeiro Barroso pela orientação e ao Prof. Dr. Raimundo Furtado Sampaio pela coorientação, ambos sempre solícitos e atenciosos.

À Profa. Dra. Ruth Pastôra Saraiva Leão e ao Prof. Dr. Antonio Paulo de Hollanda Cavalcante pela participação na banca de defesa e pelas contribuições.

Ao Departamento de Engenharia Elétrica, Centro de Tecnologia e Universidade Federal do Ceará, por me proporcionar infraestrutura e a formação em engenharia elétrica.

A Ednardo Moreira Rodrigues e Alan Batista de Oliveira, pela adequação do *template* utilizado neste trabalho para que o mesmo ficasse de acordo com as normas da biblioteca da Universidade Federal do Ceará (UFC).

RESUMO

Os sistemas de distribuição de energia elétrica são responsáveis pelo suprimento de energia para os consumidores. Por isso, esses sistemas devem ter entre uma de suas qualidades a confiabilidade. O uso de Equipamentos de Proteção e Manobra (EPMs) em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica (SDEEs) é uma das principais opções utilizada para garantir que os SDEEs sejam confiáveis. Através da proteção, é possível desenergizar o sistema para que se possa extinguir as contingências nos SDEEs de forma segura, enquanto através de ações de manobra, pode-se isolar os setores afetados pela contingências, permitindo a restauração do serviço para os demais setores. Porém, os EPMs representam custos que devem ser considerados pelos planejadores dos SDEEs. Identifica-se então o problema de como utilizar esses ativos de forma ótima sob as perspectivas financeira e da confiabilidade dos SDEEs. Esta dissertação tem por objetivo tratar do problema de determinar o número e posicionamento ótimo dos EPMs para otimizar investimento e a confiabilidade dos SDEEs. Propõe-se um método baseado em um modelo de programação linear inteira mista que permite a obtenção da frente de Pareto entre custo e confiabilidade, sendo esta mensurada pelo indicador de Energia Não Servida (ENS). É considerado no modelo o posicionamento simultâneo de chaves seccionadoras de acionamento manual e remoto. O método proposto é uma ferramenta para o planejador de SDEEs e auxilia o processo de tomada de decisão para posicionamento de EPMs que considera dois objetivos conflitantes, custo e confiabilidade. O método é aplicado no *Roy Billinton Test System 4* (RBTS4) e a frente de Pareto definida por um conjunto de soluções ótimas não dominadas é obtida como resultado. Adicionalmente, são conduzidos experimentos para avaliar o impacto da transferência da carga, do posicionamento simultâneo ou não de EPMs, da variação de custo das chaves seccionadoras de acionamento remoto e do tempo de manobra das chaves seccionadoras de acionamento manuais. Os resultados obtidos apontam que o uso de EPMs pode reduzir drasticamente a quantidade da ENS em até 80% para o RBTS4, enquanto que o levantamento completo da frente de Pareto pode ser realizado em até 23 minutos.

Palavras-chave: Distribuição. Planejamento. Confiabilidade. Programação matemática. Ótimo de Pareto

ABSTRACT

Electrical distribution systems are responsible for the uninterrupted supply of electricity to consumers. Therefore, these systems must have reliability among one of their qualities. The use of Protection and Sectionalizing Equipments (PSEs) in Electrical Distribution Systems (EDSs) is one of the main options used to ensure reliability. Through protection, it is possible to deenergized the system so that faults in the EDSs can be safely cleared, while through sectionalizing actions, it is possible to isolate the sectors affected by the contingencies, allowing the restoration of the service to the healthy sectors. However, the PSEs represent costs that must be considered by the planners of the EDSs. Then, it is notable the problem of how to use these assets optimally, considering both the finance and reliability aspects of EDSs. This dissertation aims to address the problem of determining the optimal number and placement of PSEs to optimize investment and reliability of EDSs. It is proposed for this problem a method based on a mixed integer linear programming model that allows obtaining the Pareto front between the objectives of cost and reliability, the reliability being measured by the Energy not Served (ENS) indicator. The model considers the simultaneous placement of manual and remote sectionalizing switches. The proposed method is a tool for the EDSs planner and helps the decision-making process for the placement of PSEs between the two conflicting objectives, cost and reliability. The method is applied to the Roy Billinton Text System 4 (RBTS4) and the Pareto front defined by a set of undominated optimal solutions is obtained as a result. Additionally, experiments are carried out to assess the impact of load transfer, simultaneous or non-simultaneous placement of PSEs, cost variation of remote switches and the operating time of manual switches. The results obtained indicate that the use of PSEs can drastically reduce the amount of ENS by up to 80% for the RBTS4, while the complete survey of the Pareto front can be performed in up to 23 minutes.

Keywords: Distribution. Planning. Reliability. Mathematical programming. Pareto optimal.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Limites máximos de Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC) e Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC) estabelecidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) por ano. DEC em horas e FEC em frequência.	18
Figura 2 – Número de publicações e de citações dos artigos selecionados na revisão bibliográfica.	21
Figura 3 – Linha temporal das referências base desta dissertação.	24
Figura 4 – Representação do Sistema Elétrico de Potência (SEP) desde a geração até consumidores supridos pela distribuidora.	28
Figura 5 – Representação de um SDEE através de um diagrama multifilar.	29
Figura 6 – Representação de um SDEE através de um diagrama unifilar.	29
Figura 7 – Representação unifilar da topologia radial.	30
Figura 8 – Representação unifilar da topologia radial com recurso.	31
Figura 9 – Exemplo de como o uso de um EPM pode evitar a desenergização de todas as cargas.	35
Figura 10 – Exemplo de uma frente de Pareto destacando a diferença entre pontos não dominados e dominados.	39
Figura 11 – Exemplo de um SDEE com as cargas e as linhas de distribuição destacadas.	43
Figura 12 – Exemplo de um SDEE da Figura 11 com os nós de EPMs destacados para uma topologia radial.	44
Figura 13 – Exemplo de um SDEE da Figura 11 com os nós de EPMs destacados para uma topologia radial com recurso.	44
Figura 14 – Exemplo de interpetação do conjunto NA_{ijf}	47
Figura 15 – Exemplo dos intervalos de orçamento que delimitam uma solução obtida para qualquer orçamento dentro de cada intervalo.	53
Figura 16 – Sistema de Teste RBTS4, apresentado em Allan <i>et al.</i> (1991).	56
Figura 17 – Frente de Pareto entre custo e ENS para a RBTS4. Também é apresentado o número de Chaves Seccionadoras Manuais (CSMs) e Chaves Seccionadoras Remotas (CSRs) utilizados conforme o aumento do custo da solução.	58
Figura 18 – Comparação entre a frente de Pareto entre custo e ENS com e sem Transferência de Carga (TFC).	59

Figura 19 – Comparação entre a frente de Pareto entre custo e ENS quando utilizando-se somente CSMs, somente CSRs e ambos os tipos de chaves simultaneamente.	61
Figura 20 – Comparação entre a frente de Pareto entre custo e ENS devido a variação do custo do custo presente total (TPC_{CSR}) das CSRs.	62
Figura 21 – Comparação entre a frente de Pareto entre custo e ENS devido a variação do tempo médio de abertura (ST_{MS}) das CSMs.	63
Figura 22 – Tempo total de otimização de todos os experimentos.	64
Figura 23 – Diagrama de caixa dos tempos de otimização de todas as iterações de todos os experimentos.	65
Figura 24 – Sistema de Teste RBTS4.	77

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Periódicos selecionados para seleção de artigos da revisão bibliográfica e seus principais índices.	20
Tabela 2 – Dados de confiabilidade de linhas e transformadores de distribuição.	57
Tabela 3 – Dados financeiros base.	57
Tabela 4 – Pontos críticos destacados da frente de Pareto da Figura 17.	59

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AT	Alta Tensão
BT	Baixa Tensão
CDEE	Concessionária de Distribuição de Energia Elétrica
CHT	Chave de Transferência
CIC	Custo das Interrupções aos Consumidores
CSM	Chave Seccionadora Manual
CSR	Chave Seccionadora Remota
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
EDEE	Equipamento de Distribuição de Energia Elétrica
ENS	Energia Não Servida
EPM	Equipamento de Proteção e Manobra
FDC	Função de Dano ao Consumidor
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
GD	Geração Distribuída
IDMS	Indicador de Disponibilidade Média de Serviço
JCR	<i>Journal Citation Report</i>
MT	Média Tensão
NSGAI	<i>Non Sorted Genetic Algorithm - II</i>
PLIM	Programação Linear Inteira Mista
PPOEPM	Problema de Posicionamento Ótimo de Equipamentos de Proteção e Manobra
PRODIST	Procedimentos de Distribuição
RBTS4	<i>Roy Billinton Test System 4</i>
REI	Rede Elétrica Inteligente
SAIDI	<i>System Average Interruption Duration Index</i>
SAIFI	<i>System Average Interruption Frequency Index</i>
SDEE	Sistema de Distribuição de Energia Elétrica
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SJR	<i>Scimago Journal Rank</i>
TFC	Transferência de Carga

LISTA DE SÍMBOLOS

CIP	conjunto de todas as interrupções permanentes
CTC	conjunto de todos os consumidores
DIP_{ij}	duração da interrupção permanente i para o consumidor j
FIP_j	frequência de interrupções permanentes sofridas pelo consumidor j
n_{TC}	número total de consumidores
n_{TH}	número de horas em um período considerado
L_j	demanda da carga ou do consumidor j
$\mathbf{fdc}_j(DIP_{ij})$	função de dano ao consumidor para o consumidor j que sofre com um DIP_{ij} devido a uma interrupção permanente i
NF	conjunto de todos os alimentados de um sistema de distribuição de eletricidade
NI_f	conjunto de todos os equipamentos de distribuição de eletricidade que podem sofrer contingências no alimentador f
NJ_f	conjunto de todas as cargas no alimentador f
NS	conjunto de todos os nós de equipamentos de proteção e seccionamento de um sistema de distribuição de eletricidade
NA_{ijf}	conjunto de nós que podem ser utilizados para restaurar a jusante ou a montante uma carga j que sofre uma interrupção permanente devido a uma contingência em um equipamento de distribuição de eletricidade i , caso haja algum equipamento de proteção e seccionamento em um dos nós presente neste conjunto que possa realizar o seccionamento do sistema de distribuição de eletricidade. Ambos os equipamento de distribuição de eletricidade i e carga j devem estar no mesmo alimentador.
NK	conjunto de todos os tipos de cargas
\mathbf{X}_{CSM}	vetor binário que contém as variáveis de decisão x_{CSR}
\mathbf{X}_{CSR}	vetor binário que contém as variáveis de decisão x_{CSR}
\mathbf{X}	uma solução para o problema de posicionamento ótimo de equipamentos de proteção e seccionamento

$ NS $	cardinalidade do conjunto NS
x_{CSM}^s	variável de decisão binária que indica se uma chave seccionadora manual está posicionada no nó s
x_{CSR}^s	variável de decisão binária que indica se uma chave seccionadora controlada remotamente está posicionada no nó s
IR_i	taxa média de interrupção por ano para o equipamento de distribuição de eletricidade i
OT_{ijkf}	tempo anual médio de interrupção sofrido pela carga j de tipo k devido a contingência no equipamento de distribuição de eletricidade i , ambos carga e equipamento de distribuição de eletricidade no alimentador f
$ENS(\mathbf{X})$	indicador de energia não servida para solução \mathbf{X}
AIC_{CSM}	custos de aquisição e instalação da CSM
AIC_{CSR}	custos de aquisição e instalação da CSR
OMC_{CSM}	custo anual de operação e manutenção da CSM
OMC_{CSR}	custo anual de operação e manutenção da CSR
OMC	custo anual de operação e manutenção da CSR
TPC	custo presente total
TP	período de tempo considerado no investimento
DR	taxa de desconto anual
AIC	custos de aquisição e instalação
$C(\mathbf{X})$	custo da solução \mathbf{X}
TPC_{CSM}	custo presente total de uma chave seccionadora manual
TPC_{CSR}	custo presente total de uma chave seccionadora controlada remotamente
BGT	orçamento disponível para ser gasto em equipamentos de proteção e seccionamento
ST_{CMS}	tempo médio de operação de chave seccionadora manual
ST_{CSR}	tempo médio de operação da chave seccionadora controlada remotamente
$TDRE_i$	tempo médio de reparo ou de substituição do equipamento de distribuição de eletricidade i

$ NI_f $	cardinalidade do conjunto NI para o alimentador f
$ NL_f $	cardinalidade do conjunto NJ para o alimentador f
$ NK $	cardinalidade do conjunto NK
C_{max}	custo máximo de uma solução para o problema de posicionamento ótimo de equipamentos de proteção e seccionamento
n_{iter}	número de iterações realizadas pela metodologia proposta

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	17
1.1	Contexto e motivação	17
1.2	Estado da arte	19
1.2.1	<i>Revisão bibliográfica</i>	<i>19</i>
1.2.2	<i>Desenvolvimento do estado da arte</i>	<i>20</i>
1.2.3	<i>Referências e relevância desta dissertação</i>	<i>23</i>
1.3	Objetivo	25
1.3.1	<i>Objetivo principal</i>	<i>25</i>
1.3.2	<i>Objetivos específicos</i>	<i>25</i>
1.4	Metodologia	25
1.5	Contribuição	26
1.6	Organização da dissertação	26
2	FUNDAMENTOS TEÓRICOS	27
2.1	Conceitos de sistemas de distribuição de eletricidade	27
2.1.1	<i>Indicadores de confiabilidade</i>	<i>31</i>
2.1.2	<i>Equipamentos de proteção e manobra</i>	<i>34</i>
2.2	Conceitos de otimização	37
2.2.1	<i>Critério de otimalidade de Pareto</i>	<i>37</i>
2.2.2	<i>Programação linear inteira mista</i>	<i>39</i>
2.3	Considerações finais	41
3	MODELAGEM DO PROBLEMA DE POSICIONAMENTO ÓTIMO DE EQUIPAMENTOS DE PROTEÇÃO E SECCIONAMENTO	42
3.1	Modelagem do sistema de distribuição de eletricidade	42
3.2	Definição do problema de otimização	47
3.3	Modelo de programação linear inteira mista	50
3.4	Método proposto	52
3.5	Considerações finais	54
4	EXPERIMENTOS, DISCUSSÕES E RESULTADOS	55
4.1	<i>Software e hardware Utilizados</i>	<i>55</i>
4.2	<i>Sistema de teste e dados de confiabilidade</i>	<i>55</i>

4.2.1	<i>Dados financeiros</i>	57
4.3	Experimentos, resultados e análises para a RBTS4	58
4.3.1	<i>Experimento base</i>	58
4.3.2	<i>Impacto da transferência de carga</i>	59
4.3.3	<i>Otimização simultânea e individual de CSM e CSR</i>	60
4.3.4	<i>Impacto do custo presente total das CSR e do tempo médio de abertura de CSM</i>	62
4.3.5	<i>Tempos de execução</i>	63
5	CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS	67
5.1	Trabalhos futuros	68
	REFERÊNCIAS	70
	APÊNDICES	77
	APÊNDICE A – Dados do sistema de teste RBTS4	77
A.1	Conjuntos	78
A.2	Parâmetros	101

1 INTRODUÇÃO

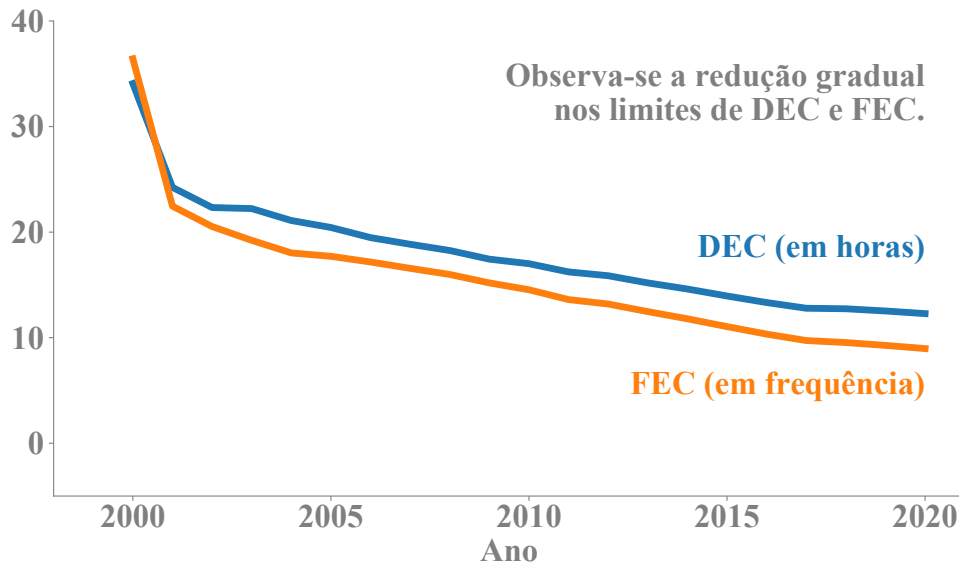
1.1 Contexto e motivação

Confiabilidade é um tema central em Sistemas Elétricos de Potência (SEPs). Segundo Gönen (2014), o termo confiabilidade relaciona-se com a segurança do sistema e o ato de prever ou evitar interrupções no fornecimento de eletricidade. De acordo com Short (2014), as interrupções nos SEPs são responsáveis pela disrupção de qualquer atividade econômica mais do que qualquer outro fator. Exemplos dos impactos causados por interrupções são os blecautes, eventos que apresentam grande cobertura midiática, como os que ocorreram durante a crise energética entre os anos de 2001 e 2002 no Brasil e tiveram como impacto a adoção de uma política de racionamento da eletricidade. Mais recente, em 2020, o blecaute ocorrido no estado do Amapá causou grande impacto social e econômico no estado. Em particular e embora menos notáveis em função de menor alcance, é no Sistema de Distribuição de Energia Elétrica (SDEE) onde ocorre a maior quantidade das interrupções. Embora difícil de avaliar, estima-se em Billinton e Billinton (1989) que mais de 80% e em DOE (2013) que mais de 90% das interrupções ocorram no SDEE.

No Brasil, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), autarquia vinculada ao Ministério de Minas e Energia, é responsável por regular e fiscalizar a distribuição de energia elétrica. Para normatizar e padronizar as atividades das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica (CDEEs), a ANEEL elabora os Procedimentos de Distribuição (PRODIST), que são divididos em onze módulos. No módulo 8 do PRODIST, que trata sobre qualidade de energia elétrica, a ANEEL (2021a) estabelece a metodologia para apuração e cálculo dos indicadores de continuidade. Através destes indicadores é possível avaliar quantitativamente o nível de confiabilidade do serviço ofertado pelas CDEEs. Os principais indicadores utilizados são os de Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC) e Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC). Anualmente, a ANEEL estabelece os limites máximos para cada CDEE. Na Figura 1, apresenta-se a média nacional dos limites adotados pela ANEEL de DEC e FEC, entre os anos de 2000 e 2020. Nota-se redução gradual nos limites de DEC e FEC impostos às CDEEs. A intenção é melhorar a qualidade do serviço prestado e incentivar o investimento na atualização dos SDEEs.

Short (2014) sugere como medida para melhorar a confiabilidade nos SDEEs o uso de Equipamentos de Proteção e Manobra (EPMs) (i.e. religadores, fusíveis e chaves seccionadoras)

Figura 1 – Limites máximos de DEC e FEC estabelecidos pela ANEEL por ano. DEC em horas e FEC em frequência.



Fonte: ANEEL (2021b).

instalados ao longo do SDEE, com a finalidade de reduzir o número de consumidores afetados por interrupções e o tempo pelo qual estes são afetados. Por exemplo, chaves seccionadoras instaladas ao longo de um alimentador podem ser posicionadas de modo a permitir o isolamento dos setores de origem da interrupções, e com isso, permitir a restauração mais rápida de setores saudáveis a montante desse local, ao invés de esperar pelo reparo do SDEE. De modo semelhante, chaves seccionadoras abertas entre alimentadores podem ser usadas para realizar restauração de cargas que estão a jusante do local de origem da interrupção, uma vez que este esteja seccionado. Religadores posicionados ao longo do alimentador podem ser utilizados para tratar uma contingência no alimentador, desenergizando a rede somente a jusante do local onde está instalado o religador, e sem afetar cargas a montante. Já os fusíveis podem ser utilizados nas derivações dos alimentadores e podem impedir que contingências nas derivações atinjam o ramo principal do alimentador, desenergizando somente uma porção menor do SDEE. Embora os benefícios de se utilizar os EPMs sejam consideráveis, o uso destes é financeiramente custoso, o que limita seu amplo uso. Surge então a necessidade do uso e do desenvolvimento de métodos que indiquem o melhor modo de utilização dos EPMs, tanto em termos de número como de posicionamento no SDEE.

Diversos estudos foram desenvolvidos ao longo dos últimos anos sobre o problema de otimizar o número e o posicionamento dos EPMs nos SDEEs, com o objetivo de melhorar a confiabilidade com custo mínimo. Refere-se neste trabalho a problemas deste tipo como

Problema de Posicionamento Ótimo de Equipamentos de Proteção e Manobra (PPOEPM).

O PPOEPM está inserido no contexto das Redes Elétricas Inteligentes (REIs). As REIs são vistas como o próximo estágio dos SEPs, em especial, dos SDEEs. O desenvolvimento de tecnologias e aplicações que utilizem os recursos existentes atualmente de forma ótima é apontado em Farhangi (2010) como um dos elementos base para que os SEPs atuais cheguem ao estágio de REI. No Brasil, o interesse pelo desenvolvimento dessas tecnologias e aplicações é observado através de ações de fomento à inovação e pesquisa e criação de programas estratégicos, como o programa da chamada nº 011/2010 da ANEEL (2010), que resultou em diversos projetos pilotos como o projeto Cidade Inteligente Aquiraz, no estado do Ceará, da elaboração de estudo prospectivo pelo CGEE (2012), que contextualiza as REIs para o Brasil, e do Plano Inova Energia do BNDES (2013), que disponibilizou três bilhões de reais em recursos para projetos de P&D. Entre os valores que as REIs busca entregar é a melhora nos níveis de confiabilidade e a otimização no uso de recursos financeiros e de ativos (CGEE, 2012).

1.2 Estado da arte

Nesta seção, detalha-se como foi conduzida a revisão bibliográfica realizada sobre o Problema de Posicionamento Ótimo de Equipamentos de Proteção e Manobra (PPOEPM), assim como as principais observações feitas. Por fim, apresenta-se as inspirações deste trabalho e como ele se encaixa no estado da arte desse tema.

1.2.1 Revisão bibliográfica

Uma pesquisa foi conduzida para encontrar trabalhos relevantes sobre PPOEPMs, em publicações de alto impacto avaliadas pelos índices Qualis, *Journal Citation Report* (JCR) e *Scimago Journal Rank* (SJR). Devido a extensa literatura encontrada sobre o tema, limitou-se à busca a artigos publicados nos periódicos listados na Tabela 1.

Os termos utilizados na busca relacionam-se ao tópico e são centrados nos Equipamentos de Proteção e Manobra (EPMs), na ação de posicionamento ou alocação dos EPMs, no escopo da distribuição em sistemas elétricos e na qualidade da confiabilidade que se busca alcançar. O endereço eletrônico da busca que foi realizada para selecionar os artigos para a revisão bibliográfica é apresentado a seguir:

- <busca-web-of-science>¹

¹ O endereço eletrônico só pode ser acessado através da versão em PDF desta dissertação.

Tabela 1 – Periódicos selecionados para seleção de artigos da revisão bibliográfica e seus principais índices.

Periódico	Qualis*	JCR (2019)	SJR (2019)
IEEE Transactions On Power Systems	A1	6,074	3,43
IEEE Transactions On Power Delivery	A1	3,681	2,13
IET Generation Transmission And Distribution	A2	2,862	1,20
IEEE Transactions On Smart Grid	A1	8,267	3,59
Electric Power Systems Research	A1	3,211	1,04
International Journal Of Electrical Power And Energy Systems	A1	3,588	1,20
IEEE Transactions On Industrial Informatics	A1	9,112	2,35
IEEE Systems Journal	A1	3,987	0,98
IEEE Transactions On Sustainable Energy	A1	7,440	3,59
IEEE Access	A2	3,745	0,78

Fonte: CAPES (2021), CLARIVATE ANALYTICS (2021) e SCIMAGO (2021).

* Qualis para o quadriênio 2013-2016 na área de Engenharias IV.

A plataforma de busca utilizada foi a *Web of Science*², na base de dados *Web of Science Core Collection* e a data da realização desta busca foi no dia 26 de maio de 2021.

Como resultado desta busca, um número de 188 artigos foram encontrados, e, após tratamento manual baseado na leitura de títulos, resumo e conclusões, um total de 71 artigos foram selecionados por tratarem do PPOEPM exclusivamente ou como parte do estudo para delinear o estado da arte. Na Figura 2 exibe-se o número de artigos publicados e de citações por ano, para destacar o ganho de visibilidade que a temática ganhou nos últimos anos, já que é visível o crescimento da produção e de citações sobre o tema.

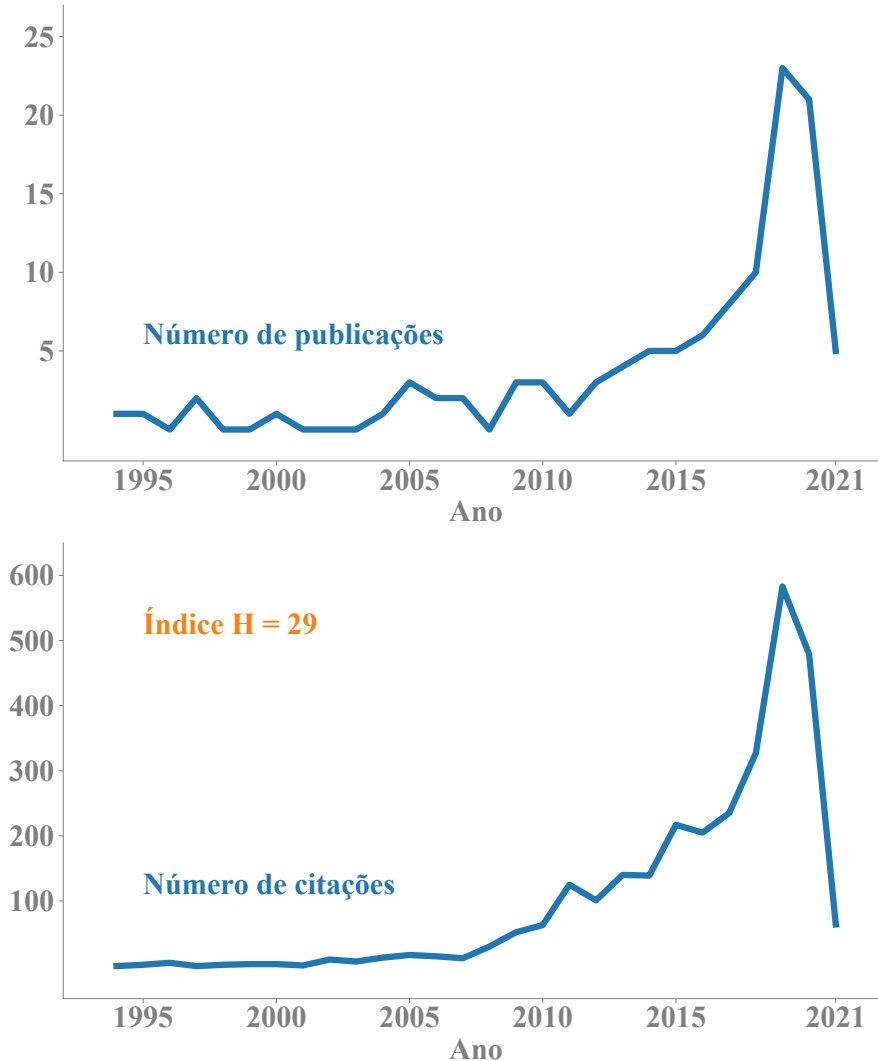
1.2.2 *Desenvolvimento do estado da arte*

Estudos relacionados aos PPOEPMs que visam modelar e otimizar o problema através de métodos computacionais começaram a surgir na década de 1990, com os trabalhos pioneiros de Levitin *et al.* (1994) e Billinton *et al.* (1996). Ambos os estudos são direcionados para Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica (SDEEs) radiais e otimizam o posicionamento de chaves seccionadoras. Em Levitin *et al.* (1994) utiliza-se como indicador de continuidade o indicador de Energia Não Servida (ENS) e algoritmos genéticos como método de solução. Já em Billinton *et al.* (1996) desenvolve-se um método que também permite a utilização de um indicador, que pode ser a ENS, o Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC) ou o Custo das Interrupções aos Consumidores (CIC) e tem como método de solução o

² Endereço eletrônico <<https://www.webofscience.com/wos/woscc/advanced-search>>

algoritmo de recozimento simulado.

Figura 2 – Número de publicações e de citações dos artigos selecionados na revisão bibliográfica.



Fonte: Autoria própria.

De modo geral, os trabalhos relacionados aos PPOEPMs podem ser categorizados de acordo com a modelagem do problema e com o método de otimização utilizado. Com relação a modelagem, pode-se citar como exemplo o estudo desenvolvido em Mao e Miu (2003), no qual se inclui Geração Distribuída (GD) no modelo, possibilitando o ilhamento intencional de cargas, que permite a restauração de cargas durante um período de interrupção, através do isolamento dessas cargas do resto do SDEE e alimentado-as somente com a GD. Como resultado da adição desta característica ao modelo, tem-se a inclusão de novas restrições.

Os modelos podem ser alterados através da abordagem adotada para descrever à função objetivo, da abrangência do modelo em relação a topologia da rede e dos EPMS incluídos

no problema. Citando outros exemplos, em Popović *et al.* (2017) utiliza-se múltiplos indicadores de continuidade, em Farajollahi *et al.* (2019a), considera-se a falha de operação de chaves seccionadoras, em Lwin *et al.* (2019) considera-se múltiplos EPMS e em Li *et al.* (2020b) considera-se restrições elétricas de potência ativa e reativa.

Quanto ao método de otimização aplicado, as soluções desenvolvidas podem ser classificadas em métodos baseados em meta-heurísticas e métodos baseados no uso de programação matemática, que utilizam programas resolvedores que implementam algoritmos como *branch and bound* e *branch and cut*. A principal diferença entre esses métodos é que os métodos baseados em programação matemática garantem que a solução obtida é ótima, enquanto que meta-heurísticas, embora sejam capazes de encontrar soluções ótimas, não podem garantir que essas soluções são ótimas. Uma vantagem a favor das meta-heurísticas é que estas permitem mais facilmente a otimização de problemas de modelagem complexa, seus conceitos básicos são fáceis de abstrair e podem ser aplicadas a múltiplos problemas sem alterar sua filosofia (BLUM; ROLI, 2003). Muito em função disto, inicialmente estes métodos eram predominantemente utilizados. Somente mais recentemente, com maior popularização das técnicas de modelagem e do desenvolvimento de resolvedores mais avançados e de linguagens de modelagem matemática (ou modelagem algébrica) acessíveis, que os métodos de otimização baseados em programação matemática passaram a ser encontrados na literatura. Entre as meta-heurísticas utilizadas, pode-se citar:

- Algoritmos genéticos: Levitin *et al.* (1994), Levitin *et al.* (1995), Haghifam (2004), Raoofat (2011), Raoofat e Malekpour (2011), Dezaki *et al.* (2012), Kurihara *et al.* (2013), Alves (2014), Alves (2015), Pombo *et al.* (2016), Conti *et al.* (2017), Yari *et al.* (2019), Karimi *et al.* (2021);
- Recozimento simulado: Billinton *et al.* (1996);
- Otimização por enxame de partículas: Moradi e Fotuhi-Firuzabad (2008), Bezerra *et al.* (2015), Prommee e Ongsakul (2015);
- Otimização por colônia de formigas: Falaghi *et al.* (2009), Tippachon e Rerkpreedapong (2009);
- Pesquisa tabu: Silva *et al.* (2010), Junior *et al.* (2014);
- *Alliance algorithm*: Calderaro *et al.* (2012);
- Algoritmo memético: Assis *et al.* (2015);
- Colônia de abelhas artificiais: Shahsavari *et al.* (2015), Aman *et al.* (2016);

- Evolução diferencial: Alam *et al.* (2016);
- Busca diferencial: Ray *et al.* (2016).

Já entre as referências que utilizam programação matemática:

- Abiri-Jahromi *et al.* (2012), Heidari *et al.* (2015), Siirto *et al.* (2015), Souza *et al.* (2015), LÓpez *et al.* (2016), Popović *et al.* (2017), Izadi *et al.* (2019), Izadi *et al.* (2019), Izadi e Safdarian (2019), Farajollahi *et al.* (2019a), Farajollahi *et al.* (2019b), Farajollahi *et al.* (2019c), Lwin *et al.* (2019), Jooshaki *et al.* (2020a), Jooshaki *et al.* (2020b), Li *et al.* (2020a), Li *et al.* (2020b), Wang *et al.* (2020).

Observa-se então que os métodos baseado em programação matemática estão de popularizando na literatura atual. Em relação à modelagem, os estudos mais recentes tendem a trabalhar com posicionamento de múltiplos EPMS simultaneamente, considerar restrições de carregamento e topologias mais complexas dos SDEEs, trabalhar com objetivos mais complexos nos quais se considera múltiplos indicadores, e também integrar com outros tópicos, como reconfiguração automática e posicionamento de GD ótimos.

1.2.3 Referências e relevância desta dissertação

Para situar este trabalho no estado da arte, descreve-se as principais referências utilizadas em ordem cronológica, destacando-se os pontos utilizados como base desses trabalhos.

De Billinton *et al.* (1996), estabelece-se as bases conceituais do problema e a expressão do indicador de ENS adotado neste trabalho. Adicionalmente, a rede de teste *Roy Billinton Test System 4* (RBTS4), amplamente utilizada em estudos de PPOEPMs, é aplicada pela primeira vez a problemas desta classe.

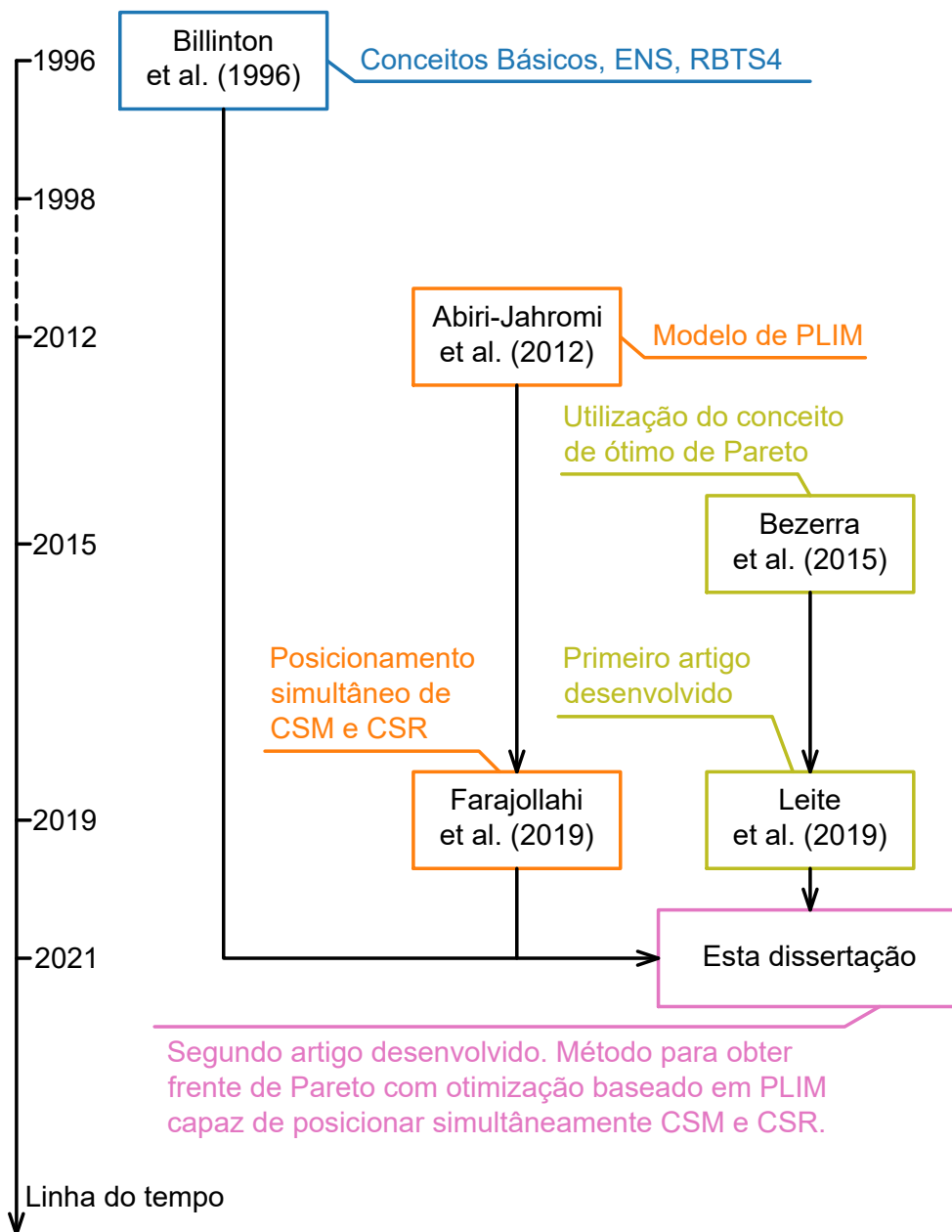
Em Abiri-Jahromi *et al.* (2012) modela-se o problema com um modelo de Programação Linear Inteira Mista (PLIM) capaz de ser otimizado por resolvedores de otimização baseado em programação matemática. O modelo desenvolvido permite o posicionamento de chaves seccionadoras em SDEEs de topologia radial. Este modelo é posteriormente desenvolvido em Farajollahi *et al.* (2019a) para permitir o posicionamento simultâneo de Chaves Seccionadoras Manuais (CSMs) e Chaves Seccionadoras Remotas (CSRs). Este modelo PLIMs é utilizado como base para o método desenvolvida neste trabalho.

A abordagem de otimização do PPOEPM como um problema multiobjetivo é feita em Bezerra *et al.* (2015), em que utiliza-se o conceito de ótimo de Pareto para se obter uma frente de Pareto entre custo e confiabilidade que mapeia um conjunto de soluções não dominadas que

fornece a um planejador do SDEE múltiplas opções. Essa abordagem é também desenvolvida em Leite *et al.* (2019) através da adição no modelo das restrições dos limites de tensão do SDEE e de carregamento dos condutores, de modo a obter uma frente de Pareto que se adeque a essas restrições.

Na Figura 3 sintetiza-se os pontos mencionados nesta seção em um formato de linha temporal, destacando-se o relacionamento entre as referências utilizadas e seus destaques.

Figura 3 – Linha temporal das referências base desta dissertação.



Fonte: Autoria própria.

1.3 Objetivo

1.3.1 *Objetivo principal*

O presente trabalho tem por objetivo apresentar a modelagem e implementação de um modelo de Programação Linear Inteira Mista (PLIM) para o Problema de Posicionamento Ótimo de Equipamentos de Proteção e Manobra (PPOEPM), no qual, realiza-se o posicionamento ótimo de chaves seccionadoras de controle manual e remoto simultaneamente de forma a otimizar as funções objetivos de custo e de confiabilidade, de forma a obter como resultado uma frente de Pareto que contenha todas as soluções não dominadas.

1.3.2 *Objetivos específicos*

- Definir e modelar o PPOEPM;
- Apresentar e implementar o modelo de PLIM;
- Propor um método que permite através do modelo de PLIM obter a frente de Pareto para o PPOEPM;
- aplicar o método desenvolvido para o sistema de teste *Roy Billinton Test System 4* (RBTS4).

1.4 Metodologia

Para cumprir os objetivos estabelecidos, primeiro foi conduzida a revisão do estado da arte, apresentada na Seção 1.2. Identificado o problema, os fundamentos teóricos relacionados aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica (SDEEs) e de otimização que são necessários para o desenvolvimento desta dissertação foram abordados. O modelo de PLIM utilizado foi implementado na linguagem Julia, com auxílio do pacote de modelagem matemática JuMP e resolvido através da utilização do resolvidor CPLEX 12.8.0., versão acadêmica. O método proposto também foi implementado na linguagem Julia. Para demonstrar o método proposto, utilizou-se o sistema de teste RBTS4. Experimentos foram conduzidos a fim de atestar a eficácia do método proposto, mediante múltiplos cenários, nos quais o modelo e seus parâmetros são submetidos a diferentes condições.

1.5 Contribuição

A contribuição desta dissertação é a proposição do método que permite obter a frente de Pareto para o PPOEPM. Destaca-se que na literatura pesquisada sobre PPOEPM este tipo de abordagem não foi encontrado para métodos que utilizem otimização baseado em programação matemática.

Em termos de publicações, os resultados obtidos resultaram na elaboração dos trabalhos Leite *et al.* (2019), publicado na conferência IEEE PES *Innovative Smart Grid Technologies Latin America* 2019, e Gomes *et al.* (2021), aceito para publicação na conferência IEEE/IAS *International Conference on Industry Applications* 2021.

1.6 Organização da dissertação

Organiza-se esta dissertação da seguinte forma: no Capítulo 2, estabelece-se os fundamentos relacionados a SDEEs e de otimização que são necessários para se modelar e resolver o PPOEPM. Já no Capítulo 3, realiza-se o processo de modelagem do PPOEPM que resulta no modelo de PLIM utilizado pelo resolvedor na otimização. Em seguida, desenvolve-se o método para se obter a frente de Pareto entre custo da solução e o indicador de Energia Não Servida (ENS) a partir do modelo de PLIM. Descreve-se e discute-se os experimentos realizados, as configurações utilizadas e os resultados obtidos no Capítulo 4. Por fim, as principais conclusões e sugestões de trabalhos futuros são feitas no Capítulo 5.

2 FUNDAMENTOS TEÓRICOS

O objetivo deste capítulo é estabelecer os fundamentos teóricos necessários para o desenvolvimento desta dissertação. Estes são os conceitos básicos de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica (SDEEs) e de otimização utilizados. Em relação aos SDEEs, na Seção 2.1, descreve-se o que é, qual sua função, do que é composto e como é organizado os SDEEs, além dos tópicos relacionados à confiabilidade aplicado aos SDEEs, através da caracterização de interrupções e de indicadores, e aos Equipamentos de Proteção e Manobra (EPMs), quais são e o impacto da atuação destes em um SDEE. Já na Seção 2.2, são discutidos os fundamentos de otimização utilizados, mais especificamente, discute-se os tópicos sobre o critério de otimalidade de Pareto para problemas multi-objetivo e a otimização de problemas via Programação Linear Inteira Mista (PLIM).

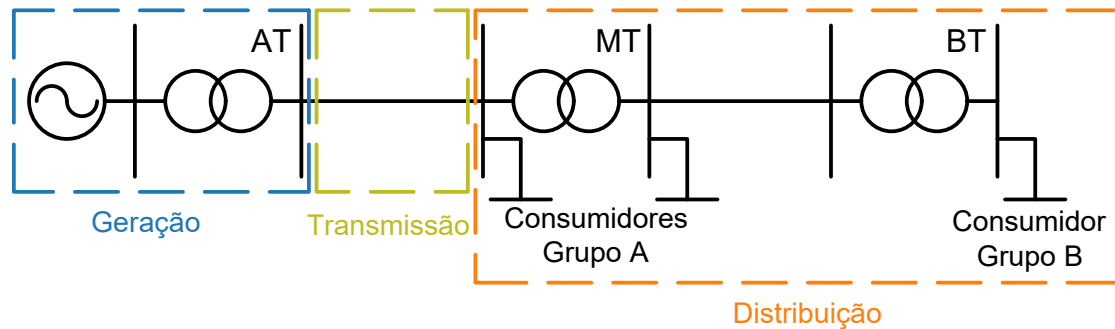
2.1 Conceitos de sistemas de distribuição de eletricidade

De acordo com Short (2014), o SDEE é responsável por receber a energia elétrica em Alta Tensão (AT), acima de 69 kV, produzida pelas grandes centrais geradoras e transmitida pelo sistema de transmissão, e entregar a energia elétrica ao consumidor no nível de Média Tensão (MT) e Baixa Tensão (BT)¹. No Brasil, de acordo com ABRADÉE (2019), os consumidores podem ser livres ou cativos, sendo que, os cativos representam a grande maioria do consumidores atendidos pelas Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica (CDEEs), e são divididos nos grupos A e B. Os consumidores do grupo A conectam-se à rede de MT ou AT, enquanto os do grupo B conectam-se à rede de BT. Na Figura 4 apresenta-se um diagrama que representa o fluxo da eletricidade da geração até o consumidor.

Para os fins desta dissertação, em termos de infraestrutura, divide-se o SDEE em três partes: as subestações de distribuição, as linhas de distribuição e os EPMs. As subestações de distribuição são responsáveis por receber a eletricidade em AT advinda do sistema de transmissão e realizar a redução para MT. Elas exigem alto nível de confiabilidade e de investimento devido à quantidade de eletricidade processada. Já as linhas de distribuição são responsáveis por conduzir a eletricidade até o consumidor e tem sua composição dividida nesta dissertação em Equipamentos de Distribuição de Energia Elétrica (EDEEs) e de infraestrutura de suporte. Os

¹ De acordo com ANEEL (2015), classifica-se como BT tensões iguais ou inferiores à 1 kV, como MT tensões superior a 1 kV e inferior a 69 kV e como AT tensões superior a 69 kV e inferior a 230 kV, e tensões acima destes valores como extra alta tensão e ultra extra alta tensão.

Figura 4 – Representação do Sistema Elétrico de Potência (SEP) desde a geração até consumidores supridos pela distribuidora.



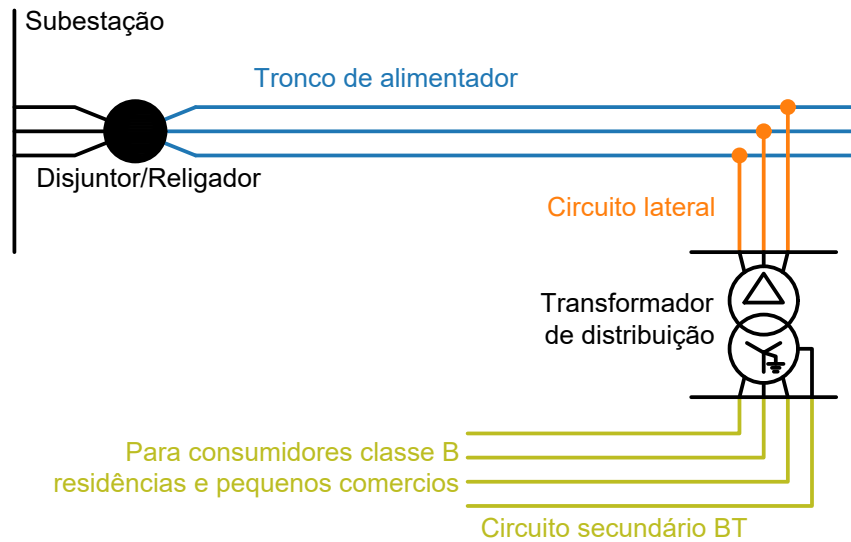
Fonte: Autoria própria.

EDEEs são os equipamentos instalados ao longo do SDEE que executam a função de conduzir eletricidade, de modo que, a avaria de um desses equipamentos pode resultar na interrupção do fornecimento de eletricidade. Exemplos desses equipamentos são os condutores, transformadores e reguladores de tensão. A infraestrutura de suporte é basicamente toda parte do SDEE que não executa função de condução de eletricidade, como postes, para-raios e isoladores. Por final, os EPMs realizam as funções de proteção e seccionamento da rede, e atuam para garantir a segurança e a confiabilidade do SDEE. Exemplos desses equipamentos são religadores, chaves seccionadoras e fusíveis, que são detalhados na Seção 2.1.2.

Um típico circuito de distribuição é exibido na Figura 5 na sua forma multifilar, tendo como ponto inicial a saída da subestação que forma o circuito primário da distribuição. Esse circuito é composto de uma linha de distribuição principal de MT, chamado de tronco de alimentador, que no Brasil é normalmente formado por uma linha trifásica de três condutores. A partir do tronco de alimentador são feitas derivações, que podem formar circuitos laterais secundários ou podem ser ligadas a um consumidor na MT ou conectadas a um transformador de distribuição para reduzir a tensão a BT, como representado na Figura 5. Na BT, a partir do transformador de distribuição formam-se circuitos secundários, que dirigem-se aos consumidores da BT. Esses alimentadores podem ser mono, bi ou trifásicos dependendo do transformador utilizado. Em regiões urbanas o mais comum é a presença da configuração trifásica com neutro (quatro condutores).

Uma outra forma de representar circuitos de distribuição é através da representação unifilar, que por ser mais simples é mais comum. O mesmo circuito exibido na Figura 5 é apresentada na sua forma unifilar na Figura 6. Este tipo de representação é utilizado como padrão no restante do trabalho. Quando não indicado por marcação adjacente, deve-se subentender que as linhas de distribuição do circuito primário são trifásicas de três condutores. As linhas de

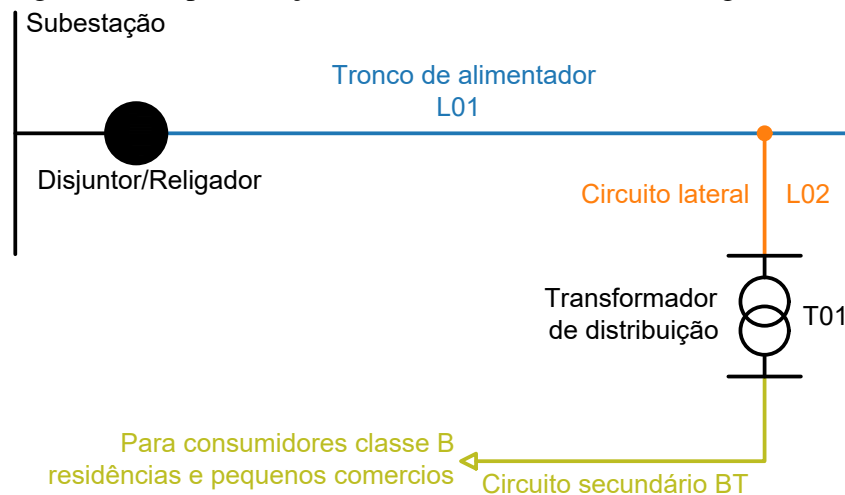
Figura 5 – Representação de um SDEE através de um diagrama multifilar.



Fonte: Autoria própria.

distribuição são identificadas por um código "LXX", único de cada linha, em que "XX" é um número identificador único. De modo semelhante, o conjunto dos transformadores e dos pontos de entrega aos consumidores de MT, referidos como as cargas, são identificados pelo código "CXX".

Figura 6 – Representação de um SDEE através de um diagrama unifilar.



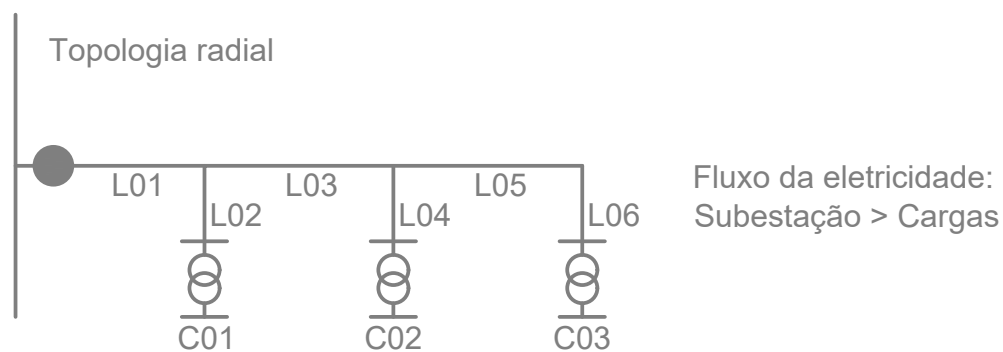
Fonte: Autoria própria.

Ainda sobre a organização de circuitos primários, estes podem assumir diversas topologias, com diferentes características e formas. Sallam e Malik (2019) descrevem algumas topologias, entre elas, a topologias radial, radial com recurso, anel aberto, anel fechado, duplo-anel e multi-radial. A escolha de uma topologia depende de fatores técnicos e financeiros, como requisitos de confiabilidade, investimento e característica da instalação, por exemplo, se

a rede é área ou subterrânea. As topologias abordadas neste trabalho são as topologias radiais e radiais com recurso. Essas topologias são as mais comuns de se encontrar e possuem como características o fato de serem baratas e pouco confiáveis.

Na topologia radial, representada na Figura 7 o fluxo de eletricidade é unidirecional, da subestação para o consumidor (cargas), sem retornos, o que torna esta topologia a mais simples. Em termos de confiabilidade, o problema desta topologia é que qualquer contingência em um ponto da rede, resulta na obrigatória interrupção de todas as cargas a jusante deste ponto, pelo tempo total de reparo. Porém, caso o local da contingência seja seccionado por um equipamento que cumpra esta função e que esteja a montante deste ponto, as cargas a montante do equipamento podem ser restauradas mais rapidamente. Denomina-se esta operação de restauração a montante. No exemplo da Figura 7, tal equipamento não está presente, logo uma contingência resulta na perda de eletricidade para as cargas "C01", "C02" e "C03".

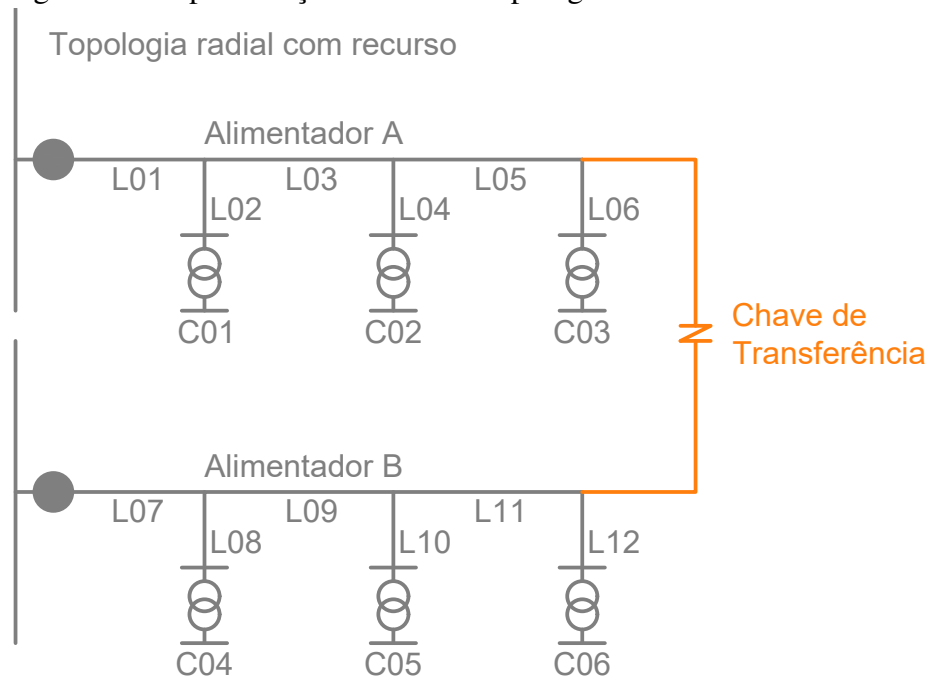
Figura 7 – Representação unifilar da topologia radial.



Fonte: Autoria própria.

Já na topologia radial com recurso, representada na Figura 8, dois alimentadores são interligados através de uma Chave de Transferência (CHT) que fica normalmente aberta. A presença dessa CHT permite a Transferência de Carga (TFC) de um alimentado para outro, através do uso conjunto da CHT com equipamentos de seccionamento instalados ao longo do alimentador. Por exemplo, na Figura 8, ao se abrir o disjuntor/religador de saída do alimentador A, pode-se, ao fechar a CHT, transferir as cargas "C01", "C02" e "C03" para o alimentador B. Isso permite que, caso o ponto em falta seja seccionado da rede, as cargas a jusante deste ponto possam ser transferidas para o outro alimentador. Denomina-se esta operação de restauração a jusante. No contexto desta dissertação, as restaurações a montante e a jusante são operações essenciais que permitem reduzir o tempo de interrupção sofrido pelos consumidores através da alteração da configuração dos SDEEs durante uma interrupção permanente.

Figura 8 – Representação unifilar da topologia radial com recurso.



Fonte: Autoria própria.

2.1.1 Indicadores de confiabilidade

Como o objetivo deste trabalho inclui a melhora da confiabilidade em SDEEs, é necessário estabelecer como a confiabilidade é mensurada. Inicia-se então definindo-se o que é uma interrupção nos SDEEs:

- interrupção é a falta de serviço gerada pela indisponibilidade de tensão para o consumidor, podendo ser momentânea ou permanente (BROWN, 2009). Segundo ANEEL (2021b), considera-se como permanente, qualquer interrupção cuja duração seja superior a 3 minutos.

Entre as principais causas das interrupções apontadas por Brown (2009) estão falhas nos equipamentos, devido a problemas como defeitos de fabricação, sobrecarga e envelhecimento, ou eventos que danifiquem os equipamentos, como acidentes com a vegetação e animais, condições climáticas severas, raios e acidentes de trânsito. Esses problemas geram contingências, na forma de faltas elétricas (curto-circuitos) e de abertura de circuito no SDEE, que resultam na interrupção do fornecimento de eletricidade, seja porque uma falta precisa ser tratada por um equipamento de proteção, que desenergiza o SDEE ou porque o sistema está aberto e não pode conduzir eletricidade.

Os principais indicadores de confiabilidade utilizam os dados das interrupções permanentes em sua determinação. Os indicadores de Duração Equivalente de Interrupção por Unidade

Consumidora (DEC) e Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC), definidos pela ANEEL (2021B) no PRODIST, e que são equivalentes, respectivamente, aos indicadores *System Average Interruption Duration Index* (SAIDI) e *System Average Interruption Frequency Index* (SAIFI) definidos em IEEE (2012) e que informam, respectivamente, diretamente a quantidade de horas e frequência das interrupções permanentes que o consumidor sofre na média. O DEC e o FEC podem ser determinados de acordo com as Equações 2.1 e 2.2, respectivamente.

$$DEC = \frac{\sum_{i \in \mathbf{CIP}} \sum_{j \in \mathbf{CTC}} DIP_{ij}}{n_{TC}} \quad (2.1)$$

$$FEC = \frac{\sum_{i \in \mathbf{CTC}} FIP_j}{n_{TC}} \quad (2.2)$$

Em que, nas Equações 2.1 e 2.2:

- **CIP** é o conjunto de todas as interrupções registradas;
- **CTC** é o conjunto de todos os consumidores;
- DIP_{ij} é a duração da interrupção permanente i para o consumidor j ;
- FIP_j é o número de interrupções permanentes sofridas pelo consumidor j ;
- n_{TC} é o número total de consumidores.

Existem outros tipos de indicadores de continuidade, que fornecem diferentes perspectivas. No padrão IEEE (2012) estabelece-se vários, como o Indicador de Disponibilidade Média de Serviço (IDMS), que determina, para um período, a porcentagem do total de tempo que o serviço de distribuição esteve disponível, calculado pela Equação 2.3. O IDMS também pode ser calculado em função do DEC conforme Equação 2.4, desde que ambos DEC e IDMS sejam calculados para um mesmo período.

$$IDMS = \frac{n_{TC} \cdot n_{TH} - \sum_{i \in \mathbf{CIP}} \sum_{j \in \mathbf{CTC}} DIP_{ij}}{n_{TC} \cdot n_{TH}} \quad (2.3)$$

$$IDMS = 1 - \frac{DEC}{n_{TH}} \quad (2.4)$$

Em que, nas Equações 2.3 e 2.4:

- n_{TH} é o número total de horas para o período avaliado. Por exemplo, para um ano não bissexto, esse número é igual a 8760 horas.

Para os Problemas de Posicionamento Ótimo de Equipamentos de Proteção e Manobra (PPOEPMs), os indicadores de Energia Não Servida (ENS) e Custo das Interrupções aos Consumidores (CIC) são comumente utilizados. A ENS representa a quantidade de eletricidade que não foi fornecida devido às interrupções permanentes dentro de um período, e é calculado conforme a Equação 2.5, em que L_j é a demanda da carga ou consumidor j .

$$ENS = \sum_{i \in CIP} \sum_{j \in CTC} L_j \cdot DIP_{ij} \quad (2.5)$$

Em que, na Equação 2.5:

- L_j é a demanda do consumidor j .

De acordo com EU (2016), a ENS é particularmente útil para as CDEEs porque permite calcular o custo das interrupções permanentes em termos de venda da eletricidade, um vez que as tarifas são conhecidas. O CIC representa o custo financeiro das interrupções para os consumidores, e é determinado de acordo com as Funções de Dano ao Consumidor (FDCs), que baseado na duração de uma interrupção permanente, retornam a perda do consumidor em valor monetário, e é determinado de acordo com a Equação 2.6.

$$CIC = \sum_{i \in CIP} \sum_{j \in CTC} \mathbf{fdc}_j(DIP_{ij}) \quad (2.6)$$

Em que, na Equação 2.6:

- $\mathbf{fdc}_j(DIP_{ij})$ é a FDC do consumidor j determinada com base na DIP_{ij} deste consumidor para a contingência i .

Cada indicador tenta quantificar o nível de confiabilidade sobre uma determinada perspectiva e em EC (2016) discorre-se sobre esta questão. Indicadores como DEC, FEC e IDMS, por exemplo, fornecem uma perspectiva centrada nos SDEEs analisados, de forma a permitir comparação entre eles. Por exemplo, A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) realiza anualmente a classificação das CDEEs a partir do cálculo de um indicador de desempenho global de continuidade baseado no DEC e no FEC (ANEEL, 2021c). Já índices como ENS e CIC, que retornam valores monetários, verdadeiros ou estimados, fornecem uma perspectiva econômica e de custo-benefício, sendo portanto, mais adequados para análise de investimentos.

Em função disto, neste trabalho adotou-se o ENS como indicador de confiabilidade, uma vez que este é mais acessível, já que os dados necessários para seu cálculo são de fácil aquisição, visto que são dados de demanda e número de consumidores, que são de fácil aquisição para uma CDEE. Já o mesmo não pode ser dito para o CIC, cujas FDCs são geralmente obtidas através de questionários conduzidos junto aos consumidores e embora para certos setores de comércio e indústria seja possível estimar as FDCs, visto que o impacto nas vendas ou na produção e os prejuízos com insumos e materiais são quantificáveis, para outros setores, como o residencial, esta tarefa pode não ser tão simples, sendo neste caso geralmente adotado valores que se baseiam no quanto o consumidor pagaria a mais para não sofrer interrupção, conforme relatado em EPRI (1995, 2017). Também em favor da ENS, embora este não represente as perdas do consumidor e impactos sociais causados pela falta de energia, seu valor é traduzido na quantidade de energia que deixou de ser comercializada, representando assim uma redução nas vendas de eletricidade, que é o principal serviço/produto das CDEEs.

2.1.2 Equipamentos de proteção e manobra

Quando ocorre uma contingência no SDEE, primeiramente, esta precisa ser tratada. Os equipamentos que possuem função de proteção são capazes disto, pois interrompem o fornecimento de energia, da forma mais segura, a fim de evitar danos causados por curto-circuitos, sobrecorrentes e arcos elétricos. Os principais equipamentos com função de proteção utilizados em SDEEs são os disjuntores, os religadores e os fusíveis.

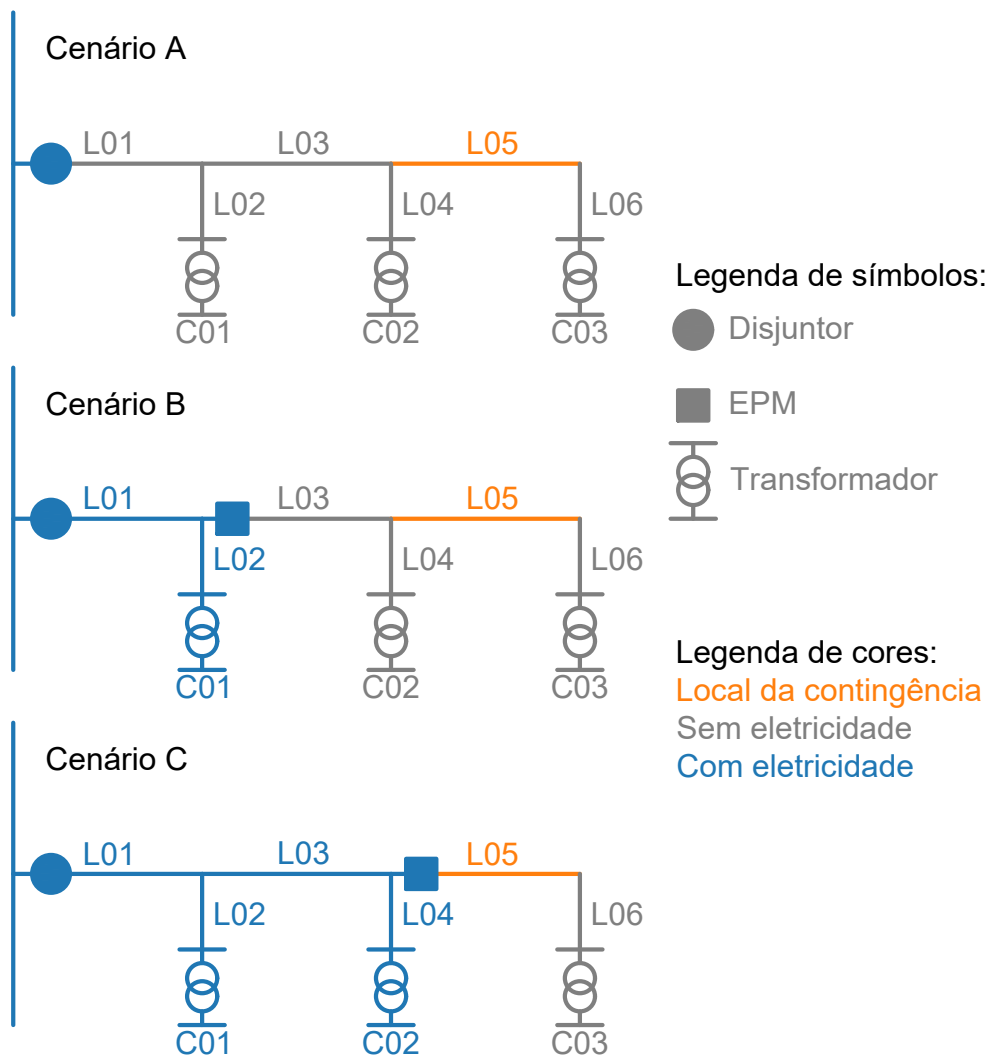
Durante uma contingência, o SDEE, ou parte dele, fica desenergizado. O próximo passo a ser tomado é identificar o local dessa contingência, e tratar de reparar ou substituir o equipamento afetado que causou a falha ou a abertura do circuito. Durante o período em que isto ocorre, todo o sistema deve ficar desenergizado, a não ser que, o setor no qual este equipamento está presente possa ser seccionado de parte do SDEE. Neste caso, é possível restaurar a eletricidade para o setor no qual o equipamento defeituoso não está presente.

Essas situações são ilustradas na Figura 9, em que são apresentados três cenários: cenário A, em que não há nenhum EPM no alimentador; cenário B, em que há um EPM no início da linha "L03"; cenário C, em que há um EPM no início da linha "L05". Para uma contingência na linha "L05", o impacto desta em cada cenário é o seguinte:

- cenário A: todo o alimentador sofre interrupção pelo tempo de reparo da linha "L05";
- cenário B: um EPM localizado no início da linha "L03", secciona o SDEE neste local,

- e permite o religamento mais rápido da carga "C01", enquanto "C02" e "C03" sofrem a interrupção pelo tempo de reparo da linha "L05";
- cenário C: um EPM localizado no início da linha "L05", secciona o SDEE neste local, e permite o religamento mais rápido das cargas "C01" e "C02", e somente "C03" sofre a interrupção pelo tempo de reparo da linha "L05".

Figura 9 – Exemplo de como o uso de um EPM pode evitar a desenergização de todas as cargas.



Fonte: Autoria própria.

Disjuntores, religadores, fusíveis e as chaves seccionadoras são capazes de cumprir a função de seccionamento, sendo que, somente os três últimos podem ser utilizados ao longo dos alimentadores. E com exceção das chaves seccionadoras, todos esses equipamentos podem cumprir a função de proteção. Eles são descritos a seguir, conforme Gers e Holmes (2011) e Filho (2013), de forma a esclarecer como a operação destes impacta as cargas no SDEE.

- Disjuntores são equipamentos cuja principal função é realizar, de forma segura, a abertura de um circuito elétrico após a detecção de uma falta. No SDEE, os disjuntores são utilizados em subestações, como parte das *switchgears*, em conjunto com outros equipamentos, como relés e transformadores de corrente e tensão. A operação de um disjuntor na subestação resulta na desenergização de tudo que esta a jusante dele, geralmente um alimentador.
- Religadores são equipamentos capazes de detectar faltas, além de interromper e religar o circuito. Podem ser instalados tanto nas subestações, substituindo os disjuntores, quanto ao longo dos alimentadores e sua principal função é tratar interrupções momentâneas, porém, no caso de interrupções permanentes, eles operam de modo semelhante ao disjuntor, desenergizando todas as cargas a jusante e seccionando o circuito de distribuição no local em que o religador está presente.
- Fusíveis são equipamentos utilizados para proteção contra sobrecorrentes. O principal constituinte dos fusíveis é o seu elemento fusível, um material que é destruído uma vez que seu limite de operação é atingido. A operação deste resulta na sua inutilização e na desenergização de todas as cargas a jusante e no seccionamento do circuito no seu local de instalação. Uma vez utilizado, o fusível precisa ser substituído. Por isso, seu uso é geralmente limitado a alimentadores secundários e derivações.
- Chaves seccionadoras são equipamentos utilizados para seccionar um circuito elétrico em dois, não possuindo função de proteção. São utilizadas para isolar a área de origem da contingência, permitindo a restauração da energia elétrica ao restante do SDEE. De modo geral, as chaves seccionadoras podem possuir acionamento manual local, sendo denominada Chave Seccionadora Manual (CSM), na qual um operador se desloca ao local onde a CSM está e realiza a abertura desta, ou acionamento manual remoto, denominada Chave Seccionadora Remota (CSR), no qual um operador, humano ou programa de computador, em um centro de comando envia um sinal de abertura. As CSRs também podem ser operadas manualmente no local de sua instalação, caso o comando remoto não funcione. Quanto à aplicação no SDEE, as chaves seccionadoras podem ser utilizadas em alimentadores, situação na qual em condições nominais de operação, a chave se mantém normalmente fechada e é utilizada para seccionar setores em um único alimentador, ou como CHT, em que, em condições nominais a chave é mantida normalmente aberta e é utilizada para realizar TFC de um alimentador para outro.

Um vez que o PPOEPM é um problema de otimização, também importante é comentar sobre o aspecto financeiro. Os custos associados aos usos dos EPMS podem ser divididos em custos de aquisição, instalação, operação e manutenção. Em relação ao preço de aquisição, os disjuntores, religadores e CSRs, possuem preços consideravelmente mais altos em comparação aos fusíveis e às CSMs. Outro aspecto a se considerar é a vida útil desses equipamentos, os disjuntores, religadores e chaves seccionadoras tem sua vida útil estimada na quantidade de operações realizadas, geralmente da ordem de dezenas de milhares, e no tempo de utilização, já fusíveis operam uma única vez, sendo necessário sua reposição após uso. Esses aspectos também são considerados durante a modelagem do PPOEPM. Para o presente estudo, as CSMs e CSRs são utilizadas no PPOEPM.

2.2 Conceitos de otimização

Uma vez que o problema abordado neste trabalho envolve a aplicação de otimização, é importante apresentar os principais conceitos utilizados relativos a este tópico. A otimização é uma ampla área de estudo da matemática com aplicações nos mais diversos campos do conhecimento, que estuda o processo de determinar uma combinação de variáveis, que, minimizam ou maximizam uma ou mais funções objetivos e que não violem as restrições impostas, caso estas existam (GILL *et al.*, 1982). A seguir, discorre-se sobre os tópicos fundamentais a este trabalho, sendo estes: o critério de otimalidade de Pareto, relacionado a problemas multi-objetivo, e a PLIM, relacionada à forma de modelagem e de solução de problemas de otimização.

2.2.1 Critério de otimalidade de Pareto

O PPOEPM tratado neste trabalho é formulado como um problema de otimização que apresenta duas funções objetivos, uma relativa ao indicador de ENS e a outra ao custo da solução do problema. Caracteriza-se então o PPOEPM como um problema multiobjetivo. Quando um problema possui múltiplos objetivos surge então a questão de determinar o que é uma solução ótima, uma vez que, uma solução ótima para um objetivo não necessariamente é ótima para outro. O critério de determinação de otimalidade de Pareto para problemas multiobjetivo é uma resposta para essa questão, uma vez que este fornece uma perspectiva para determinar o que são soluções ótimas neste cenário de múltiplos objetivos. Esse critério tem origem no campo de estudo da economia e, através de variação de perspectiva, encontra aplicação em outros campos.

De modo geral, considera-se um sistema em um estado ótimo de Pareto quando nenhuma alteração de recursos pode levar um indivíduo a um melhor estado sem piorar o estado de pelo menos um outro indivíduo. Aplicando essa definição para o campo da otimização, esses indivíduos são as funções objetivos e os recursos são as variáveis de decisão que podem ser alteradas para otimizar os objetivos.

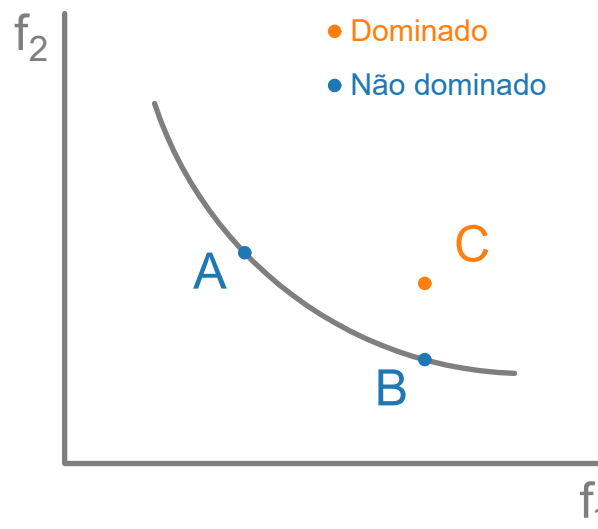
Define-se então o critério de otimalidade de Pareto para um problema com duas funções objetivos f_1 e f_2 , em que se deseja minimizar ambas, e para duas soluções \mathbf{X} e \mathbf{Y} do problema, como:

- se $f_1(\mathbf{X}) < f_1(\mathbf{Y})$ e $f_2(\mathbf{X}) < f_2(\mathbf{Y})$, então \mathbf{X} domina \mathbf{Y} , \mathbf{X} é considerada uma solução não-dominada e \mathbf{Y} é considerada uma solução dominada, isso porque \mathbf{X} é ótima em relação a ambas as funções objetivos.
- se $f_1(\mathbf{X}) < f_1(\mathbf{Y})$ e $f_2(\mathbf{X}) > f_2(\mathbf{Y})$, ou, $f_1(\mathbf{X}) > f_1(\mathbf{Y})$ e $f_2(\mathbf{X}) < f_2(\mathbf{Y})$, então \mathbf{X} e \mathbf{Y} não dominam uma a outra, e ambas são consideradas não dominadas entre si, uma vez que cada solução apresenta melhor resultado para pelo menos uma função objetivo.

Para o caso em que se deseja maximizar a função objetivo, basta inverter as desigualdades dos termos. Uma maneira comum de ilustrar como as soluções não dominadas e dominadas são diferenciadas é apresentada na Figura 10 (JACOB *et al.*, 2008; BEZERRA *et al.*, 2015). Nesta, apresenta-se uma frente de Pareto entre duas funções objetivo que se deseja minimizar, f_1 e f_2 , e destaca-se três pontos, identificados pelas letras **A**, **B** e **C**. Os pontos **A** e **B** da frente de Pareto são não-dominados, já que $f_1(\mathbf{A}) < f_1(\mathbf{B})$ e $f_2(\mathbf{A}) > f_2(\mathbf{B})$, e reciprocamente, $f_1(\mathbf{B}) > f_1(\mathbf{A})$ e $f_2(\mathbf{B}) < f_2(\mathbf{A})$. Já o ponto **C** é dominado pelo ponto **B**, já que $f_1(\mathbf{B}) < f_1(\mathbf{C})$ e $f_2(\mathbf{B}) < f_2(\mathbf{C})$, sendo por isso considerado um ponto dominado, embora o próprio ponto **C** não seja dominado pelo ponto **A**. Nesse caso somente os pontos **A** e **B** fazem parte da frente de Pareto, formada pelo conjunto de pontos não dominados.

A partir deste critério, pode-se obter então um conjunto de todas as soluções não dominadas de um problema para todo o espaço de soluções. Esse conjunto representa a frente de Pareto para um caso do problema otimizado. Discussões mais profundas sobre o tema, como uma definição mais geral e formal do critério de otimalidade de Pareto, podem ser encontradas em Branke *et al.* (2008), Antunes *et al.* (2016) e Luc (2016).

Figura 10 – Exemplo de uma frente de Pareto destacando a diferença entre pontos não dominados e dominados.



Fonte: Autoria própria.

2.2.2 Programação linear inteira mista

Com o problema de otimização definido, cabe agora determinar o método de solução. Como verificado na revisão bibliográfica, para o PPOEPM os principais métodos de otimização utilizados são baseado em algoritmos de meta-heurísticas e algoritmos de programação matemática, mais especificamente, PLIM. Nessa seção, discorre-se sobre o uso de PLIM para otimização.

Para falar sobre PLIM, discute-se primeiro programação linear e programação inteira. A programação linear lida com problemas de otimização em que se deseja otimizar uma função, que pode estar sujeita a funções de restrições, e essas funções possuem como variáveis de decisão somente variáveis lineares pertencentes ao conjuntos dos números reais, sendo as variáveis de decisão os termos que devem ser determinados durante a otimização pelo algoritmo utilizado. De forma semelhante, na programação inteira, deseja-se algo semelhante, com a distinção de que as variáveis de decisão pertencem ao conjunto dos números inteiros. É importante frisar que, tanto em programação linear como programação inteira, as funções objetivos e de restrição são lineares, a diferença existindo no domínio das variáveis de decisão.

Ao conjunto de equações que delimitam a função a ser otimizada, as restrições e ao domínio das variáveis de decisão, chama-se de modelo de programação linear ou inteira. Todos os modelos de programação linear podem ser otimizados através de métodos como o algoritmo simplex, que é capaz de determinar a solução ótima. Já modelos de programação inteira são

mais complexos de se otimizar, e entre os métodos capazes de determinar a solução ótima destes problemas estão algoritmos de enumeração implícita, como *branch and bound* e *branch and cut*, e o método de planos de corte (BRADLEY *et al.*, 1977; ARENALES *et al.*, 2007).

A PLIM existe neste contexto, e lida com problemas que podem ser modelados de modo que suas variáveis de decisão são parte lineares e parte inteiras. Um modelo de PLIM genérico é apresentado no conjunto de Equações de 2.7:

$$\begin{aligned}
 &\text{Otimizar : } \mathbf{f}(\mathbf{X}, \mathbf{Y}) = \mathbf{P}_x \cdot \mathbf{X} + \mathbf{P}_y \cdot \mathbf{Y} \\
 &\mathbf{A}_x \cdot \mathbf{X} = \mathbf{I}_x \text{ (Restrições lineares)} \\
 &\mathbf{A}_y \cdot \mathbf{Y} = \mathbf{I}_y \\
 &\mathbf{L}_x \leq \mathbf{B}_x \cdot \mathbf{X} \leq \mathbf{U}_x \text{ (Restrições limitantes)} \\
 &\mathbf{L}_y \leq \mathbf{B}_y \cdot \mathbf{Y} \leq \mathbf{U}_y \\
 &\mathbf{X} \in \mathbb{R} \text{ (Restrições de domínio)} \\
 &\mathbf{Y} \in \mathbb{Z}
 \end{aligned} \tag{2.7}$$

Sendo:

- \mathbf{f} é a função objetivo, calculada em função das variáveis de decisão;
- \mathbf{X} representa as variáveis de decisão lineares, número reais, e \mathbf{Y} representa as variáveis de decisão inteiras;
- \mathbf{A} , \mathbf{B} , \mathbf{P} , \mathbf{I} , \mathbf{L} e \mathbf{U} são parâmetros do modelo, relacionados à função objetivo e às restrições.

Com o modelo de PLIM de um problema estabelecido, os mesmos algoritmos utilizados para a solução de problemas de programação inteira podem ser utilizados para obter as soluções ótimas. Em uma situação prática, esses métodos e algoritmos são implementados através de resolvedores, nos quais se desenvolvem estratégias de solução que podem utilizar múltiplos métodos para minimizar o tempo de obtenção da solução. Os principais resolvedores encontrados no mercado para solução de problemas de PLIM são o CPLEX e o Gurobi, ambos fornecem versões para a comunidade acadêmica. De modo geral, esses resolvedores são ferramentas poderosas, que implementam soluções complexas de programação matemática e viabilizam o uso de métodos e algoritmos de implementação complexa para pessoal sem especialização profunda no tópico, motivo pelo qual observa-se o aumento no uso deste tipo de ferramenta para tratar dos PPOEPM, como discutido na revisão bibliográfica. Neste trabalho foi utilizado a versão acadêmica do resolvedor CPLEX 12.8.0. O modelo de PLIM para o PPOEPM é apresentado na Seção 3.3.

2.3 Considerações finais

Abordou-se neste capítulo os fundamentos teóricos necessários para o desenvolvimento do método proposto nesta dissertação. O SDEE foi abordado inicialmente, descrevendo-se sua função, componentes, estrutura e topologias. Em seguida, foram abordados tópicos relacionados confiabilidade aplicado em SDEEs, como interrupções e os indicadores de confiabilidade. Também tratou-se dos EPMs, dando destaque a sua utilidade e função na restauração de cargas durante uma interrupção. Por fim, apresentou-se os conceitos de otimização. Primeiro, o critério de ótimo de Pareto, utilizado para determinar o conjunto de soluções não dominadas em problemas multiobjetivo e com isso obter a frente de Pareto. O segundo, o conceito de PLIM, no qual, estabeleceu-se a estrutura de um modelo de PLIM e como resolvê-lo. No Capítulo 3 aproveita-se desses fundamentos apresentados para desenvolver a método proposto.

3 MODELAGEM DO PROBLEMA DE POSICIONAMENTO ÓTIMO DE EQUIPAMENTOS DE PROTEÇÃO E SECCIONAMENTO

O objetivo deste capítulo é realizar a modelagem necessária para descrever o Problema de Posicionamento Ótimo de Equipamentos de Proteção e Manobra (PPOEPM), desenvolver o modelo de Programação Linear Inteira Mista (PLIM) e apresentar o método proposto que permite levantar a frente de Pareto entre custo e a Energia Não Servida (ENS).

Para modelar o PPOEPM é necessário modelar o Sistema de Distribuição de Energia Elétrica (SDEE) e as operações dos Equipamentos de Proteção e Manobra (EPMs) sobre o SDEE. Com isto, pode-se então definir o PPOEPM como um problema de otimização, descrevendo-se o que é uma solução, as funções objetivo e as restrições desse problema. Em seguida, apresenta-se este problema através de um modelo de PLIM que pode ser prontamente resolvido. Porém, este modelo apresenta a limitação de ser uma versão mono-objetivo de um problema multi-objetivo. Esta limitação é contornada através do método desenvolvido, que permite realizar a otimização conforme o critério de Pareto de otimalidade e com isso obter a frente de Pareto entre os objetivos do PPOEPM.

3.1 Modelagem do sistema de distribuição de eletricidade

Nesta seção modela-se todos os aspectos dos SDEEs necessários para a aplicação do PPOEPM. Inicialmente, lista-se algumas restrições que restringem a abrangência do modelo, de modo que, para o modelo utilizado considera-se que:

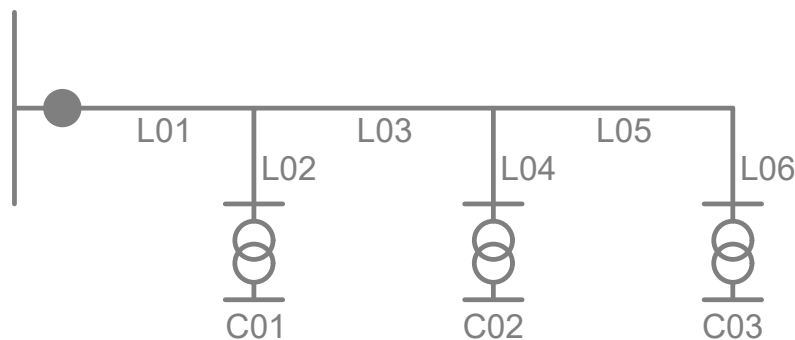
- os SDEEs possuem topologia radial ou radial com recurso;
- os EPMs tem seus posicionamentos limitados ao alimentador principal do SDEE e são considerados infalíveis;
- os Equipamentos de Distribuição de Energia Elétrica (EDEEs) sofrem contingências baseado em uma taxa média de interrupção que é independente do tempo de uso dos equipamentos;
- alimentadores diferentes, mesmo que tenham como origem a mesma subestação, são independentes entre si em relação ao impacto de contingências. Ou seja, uma contingência em um alimentador não é capaz de afetar outro alimentador.
- as contingências analisadas limitam-se aquelas que ocorrem nos EDEEs, ou seja, contingências nas subestações de distribuição, nas linhas de transmissão e nas unidades geradoras, uma vez que nesses casos os EPMs não podem fazer nada, não são consideradas na análise.

Assume-se também que contingências nas instalações dos consumidores não se propagam para o SDEE.

As implicações dessas limitações no modelo são discutidas ao longo desta seção.

Inicia-se então a modelagem apresentando na Figura 11 um SDEE exemplo, composto de apenas um alimentador, conforme a representação introduzida na Seção 2.1. Esse alimentador possui três cargas (C1, C2 e C3), três segmentos de linhas de distribuição (L1, L3 e L5) no alimentador principal, outros três segmentos de linhas de distribuição secundários (L2, L4 e L6), provenientes de derivações, e possui uma topologia radial.

Figura 11 – Exemplo de um SDEE com as cargas e as linhas de distribuição destacadas.



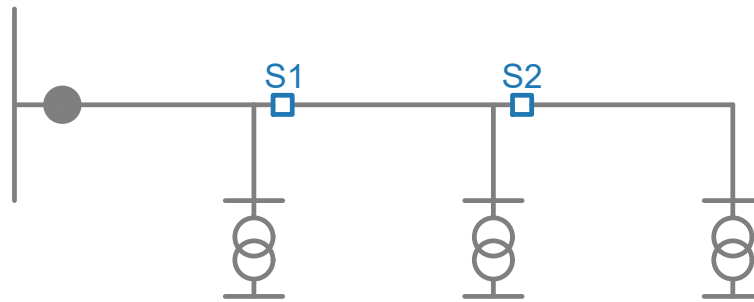
Fonte: Autoria própria.

É preciso então determinar os locais candidatos em que os EPMs podem ser instalados, sendo esses locais referidos como nós no restante deste capítulo. Fisicamente, um EPM pode ser instalado em qualquer poste do SDEE que suporte sua estrutura física, porém, conceitualmente, o número de nós nos quais os EPMs podem ser instalados sem gerar excedente¹ é limitado pela configuração do SDEE.

Para o caso em que o SDEE possui uma topologia radial e considerando a restrição adotada de que os EPMs só podem ser instalados no tronco do alimentador, o número de nós é igual ao número de linhas de distribuição presentes no tronco do alimentador e esses nós são localizados no início das linhas de distribuição. A única exceção é a linha de distribuição localizada no início do alimentador, visto que já se considera a presença de um religador ou um disjuntor nesse ponto. Para o SDEE exemplo da Figura 11, assumindo que esse é organizado em uma topologia radial, o número de nós é igual dois. Na Figura 12 representa-se esses nós, identificados como "S1" e "S2".

¹ Para os fins desta dissertação, considera-se contraproduativo instalar dois ou mais EPMs no mesmo local.

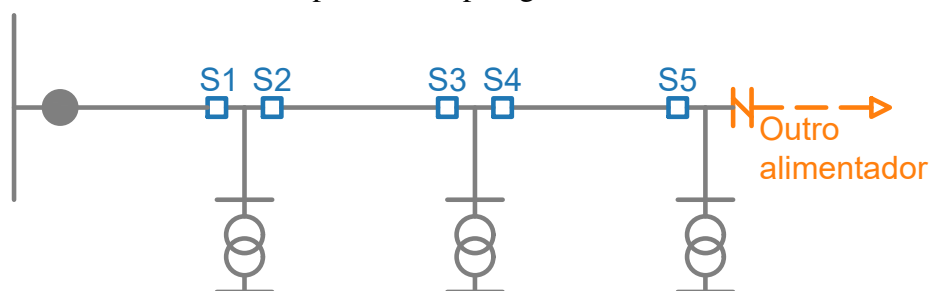
Figura 12 – Exemplo de um SDEE da Figura 11 com os nós de EPMs destacados para uma topologia radial.



Fonte: Autoria própria.

No caso em que a topologia do sistema é radial com recurso, o número de nós é determinado de uma forma diferente. Isso porque a topologia radial com recurso permite a restauração de cargas a partir de outro alimentador, no processo de Transferência de Carga (TFC) em que cargas de um alimentador são transferidas para outro alimentador de forma temporária através do uso conjunto de um EPM e uma Chave de Transferência (CHT). Por isso, além dos nós existentes devido a topologia ser radial, existem outros nós, cujo número é igual ao número de linhas de distribuição no alimentador principal. Esses nós se localizam no final de cada linha de distribuição. Isso é exemplificado para o SDEE exemplo da Figura 11, assumindo que uma CHT conecta o alimentador desta figura com outro alimentador, conforme exibido na Figura 13. Nesse caso, tem-se cinco nós de EPM, dois devido ao fato de a topologia ser radial (S2 e S4) e os outros três (S1, S3 e S5) devido ao fato de se utilizar uma topologia que possui recurso na forma de TFC.

Figura 13 – Exemplo de um SDEE da Figura 11 com os nós de EPMs destacados para uma topologia radial com recurso.



Fonte: Autoria própria.

Estabelecido como os nós são determinados, apresenta-se no restante desta seção os dados necessários para representar um SDEE de forma que seja possível solucionar o PPOEPM.

Partindo das restrições de que os alimentadores são independentes entre si e de que os impactos das contingências que ocorrem na geração e na transmissão não são considerados,

considera-se como unidade básica do SDEE os alimentadores, representados pelo conjunto NF . Para o sistema exemplo, que só possui um alimentador "F1", NF é dado pela Equação 3.1.

$$NF = \{ "F1" \} \quad (3.1)$$

Cada alimentador f em NF contém um conjunto NI_f de EDEE, que são os equipamentos sujeitos a sofrerem contingências, um conjunto de cargas NJ_f , que podem ser de diversos tipos (i.e. residencial, comercial, industrial), e um conjunto de nós NS_f . Para o alimentador "F1" do SDEE exemplo usado nesta seção, considerando uma topologia radial com recurso, NI_{F1} , NJ_{F1} e NS_{F1} são dados, respectivamente, pelas Equações 3.2, 3.3 e 3.4.

$$NI_{F1} = \{ L1, L2, L3, L4, L5, L6, C1, C2, C3 \} \quad (3.2)$$

$$NJ_{F1} = \{ C1, C2, C3 \} \quad (3.3)$$

$$NS_{F1} = \{ S1, S2, S3, S4, S5 \} \quad (3.4)$$

Faz-se aqui um esclarecimento, observa-se que o indicador "C1" está presente tanto em NI_{F1} como em NJ_{F1} . É importante frisar que o que "C1" representa em cada conjunto é diferente. Em NI , "C1" representa um EDEE transformador. Já em NJ , "C1" representa uma carga. Pode-se representar carga e transformador de forma distinta, mas como em geral esses dois termos estão associados, para evitar saturação de termos, mantém-se a mesma representação.

Outro tipo de conjunto de dados que precisa ser estabelecido na modelagem do SDEE é os conjunto de nós NA_{ijf} que pode ser utilizado para restaurar uma carga j qualquer, dada a ocorrência de uma interrupção permanente que acontece devido a uma contingência no EDEE i , caso haja entre esses nós um EPM que possa realizar a manobra no SDEE, desde que, ambos carga j e EDEE i sejam no mesmo alimentador f . Esse conjunto é determinado em função da configuração do EDEE e deve ser calculado para todo EDEE i em NI_f e toda carga j em NJ_f de todos os alimentadores f em NF . Para o alimentador "F1" do SDEE exemplo, considerando uma topologia radial com recurso, lista-se a seguir todos esses conjuntos.

- $NA_{(L1,C1,F1)} = \{ S1 \}$
- $NA_{(L1,C2,F1)} = \{ S1, S2, S3 \}$
- $NA_{(L1,C3,F1)} = \{ S1, S2, S3, S4, S5 \}$
- $NA_{(L2,C1,F1)} = \{ \emptyset \}$

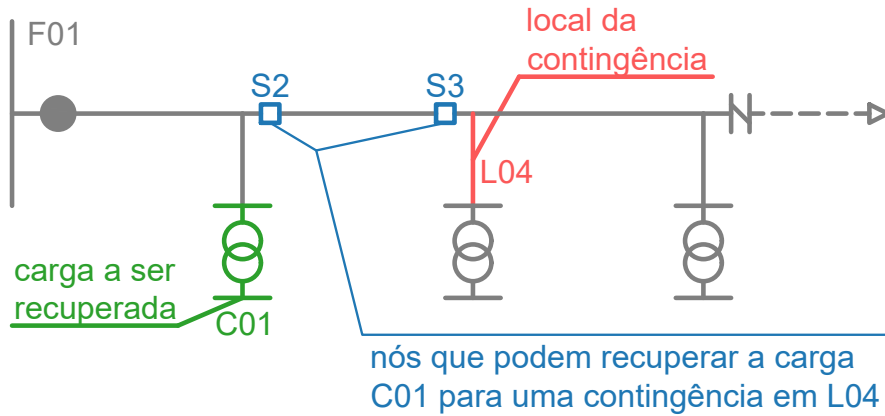
- $NA_{(L2,C2,F1)} = \{S2, S3\}$
- $NA_{(L2,C3,F1)} = \{S2, S3, S4, S5\}$
- $NA_{(L3,C1,F1)} = \{S2\}$
- $NA_{(L3,C2,F1)} = \{S3\}$
- $NA_{(L3,C3,F1)} = \{S3, S4, S5\}$
- $NA_{(L4,C1,F1)} = \{S2, S3\}$
- $NA_{(L4,C2,F1)} = \{\emptyset\}$
- $NA_{(L4,C3,F1)} = \{S4, S5\}$
- $NA_{(L5,C1,F1)} = \{S2, S3, S4\}$
- $NA_{(L5,C2,F1)} = \{S4\}$
- $NA_{(L5,C3,F1)} = \{S5\}$
- $NA_{(L6,C1,F1)} = \{S2, S3, S4, S5\}$
- $NA_{(L6,C2,F1)} = \{S4, S5\}$
- $NA_{(L6,C3,F1)} = \{\emptyset\}$
- $NA_{(C1,C1,F1)} = \{\emptyset\}$
- $NA_{(C1,C2,F1)} = \{S2, S3\}$
- $NA_{(C1,C3,F1)} = \{S2, S3, S4, S5\}$
- $NA_{(C2,C1,F1)} = \{S2, S3\}$
- $NA_{(C2,C2,F1)} = \{\emptyset\}$
- $NA_{(C2,C3,F1)} = \{S4, S5\}$
- $NA_{(C3,C1,F1)} = \{S2, S3, S4, S5\}$
- $NA_{(C3,C2,F1)} = \{S4, S5\}$
- $NA_{(C3,C3,F1)} = \{\emptyset\}$

Como pode-se notar, mesmo para um SDEE pequeno, o número de conjuntos NA_{ijf} é alto, requerendo então cuidado na sua determinação. Para ilustrar, na Figura 14 destaca-se os conjuntos de nós pertencentes ao conjunto $NA_{(L4,C1,F1)}$ do SDEE exemplo na topologia radial com recurso. A interpretação é que para recuperar² a carga "C1" dado a ocorrência de uma contingência em "L4", um EPM precisa ser instalado no nó "S2" ou "S3".

O último conjunto de dados é dos tipos de consumidores presentes no SDEE, representado por NK . Esse conjunto depende particularmente dos tipos de clientes atendidos e do interesse com que se deseja dividir os consumidores. Pode-se, por exemplo, dividir os

² Ou até mesmo evitar que a carga seja afetada.

Figura 14 – Exemplo de interpretação do conjunto NA_{ijf} .



Fonte: Autoria própria.

consumidores pelo tipo de locação do terreno, que pode ser residencial, comercial e industrial, como também pode-se dividir pelo tipo de contrato dos consumidores, que pode ser consumidor de classe B, classe A bandeira verde ou classe A bandeira azul.

Além dos conjuntos, é necessário conhecer os parâmetros relativos aos elementos dos SDEE. Esses parâmetros são a demanda média de todas as cargas, por tipo de carga e para todos os alimentadores e os dados de comprimento das linhas de distribuição.

3.2 Definição do problema de otimização

O PPOEPM abordado neste trabalho consiste de determinar o número e a posição de Chaves Seccionadoras Manuais (CSMs) e Chaves Seccionadoras Remotas (CSRs) para um número finito de posições candidatas (nós) em um SDEE. O objetivo do problema é otimizar um indicador de confiabilidade, neste trabalho optou-se pelo indicador de ENS, e o custo da solução. Para isto, é importante primeiro definir o que é uma solução e em seguida definir as funções objetivos em função desta solução.

Uma solução para um caso PPOEPM é modelada através de dois vetores binários \mathbf{X}_{CSM} e \mathbf{X}_{CSR} , dados pelas Equações 3.5 e 3.6. A solução \mathbf{X}_{CSR} é obtida a partir da união desses dois vetores, conforme Equação 3.7.

$$\mathbf{X}_{CSM} = \{x_{CSM}^1, \dots, x_{CSM}^s, \dots, x_{CSM}^{|NS|}\}, s \in NS \quad (3.5)$$

$$\mathbf{X}_{CSR} = \{x_{CSR}^1, \dots, x_{CSR}^s, \dots, x_{CSR}^{|NS|}\}, s \in NS \quad (3.6)$$

$$\mathbf{X} = (\mathbf{X}_{CSM}, \mathbf{X}_{CSR}) \quad (3.7)$$

Em que, nas Equações 3.5, 3.6 e 3.7:

- $|NS|$ é a cardinalidade do conjunto de NS e representa o número total de nós candidatos;

- NS é o conjunto de todos os nós candidatos;
- x_{CSM}^s e x_{CSR}^s são variáveis binárias que indicam a presença ou não de uma CSM ou uma CSR no nó s , respectivamente;
- \mathbf{X}_{CSM} é o vetor que contem as variáveis binárias x_{CSM}^s ;
- \mathbf{X}_{CSR} é o vetor que contem as variáveis binárias x_{CSR}^s ;
- \mathbf{X} é o vetor que representa a solução para um caso do PPOEPM.

A partir desta solução \mathbf{X} é possível determinar a ENS para um caso do PPOEPM, conforme Equação (3.8), adaptada de Billinton *et al.* (1996).

$$ENS(\mathbf{X}) = \sum_{f \in NF} \sum_{i \in NI_f} \sum_{j \in NJ_f} \sum_{k \in NK} IR_j \cdot OT_{ijkf}(\mathbf{X}) \cdot L_{jk} \text{ (kWh/ano)} \quad (3.8)$$

Em que, na Equações 3.8:

- IR_i é a frequência média de interrupção por ano do EDEE i ;
- NI_f é o conjunto de todos os EDEE presentes no alimentador f ;
- NF é o conjunto de todos os alimentadores f ;
- $OT_{ijkf}(\mathbf{X})$ é o tempo médio de interrupção da carga j , de tipo k (e.g., residencial, comercial), devido a uma interrupção no EDEE i , ambos EDEE i e carga j sendo do mesmo alimentador f ;
- NJ_f é o conjunto de todas as cargas;
- NK é o conjunto de todos os tipos de cargas;
- L_{jk} é a demanda média em kW da carga j , de tipo k .
- $ENS(\mathbf{X})$ é a ENS da solução \mathbf{X} em kW por ano.

O tempo médio de interrupção $OT_{ijkf}(\mathbf{X})$ é uma variável real calculada em função da \mathbf{X} . A ENS é a primeira função objetivo para o PPOEPM tratado nesta dissertação.

A segunda função objetivo é o custo da solução \mathbf{X} , que é determinado de acordo com os custos de aquisição e instalação e nos custos anuais de operação e manutenção. Baseado em todos esses custos, pode-se calcular o custo presente total por tipo de EPM de acordo com a Equação 3.9. No caso desta dissertação, determina-se o custo para as CSMs e CSRs. Com os custos presente totais calculados pode o determinar o custo total da solução \mathbf{X} conforme Equação 3.10.

$$TPC_{EPS} = AIC_{EPS} + \sum_{t=0}^{TP-1} OMC_{EPS} \cdot (1 + DR)^{-t} \text{ (\$/switch)} \quad (3.9)$$

$$C(\mathbf{X}) = \sum_{s \in NS} (TPC_{CSM} \cdot x_{CSM}^s + TPC_{CSR} \cdot x_{CSR}^s) \text{ (\$)} \quad (3.10)$$

Em que, nas Equações 3.9 e 3.10:

- TPC_{EPS} é o custo presente total, calculado independentemente para cada tipo de EPM;
- AIC é o combinação dos custos pontuais de aquisição e instalação;
- OMC é a soma dos custos anuais de operação e manutenção para as CSMs e CSRs;
- TP é o período de tempo considerado para o investimento nos EPMs;
- DR é a taxa de desconto anual aplicada sobre os custos anuais de operação e manutenção;
- TPC_{CSM} é o custo presente total para as CSMs;
- TPC_{CSR} é o custo presente total para as CSRs;
- $C(\mathbf{X})$ é o custo total da solução \mathbf{X} .

As Equações 3.8 e 3.10, determinam, respectivamente, a ENS e o custo de uma solução para um caso do PPOEPM. Nota-se então que o PPOEPM é um problema com dois objetivos que se deseja minimizar e que são conflitantes entre si, uma vez que o método utilizado para reduzir a ENS neste trabalho requer a inclusão de mais EPMs e isto resulta em um aumento nos custos.

Um problema que surge em torno disto é que modelos de PLIMs são limitados a uma única função objetivo. Um método que utilizado para contornar este problema é transformar umas das funções objetivos em uma restrição do problema, sendo este método implementado neste trabalho. Utiliza-se então uma restrição de orçamento, que permite transformar a função objetivo de custo, dada pela Equação 3.10 em uma restrição de orçamento, conforme Equação 3.11.

$$C(\mathbf{X}) \leq BGT \quad (3.11)$$

Em que, na Equação 3.11:

- BGT é o orçamento que limita do custo total da solução.

Porém, esta abordagem não é satisfatória, já que deseja-se otimizar o problema considerando as duas funções objetivo a fim de obter uma frente de Pareto que contenha o conjunto ótimo de soluções não dominadas entre esses objetivos. Em função disto, desenvolve-se na Seção 3.4 o método proposto neste trabalho, com o objetivo de contornar este problema e assim realizar a otimização do PPOEPM de forma completa.

Uma outra restrição do PPOEPM modelado neste trabalho é que permite-se apenas o uso de um tipo de EPM por nó, de modo que essa restrição pode ser modelada de acordo com a Equação 3.12.

$$x_{CSM}^s + x_{CSR}^s \leq 1, \quad \forall s \in NS \quad (3.12)$$

3.3 Modelo de programação linear inteira mista

Nesta seção, apresenta-se o modelo de PLIM. Os agrupamentos de índices, conjuntos, parâmetros e variáveis utilizadas no PLIM são destacados e descritos inicialmente, a fim de sintetizar todos os termos utilizados que foram descritos ao longo deste capítulo. Em seguida, as equações que definem o modelo de PLIM são apresentadas.

Índices

- i : i -ésimo EDEE que pode sofrer interrupção;
- j : j -ésima carga;
- k : k -ésimo tipo de consumidor;
- f : f -ésimo alimentador;
- s : s -ésimo nó de EPM.

Conjuntos

- NI_f : conjunto de todos os EDEEs que podem sofrer contingências no alimentador f ;
- NJ_f : conjunto de todas as cargas no alimentador f ;
- NK : conjunto com todos os tipos de consumidores (e.g., residencial, comercial, industrial);
- NF : conjunto de todos os alimentadores do SDEE;
- NS : conjuntos de todos os nós de EPMs no SDEE;
- NA_{ijf} : conjunto de nós que podem ser utilizados para restaurar a jusante ou a montante a carga j que sofre uma interrupção permanente devido a uma contingência no EDEE i , caso haja algum EPM entre esses nós que possa realizar o seccionamento do SDEE. Ambos EDEE i e carga j devem estar no mesmo alimentador. Esse conjunto depende do *layout* do SDEE e se considera-se ou não a possibilidade de TFC.

Parâmetros

- BGT : Orçamento disponível para ser gasto em EPM, considerando custos anuais ao longo de um período de tempo;
- TPC_{CSM} , TPC_{CSR} : custo presente total das CSMs e CSRs, respectivamente, calculado pela Equação (3.9);
- IR_i : taxa média de interrupção por ano para o EDEE i ;
- L_{jk} : demanda média da carga em kW para a carga j , de tipo k ;
- ST_{CSM} , ST_{CSR} : tempo médio de operação da CSM e da CSR, respectivamente;
- RT_i : Tempo médio de reparo ou de substituição do EDEE i , reparo no caso de linhas de distribuição, substituição no caso de transformadores.

Variáveis

- x_{CSM}^s, x_{CSR}^s : variável de decisão binárias que indica se uma CSM ou uma CSR está posicionada no nó s , respectivamente;
- OT_{ijkf} : tempo anual médio de interrupção sofrido pela carga j de tipo k devido a contingência no EDEE i , ambas carga e EDEE presentes no mesmo alimentador f .

Com isso, pode-se declarar o modelo PLIM para o PPOEPM utilizado neste trabalho, que é essencialmente adaptado de Abiri-Jahromi *et al.* (2012) e Farajollahi *et al.* (2019a), e é dado pelas Equações entre (3.13) e (3.20).

Função objetivo:

$$\text{minimizar} \sum_{f \in NF} \sum_{i \in NI_f} \sum_{j \in NJ_f} \sum_{k \in NK} IR_i \cdot OT_{ijkf} \cdot L_{jk} \quad (3.13)$$

Sujeito às restrições:

$$\sum_{s \in NS} (TPC_{CSM} \cdot x_{CSR}^s + TPC_{CSR} \cdot x_{CSM}^s) \leq BGT \quad (3.14)$$

$$x_{CSM}^s + x_{CSR}^s \leq 1, \quad \forall s \in NS \quad (3.15)$$

$$OT_{ijkf} \geq ST_{CSR}, \quad \forall i \in NI_f, j \in NJ_f, k \in NK, f \in NF \quad (3.16)$$

$$OT_{ijkf} \geq ST_{CSM} \cdot \left(1 - \sum_{s \in NA_{ijf}} x_{CSR}^s\right), \quad \forall i \in NI_f, j \in NJ_f, k \in NK, f \in NF \quad (3.17)$$

$$OT_{ijkf} \geq RT_i \cdot \left(1 - \sum_{s \in NA_{ijf}} x_{CSR}^s - \sum_{s \in NA_{ijf}} x_{CSM}^s\right), \quad \forall i \in NI_f, j \in NJ_f, k \in NK, f \in NF \quad (3.18)$$

$$x_{CSM}^s, x_{CSR}^s \in \{0, 1\}, \quad \forall s \in NS \quad (3.19)$$

$$OT_{ijkf} \geq 0, \quad \forall i \in NI_f, j \in NJ_f, k \in NK, f \in NF \quad (3.20)$$

A restrição dada na Equação (3.14) limita o custo total da solução para um valor menor ou igual ao orçamento. Já na Equação (3.15) modela-se a restrição que limita a somente uma a quantidade de chaves instalada por nó, de modo que ou se utiliza uma CSM ou uma CSR em um nó. As restrições dadas entre as Equações (3.16) e (3.18) são utilizadas para determinar o tempo médio de interrupção anual OT_{ijkf} . Por fim, o domínio das variáveis é limitado pelas restrições dadas pelas Equações (3.19) e (3.20). O modelo apresenta um total de $2 \cdot |NS| + \sum_{f \in NF} |NI_f| \cdot |NL_f| \cdot |NK|$ variáveis e $1 + 2 \cdot |NS| + 4 \cdot \sum_{f \in NF} |NI_f| \cdot |NL_f| \cdot |NK|$ restrições. Esse modelo pode, então, ser escrito em uma linguagem de modelagem matemática e otimizado com uso de resolvidores de programação matemática, que garantem a otimalidade da solução encontrada.

3.4 Método proposto

O modelo de PLIM estabelecido na Seção 3.3 obtém uma única solução para um caso do PPOEPM. Então, para cumprir o objetivo desejado foi necessário desenvolver um método para ser aplicado sobre o modelo de PLIM. A seguir, descreve-se as bases desse método, demonstrando como ele funciona e é aplicado. Esse método se aproveita de três pontos observados e que são apresentados a seguir:

- O custo da solução X varia baseado em múltiplos do custo presente total das CSMs e CSRs, conforme pode ser constatado pela Equação 3.10, já que o número de CSMs e CSRs utilizadas é sempre um número inteiro positivo;
- Uma vez que a otimalidade da solução é garantida pelo resolvidor e a otimização é feita com uma restrição de orçamento, já que a otimização é realizada para um certo orçamento, somente é possível reduzir ainda mais a ENS adicionando-se mais CSMs ou CSRs na solução ou trocando uma CSM por uma CSR. E isto somente é possível ao se aumentar o orçamento disponível.
- Para um caso do PPOEPM sempre existe um custo máximo da solução. Este custo máximo é obtido quando, para um dado orçamento, tem-se CSRs alocadas em todos os nós, de modo que, mesmo aumentado-se mais o orçamento, não é possível adicionar mais CSRs na solução, uma vez que o SDEE atinge seu limite de capacidade. O custo máximo pode ser determinado de acordo com a Equação 3.21.

$$C_{max} = |NS| \cdot TPC_{CSR} (\$) \quad (3.21)$$

Em que, na Equação 3.21:

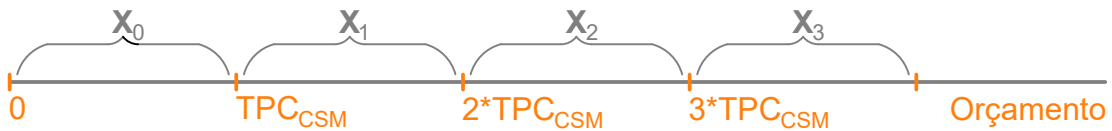
- C_{max} é o custo máximo que o solução pode atingir para um caso do PPOEPM.
- $|NS|$ é a cardinalidade do conjunto de NS e representa o número total de nós candidatos;
- NS é o conjunto de todos os nós candidatos;
- TPC_{CSR} é o custo presente total para as CSRs;

Baseado nos pontos observados, conclui-se que ao se incrementar o orçamento BGT por um valor mínimo igual ao custo presente total TPC_{CSM} de uma CSM, pode-se garantir que no máximo somente mais uma chave será adicionada à solução, enquanto o valor do orçamento for inferior ao C_{max} da solução. Isso delimita uma quantidade limitada de intervalos entre zero e C_{max} , para os quais, a otimização para um caso do PPOEPM limitada por um valor de orçamento

em um desses intervalos sempre resulta na mesma solução \mathbf{X} , como ilustrado na Figura 15. A quantidade de intervalos pode ser determinada de acordo com a Equação 3.22. É possível que a solução para dois intervalos distintos sejam iguais. Porém, garante-se que todas essas soluções são não dominadas, segundo o critério de otimalidade de Pareto, uma vez que, embora o orçamento seja diferente para cada intervalo, o custo (dinheiro efetivamente investido) pode se repetir.

$$n_{iter} = 1 + \mathbf{f}_{\mathbb{R} \rightarrow \mathbb{I}} \left(\frac{C_{max}}{TPC_{CSM}} \right) \quad (3.22)$$

Figura 15 – Exemplo dos intervalos de orçamento que delimitam uma solução obtida para qualquer orçamento dentro de cada intervalo.



Para qualquer orçamento em um intervalo i , a solução será sempre \mathbf{X}_i .

Fonte: Autoria própria.

Em que, na Equação 3.22:

- n_{iter} é igual ao número total de intervalos;
- $\mathbf{f}_{\mathbb{R} \rightarrow \mathbb{I}}$ é um função que indica que deve-ser arredondar o número obtido pela fração para o primeiro inteiro de valor maior ou igual;
- TPC_{CSM} é o custo presente total para as CSM;

Um algoritmo que implementa essa método é sugerido a seguir:

1. Carregar os dados do SDEE, que devem conter os agrupamentos de parâmetros e conjuntos descritos na Seção 3.3;
2. Atribuir um valor de orçamento igual a zero $BGT = 0$ e inicializar uma lista vazia $Lista = \{\emptyset\}$ para armazenar os resultados;
3. Enquanto $BGT \leq Cost_{max}$:
 - a) Realizar a otimização para o modelo dado de (3.13) a (3.20) que resulta na solução \mathbf{X} ;
 - b) Adicionar o resultado à lista $Lista \leftarrow \mathbf{X}$;
 - c) Incrementar o orçamento $BGT = BGT + TPC_{CSM}$.

Como resultado desse algoritmo, obtêm-se a lista de todas as soluções não dominadas para um caso do PPOEPM.

3.5 Considerações finais

Neste capítulo apresentou-se os aspectos relacionados à modelagem dos SDEE e do PPOEPM. Adicionalmente, apresentou-se o método proposto nesta dissertação, necessário para contornar a limitação da otimização através dos modelos de PLIM, que só permitem a otimização de uma única função objetivo. Isso resultou na proposição de um algoritmo que permite a realização do levantamento da frente de Pareto para o PPOEPM modelado, que apresenta duas funções objetivos. No Capítulo 4 discute-se sobre as ferramentas utilizadas para implementar o modelo e do estudo de caso realizado.

4 EXPERIMENTOS, DISCUSSÕES E RESULTADOS

Nesta seção, apresentam-se especificações de *hardware* e *software* utilizados. Em seguida, descreve-se o sistema de teste utilizado, os dados técnicos e financeiros considerados no estudo de caso realizado. Por final, apresenta-se os experimentos realizados, os resultados obtidos e análise destes.

4.1 *Software e hardware Utilizados*

Para determinar a solução ótima para o modelo descrito pelas Equações 3.13 a 3.20, utilizou-se a versão acadêmica do resolvidor CPLEX 12.8.0., um dos principais resolvidores comerciais encontrados no mercado. O CPLEX fornece um conjunto de bibliotecas que contém os algoritmos utilizados para solucionar problemas de Programação Linear Inteira Mista (PLIM). Como interface para acessar as bibliotecas do CPLEX, foi utilizado o pacote de modelagem matemática JuMP, descrito em Dunning *et al.* (2017), uma biblioteca que permite escrever o modelo de PLIM de uma forma simplificada, enviar esse modelo para o CPLEX realizar a otimização e coletar os resultados.

O pacote JuMP é escrito na linguagem de programação Julia, descrita em Bezanson *et al.* (2017), que é uma linguagem jovem, desenvolvida no Instituto de Tecnologia de Massachusetts e apresenta licença gratuita. Essa linguagem é desenvolvida para ser utilizada em aplicações de computação científica, sendo utilizada em áreas como pesquisa operacional, aprendizado de máquina e processamento de imagens, e tem como intenção ser uma linguagem simples de se usar, como Python, e rápida, como C. Em termos de *hardware*, as aplicações desenvolvidas foram executadas em uma CPU AMD Ryzen 3400G, que possui 4 núcleos e 8 segmentos, com 8 GB de memória RAM.

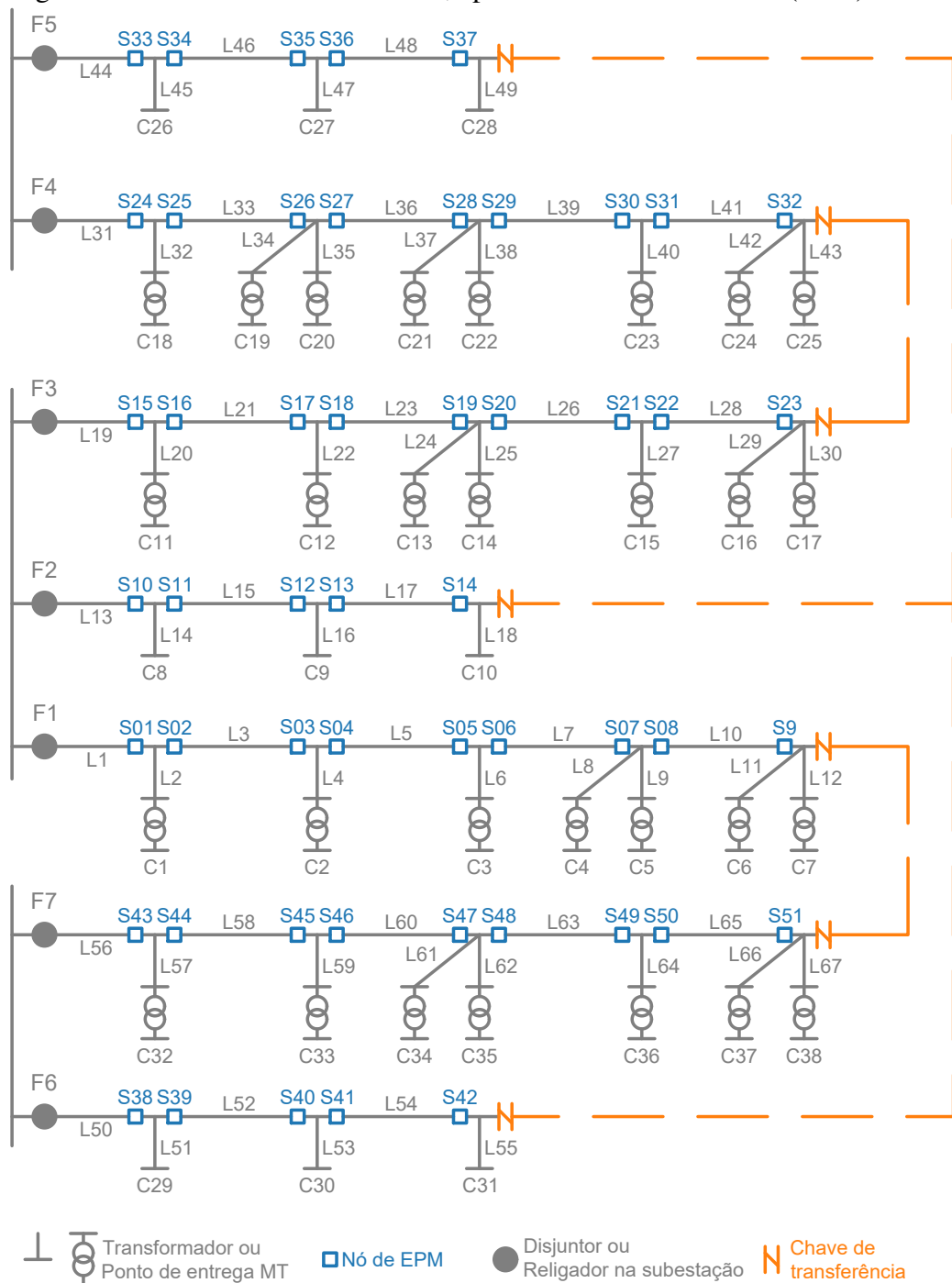
4.2 Sistema de teste e dados de confiabilidade

O sistema teste utilizado é o *Roy Billinton Test System 4* (RBTS4), representado na Figura 16. O RBTS4 foi desenvolvido para ser aplicado em estudos de confiabilidade, sendo comumente utilizado em estudos que abordam Problemas de Posicionamento Ótimo de Equipamentos de Proteção e Manobra (PPOEPMs), dentre os quais pode-se citar Bezerra *et al.* (2015) e Farajollahi *et al.* (2019a). Esse sistema possui ao todo:

- 51 nós de EPS;

- 3 subestações, das quais se originam 7 alimentadores;
- 38 cargas, das quais 29 são transformadores de distribuição e 9 são pontos de entrega para consumidores de Média Tensão (MT);
- Além dos 29 transformadores, o RBTS4 possui 67 linhas de distribuição, totalizando 96 Equipamentos de Distribuição de Energia Elétrica (EDEEs), que são os equipamentos que podem sofrer contingências e gerar interrupções permanentes.

Figura 16 – Sistema de Teste RBTS4, apresentado em Allan *et al.* (1991).



Fonte: Autoria própria.

Os dados de demanda (L) dos transformadores, comprimento das linhas de distribuição e tipo de consumidores são fornecidos em Allan *et al.* (1991) e são apresentados no Apêndice A juntamente com os conjuntos modelados de acordo com a Seção 3.1. Os dados de confiabilidade de taxa média de interrupções (IR) de linhas e transformadores, tempos médios ($TDRE$) de reparo das linhas de distribuição e de substituição dos transformadores, também são encontrados em Allan *et al.* (1991) e são apresentados na Tabela 2. Os tempos médios de abertura (ST) das Chaves Seccionadoras Remotas (CSRs) e Chaves Seccionadoras Manuais (CSMs) foram adotados como sendo de, respectivamente, 3 minutos e 60 minutos.

Tabela 2 – Dados de confiabilidade de linhas e transformadores de distribuição.

Taxa de interrupção de linhas (freq/km/ano)	0,062
Tempo médio de reparo de linhas (horas)	5
Taxa de interrupção de transformadores (freq/ano)	0,015
Tempo médio de substituição de transformadores (horas)	10

Fonte: Allan *et al.* (1991).

4.2.1 Dados financeiros

Os custos de aquisição e instalação (AIC) associados às CSMs e CSRs são baseados em Abiri-Jahromi *et al.* (2012) e Farajollahi *et al.* (2019a). Considera-se os custos de operação e manutenção (OMC) anuais de 5% dos valores do custo de aquisição. Adicionalmente, os demais dados do período de tempo de vida do investimento e da taxa de desconto anual são apresentados na Tabela 3. Esses dados são utilizados para calcular o custo presente total por CSMs e CSRs calculados conforme Equação (3.9) e também são apresentados na Tabela 3.

Tabela 3 – Dados financeiros base.

Custo de aquisição e instalação de uma CSM	US\$500
Custo de aquisição e instalação de uma CSR	US\$4700
Custo de operação e manutenção anual de uma CSM	US\$25
Custo de operação e manutenção anual de uma CSR	US\$235
Tempo de vida do investimento (anos)	20
Taxa de desconto anual	8%
Custo presente total das CSMs	US\$765
Custo presente total das CSRs	US\$7192

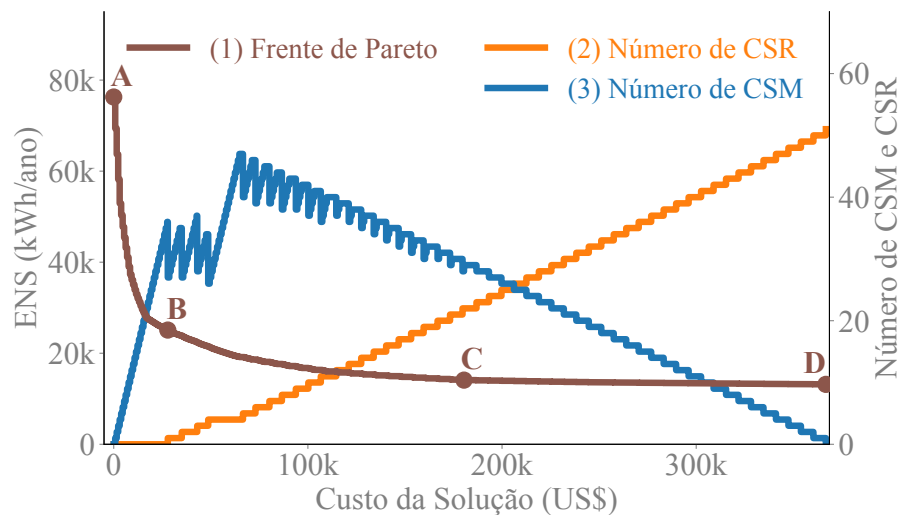
Fonte: Abiri-Jahromi *et al.* (2012) e Farajollahi *et al.* (2019a).

4.3 Experimentos, resultados e análises para a RBTS4

4.3.1 Experimento base

O experimento base consiste da aplicação do método descrito na Seção 3.4 para o RBTS4, cujos dados são apresentados na Seção 4.2. A frente de Pareto obtida é apresentada na curva 1 da Figura 17. Também é apresentado nas curvas 2 e 3 da Figura 17, respectivamente, a quantidade de CSMs e CSRs na solução de acordo com o ponto que se observa na frente de Pareto.

Figura 17 – Frente de Pareto entre custo e Energia Não Servida (ENS) para a RBTS4. Também é apresentado o número de CSMs e CSRs utilizados conforme o aumento do custo da solução.



Fonte: Autoria própria.

Observa-se que inicialmente, a partir do ponto A, com o aumento do custo a redução da ENS se dá de forma abrupta e basicamente com a utilização de CSM. A primeira CSR é adicionada quando se tem um custo por volta de US\$28 mil, no ponto B, no qual já se tem uma redução de ENS de mais de 51 MWh/ano em relação à situação de custo zero. A partir deste valor de custo, até um custo por volta de US\$180 mil (ponto C), a adição de mais CSMs ou CSRs resulta em reduções na ordem de centenas de kWh/ano na ENS. Doravante, aumentos subsequentes nos custos resultam somente em substituição de uma CSM por uma CSR, uma vez que todos os nós possuem chaves posicionadas, e resultam em reduções somente na ordem das dezenas de kWh/ano nos níveis de ENS, e isso ocorre até que toda a rede possua CSRs em todos os seus nós, no ponto D. Para evidenciar melhor essa análise, na Tabela 4 os pontos destacados na Figura 17 tem seus valores de custo, ENS, número de CSMs e CSRs apresentados.

Tabela 4 – Pontos críticos destacados da frente de Pareto da Figura 17.

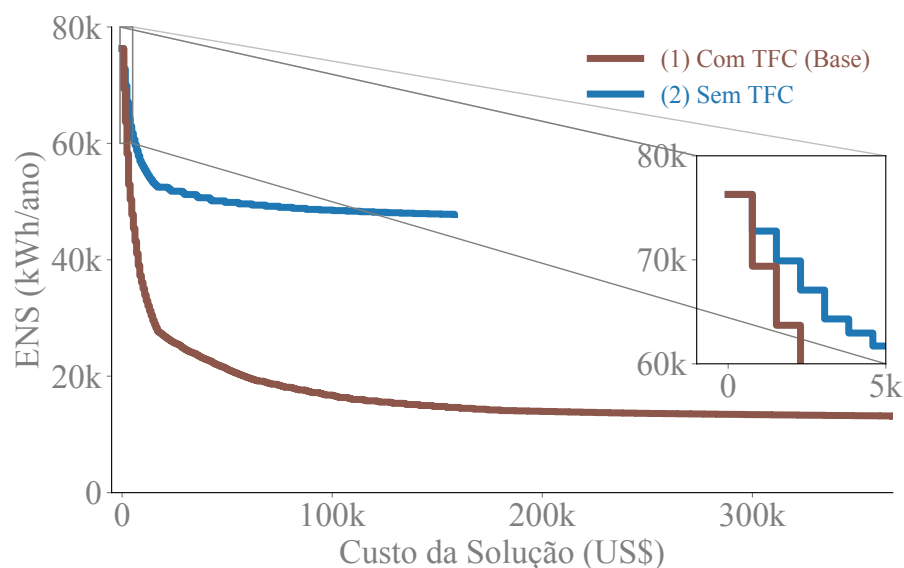
Ponto	Custo (US\$)	ENS (kWh/ano)	Número de CSM	Número de CSR
A	0	76.285,72	0	0
B	27.847,00	25.089,38	27	1
C	180.409,00	14.093,22	29	22
D	366.792,00	13.163,15	0	51

Fonte: Autoria própria

4.3.2 Impacto da transferência de carga

O experimento base foi realizado considerando que o sistema é sempre capaz de realizar Transferência de Carga (TFC) para restaurar cargas desenergizadas. Somente através do processo de TFC para outro alimentador é possível restaurar cargas que estejam a jusante do local da contingência e com isso explorar todo o potencial da utilização dos Equipamentos de Proteção e Manobra (EPMs). A fim de observar o impacto que a não utilização da TFC causa na confiabilidade dos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica (SDEEs), foi realizado um experimento aplicando o método desenvolvido para a RBTS4 sem permitir a TFC. Para o modelo de PLIM implementado, isto pode ser feito alterando-se os conjuntos NA_{ijf} de nós afetados pelas contingências no EDEE i , carga j , presentes no alimentador f . O resultado comparando as frentes de Pareto entre custo e ENS, com e sem TFC é apresentado na Figura 18.

Figura 18 – Comparação entre a frente de Pareto entre custo e ENS com e sem TFC.



Fonte: Autoria própria.

Observa-se na Figura 18 a vantagem de se utilizar a TFC associada à utilização de

CSMs e CSRs devido à diferença entre às frentes de Pareto, sendo que a curva 2, que representa a não utilização de TFC, é mais limitada em relação à capacidade de reduzir a ENS comparado à curva 1, na qual tem-se TFC. Analisando-se em mais detalhes, pode-se notar a diferença da ENS a partir da alocação da primeira CSM (detalhe na Figura 18), e conforme o custo da solução cresce, essa diferença só aumenta até que todos os nós possuem chaves alocadas. Isso é explicado pelo fato de que sem a TFC entre alimentadores, não é possível restaurar cargas saudáveis que estejam a jusante da falta. Também em função deste fato, no caso em que não há TFC, nem todos os nós são utilizados, mesmo que o orçamento permita um maior gasto, o que explica a curva ser mais curta em relação ao custo máximo.

Em termos numéricos, partindo do princípio que o SDEE não possui nenhum EPM instalado e tem uma ENS esperada de 76 MWh/ano. O modelo sem TFC pode reduzir a ENS a até no máximo, aproximadamente 50 MWh/ano, uma redução de aproximadamente 34%. Considerando TFC no modelo, a ENS pode ser reduzida até aproximadamente 15 MWh/ano, uma redução de 80%. Isso significa que o uso de EPMs associado à TFC pode levar a redução extra da ENS de aproximadamente 46%, indicando o benefício de se utilizar a topologia radial com recurso, na qual se tem TFC, e que permite a restauração de jusante.

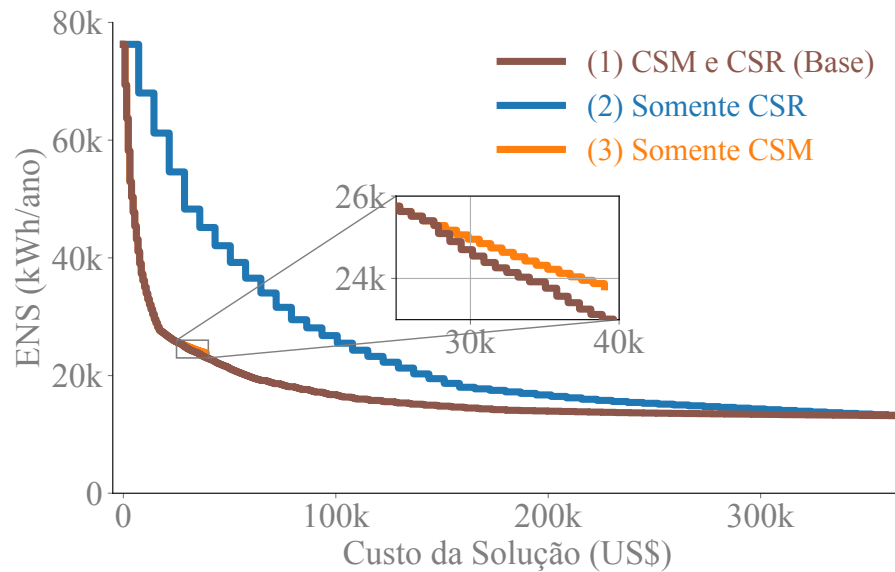
4.3.3 Otimização simultânea e individual de CSM e CSR

Uma das vantagens do modelo de Programação Linear Inteira Mista (PLIM) utilizado é que ele permite o posicionamento simultâneo de Chaves Seccionadoras Manuais (CSMs) e Chaves Seccionadoras Remotas (CSRs). Para observar o benefício disto, também foi feita a otimização utilizando somente CSM e somente CSR. Para o modelo de PLIM apresentado, isso pode ser implementado ao se fixar com valor igual a zero as variáveis de decisão x_{EPS}^s do tipo de Equipamento de Proteção e Manobra (EPM) que não será utilizado. Como resultado, obtém-se as frentes de Pareto apresentadas na Figura 19.

Comparado com o caso em que ambas CSMs e CSRs são utilizadas (curva 1 da Figura 19), ao se utilizar somente CSRs (curva 2 da Figura 19), principalmente para as primeiras chaves posicionadas, não se consegue alcançar os mesmos níveis de Energia Não Servida (ENS), a não ser para o último ponto da curva 2, quando todos os nós do Sistema de Distribuição de Energia Elétrica (SDEE) possuem CSRs.

Já quando se utiliza somente CSMs, embora inicialmente as curvas 1 e 3 da Figura 19 sejam idênticas, a partir do momento em que a primeira CSR é posicionada na curva 1 (detalhe

Figura 19 – Comparação entre a frente de Pareto entre custo e ENS quando utilizando-se somente CSMs, somente CSRs e ambos os tipos de chaves simultaneamente.



Fonte: Autoria própria.

na Figura 19), surge uma diferença entre o ENS das curvas 1 e 3, e essa diferença aumenta com adição de mais CSRs. Outro fato observado é que mesmo com orçamentos maiores, não é possível reduzir a ENSs além do ponto final da curva 3 da Figura 19.

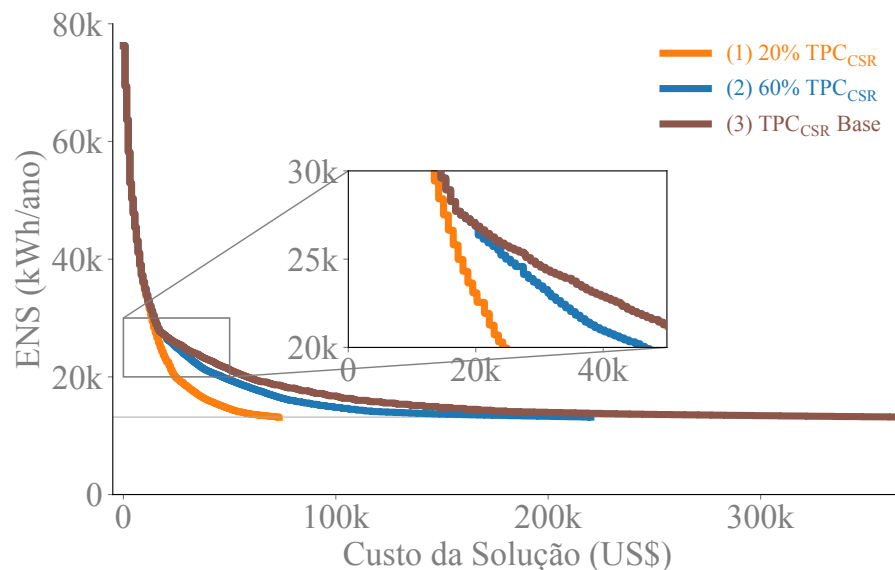
Esses pontos observados, em conjunto com os pontos observados na Seção 4.3.1, permite concluir que, para os custos presentes totais (*TPC*) considerados, o uso de CSRs se verifica principal para investimentos mais altos, ou seja, deve-se considerar a utilização de CSRs para SDEE que já apresentam uma alta densidade de CSMs e requeiram níveis mais altos de confiabilidade, visto que o benefício oferecido pelas CSMs, por si só, já é capaz de impactar fortemente na confiabilidade do sistema. Verifica-se isso ao notar que, para o *Roy Billinton Test System 4* (RBTS4), que possui uma ENS estimada de aproximadamente 76 MWh/ano quando não há EPS presente, pode-se reduzir a ENS até aproximadamente 24 MWh/ano somente com o uso de CSMs, uma redução de 68%. E ao se considerar CSRs, esse redução pode ser estendida até aproximadamente 15 MWh/ano, uma redução total de 80% em relação ao RBTS4 sem nenhum EPM, e uma melhora extra de 12% em comparação ao RBTS4 considerando-se a utilização de CSMs em todos os nós.

4.3.4 Impacto do custo presente total das CSR e do tempo médio de abertura de CSM

Foi conduzido um experimento de análise de sensibilidade para os parâmetros de custo das CSRs e para o tempo médio de abertura das CSMs. Isso porque esses parâmetros apresentam maior tendência de flutuação. O custo presente total (TPC_{CSR}) das CSRs tende a ser reduzido em função de avanços nas técnicas de produção desses equipamentos e da crescente demanda esperada, uma vez que estes se tornam cada vez mais necessários. Já o tempo médio de abertura (ST_{CSM}) das CSMs é dependente de fatores como: quantidade de equipes disponíveis na concessionária para realizar a abertura das CSMs e das características geográficas do local em que o SDEE se encontra.

A método proposto foi executado outras duas vezes com custo presente total (TPC_{CSR}) das CSRs iguais a 20% e 60% do valor original. O resultado obtido comparado ao experimento base é exibido na Figura 20.

Figura 20 – Comparação entre a frente de Pareto entre custo e ENS devido a variação do custo do custo presente total (TPC_{CSR}) das CSRs.



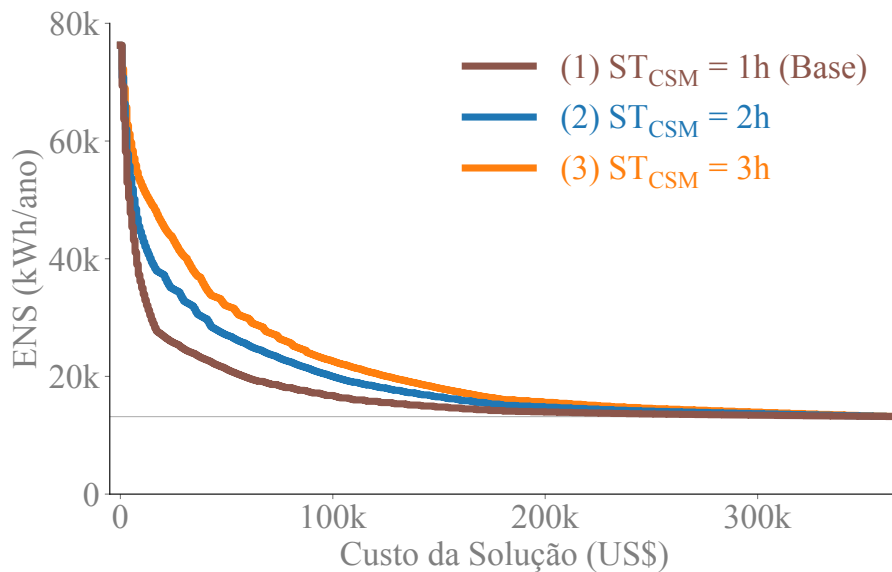
Fonte: Autoria própria.

A redução do custo presente total das CSRs permite utilizar uma maior quantidade de CSRs a um menor custo total, gerando então, redução nos níveis de ENS para custos iguais de diferentes frentes de Pareto, como pode ser observado a se comparar as curvas na Figura 20. É importante notar que o custo máximo (C_{max}) que se pode ter é limitado, uma vez que não faz sentido adquirir mais CSRs do que o SDEE comporta, sendo então impossível, somente com o uso de CSRs, reduzir a ENS além do valor obtido pela solução de custo máximo, mesmo que

haja orçamento disponível superior ao valor do custo máximo. Por isso a frente de Pareto não continua para custos da solução maiores que C_{max} .

O método proposto foi, então, executada outras duas vezes, desta vez alterando-se somente os tempos médios de abertura (ST_{CSM}) das CSMs para duas e três horas. O resultado disto comparado ao experimento base é exibido na Figura 21.

Figura 21 – Comparação entre a frente de Pareto entre custo e ENS devido a variação do tempo médio de abertura (ST_{MS}) das CSMs.



Fonte: Autoria própria.

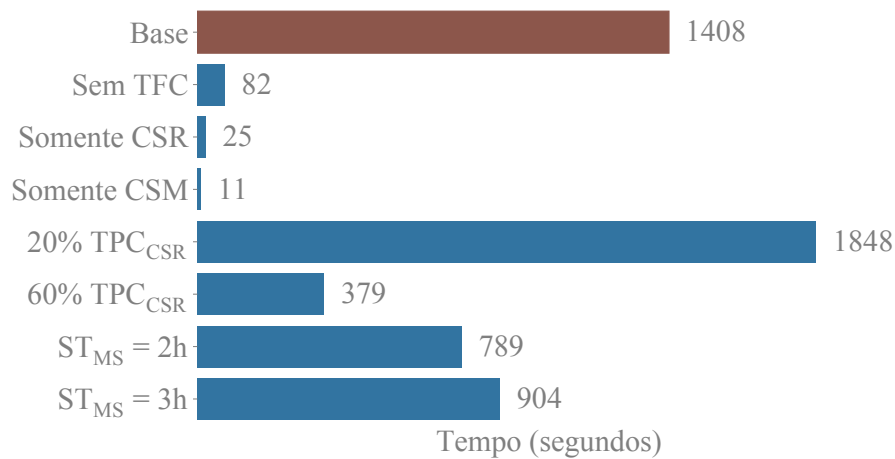
Observa-se pelas curvas 2 e 3 nesta figura que ST_{CSM} maiores resultam em frentes de Pareto mais suaves em relação ao caso base, visto na curva 1. Isso indica que é necessário um maior custo para se atingir os mesmos níveis de ENS para diferentes ST_{CSM} enquanto houver CSMs na solução.

4.3.5 Tempos de execução

O tempo de execução do método durante a etapa de otimização, ou seja, sem incluir os tempos de carregamento de modelos e coleta de resultados, para todos os experimentos analisados é apresentado na Figura 22. A método proposto se mostrou capaz de fazer o levantamento de uma frente de Pareto na ordem de tempo de minutos ou dezenas de minutos em diferentes condições, apresentando uma marca aceitável para uma atividade de planejamento. Investigações futuras são necessárias para verificar a escalabilidade do tempo de otimização para outros sistemas. Conclui-se da Figura 22, que a principal causa do aumento de tempo de execução é o número de

tipos de EPMs adotados, visto que quando se utiliza somente um EPM, seja CSM ou CSR, os tempos de execução são de 11 e 25 segundos, respectivamente, comparado ao 1408 segundos de tempo de execução do experimento base, em que se utiliza ambas. Isso pode ser explicado porque o espaço de busca depende do número de tipos de EPMs simultaneamente posicionados, na proporção de $(n_{EPS} + 1)^{|NS|}$, em que n_{EPS} é o número de EPMs considerados no modelo. Aponta-se como uma segunda causa do aumento do tempo de execução o uso de Transferência de Carga (TFC), já que sem TFC o tempo de execução em relação ao experimento base foi de 81 segundos. Pressupõe-se que uso de TFC torna o espaço de busca mais diversificado no que diz respeito a distribuição de boas soluções. Considera-se que não é possível tirar conclusões do impacto da variabilidade tanto do custo presente total (TPC_{CSR}) das CSRs e do tempo médio de abertura (ST_{CSM}) das CSMs nos tempos de execução.

Figura 22 – Tempo total de otimização de todos os experimentos.



Fonte: Autoria própria.

A fim de realizar uma investigação mais profunda nos tempos de execução, também foram coletados os tempos de otimização individual de cada intervalo sobre o qual a otimização é realizada no método proposto. Calcula-se o número de intervalos (n_{iter}) de acordo com a Equação 4.1, que é igual a 481 para a maioria dos experimentos conduzidos. As exceções são os casos discutidos na Seção 4.3.4, nos quais se reduziu o custo presente total (TPC_{CSR}) das CSRs a 20% e 60% do valor original, resultando em um número de intervalos igual a 96 e 289, respectivamente.

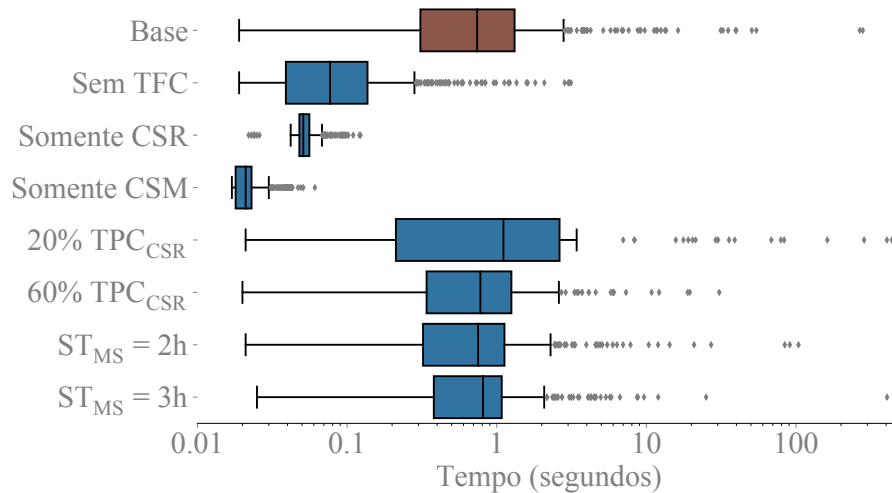
$$n_{iter} = 1 + n_{iter} = 1 + \mathbf{f}_{\mathbb{R} \rightarrow \mathbb{I}} \left(\frac{C_{max}}{TPC_{CSM}} \right) \quad (4.1)$$

Em que, na Equação 4.1:

- n_{iter} é igual ao número total de intervalos;
- $f_{\mathbb{R} \rightarrow \mathbb{I}}$ indica que deve-se arredondar o número obtido pela fração para o primeiro inteiro de valor maior ou igual;
- TPC_{CSM} é o custo presente total para as CSM;

Um diagrama de caixas desses tempos é apresentado na Figura 23 para todos os experimentos realizados. Destaca-se que os tempos de otimização por intervalo é geralmente entre 0,02 segundos e 3 segundos, com exceção de parte dos *outliers*. A mediana observada para todos os experimentos é em torno de no máximo um segundo. As mesmas observações inferidas a partir do tempo de execução total podem feitas. A possibilidade de se fazer TFC e o posicionamento simultâneo sendo apontado como as principais causas no aumento do tempo de otimização em relação aos experimentos nos quais a TFC e posicionamento simultâneo não são realizados. E muito pouco pode inferido da variação dos parâmetros de custo presente total (TPC_{CSR}) das CSRs e do tempo médio de abertura das chaves CSMs, visto a similaridade dos diagramas de caixa nesses experimentos.

Figura 23 – Diagrama de caixa dos tempos de otimização de todas as iterações de todos os experimentos.



Fonte: Autoria própria.

Porém, o que esses diagramas permitem notar é que embora a mediana do tempo das iterações seja da ordem de segundos, em algumas iterações o tempo de otimização pode chegar a ordem de centenas de segundos, como observado pelos *outliers* fora do diagrama de caixa da Figura 23. Isso indica que somente uma pequena porcentagem das iterações (os *outliers*) é responsável pela maior parte do tempo de otimização. A fim de ilustração, dois *outliers* do experimento base possuem tempo de otimização de aproximadamente 300 segundos, enquanto

todo o experimento base possui tempo de otimização de 1408 segundos, ou seja, sozinhos dois *outliers* entre 481 amostras são responsáveis por cerca de 42% do tempo total de otimização. As causas disso necessitam de mais investigação para serem esclarecidas, mas considera-se ao se identificar essas causas seja possível encontrar soluções que resultem em redução considerável dos tempos de otimização.

5 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

O Problema de Posicionamento Ótimo de Equipamentos de Proteção e Manobra (PPOEPM) é um problema de otimização que busca melhorar a confiabilidade dos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica (SDEEs) através da redução de indicadores, como o indicador de Energia Não Servida (ENS), e do custo da solução escolhida. Esta dissertação propõe um método para obter frentes de Pareto para os objetivos de custo da solução e o indicador de ENS para SDEEs com base na otimização de um modelo de Programação Linear Inteira Mista (PLIM). O modelo proposto permite o posicionamento ótimo simultâneo de Chaves Seccionadoras Manuais (CSMs) e Chaves Seccionadoras Remotas (CSRs), dois dos principais Equipamentos de Proteção e Manobra (EPMs) utilizados com a finalidade de melhorar a confiabilidade de SDEEs. A método proposto se aproveita das relações de custo das CSMs e CSRs, cujas possibilidades de custo total para um solução é limitada, e da limitação de valores mínimos e máximo de uma solução, uma vez que um custo mínimo é zero e o custo máximo pode ser determinado baseado na quantidade de posições disponíveis para a instalação dos EPM. Garante-se que, mesmo com a limitação do modelo de PLIM ser mono-objetivo, possa-se obter a frente de Pareto para um problema bi-objetivo. Isso é feito através de múltiplas otimizações do modelo de PLIMs, nas quais o orçamento é incrementado de forma iterativa. Com isso, todas as soluções não dominadas podem ser coletadas a partir das quais se gera a frente de Pareto, que pode ser utilizada por um planejador do SDEE para determinar de forma mais conveniente qual a solução que lhe convém entre as muitas presentes na frente de Pareto, obtendo assim o posicionamento e o número de CSMs e CSRs em um SDEE.

A metodologia desenvolvida foi então aplicada ao *Roy Billinton Test System 4* (RBTS4), um SDEE de teste utilizado frequentemente em trabalhos do mesmo escopo. Como resultado pode-se então obter a frente de Pareto para este sistema de teste. Adicionalmente, múltiplos experimentos foram realizados para avaliar performance frente a variações na estrutura do modelo e em parâmetros. Esses experimentos buscam observar o impacto da utilização de Transferência de Carga (TFC), comparar o posicionamento simultâneo de CSMs e CSRs em relação ao posicionamento de somente CSMs ou somente CSRs no modelo, e verificar o impacto na variação do custo presente total TPC_{CSR} das CSRs e do tempo de abertura ST_{CSM} das CSMs. Além do levantamento da frente de Pareto para um caso do PPOEPM, as principais conclusões são apresentadas a seguir:

- A presença de TFC no SDEE pode reduzir a ENS em até um máximo de aproximadamente

80%, enquanto que, sem TFC, essa redução atinge, no máximo, aproximadamente 34%. Isso demonstra que o potencial de redução da ENS dos EPMs é melhor explorado para a topologia radial com recurso em relação a topologia radial.

- O uso exclusivo de CSMs permite uma rápida redução da ENS a um baixo custo, porém essa redução é limitada a, no máximo, aproximadamente 68%. O uso exclusivo de CSRs permite estender esse benefício para até um máximo de aproximadamente 80%, porém a altos custos. O posicionamento simultâneo dessas dois EPMs permite utilizar melhor os recursos investidos, aproveitando-se dos pontos fortes de cada em troca de um aumento na complexidade do espaço de busca, que resulta em maiores tempos de otimização;
- A redução do custo presente total TPC_{CSR} das CSRs viabiliza a utilização destas a um menor custo e o aumento no tempo de abertura ST_{CSM} das CSMs torna as CSRs mais atrativas, mesmo o custo dessas se mantendo, uma vez que a redução da ENS por parte das CSM passa a ser menor.
- Em relação aos tempos de execução, as principais causas de impacto foram identificadas como sendo a quantidade de EPS simultâneos considerados no modelo e o uso da TFC. Não foi possível retirar conclusão sobre o impacto da variação do custo presente total TPC_{CSR} das CSRs e do tempo de abertura ST_{CSM} das CSMs nos tempos de execução. Observou-se que uma pequena porcentagem das iterações ocorridas no decorrer da execução da metodologia são responsáveis por maior parte do tempo de execução, indicando aí um ponto que, se melhorado, pode resultar em melhores tempos de execução.

5.1 Trabalhos futuros

Os principais pontos a serem considerados para trabalhos futuros são listados à seguir.

- Aplicar o método desenvolvido para outros SDEEs. Isso pode ser feito com a finalidade de se observar a escalabilidade do método, observando-se fatores como tempos de otimização. Outra situação seria realizar um estudo de caso, com a finalidade de comparar os resultados obtidos antes e após o posicionamento de EPMs;
- Realizar a comparação do método desenvolvido com outras estratégias que gerem o mesmo tipo de resultado. Um exemplo seria realizar a otimização do PPOEPM através do uso de um algoritmo baseado como o *Non Sorted Genetic Algorithm - II* (NSGAI), descrito em Deb *et al.* (2002), que também permite obter uma frente de Pareto;

- Melhorar o modelo de PLIM através da inclusão da possibilidade de posicionar outros EPMS além das CSMs e CSRs;
- Melhorar ou implementar variações no modelo de PLIM a fim de torna-lo mais abrangente em relação as suas limitações, como permitir o posicionamento para outras topologias dos SDEEs e considerar a probabilidade de falha dos EPMS.

REFERÊNCIAS

- ABIRI-JAHROMI, A.; FOTUHI-FIRUZABAD, M.; PARVANIA, M.; MOSLEH, M. Optimized sectionalizing switch placement strategy in distribution systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 27, p. 362–370, 1 2012.
- ABRADEE — ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA. **Modulo V — Distribuição**. 2019. <https://abradee.org.br/arquivos/cartilha/2019/Modulo_05.zip>. Acesso em: 09/03/2021.
- ALAM, A.; PANT, V.; DAS, B. Switch and recloser placement in distribution system considering uncertainties in loads, failure rates and repair rates. **Electric Power Systems Research**, Elsevier Ltd, v. 140, p. 619–630, 11 2016.
- ALLAN, R. N.; BILLINTON, R.; SJARIEF, I.; GOEL, L.; SO, K. S. A reliability test system for educational purposes-basic distribution system data and results. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 6, n. 2, p. 813–820, 1991.
- ALVES, H. D. N. A hybrid application based on expert knowledge for solving the switches placement problem in distribution networks. **Journal of Control, Automation and Electrical Systems**, Springer New York LLC, v. 25, p. 252–261, 2014.
- ALVES, H. do N. A multi-population hybrid algorithm to solve multi-objective remote switches placement problem in distribution networks. **Journal of Control, Automation and Electrical Systems**, Springer New York LLC, v. 26, p. 545–555, 10 2015.
- AMAN, M. M.; JASMON, G. B.; MOKHLIS, H.; BAKAR, A. H. A. Optimum tie switches allocation and dg placement based on maximisation of system loadability using discrete artificial bee colony algorithm. **IET Generation, Transmission and Distribution**, Institution of Engineering and Technology, v. 10, p. 2277–2284, 7 2016.
- ANEEL — AGÊNCIA NACIONAL DE ENGENHARIA ELÉTRICA. **Chamada Nº 011/2010 Projeto Estratégico: "Programa Brasileiro de Redes Elétricas Inteligentes"**. 2010. <http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/PeD_2008-ChamadaPE11-2010.pdf>. Acesso em: 09/03/2021.
- ANEEL — AGÊNCIA NACIONAL DE ENGENHARIA ELÉTRICA. **Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico MCPSE**. 2015. <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2015674_2.pdf>. Acesso em: 09/03/2021.
- ANEEL — AGÊNCIA NACIONAL DE ENGENHARIA ELÉTRICA. 2021. <<https://www.aneel.gov.br/indicadores-coletivos-de-continuidade>>. Acesso em: 09/03/2021.
- ANEEL — AGÊNCIA NACIONAL DE ENGENHARIA ELÉTRICA. **PRODIST – Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica**. 2021. <https://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/M%C3%B3dulo_8-Revis%C3%A3o_12/342ff02a-8eab-2480-a135-e31ed2d7db47>. Acesso em: 09/03/2021.
- ANEEL — AGÊNCIA NACIONAL DE ENGENHARIA ELÉTRICA. **Ranking da Continuidade**. 2021. <<https://www.aneel.gov.br/ranking-da-continuidade>>. Acesso em: 05/04/2021.

ANTUNES, C. H.; ALVES, M. J.; CLÍMACO, J. **Multiobjective Linear and Integer Programming**. Suíça: Springer International Publishing, 2016.

ARENALES, M.; ARMENTANO, V. A.; MORABITO, R.; YANASSE, H. H. **Pesquisa Operacional**. 1. ed. São Paulo, SP: Elsevier, 2007.

ASSIS, L. S. D.; GONZÁLEZ, J. F. V.; USBERTI, F. L.; LYRA, C.; CAVELLUCCI, C.; ZUBEN, F. J. V. Switch allocation problems in power distribution systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., v. 30, p. 246–253, 1 2015.

BEZANSON, J.; EDELMAN, A.; KARPINSKI, S.; SHAH, V. B. Julia: A fresh approach to numerical computing. **SIAM review**, SIAM, v. 59, n. 1, p. 65–98, 2017. Disponível em: <<https://doi.org/10.1137/141000671>>.

BEZERRA, J. R.; BARROSO, G. C.; LEÃO, R. P. S.; SAMPAIO, R. F. Multiobjective optimization algorithm for switch placement in radial power distribution networks. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., v. 30, p. 545–552, 4 2015.

BILLINTON, R.; BILLINTON, J. Distribution system reliability indices. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 4, n. 1, p. 561–568, 1989.

BILLINTON, R.; JONNAVITHULA, I. S.; MEMBER, S. Optimal switching device placement in radial distribution systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 11, 1996.

BLUM, C.; ROLI, A. Metaheuristics in combinatorial optimization: Overview and conceptual comparison. **ACM Comput. Surv.**, Association for Computing Machinery, New York, NY, USA, v. 35, n. 3, p. 268–308, set. 2003.

BNDES — BANCO NACIONAL DO DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E SOCIAL. 2013. <<https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/plano-inova-empresa/plano-inova-energia>>. Acesso em: 10/11/2020.

BRADLEY, S. P.; HAX, A. C.; MAGNANTI, T. L. **Applied mathematical programming**. Reading, MA: Addison-Wesley, 1977.

BRANKE, J.; DEB, K.; MIETTINEN, K.; SŁOWIŃSKI, R. **Multiobjective Optimization: Interactive and Evolutionary Approaches**. 1. ed. Heidenburg, Alemanha: Springer-Verlag, 2008.

BROWN, R. E. **Electric Power Distribution Reliability**. 2. ed. Boca Raton, FL: Taylor & Francis Group, 2009.

CALDERARO, V.; LATTARULO, V.; PICCOLO, A.; SIANO, P. Optimal switch placement by alliance algorithm for improving microgrids reliability. **IEEE Transactions on Industrial Informatics**, v. 8, p. 925–934, 2012.

CAPES — COORDENAÇÃO DE APERFEIÇOAMENTO DE PESSOAL DE NÍVEL SUPERIOR. 2021. <<https://sucupira.capes.gov.br/sucupira/>>. Acesso em: 23/03/2021.

CGEE — CENTRO DE GESTÃO E ESTUDOS ESTRATÉGICOS. **Redes Elétricas Inteligentes: Contexto Nacional**. 2012. <https://www.cgee.org.br/documents/10195/734063/Redes_Eletricas_Inteligentes_22mar13_9539.pdf/36f87ff1-43ed-4f33-9b53-5c869ace9023?version=1.5>. Acesso em: 10/11/2020.

CLARIVATE ANALYTICS. 2021. <<http://www.webofknowledge.com>>. Acesso em: 23/03/2021.

CONTI, S.; RIZZO, S. A.; ZEINELDIN, H. H. Optimal switch placement considering costs and annual reliability improvement during the regulatory period. **International Transactions on Electrical Energy Systems**, John Wiley and Sons Ltd, v. 27, 5 2017.

DEB, K.; PRATAP, A.; AGARWAL, S.; MEYARIVAN, T. A fast and elitist multiobjective genetic algorithm: Nsga-ii. **IEEE Transactions on Evolutionary Computation**, v. 6, n. 2, p. 182–197, 2002.

DEZAKI, H. H.; ABYANEH, H. A.; AGHELI, A.; MAZLUMI, K. Optimized switch allocation to improve the restoration energy in distribution systems. **Journal of Electrical Engineering**, v. 63, p. 47–52, 2012.

DOE — U.S. DEPARTMENT OF ENERGY. **Economic Benefits of Increasing Electric Grid Resilience to Weather Outages**. 2013. <<https://www.energy.gov/downloads/economic-benefit-s-increasing-electric-grid-resilience-weather-outages>>. Acesso em: 05/04/2021.

DUNNING, I.; HUCHETTE, J.; LUBIN, M. Jump: A modeling language for mathematical optimization. **SIAM Review**, v. 59, n. 2, p. 295–320, 2017.

EC — EUROPEAN COMMISSION. **Identification of appropriate generation and system adequacy standards for the internal electricity market: final report**. 2016. <https://ec.europa.eu/energy/sites/default/files/documents/Generation%20adequacy%20Final%20Report_for%20publication.pdf>. Acesso em: 09/03/2021.

EPRI — ELECTRICAL POWER RESEARCH INSTITUTE. **Outage Cost Estimation Guidebook**. 1995. <<https://www.epri.com/research/products/TR-106082>>. Acesso em: 09/03/2021.

EPRI — ELECTRICAL POWER RESEARCH INSTITUTE. **Measuring the Value of Electric System Resiliency: A Review of Outage Cost Surveys and Natural Disaster Impact Study Methods**. 2017. <<https://www.epri.com/research/products/000000003002009670>>. Acesso em: 09/03/2021.

FALAGHI, H.; HAGHIFAM, M. R.; SINGH, C. Ant colony optimization-based method for placement of sectionalizing switches in distribution networks using a fuzzy multiobjective approach. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 24, p. 268–276, 2009.

FARAJOLLAHI, M.; FOTUHI-FIRUZABAD, M.; SAFDARIAN, A. Optimal placement of sectionalizing switch considering switch malfunction probability. **IEEE Transactions on Smart Grid**, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., v. 10, p. 403–413, 1 2019.

FARAJOLLAHI, M.; FOTUHI-FIRUZABAD, M.; SAFDARIAN, A. Sectionalizing switch placement in distribution networks considering switch failure. **IEEE Transactions on Smart Grid**, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., v. 10, p. 1080–1082, 1 2019.

FARAJOLLAHI, M.; FOTUHI-FIRUZABAD, M.; SAFDARIAN, A. Simultaneous placement of fault indicator and sectionalizing switch in distribution networks. **IEEE Transactions on Smart Grid**, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., v. 10, p. 2278–2287, 3 2019.

FARHANGI, H. The path of the smart grid. **IEEE Power and Energy Magazine**, v. 8, n. 1, p. 18–28, 2010.

FILHO, J. M. **Manual de equipamentos elétricos**. 4. ed. Rio de Janeiro, RJ: LTC, 2013.

GERS, J. M.; HOLMES, E. J. **Protection of Electricity Distribution Networks**. 3. ed. Herts, SG1 2AY, United Kingdom: The Institution of Engineering and Technology, 2011. (IET Power and Energy Series 65).

GILL, P. E.; MURRAY, W.; WRIGHT, M. H. **Practical Optimization**. Londres, Reino Unido: Academic Press Limited, 1982.

GOMES, A. C.; SAMPAIO, R. F.; BARROSO, G. C.; LEÃO, R. P. S. Optimum pareto method for simultaneous placement of manual and remote controlled switch based on milp model. No prelo. 2021.

GÖNEN, T. **Electric Power Distribution Engineering**. 3. ed. Boca Raton, FL: Taylor & Francis Group, 2014.

HAGHIFAM, M. R. Optimal allocation of tie points in radial distribution systems using a genetic algorithm. **European Transactions on Electrical Power**, v. 14, p. 85–96, 3 2004.

HEIDARI, A.; AGELIDIS, V. G.; KIA, M. Considerations of sectionalizing switches in distribution networks with distributed generation. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., v. 30, p. 1401–1409, 6 2015.

IEEE. Ieee guide for electric power distribution reliability indices. **IEEE Std 1366-2012 (Revision of IEEE Std 1366-2003)**, p. 1–43, 2012.

IZADI, M.; FARAJOLLAHI, M.; SAFDARIAN, A. Optimal deployment of remote-controlled switches in distribution networks considering laterals. **IET Generation, Transmission and Distribution**, Institution of Engineering and Technology, v. 13, p. 3264–3271, 8 2019.

IZADI, M.; SAFDARIAN, A. A mip model for risk constrained switch placement in distribution networks. **IEEE Transactions on Smart Grid**, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., v. 10, p. 4543–4553, 7 2019.

IZADI, M.; SAFDARIAN, A.; MOEINI-AGHTAIE, M.; LEHTONEN, M. Optimal placement of protective and controlling devices in electric power distribution systems: A mip model. **IEEE Access**, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., v. 7, p. 122827–122837, 2019.

JACOB, B.; NG, S. W.; WANG, D. T. Overview: On memory systems and their design. In: JACOB, B.; NG, S. W.; WANG, D. T. (Ed.). **Memory Systems**. San Francisco: Morgan Kaufmann, 2008. p. 1–54. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780123797513500023>>.

JOOSHAKI, M.; KARIMI-ARPANAHI, S.; LEHTONEN, M.; MILLAR, R. J.; FOTUHI-FIRUZABAD, M. Electricity distribution system switch optimization under incentive reliability scheme. **IEEE Access**, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., v. 8, p. 93455–93463, 2020.

- JOOSHAKI, M.; KARIMI-ARPANAHI, S.; LEHTONEN, M.; MILLAR, R. J.; FOTUHI-FIRUZABAD, M. Reliability-oriented electricity distribution system switch and tie line optimization. **IEEE Access**, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., v. 8, p. 130967–130978, 2020.
- JUNIOR, B. R. P.; COSSI, A. M.; CONTRERAS, J.; MANTOVANI, J. R. S. Multiobjective multistage distribution system planning using tabu search. **IET Generation, Transmission and Distribution**, v. 8, p. 35–45, 2014.
- KARIMI, H.; NIKNAM, T.; AGHAEI, J.; GHASEMIGARPACHI, M.; DEHGHANI, M. Switches optimal placement of automated distribution networks with probability customer interruption cost model: A case study. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, Elsevier Ltd, v. 127, 5 2021.
- KURIHARA, K.; SASAKI, Y.; ZOKA, Y.; YORINO, N. A study of reallocation planning for section switches considering employment cost and intermittent renewable energy. **Electrical Engineering in Japan (English translation of Denki Gakkai Ronbunshi)**, v. 184, p. 36–43, 7 2013.
- LEITE, F. da R.; GOMES, A. C.; MELO, L. S.; SAMPAIO, R. F.; LEÃO, R. P. S.; BARROSO, G. C.; BEZERRA, J. R. Efficient switch placement for power distribution systems using pareto optimality multiobjective function. **2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference — Latin America (ISGT Latin America)**, p. 1–5, 2019.
- LEVITIN, G.; MAZAL-TOV, S.; ELMAKIS, D. Optimal sectionalizer allocation in electric distribution systems by genetic algorithm. **Electric Power Systems Research**, v. 31, n. 2, p. 97–102, 1994.
- LEVITIN, G.; MAZAL-TOV, S.; ELMAKIS, D. Genetic algorithm for optimal sectionalizing in radial distribution systems with alternative supply. **Electric Power Systems Research**, v. 35, p. 155, 1995.
- LI, B.; WEI, J.; LIANG, Y.; CHEN, B. Optimal placement of fault indicator and sectionalizing switch in distribution networks. **IEEE Access**, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., v. 8, p. 17619–17631, 2020.
- LI, Z.; WU, W.; TAI, X.; ZHANG, B. Optimization model-based reliability assessment for distribution networks considering detailed placement of circuit breakers and switches. **IEEE Transactions on Power Systems**, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., v. 35, p. 3991–4004, 9 2020.
- LUC, D. T. **Multiobjective Linear Programming: An Introduction**. Suíça: Springer International Publishing, 2016. Disponível em: <<https://doi.org/10.1007/978-3-319-21091-9>>.
- LWIN, M.; GUO, J.; DIMITROV, N.; SANTOSO, S. Protective device and switch allocation for reliability optimization with distributed generators. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., v. 10, p. 449–458, 1 2019.
- LÓPEZ, J. C.; FRANCO, J. F.; RIDER, M. J. Optimisation-based switch allocation to improve energy losses and service restoration in radial electrical distribution systems. **IET Generation, Transmission and Distribution**, Institution of Engineering and Technology, v. 10, p. 2792–2801, 8 2016.

- MAO, Y.; MIU, K. N. Switch placement to improve system reliability for radial distribution systems with distributed generation. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 18, p. 1346–1352, 11 2003.
- MORADI, A.; FOTUHI-FIRUZABAD, M. Optimal switch placement in distribution systems using trinary particle swarm optimization algorithm. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 23, p. 271–279, 1 2008.
- POMBO, A. V.; MURTA-PINA, J.; PIRES, V. F. A multiobjective placement of switching devices in distribution networks incorporating distributed energy resources. **Electric Power Systems Research**, Elsevier Ltd, v. 130, p. 34–45, 1 2016.
- POPOVIĆ; BRBAKLIĆ, B.; KNEŽEVIĆ, S. A mixed integer linear programming based approach for optimal placement of different types of automation devices in distribution networks. **Electric Power Systems Research**, Elsevier Ltd, v. 148, p. 136–146, 7 2017.
- PROMMEE, W.; ONGSAKUL, W. Multi-objective optimal placement of protective devices on microgrid using improved binary multi-objective pso. **International Transactions on Electrical Energy Systems**, John Wiley and Sons Ltd, v. 25, p. 2621–2638, 11 2015.
- RAOOFAT, M. Simultaneous allocation of dgs and remote controllable switches in distribution networks considering multilevel load model. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, v. 33, p. 1429–1436, 10 2011.
- RAOOFAT, M.; MALEKPOUR, A. R. Optimal allocation of distributed generations and remote controllable switches to improve the network performance considering operation strategy of distributed generations. **Electric Power Components and Systems**, v. 39, p. 1809–1827, 10 2011.
- RAY, S.; BHATTACHARYA, A.; BHATTACHARJEE, S. Optimal placement of switches in a radial distribution network for reliability improvement. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, Elsevier Ltd, v. 76, p. 53–68, 3 2016.
- SALLAM, A. A.; MALIK, O. P. **Electric distribution systems**. 2. ed. Hoboken, NJ: John Wiley & Sons, 2019.
- SCIMAGO. **SJR — SCImago Journal & Country Rank [Portal]**. 2021. <<http://www.scimagojr.com>>. Acesso em: 23/03/2021.
- SHAHSAVARI, A.; FEREDUNIAN, A.; MAZHARI, S. M. A joint automatic and manual switch placement within distribution systems considering operational probabilities of control sequences. **International Transactions on Electrical Energy Systems**, John Wiley and Sons Ltd, v. 25, p. 2745–2768, 11 2015.
- SHORT, T. A. **Electric Power Distribution Handbook**. 2. ed. Boca Raton, FL: Taylor & Francis Group, 2014.
- SIIRTO, O. K.; SAFDARIAN, A.; LEHTONEN, M.; FOTUHI-FIRUZABAD, M. Optimal distribution network automation considering earth fault events. **IEEE Transactions on Smart Grid**, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., v. 6, p. 1010–1018, 3 2015.
- SILVA, L. G. W. D.; PEREIRA, R. A. F.; ABBAD, J. R.; MANTOVANI, J. R. S. Optimized allocation of control and protective devices in electric distribution systems. **Electric Power Components and Systems**, v. 38, p. 1–21, 1 2010.

SOUZA, J. de; RIDER, M. J.; MANTOVANI, J. R. S. Planning of distribution systems using mixed-integer linear programming models considering network reliability. **Journal of Control, Automation and Electrical Systems**, Springer Science and Business Media, LLC, v. 26, p. 170–179, 4 2015.

TIPPACHON, W.; RERKPREEDAPONG, D. Multiobjective optimal placement of switches and protective devices in electric power distribution systems using ant colony optimization. **Electric Power Systems Research**, v. 79, p. 1171–1178, 7 2009.

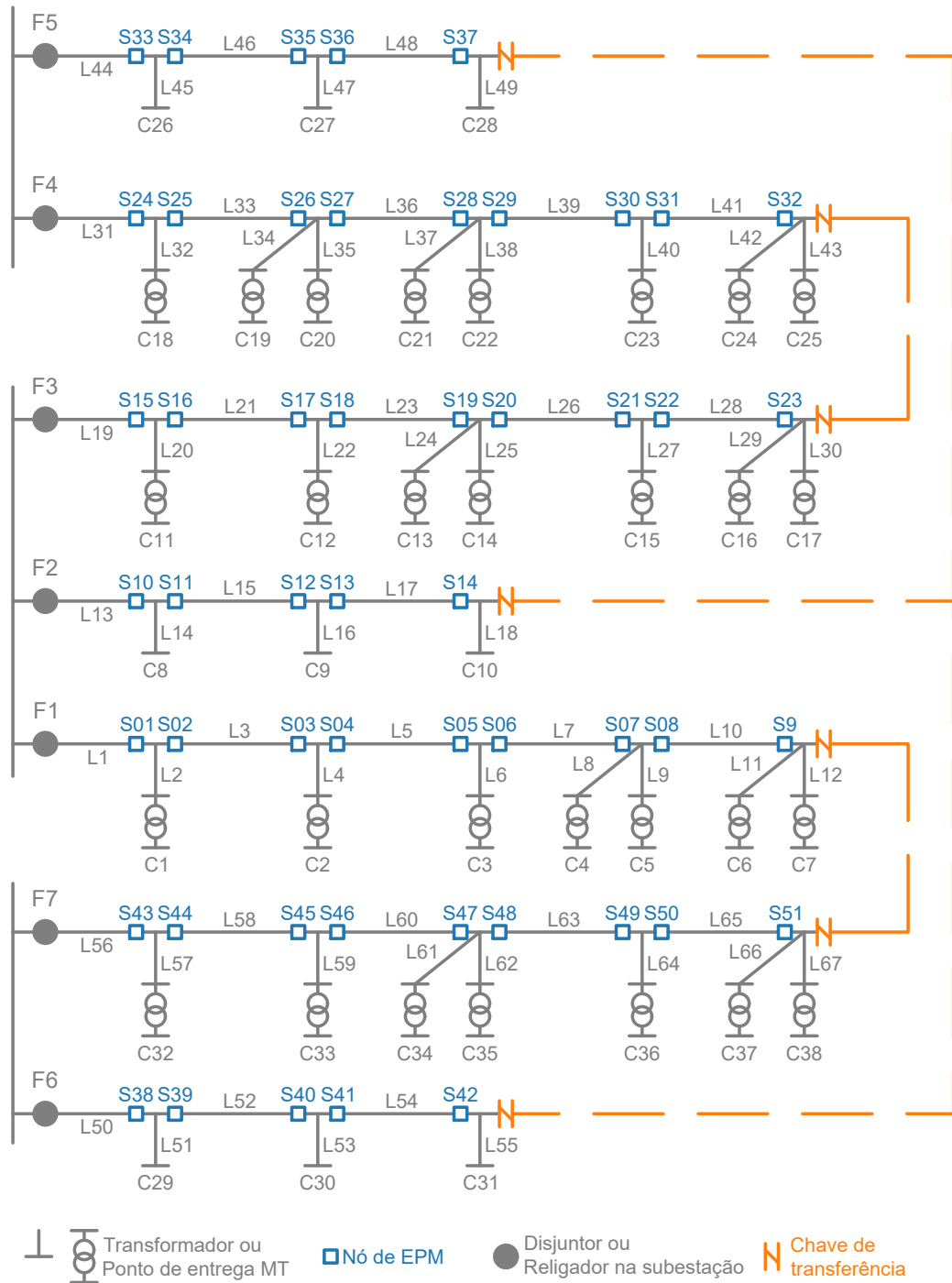
WANG, L.; LIN, J.; LIU, G.; WANG, G.; ZHONG, Q.; ZHAO, Y. An mip-based model for the deployment of fault indicators and sectionalizing switches in distribution networks. **Electric Power Systems Research**, Elsevier Ltd, v. 179, 2 2020.

YARI, A. R.; SHAKARAMI, M. R.; NAMDARI, F.; CHESHMEHBEIGI, H. M. A novel practical method for simultaneous placement of switching and protective devices considering load uncertainty. **International Transactions on Electrical Energy Systems**, John Wiley and Sons Ltd, v. 29, 6 2019.

APÊNDICE A – DADOS DO SISTEMA DE TESTE RBTS4

Neste apêndice apresenta-se os dados para o sistema de teste RBTS4 (Figura 24) utilizado nos experimentos desta dissertação, seguindo o modelo de dados apresentado na Seção 3.1.

Figura 24 – Sistema de Teste RBTS4.



Fonte: Autoria própria.

A.1 Conjuntos

Conjunto de alimentadores:

$$NF = \{F1, F2, F3, F4, F5, F6, F7\}.$$

Conjuntos de Equipamentos de Distribuição de Energia Elétrica (EDEEs) por alimentador:

$$NI_{F1} = \{L01, L02, C01, L03, L04, C02, L05, L06, C03, L07, L08, C04, L09, C05, L10, L11, C06, L12, C07\};$$

$$NI_{F2} = \{L13, L14, L15, L16, L17, L18\};$$

$$NI_{F3} = \{L19, L20, L21, L22, L23, L24, L25, L26, L27, L28, L29, L30, C11, C12, C13, C14, C15, C16, C17\};$$

$$NI_{F4} = \{L31, L32, L33, L34, L35, L36, L37, L38, L39, L40, L41, L42, L43, C18, C19, C20, C21, C22, C23, C24, C25\};$$

$$NI_{F5} = \{L44, L45, L46, L47, L48, L49\};$$

$$NI_{F6} = \{L50, L51, L52, L53, L54, L55\};$$

$$NI_{F7} = \{L56, L57, L58, L59, L60, L61, L62, L63, L64, L65, L66, L67, C32, C33, C34, C35, C36, C37, C38\}.$$

Conjuntos de cargas por alimentador:

$$NJ_{F1} = \{C01, C02, C03, C04, C05, C06, C07\};$$

$$NJ_{F2} = \{C08, C09, C10\};$$

$$NJ_{F3} = \{C11, C12, C13, C14, C15, C16, C17, \};$$

$$NJ_{F4} = \{C18, C19, C20, C21, C22, C23, C24, C25, \};$$

$$NJ_{F5} = \{C26, C27, C28\};$$

$$NJ_{F6} = \{C29, C30, C31\};$$

$$NJ_{F7} = \{C32, C33, C34, C35, C36, C37, C38\}.$$

Conjunto de nós:

$$NS_{F1} = \{S01, S02, S03, S04, S05, S06, S07, S08, S09\};$$

$$NS_{F2} = \{S10, S11, S12, S13, S14\};$$

$$NS_{F3} = \{S15, S16, S17, S18, S19, S20, S21, S22, S23\};$$

$$NS_{F4} = \{S24, S25, S26, S27, S28, S29, S30, S31, S32\};$$

$$NS_{F5} = \{S33, S34, S35, S36, S37\};$$

$$NS_{F6} = \{S38, S39, S40, S41, S42\};$$

$$NS_{F7} = \{S43, S44, S45, S46, S47, S48, S49, S50, S51\}.$$

Tipo de cargas:

$$NK = \{ \text{”RESIDENCIAL”}, \text{”COMERCIAL”}, \text{”INDUSTRIAL”} \}.$$

Conjuntos dos nós que podem ser utilizados para recuperar uma carga devido a uma contingência em um EDEE:

$$NA_{(L01,C01,F1)} = \{S01, \};$$

$$NA_{(L02,C01,F1)} = \{\emptyset\};$$

$$NA_{(C01,C01,F1)} = \{\emptyset\};$$

$$NA_{(L03,C01,F1)} = \{S02, \};$$

$$NA_{(L04,C01,F1)} = \{S02, S3\};$$

$$NA_{(C02,C01,F1)} = \{S02, S3\};$$

$$NA_{(L05,C01,F1)} = \{S02, S03, S4\};$$

$$NA_{(L06,C01,F1)} = \{S02, S03, S04, S5\};$$

$$NA_{(C03,C01,F1)} = \{S02, S03, S04, S5\};$$

$$NA_{(L07,C01,F1)} = \{S02, S03, S04, S05, S6\};$$

$$NA_{(L08,C01,F1)} = \{S02, S03, S04, S05, S06, S7\};$$

$$NA_{(C04,C01,F1)} = \{S02, S03, S04, S05, S06, S7\};$$

$$NA_{(L09,C01,F1)} = \{S02, S03, S04, S05, S06, S7\};$$

$$NA_{(C05,C01,F1)} = \{S02, S03, S04, S05, S06, S7\};$$

$$NA_{(L10,C01,F1)} = \{S02, S03, S04, S05, S06, S07, S8\};$$

$$NA_{(L11,C01,F1)} = \{S02, S03, S04, S05, S06, S07, S08, S9\};$$

$$NA_{(C06,C01,F1)} = \{S02, S03, S04, S05, S06, S07, S08, S9\};$$

$$NA_{(L12,C01,F1)} = \{S02, S03, S04, S05, S06, S07, S08, S9\};$$

$$NA_{(C07,C01,F1)} = \{S02, S03, S04, S05, S06, S07, S08, S9\};$$

$$NA_{(L01,C02,F1)} = \{S01, S02, S3\};$$

$$NA_{(L02,C02,F1)} = \{S02, S3\};$$

$$NA_{(C01,C02,F1)} = \{S02, S3\};$$

$$NA_{(L03,C02,F1)} = \{S03, \};$$

$$NA_{(L04,C02,F1)} = \{\emptyset\};$$

$$NA_{(C02,C02,F1)} = \{\emptyset\};$$

$$NA_{(L05,C02,F1)} = \{S04, \};$$

$$NA_{(L06,C02,F1)} = \{S04, S5\};$$

$$NA_{(C03,C02,F1)} = \{S04, S5\};$$

$$NA_{(L07,C02,F1)} = \{S04, S05, S6\};$$

$$NA_{(L08,C02,F1)} = \{S04, S05, S06, S7\};$$

$$NA_{(C04,C02,F1)} = \{S04, S05, S06, S7\};$$

$$NA_{(L09,C02,F1)} = \{S04, S05, S06, S7\};$$

$$NA_{(C05,C02,F1)} = \{S04, S05, S06, S7\};$$

$$NA_{(L10,C02,F1)} = \{S04, S05, S06, S07, S8\};$$

$$NA_{(L11,C02,F1)} = \{S04, S05, S06, S07, S08, S9\};$$

$$NA_{(C06,C02,F1)} = \{S04, S05, S06, S07, S08, S9\};$$

$$NA_{(L12,C02,F1)} = \{S04, S05, S06, S07, S08, S9\};$$

$$NA_{(C07,C02,F1)} = \{S04, S05, S06, S07, S08, S9\};$$

$$NA_{(L01,C03,F1)} = \{S01, S02, S03, S04, S5\};$$

$$NA_{(L02,C03,F1)} = \{S02, S03, S04, S5\};$$

$$NA_{(C01,C03,F1)} = \{S02, S03, S04, S5\};$$

$$NA_{(L03,C03,F1)} = \{S03, S04, S5\};$$

$$NA_{(L04,C03,F1)} = \{S04, S5\};$$

$$NA_{(C02,C03,F1)} = \{S04, S5\};$$

$$\begin{aligned}
NA_{(L05,C03,F1)} &= \{S05, \}; \\
NA_{(L06,C03,F1)} &= \{\emptyset\}; \\
NA_{(C03,C03,F1)} &= \{\emptyset\}; \\
NA_{(L07,C03,F1)} &= \{S06, \}; \\
NA_{(L08,C03,F1)} &= \{S06, S7\}; \\
NA_{(C04,C03,F1)} &= \{S06, S7\}; \\
NA_{(L09,C03,F1)} &= \{S06, S7\}; \\
NA_{(C05,C03,F1)} &= \{S06, S7\}; \\
NA_{(L10,C03,F1)} &= \{S06, S07, S8\}; \\
NA_{(L11,C03,F1)} &= \{S06, S07, S08, S9\}; \\
NA_{(C06,C03,F1)} &= \{S06, S07, S08, S9\}; \\
NA_{(L12,C03,F1)} &= \{S06, S07, S08, S9\}; \\
NA_{(C07,C03,F1)} &= \{S06, S07, S08, S9\}; \\
NA_{(L01,C04,F1)} &= \{S01, S02, S03, S04, S05, S06, S7\}; \\
NA_{(L02,C04,F1)} &= \{S02, S03, S04, S05, S06, S7\}; \\
NA_{(C01,C04,F1)} &= \{S02, S03, S04, S05, S06, S7\}; \\
NA_{(L03,C04,F1)} &= \{S03, S04, S05, S06, S7\}; \\
NA_{(L04,C04,F1)} &= \{S04, S05, S06, S7\}; \\
NA_{(C02,C04,F1)} &= \{S04, S05, S06, S7\}; \\
NA_{(L05,C04,F1)} &= \{S05, S06, S7\}; \\
NA_{(L06,C04,F1)} &= \{S06, S7\}; \\
NA_{(C03,C04,F1)} &= \{S06, S7\}; \\
NA_{(L07,C04,F1)} &= \{S07, \}; \\
NA_{(L08,C04,F1)} &= \{\emptyset\}; \\
NA_{(C04,C04,F1)} &= \{\emptyset\}; \\
NA_{(L09,C04,F1)} &= \{\emptyset\}; \\
NA_{(C05,C04,F1)} &= \{\emptyset\}; \\
NA_{(L10,C04,F1)} &= \{S08, \};
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
NA_{(L11,C04,F1)} &= \{S08, S9\}; \\
NA_{(C06,C04,F1)} &= \{S08, S9\}; \\
NA_{(L12,C04,F1)} &= \{S08, S9\}; \\
NA_{(C07,C04,F1)} &= \{S08, S9\}; \\
NA_{(L01,C05,F1)} &= \{S01, S02, S03, S04, S05, S06, S7\}; \\
NA_{(L02,C05,F1)} &= \{S02, S03, S04, S05, S06, S7\}; \\
NA_{(C01,C05,F1)} &= \{S02, S03, S04, S05, S06, S7\}; \\
NA_{(L03,C05,F1)} &= \{S03, S04, S05, S06, S7\}; \\
NA_{(L04,C05,F1)} &= \{S04, S05, S06, S7\}; \\
NA_{(C02,C05,F1)} &= \{S04, S05, S06, S7\}; \\
NA_{(L05,C05,F1)} &= \{S05, S06, S7\}; \\
NA_{(L06,C05,F1)} &= \{S06, S7\}; \\
NA_{(C03,C05,F1)} &= \{S06, S7\}; \\
NA_{(L07,C05,F1)} &= \{S07, \}; \\
NA_{(L08,C05,F1)} &= \{\emptyset\}; \\
NA_{(C04,C05,F1)} &= \{\emptyset\}; \\
NA_{(L09,C05,F1)} &= \{\emptyset\}; \\
NA_{(C05,C05,F1)} &= \{\emptyset\}; \\
NA_{(L10,C05,F1)} &= \{S08, \}; \\
NA_{(L11,C05,F1)} &= \{S08, S9\}; \\
NA_{(C06,C05,F1)} &= \{S08, S9\}; \\
NA_{(L12,C05,F1)} &= \{S08, S9\}; \\
NA_{(C07,C05,F1)} &= \{S08, S9\}; \\
NA_{(L01,C06,F1)} &= \{S01, S02, S03, S04, S05, S06, S07, S08, S9\}; \\
NA_{(L02,C06,F1)} &= \{S02, S03, S04, S05, S06, S07, S08, S9\}; \\
NA_{(C01,C06,F1)} &= \{S02, S03, S04, S05, S06, S07, S08, S9\}; \\
NA_{(L03,C06,F1)} &= \{S03, S04, S05, S06, S07, S08, S9\}; \\
NA_{(L04,C06,F1)} &= \{S04, S05, S06, S07, S08, S9\};
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
NA_{(C02,C06,F1)} &= \{S04, S05, S06, S07, S08, S9\}; \\
NA_{(L05,C06,F1)} &= \{S05, S06, S07, S08, S9\}; \\
NA_{(L06,C06,F1)} &= \{S06, S07, S08, S9\}; \\
NA_{(C03,C06,F1)} &= \{S06, S07, S08, S9\}; \\
NA_{(L07,C06,F1)} &= \{S07, S08, S9\}; \\
NA_{(L08,C06,F1)} &= \{S08, S9\}; \\
NA_{(C04,C06,F1)} &= \{S08, S9\}; \\
NA_{(L09,C06,F1)} &= \{S08, S9\}; \\
NA_{(C05,C06,F1)} &= \{S08, S9\}; \\
NA_{(L10,C06,F1)} &= \{S09, \}; \\
NA_{(L11,C06,F1)} &= \{\emptyset\}; \\
NA_{(C06,C06,F1)} &= \{\emptyset\}; \\
NA_{(L12,C06,F1)} &= \{\emptyset\}; \\
NA_{(C07,C06,F1)} &= \{\emptyset\}; \\
NA_{(L01,C07,F1)} &= \{S01, S02, S03, S04, S05, S06, S07, S08, S9\}; \\
NA_{(L02,C07,F1)} &= \{S02, S03, S04, S05, S06, S07, S08, S9\}; \\
NA_{(C01,C07,F1)} &= \{S02, S03, S04, S05, S06, S07, S08, S9\}; \\
NA_{(L03,C07,F1)} &= \{S03, S04, S05, S06, S07, S08, S9\}; \\
NA_{(L04,C07,F1)} &= \{S04, S05, S06, S07, S08, S9\}; \\
NA_{(C02,C07,F1)} &= \{S04, S05, S06, S07, S08, S9\}; \\
NA_{(L05,C07,F1)} &= \{S05, S06, S07, S08, S9\}; \\
NA_{(L06,C07,F1)} &= \{S06, S07, S08, S9\}; \\
NA_{(C03,C07,F1)} &= \{S06, S07, S08, S9\}; \\
NA_{(L07,C07,F1)} &= \{S07, S08, S9\}; \\
NA_{(L08,C07,F1)} &= \{S08, S9\}; \\
NA_{(C04,C07,F1)} &= \{S08, S9\}; \\
NA_{(L09,C07,F1)} &= \{S08, S9\}; \\
NA_{(C05,C07,F1)} &= \{S08, S9\};
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
NA_{(L10,C07,F1)} &= \{S09, \}; \\
NA_{(L11,C07,F1)} &= \{\emptyset\}; \\
NA_{(C06,C07,F1)} &= \{\emptyset\}; \\
NA_{(L12,C07,F1)} &= \{\emptyset\}; \\
NA_{(C07,C07,F1)} &= \{\emptyset\}; \\
NA_{(L13,C08,F2)} &= \{S10, \}; \\
NA_{(L14,C08,F2)} &= \{\emptyset\}; \\
NA_{(L15,C08,F2)} &= \{S11, \}; \\
NA_{(L16,C08,F2)} &= \{S11, S12\}; \\
NA_{(L17,C08,F2)} &= \{S11, S12, S13\}; \\
NA_{(L18,C08,F2)} &= \{S11, S12, S13, S14\}; \\
NA_{(L13,C09,F2)} &= \{S10, S11, S12\}; \\
NA_{(L14,C09,F2)} &= \{S11, S12\}; \\
NA_{(L15,C09,F2)} &= \{S12, \}; \\
NA_{(L16,C09,F2)} &= \{\emptyset\}; \\
NA_{(L17,C09,F2)} &= \{S13, \}; \\
NA_{(L18,C09,F2)} &= \{S13, S14\}; \\
NA_{(L13,C10,F2)} &= \{S10, S11, S12, S13, S14\}; \\
NA_{(L14,C10,F2)} &= \{S11, S12, S13, S14\}; \\
NA_{(L15,C10,F2)} &= \{S12, S13, S14\}; \\
NA_{(L16,C10,F2)} &= \{S13, S14\}; \\
NA_{(L17,C10,F2)} &= \{S14, \}; \\
NA_{(L18,C10,F2)} &= \{\emptyset\}; \\
NA_{(L19,C11,F3)} &= \{S15, \}; \\
NA_{(L20,C11,F3)} &= \{\emptyset\}; \\
NA_{(L21,C11,F3)} &= \{S16, \}; \\
NA_{(L22,C11,F3)} &= \{S16, S17\}; \\
NA_{(L23,C11,F3)} &= \{S16, S17, S18\};
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
NA_{(L24,C11,F3)} &= \{S16, S17, S18, S19\}; \\
NA_{(L25,C11,F3)} &= \{S16, S17, S18, S19\}; \\
NA_{(L26,C11,F3)} &= \{S16, S17, S18, S19, S20\}; \\
NA_{(L27,C11,F3)} &= \{S16, S17, S18, S19, S20, S21\}; \\
NA_{(L28,C11,F3)} &= \{S16, S17, S18, S19, S20, S21, S22\}; \\
NA_{(L29,C11,F3)} &= \{S16, S17, S18, S19, S20, S21, S22, S23\}; \\
NA_{(L30,C11,F3)} &= \{S16, S17, S18, S19, S20, S21, S22, S23\}; \\
NA_{(C11,C11,F3)} &= \{\emptyset\}; \\
NA_{(C12,C11,F3)} &= \{S16, S17\}; \\
NA_{(C13,C11,F3)} &= \{S16, S17, S18, S19\}; \\
NA_{(C14,C11,F3)} &= \{S16, S17, S18, S19\}; \\
NA_{(C15,C11,F3)} &= \{S16, S17, S18, S19, S20, S21\}; \\
NA_{(C16,C11,F3)} &= \{S16, S17, S18, S19, S20, S21, S22, S23\}; \\
NA_{(C17,C11,F3)} &= \{S16, S17, S18, S19, S20, S21, S22, S23\}; \\
NA_{(L19,C12,F3)} &= \{S15, S16, S17\}; \\
NA_{(L20,C12,F3)} &= \{S16, S17\}; \\
NA_{(L21,C12,F3)} &= \{S17, \}; \\
NA_{(L22,C12,F3)} &= \{\emptyset\}; \\
NA_{(L23,C12,F3)} &= \{S18, \}; \\
NA_{(L24,C12,F3)} &= \{S18, S19\}; \\
NA_{(L25,C12,F3)} &= \{S18, S19\}; \\
NA_{(L26,C12,F3)} &= \{S18, S19, S20\}; \\
NA_{(L27,C12,F3)} &= \{S18, S19, S20, S21\}; \\
NA_{(L28,C12,F3)} &= \{S18, S19, S20, S21, S22\}; \\
NA_{(L29,C12,F3)} &= \{S18, S19, S20, S21, S22, S23\}; \\
NA_{(L30,C12,F3)} &= \{S18, S19, S20, S21, S22, S23\}; \\
NA_{(C11,C12,F3)} &= \{S16, S17\}; \\
NA_{(C12,C12,F3)} &= \{\emptyset\};
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
NA_{(C13,C12,F3)} &= \{S18, S19\}; \\
NA_{(C14,C12,F3)} &= \{S18, S19\}; \\
NA_{(C15,C12,F3)} &= \{S18, S19, S20, S21\}; \\
NA_{(C16,C12,F3)} &= \{S18, S19, S20, S21, S22, S23\}; \\
NA_{(C17,C12,F3)} &= \{S18, S19, S20, S21, S22, S23\}; \\
NA_{(L19,C13,F3)} &= \{S15, S16, S17, S18, S19\}; \\
NA_{(L20,C13,F3)} &= \{S16, S17, S18, S19\}; \\
NA_{(L21,C13,F3)} &= \{S17, S18, S19\}; \\
NA_{(L22,C13,F3)} &= \{S18, S19\}; \\
NA_{(L23,C13,F3)} &= \{S19, \}; \\
NA_{(L24,C13,F3)} &= \{\emptyset\}; \\
NA_{(L25,C13,F3)} &= \{\emptyset\}; \\
NA_{(L26,C13,F3)} &= \{S20, \}; \\
NA_{(L27,C13,F3)} &= \{S20, S21\}; \\
NA_{(L28,C13,F3)} &= \{S20, S21, S22\}; \\
NA_{(L29,C13,F3)} &= \{S20, S21, S22, S23\}; \\
NA_{(L30,C13,F3)} &= \{S20, S21, S22, S23\}; \\
NA_{(C11,C13,F3)} &= \{S16, S17, S18, S19\}; \\
NA_{(C12,C13,F3)} &= \{S18, S19\}; \\
NA_{(C13,C13,F3)} &= \{\emptyset\}; \\
NA_{(C14,C13,F3)} &= \{\emptyset\}; \\
NA_{(C15,C13,F3)} &= \{S20, S21\}; \\
NA_{(C16,C13,F3)} &= \{S20, S21, S22, S23\}; \\
NA_{(C17,C13,F3)} &= \{S20, S21, S22, S23\}; \\
NA_{(L19,C14,F3)} &= \{S15, S16, S17, S18, S19\}; \\
NA_{(L20,C14,F3)} &= \{S16, S17, S18, S19\}; \\
NA_{(L21,C14,F3)} &= \{S17, S18, S19\}; \\
NA_{(L22,C14,F3)} &= \{S18, S19\};
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
NA_{(L23,C14,F3)} &= \{S19, \}; \\
NA_{(L24,C14,F3)} &= \{\emptyset\}; \\
NA_{(L25,C14,F3)} &= \{\emptyset\}; \\
NA_{(L26,C14,F3)} &= \{S20, \}; \\
NA_{(L27,C14,F3)} &= \{S20, S21\}; \\
NA_{(L28,C14,F3)} &= \{S20, S21, S22\}; \\
NA_{(L29,C14,F3)} &= \{S20, S21, S22, S23\}; \\
NA_{(L30,C14,F3)} &= \{S20, S21, S22, S23\}; \\
NA_{(C11,C14,F3)} &= \{S16, S17, S18, S19\}; \\
NA_{(C12,C14,F3)} &= \{S18, S19\}; \\
NA_{(C13,C14,F3)} &= \{\emptyset\}; \\
NA_{(C14,C14,F3)} &= \{\emptyset\}; \\
NA_{(C15,C14,F3)} &= \{S20, S21\}; \\
NA_{(C16,C14,F3)} &= \{S20, S21, S22, S23\}; \\
NA_{(C17,C14,F3)} &= \{S20, S21, S22, S23\}; \\
NA_{(L19,C15,F3)} &= \{S15, S16, S17, S18, S19, S20, S21\}; \\
NA_{(L20,C15,F3)} &= \{S16, S17, S18, S19, S20, S21\}; \\
NA_{(L21,C15,F3)} &= \{S17, S18, S19, S20, S21\}; \\
NA_{(L22,C15,F3)} &= \{S18, S19, S20, S21\}; \\
NA_{(L23,C15,F3)} &= \{S19, S20, S21\}; \\
NA_{(L24,C15,F3)} &= \{S20, S21\}; \\
NA_{(L25,C15,F3)} &= \{S20, S21\}; \\
NA_{(L26,C15,F3)} &= \{S21, \}; \\
NA_{(L27,C15,F3)} &= \{\emptyset\}; \\
NA_{(L28,C15,F3)} &= \{S22, \}; \\
NA_{(L29,C15,F3)} &= \{S22, S23\}; \\
NA_{(L30,C15,F3)} &= \{S22, S23\}; \\
NA_{(C11,C15,F3)} &= \{S16, S17, S18, S19, S20, S21\};
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
NA_{(C12,C15,F3)} &= \{S18, S19, S20, S21\}; \\
NA_{(C13,C15,F3)} &= \{S20, S21\}; \\
NA_{(C14,C15,F3)} &= \{S20, S21\}; \\
NA_{(C15,C15,F3)} &= \{\emptyset\}; \\
NA_{(C16,C15,F3)} &= \{S22, S23\}; \\
NA_{(C17,C15,F3)} &= \{S22, S23\}; \\
NA_{(L19,C16,F3)} &= \{S15, S16, S17, S18, S19, S20, S21, S22, S23\}; \\
NA_{(L20,C16,F3)} &= \{S16, S17, S18, S19, S20, S21, S22, S23\}; \\
NA_{(L21,C16,F3)} &= \{S17, S18, S19, S20, S21, S22, S23\}; \\
NA_{(L22,C16,F3)} &= \{S18, S19, S20, S21, S22, S23\}; \\
NA_{(L23,C16,F3)} &= \{S19, S20, S21, S22, S23\}; \\
NA_{(L24,C16,F3)} &= \{S20, S21, S22, S23\}; \\
NA_{(L25,C16,F3)} &= \{S20, S21, S22, S23\}; \\
NA_{(L26,C16,F3)} &= \{S21, S22, S23\}; \\
NA_{(L27,C16,F3)} &= \{S22, S23\}; \\
NA_{(L28,C16,F3)} &= \{S23, \}; \\
NA_{(L29,C16,F3)} &= \{\emptyset\}; \\
NA_{(L30,C16,F3)} &= \{\emptyset\}; \\
NA_{(C11,C16,F3)} &= \{S16, S17, S18, S19, S20, S21, S22, S23\}; \\
NA_{(C12,C16,F3)} &= \{S18, S19, S20, S21, S22, S23\}; \\
NA_{(C13,C16,F3)} &= \{S20, S21, S22, S23\}; \\
NA_{(C14,C16,F3)} &= \{S20, S21, S22, S23\}; \\
NA_{(C15,C16,F3)} &= \{S22, S23\}; \\
NA_{(C16,C16,F3)} &= \{\emptyset\}; \\
NA_{(C17,C16,F3)} &= \{\emptyset\}; \\
NA_{(L19,C17,F3)} &= \{S15, S16, S17, S18, S19, S20, S21, S22, S23\}; \\
NA_{(L20,C17,F3)} &= \{S16, S17, S18, S19, S20, S21, S22, S23\}; \\
NA_{(L21,C17,F3)} &= \{S17, S18, S19, S20, S21, S22, S23\};
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
NA_{(L22,C17,F3)} &= \{S18, S19, S20, S21, S22, S23\}; \\
NA_{(L23,C17,F3)} &= \{S19, S20, S21, S22, S23\}; \\
NA_{(L24,C17,F3)} &= \{S20, S21, S22, S23\}; \\
NA_{(L25,C17,F3)} &= \{S20, S21, S22, S23\}; \\
NA_{(L26,C17,F3)} &= \{S21, S22, S23\}; \\
NA_{(L27,C17,F3)} &= \{S22, S23\}; \\
NA_{(L28,C17,F3)} &= \{S23, \}; \\
NA_{(L29,C17,F3)} &= \{\emptyset\}; \\
NA_{(L30,C17,F3)} &= \{\emptyset\}; \\
NA_{(C11,C17,F3)} &= \{S16, S17, S18, S19, S20, S21, S22, S23\}; \\
NA_{(C12,C17,F3)} &= \{S18, S19, S20, S21, S22, S23\}; \\
NA_{(C13,C17,F3)} &= \{S20, S21, S22, S23\}; \\
NA_{(C14,C17,F3)} &= \{S20, S21, S22, S23\}; \\
NA_{(C15,C17,F3)} &= \{S22, S23\}; \\
NA_{(C16,C17,F3)} &= \{\emptyset\}; \\
NA_{(C17,C17,F3)} &= \{\emptyset\}; \\
NA_{(L31,C18,F4)} &= \{S24, \}; \\
NA_{(L32,C18,F4)} &= \{\emptyset\}; \\
NA_{(L33,C18,F4)} &= \{S25, \}; \\
NA_{(L34,C18,F4)} &= \{S25, S26\}; \\
NA_{(L35,C18,F4)} &= \{S25, S26\}; \\
NA_{(L36,C18,F4)} &= \{S25, S26, S27\}; \\
NA_{(L37,C18,F4)} &= \{S25, S26, S27, S28\}; \\
NA_{(L38,C18,F4)} &= \{S25, S26, S27, S28\}; \\
NA_{(L39,C18,F4)} &= \{S25, S26, S27, S28, S29\}; \\
NA_{(L40,C18,F4)} &= \{S25, S26, S27, S28, S29, S30\}; \\
NA_{(L41,C18,F4)} &= \{S25, S26, S27, S28, S29, S30, S31\}; \\
NA_{(L42,C18,F4)} &= \{S25, S26, S27, S28, S29, S30, S31, S32\};
\end{aligned}$$

$$NA_{(L43,C18,F4)} = \{S25, S26, S27, S28, S29, S30, S31, S32\};$$

$$NA_{(C18,C18,F4)} = \{\emptyset\};$$

$$NA_{(C19,C18,F4)} = \{S25, S26\};$$

$$NA_{(C20,C18,F4)} = \{S25, S26\};$$

$$NA_{(C21,C18,F4)} = \{S25, S26, S27, S28\};$$

$$NA_{(C22,C18,F4)} = \{S25, S26, S27, S28\};$$

$$NA_{(C23,C18,F4)} = \{S25, S26, S27, S28, S29, S30\};$$

$$NA_{(C24,C18,F4)} = \{S25, S26, S27, S28, S29, S30, S31, S32\};$$

$$NA_{(C25,C18,F4)} = \{S25, S26, S27, S28, S29, S30, S31, S32\};$$

$$NA_{(L31,C19,F4)} = \{S24, S25, S26\};$$

$$NA_{(L32,C19,F4)} = \{S25, S26\};$$

$$NA_{(L33,C19,F4)} = \{S26, \};$$

$$NA_{(L34,C19,F4)} = \{\emptyset\};$$

$$NA_{(L35,C19,F4)} = \{\emptyset\};$$

$$NA_{(L36,C19,F4)} = \{S27, \};$$

$$NA_{(L37,C19,F4)} = \{S27, S28\};$$

$$NA_{(L38,C19,F4)} = \{S27, S28\};$$

$$NA_{(L39,C19,F4)} = \{S27, S28, S29\};$$

$$NA_{(L40,C19,F4)} = \{S27, S28, S29, S30\};$$

$$NA_{(L41,C19,F4)} = \{S27, S28, S29, S30, S31\};$$

$$NA_{(L42,C19,F4)} = \{S27, S28, S29, S30, S31, S32\};$$

$$NA_{(L43,C19,F4)} = \{S27, S28, S29, S30, S31, S32\};$$

$$NA_{(C18,C19,F4)} = \{S25, S26\};$$

$$NA_{(C19,C19,F4)} = \{\emptyset\};$$

$$NA_{(C20,C19,F4)} = \{\emptyset\};$$

$$NA_{(C21,C19,F4)} = \{S27, S28\};$$

$$NA_{(C22,C19,F4)} = \{S27, S28\};$$

$$NA_{(C23,C19,F4)} = \{S27, S28, S29, S30\};$$

$$NA_{(C24,C19,F4)} = \{S27, S28, S29, S30, S31, S32\};$$

$$NA_{(C25,C19,F4)} = \{S27, S28, S29, S30, S31, S32\};$$

$$NA_{(L31,C20,F4)} = \{S24, S25, S26\};$$

$$NA_{(L32,C20,F4)} = \{S25, S26\};$$

$$NA_{(L33,C20,F4)} = \{S26, \};$$

$$NA_{(L34,C20,F4)} = \{\emptyset\};$$

$$NA_{(L35,C20,F4)} = \{\emptyset\};$$

$$NA_{(L36,C20,F4)} = \{S27, \};$$

$$NA_{(L37,C20,F4)} = \{S27, S28\};$$

$$NA_{(L38,C20,F4)} = \{S27, S28\};$$

$$NA_{(L39,C20,F4)} = \{S27, S28, S29\};$$

$$NA_{(L40,C20,F4)} = \{S27, S28, S29, S30\};$$

$$NA_{(L41,C20,F4)} = \{S27, S28, S29, S30, S31\};$$

$$NA_{(L42,C20,F4)} = \{S27, S28, S29, S30, S31, S32\};$$

$$NA_{(L43,C20,F4)} = \{S27, S28, S29, S30, S31, S32\};$$

$$NA_{(C18,C20,F4)} = \{S25, S26\};$$

$$NA_{(C19,C20,F4)} = \{\emptyset\};$$

$$NA_{(C20,C20,F4)} = \{\emptyset\};$$

$$NA_{(C21,C20,F4)} = \{S27, S28\};$$

$$NA_{(C22,C20,F4)} = \{S27, S28\};$$

$$NA_{(C23,C20,F4)} = \{S27, S28, S29, S30\};$$

$$NA_{(C24,C20,F4)} = \{S27, S28, S29, S30, S31, S32\};$$

$$NA_{(C25,C20,F4)} = \{S27, S28, S29, S30, S31, S32\};$$

$$NA_{(L31,C21,F4)} = \{S24, S25, S26, S27, S28\};$$

$$NA_{(L32,C21,F4)} = \{S25, S26, S27, S28\};$$

$$NA_{(L33,C21,F4)} = \{S26, S27, S28\};$$

$$NA_{(L34,C21,F4)} = \{S27, S28\};$$

$$NA_{(L35,C21,F4)} = \{S27, S28\};$$

$$\begin{aligned}
NA_{(L36,C21,F4)} &= \{S28, \}; \\
NA_{(L37,C21,F4)} &= \{\emptyset\}; \\
NA_{(L38,C21,F4)} &= \{\emptyset\}; \\
NA_{(L39,C21,F4)} &= \{S29, \}; \\
NA_{(L40,C21,F4)} &= \{S29, S30\}; \\
NA_{(L41,C21,F4)} &= \{S29, S30, S31\}; \\
NA_{(L42,C21,F4)} &= \{S29, S30, S31, S32\}; \\
NA_{(L43,C21,F4)} &= \{S29, S30, S31, S32\}; \\
NA_{(C18,C21,F4)} &= \{S25, S26, S27, S28\}; \\
NA_{(C19,C21,F4)} &= \{S27, S28\}; \\
NA_{(C20,C21,F4)} &= \{S27, S28\}; \\
NA_{(C21,C21,F4)} &= \{\emptyset\}; \\
NA_{(C22,C21,F4)} &= \{\emptyset\}; \\
NA_{(C23,C21,F4)} &= \{S29, S30\}; \\
NA_{(C24,C21,F4)} &= \{S29, S30, S31, S32\}; \\
NA_{(C25,C21,F4)} &= \{S29, S30, S31, S32\}; \\
NA_{(L31,C22,F4)} &= \{S24, S25, S26, S27, S28\}; \\
NA_{(L32,C22,F4)} &= \{S25, S26, S27, S28\}; \\
NA_{(L33,C22,F4)} &= \{S26, S27, S28\}; \\
NA_{(L34,C22,F4)} &= \{S27, S28\}; \\
NA_{(L35,C22,F4)} &= \{S27, S28\}; \\
NA_{(L36,C22,F4)} &= \{S28, \}; \\
NA_{(L37,C22,F4)} &= \{\emptyset\}; \\
NA_{(L38,C22,F4)} &= \{\emptyset\}; \\
NA_{(L39,C22,F4)} &= \{S29, \}; \\
NA_{(L40,C22,F4)} &= \{S29, S30\}; \\
NA_{(L41,C22,F4)} &= \{S29, S30, S31\}; \\
NA_{(L42,C22,F4)} &= \{S29, S30, S31, S32\};
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
NA_{(L43,C22,F4)} &= \{S29, S30, S31, S32\}; \\
NA_{(C18,C22,F4)} &= \{S25, S26, S27, S28\}; \\
NA_{(C19,C22,F4)} &= \{S27, S28\}; \\
NA_{(C20,C22,F4)} &= \{S27, S28\}; \\
NA_{(C21,C22,F4)} &= \{\emptyset\}; \\
NA_{(C22,C22,F4)} &= \{\emptyset\}; \\
NA_{(C23,C22,F4)} &= \{S29, S30\}; \\
NA_{(C24,C22,F4)} &= \{S29, S30, S31, S32\}; \\
NA_{(C25,C22,F4)} &= \{S29, S30, S31, S32\}; \\
NA_{(L31,C23,F4)} &= \{S24, S25, S26, S27, S28, S29, S30\}; \\
NA_{(L32,C23,F4)} &= \{S25, S26, S27, S28, S29, S30\}; \\
NA_{(L33,C23,F4)} &= \{S26, S27, S28, S29, S30\}; \\
NA_{(L34,C23,F4)} &= \{S27, S28, S29, S30\}; \\
NA_{(L35,C23,F4)} &= \{S27, S28, S29, S30\}; \\
NA_{(L36,C23,F4)} &= \{S28, S29, S30\}; \\
NA_{(L37,C23,F4)} &= \{S29, S30\}; \\
NA_{(L38,C23,F4)} &= \{S29, S30\}; \\
NA_{(L39,C23,F4)} &= \{S30, \}; \\
NA_{(L40,C23,F4)} &= \{\emptyset\}; \\
NA_{(L41,C23,F4)} &= \{S31, \}; \\
NA_{(L42,C23,F4)} &= \{S31, S32\}; \\
NA_{(L43,C23,F4)} &= \{S31, S32\}; \\
NA_{(C18,C23,F4)} &= \{S25, S26, S27, S28, S29, S30\}; \\
NA_{(C19,C23,F4)} &= \{S27, S28, S29, S30\}; \\
NA_{(C20,C23,F4)} &= \{S27, S28, S29, S30\}; \\
NA_{(C21,C23,F4)} &= \{S29, S30\}; \\
NA_{(C22,C23,F4)} &= \{S29, S30\}; \\
NA_{(C23,C23,F4)} &= \{\emptyset\};
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
NA_{(C24,C23,F4)} &= \{S31, S32\}; \\
NA_{(C25,C23,F4)} &= \{S31, S32\}; \\
NA_{(L31,C24,F4)} &= \{S24, S25, S26, S27, S28, S29, S30, S31, S32\}; \\
NA_{(L32,C24,F4)} &= \{S25, S26, S27, S28, S29, S30, S31, S32\}; \\
NA_{(L33,C24,F4)} &= \{S26, S27, S28, S29, S30, S31, S32\}; \\
NA_{(L34,C24,F4)} &= \{S27, S28, S29, S30, S31, S32\}; \\
NA_{(L35,C24,F4)} &= \{S27, S28, S29, S30, S31, S32\}; \\
NA_{(L36,C24,F4)} &= \{S28, S29, S30, S31, S32\}; \\
NA_{(L37,C24,F4)} &= \{S29, S30, S31, S32\}; \\
NA_{(L38,C24,F4)} &= \{S29, S30, S31, S32\}; \\
NA_{(L39,C24,F4)} &= \{S30, S31, S32\}; \\
NA_{(L40,C24,F4)} &= \{S31, S32\}; \\
NA_{(L41,C24,F4)} &= \{S32, \}; \\
NA_{(L42,C24,F4)} &= \{\emptyset\}; \\
NA_{(L43,C24,F4)} &= \{\emptyset\}; \\
NA_{(C18,C24,F4)} &= \{S25, S26, S27, S28, S29, S30, S31, S32\}; \\
NA_{(C19,C24,F4)} &= \{S27, S28, S29, S30, S31, S32\}; \\
NA_{(C20,C24,F4)} &= \{S27, S28, S29, S30, S31, S32\}; \\
NA_{(C21,C24,F4)} &= \{S29, S30, S31, S32\}; \\
NA_{(C22,C24,F4)} &= \{S29, S30, S31, S32\}; \\
NA_{(C23,C24,F4)} &= \{S31, S32\}; \\
NA_{(C24,C24,F4)} &= \{\emptyset\}; \\
NA_{(C25,C24,F4)} &= \{\emptyset\}; \\
NA_{(L31,C25,F4)} &= \{S24, S25, S26, S27, S28, S29, S30, S31, S32\}; \\
NA_{(L32,C25,F4)} &= \{S25, S26, S27, S28, S29, S30, S31, S32\}; \\
NA_{(L33,C25,F4)} &= \{S26, S27, S28, S29, S30, S31, S32\}; \\
NA_{(L34,C25,F4)} &= \{S27, S28, S29, S30, S31, S32\}; \\
NA_{(L35,C25,F4)} &= \{S27, S28, S29, S30, S31, S32\};
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
NA_{(L36,C25,F4)} &= \{S28, S29, S30, S31, S32\}; \\
NA_{(L37,C25,F4)} &= \{S29, S30, S31, S32\}; \\
NA_{(L38,C25,F4)} &= \{S29, S30, S31, S32\}; \\
NA_{(L39,C25,F4)} &= \{S30, S31, S32\}; \\
NA_{(L40,C25,F4)} &= \{S31, S32\}; \\
NA_{(L41,C25,F4)} &= \{S32, \}; \\
NA_{(L42,C25,F4)} &= \{\emptyset\}; \\
NA_{(L43,C25,F4)} &= \{\emptyset\}; \\
NA_{(C18,C25,F4)} &= \{S25, S26, S27, S28, S29, S30, S31, S32\}; \\
NA_{(C19,C25,F4)} &= \{S27, S28, S29, S30, S31, S32\}; \\
NA_{(C20,C25,F4)} &= \{S27, S28, S29, S30, S31, S32\}; \\
NA_{(C21,C25,F4)} &= \{S29, S30, S31, S32\}; \\
NA_{(C22,C25,F4)} &= \{S29, S30, S31, S32\}; \\
NA_{(C23,C25,F4)} &= \{S31, S32\}; \\
NA_{(C24,C25,F4)} &= \{\emptyset\}; \\
NA_{(C25,C25,F4)} &= \{\emptyset\}; \\
NA_{(L44,C26,F5)} &= \{S33, \}; \\
NA_{(L45,C26,F5)} &= \{\emptyset\}; \\
NA_{(L46,C26,F5)} &= \{S34, \}; \\
NA_{(L47,C26,F5)} &= \{S34, S35\}; \\
NA_{(L48,C26,F5)} &= \{S34, S35, S36\}; \\
NA_{(L49,C26,F5)} &= \{S34, S35, S36, S37\}; \\
NA_{(L44,C27,F5)} &= \{S33, S34, S35\}; \\
NA_{(L45,C27,F5)} &= \{S34, S35\}; \\
NA_{(L46,C27,F5)} &= \{S35, \}; \\
NA_{(L47,C27,F5)} &= \{\emptyset\}; \\
NA_{(L48,C27,F5)} &= \{S36, \}; \\
NA_{(L49,C27,F5)} &= \{S36, S37\};
\end{aligned}$$

$$NA_{(L44,C28,F5)} = \{S33, S34, S35, S36, S37\};$$

$$NA_{(L45,C28,F5)} = \{S34, S35, S36, S37\};$$

$$NA_{(L46,C28,F5)} = \{S35, S36, S37\};$$

$$NA_{(L47,C28,F5)} = \{S36, S37\};$$

$$NA_{(L48,C28,F5)} = \{S37, \};$$

$$NA_{(L49,C28,F5)} = \{\emptyset\};$$

$$NA_{(L50,C29,F6)} = \{S38, \};$$

$$NA_{(L51,C29,F6)} = \{\emptyset\};$$

$$NA_{(L52,C29,F6)} = \{S39, \};$$

$$NA_{(L53,C29,F6)} = \{S39, S40\};$$

$$NA_{(L54,C29,F6)} = \{S39, S40, S41\};$$

$$NA_{(L55,C29,F6)} = \{S39, S40, S41, S42\};$$

$$NA_{(L50,C30,F6)} = \{S38, S39, S40\};$$

$$NA_{(L51,C30,F6)} = \{S39, S40\};$$

$$NA_{(L52,C30,F6)} = \{S40, \};$$

$$NA_{(L53,C30,F6)} = \{\emptyset\};$$

$$NA_{(L54,C30,F6)} = \{S41, \};$$

$$NA_{(L55,C30,F6)} = \{S41, S42\};$$

$$NA_{(L50,C31,F6)} = \{S38, S39, S40, S41, S42\};$$

$$NA_{(L51,C31,F6)} = \{S39, S40, S41, S42\};$$

$$NA_{(L52,C31,F6)} = \{S40, S41, S42\};$$

$$NA_{(L53,C31,F6)} = \{S41, S42\};$$

$$NA_{(L54,C31,F6)} = \{S42, \};$$

$$NA_{(L55,C31,F6)} = \{\emptyset\};$$

$$NA_{(L56,C32,F7)} = \{S43, \};$$

$$NA_{(L57,C32,F7)} = \{\emptyset\};$$

$$NA_{(L58,C32,F7)} = \{S44, \};$$

$$NA_{(L59,C32,F7)} = \{S44, S45\};$$

$$\begin{aligned}
NA_{(L60,C32,F7)} &= \{S44, S45, S46\}; \\
NA_{(L61,C32,F7)} &= \{S44, S45, S46, S47\}; \\
NA_{(L62,C32,F7)} &= \{S44, S45, S46, S47\}; \\
NA_{(L63,C32,F7)} &= \{S44, S45, S46, S47, S48\}; \\
NA_{(L64,C32,F7)} &= \{S44, S45, S46, S47, S48, S49\}; \\
NA_{(L65,C32,F7)} &= \{S44, S45, S46, S47, S48, S49, S50\}; \\
NA_{(L66,C32,F7)} &= \{S44, S45, S46, S47, S48, S49, S50, S51\}; \\
NA_{(L67,C32,F7)} &= \{S44, S45, S46, S47, S48, S49, S50, S51\}; \\
NA_{(C32,C32,F7)} &= \{\emptyset\}; \\
NA_{(C33,C32,F7)} &= \{S44, S45\}; \\
NA_{(C34,C32,F7)} &= \{S44, S45, S46, S47\}; \\
NA_{(C35,C32,F7)} &= \{S44, S45, S46, S47\}; \\
NA_{(C36,C32,F7)} &= \{S44, S45, S46, S47, S48, S49\}; \\
NA_{(C37,C32,F7)} &= \{S44, S45, S46, S47, S48, S49, S50, S51\}; \\
NA_{(C38,C32,F7)} &= \{S44, S45, S46, S47, S48, S49, S50, S51\}; \\
NA_{(L56,C33,F7)} &= \{S43, S44, S45\}; \\
NA_{(L57,C33,F7)} &= \{S44, S45\}; \\
NA_{(L58,C33,F7)} &= \{S45, \}; \\
NA_{(L59,C33,F7)} &= \{\emptyset\}; \\
NA_{(L60,C33,F7)} &= \{S46, \}; \\
NA_{(L61,C33,F7)} &= \{S46, S47\}; \\
NA_{(L62,C33,F7)} &= \{S46, S47\}; \\
NA_{(L63,C33,F7)} &= \{S46, S47, S48\}; \\
NA_{(L64,C33,F7)} &= \{S46, S47, S48, S49\}; \\
NA_{(L65,C33,F7)} &= \{S46, S47, S48, S49, S50\}; \\
NA_{(L66,C33,F7)} &= \{S46, S47, S48, S49, S50, S51\}; \\
NA_{(L67,C33,F7)} &= \{S46, S47, S48, S49, S50, S51\}; \\
NA_{(C32,C33,F7)} &= \{S44, S45\};
\end{aligned}$$

$$NA_{(C33,C33,F7)} = \{\emptyset\};$$

$$NA_{(C34,C33,F7)} = \{S46, S47\};$$

$$NA_{(C35,C33,F7)} = \{S46, S47\};$$

$$NA_{(C36,C33,F7)} = \{S46, S47, S48, S49\};$$

$$NA_{(C37,C33,F7)} = \{S46, S47, S48, S49, S50, S51\};$$

$$NA_{(C38,C33,F7)} = \{S46, S47, S48, S49, S50, S51\};$$

$$NA_{(L56,C34,F7)} = \{S43, S44, S45, S46, S47\};$$

$$NA_{(L57,C34,F7)} = \{S44, S45, S46, S47\};$$

$$NA_{(L58,C34,F7)} = \{S45, S46, S47\};$$

$$NA_{(L59,C34,F7)} = \{S46, S47\};$$

$$NA_{(L60,C34,F7)} = \{S47, \};$$

$$NA_{(L61,C34,F7)} = \{\emptyset\};$$

$$NA_{(L62,C34,F7)} = \{\emptyset\};$$

$$NA_{(L63,C34,F7)} = \{S48, \};$$

$$NA_{(L64,C34,F7)} = \{S48, S49\};$$

$$NA_{(L65,C34,F7)} = \{S48, S49, S50\};$$

$$NA_{(L66,C34,F7)} = \{S48, S49, S50, S51\};$$

$$NA_{(L67,C34,F7)} = \{S48, S49, S50, S51\};$$

$$NA_{(C32,C34,F7)} = \{S44, S45, S46, S47\};$$

$$NA_{(C33,C34,F7)} = \{S46, S47\};$$

$$NA_{(C34,C34,F7)} = \{\emptyset\};$$

$$NA_{(C35,C34,F7)} = \{\emptyset\};$$

$$NA_{(C36,C34,F7)} = \{S48, S49\};$$

$$NA_{(C37,C34,F7)} = \{S48, S49, S50, S51\};$$

$$NA_{(C38,C34,F7)} = \{S48, S49, S50, S51\};$$

$$NA_{(L56,C35,F7)} = \{S43, S44, S45, S46, S47\};$$

$$NA_{(L57,C35,F7)} = \{S44, S45, S46, S47\};$$

$$NA_{(L58,C35,F7)} = \{S45, S46, S47\};$$

$$\begin{aligned}
NA_{(L59,C35,F7)} &= \{S46, S47\}; \\
NA_{(L60,C35,F7)} &= \{S47, \}; \\
NA_{(L61,C35,F7)} &= \{\emptyset\}; \\
NA_{(L62,C35,F7)} &= \{\emptyset\}; \\
NA_{(L63,C35,F7)} &= \{S48, \}; \\
NA_{(L64,C35,F7)} &= \{S48, S49\}; \\
NA_{(L65,C35,F7)} &= \{S48, S49, S50\}; \\
NA_{(L66,C35,F7)} &= \{S48, S49, S50, S51\}; \\
NA_{(L67,C35,F7)} &= \{S48, S49, S50, S51\}; \\
NA_{(C32,C35,F7)} &= \{S44, S45, S46, S47\}; \\
NA_{(C33,C35,F7)} &= \{S46, S47\}; \\
NA_{(C34,C35,F7)} &= \{\emptyset\}; \\
NA_{(C35,C35,F7)} &= \{\emptyset\}; \\
NA_{(C36,C35,F7)} &= \{S48, S49\}; \\
NA_{(C37,C35,F7)} &= \{S48, S49, S50, S51\}; \\
NA_{(C38,C35,F7)} &= \{S48, S49, S50, S51\}; \\
NA_{(L56,C36,F7)} &= \{S43, S44, S45, S46, S47, S48, S49\}; \\
NA_{(L57,C36,F7)} &= \{S44, S45, S46, S47, S48, S49\}; \\
NA_{(L58,C36,F7)} &= \{S45, S46, S47, S48, S49\}; \\
NA_{(L59,C36,F7)} &= \{S46, S47, S48, S49\}; \\
NA_{(L60,C36,F7)} &= \{S47, S48, S49\}; \\
NA_{(L61,C36,F7)} &= \{S48, S49\}; \\
NA_{(L62,C36,F7)} &= \{S48, S49\}; \\
NA_{(L63,C36,F7)} &= \{S49, \}; \\
NA_{(L64,C36,F7)} &= \{\emptyset\}; \\
NA_{(L65,C36,F7)} &= \{S50, \}; \\
NA_{(L66,C36,F7)} &= \{S50, S51\}; \\
NA_{(L67,C36,F7)} &= \{S50, S51\};
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
NA_{(C32,C36,F7)} &= \{S44, S45, S46, S47, S48, S49\}; \\
NA_{(C33,C36,F7)} &= \{S46, S47, S48, S49\}; \\
NA_{(C34,C36,F7)} &= \{S48, S49\}; \\
NA_{(C35,C36,F7)} &= \{S48, S49\}; \\
NA_{(C36,C36,F7)} &= \{\emptyset\}; \\
NA_{(C37,C36,F7)} &= \{S50, S51\}; \\
NA_{(C38,C36,F7)} &= \{S50, S51\}; \\
NA_{(L56,C37,F7)} &= \{S43, S44, S45, S46, S47, S48, S49, S50, S51\}; \\
NA_{(L57,C37,F7)} &= \{S44, S45, S46, S47, S48, S49, S50, S51\}; \\
NA_{(L58,C37,F7)} &= \{S45, S46, S47, S48, S49, S50, S51\}; \\
NA_{(L59,C37,F7)} &= \{S46, S47, S48, S49, S50, S51\}; \\
NA_{(L60,C37,F7)} &= \{S47, S48, S49, S50, S51\}; \\
NA_{(L61,C37,F7)} &= \{S48, S49, S50, S51\}; \\
NA_{(L62,C37,F7)} &= \{S48, S49, S50, S51\}; \\
NA_{(L63,C37,F7)} &= \{S49, S50, S51\}; \\
NA_{(L64,C37,F7)} &= \{S50, S51\}; \\
NA_{(L65,C37,F7)} &= \{S51, \}; \\
NA_{(L66,C37,F7)} &= \{\emptyset\}; \\
NA_{(L67,C37,F7)} &= \{\emptyset\}; \\
NA_{(C32,C37,F7)} &= \{S44, S45, S46, S47, S48, S49, S50, S51\}; \\
NA_{(C33,C37,F7)} &= \{S46, S47, S48, S49, S50, S51\}; \\
NA_{(C34,C37,F7)} &= \{S48, S49, S50, S51\}; \\
NA_{(C35,C37,F7)} &= \{S48, S49, S50, S51\}; \\
NA_{(C36,C37,F7)} &= \{S50, S51\}; \\
NA_{(C37,C37,F7)} &= \{\emptyset\}; \\
NA_{(C38,C37,F7)} &= \{\emptyset\}; \\
NA_{(L56,C38,F7)} &= \{S43, S44, S45, S46, S47, S48, S49, S50, S51\}; \\
NA_{(L57,C38,F7)} &= \{S44, S45, S46, S47, S48, S49, S50, S51\};
\end{aligned}$$

$$NA_{(L58,C38,F7)} = \{S45, S46, S47, S48, S49, S50, S51\};$$

$$NA_{(L59,C38,F7)} = \{S46, S47, S48, S49, S50, S51\};$$

$$NA_{(L60,C38,F7)} = \{S47, S48, S49, S50, S51\};$$

$$NA_{(L61,C38,F7)} = \{S48, S49, S50, S51\};$$

$$NA_{(L62,C38,F7)} = \{S48, S49, S50, S51\};$$

$$NA_{(L63,C38,F7)} = \{S49, S50, S51\};$$

$$NA_{(L64,C38,F7)} = \{S50, S51\};$$

$$NA_{(L65,C38,F7)} = \{S51, \};$$

$$NA_{(L66,C38,F7)} = \{\emptyset\};$$

$$NA_{(L67,C38,F7)} = \{\emptyset\};$$

$$NA_{(C32,C38,F7)} = \{S44, S45, S46, S47, S48, S49, S50, S51\};$$

$$NA_{(C33,C38,F7)} = \{S46, S47, S48, S49, S50, S51\};$$

$$NA_{(C34,C38,F7)} = \{S48, S49, S50, S51\};$$

$$NA_{(C35,C38,F7)} = \{S48, S49, S50, S51\};$$

$$NA_{(C36,C38,F7)} = \{S50, S51\};$$

$$NA_{(C37,C38,F7)} = \{\emptyset\};$$

$$NA_{(C38,C38,F7)} = \{\emptyset\}.$$

A.2 Parâmetros

Comprimento das linhas de distribuição em quilômetros:

$$L01 = 0,75;$$

$$L02 = 0,6;$$

$$L03 = 0,8;$$

$$L04 = 0,75;$$

$$L05 = 0,8;$$

$$L06 = 0,6;$$

$$L07 = 0,75;$$

$$L08 = 0,8;$$

$$L09 = 0,75;$$

$$L10 = 0,6;$$

$$L11 = 0,8;$$

$$L12 = 0,75;$$

$$L13 = 0,8;$$

$$L14 = 0,6;$$

$$L15 = 0,8;$$

$$L16 = 0,75;$$

$$L17 = 0,6;$$

$$L18 = 0,8;$$

$$L19 = 0,75;$$

$$L20 = 0,8;$$

$$L21 = 0,6;$$

$$L22 = 0,75;$$

$$L23 = 0,8;$$

$$L24 = 0,75;$$

$$L25 = 0,6;$$

$$L26 = 0,8;$$

$$L27 = 0,75;$$

$$L28 = 0,6;$$

$$L29 = 0,75;$$

$$L30 = 0,6;$$

$$L31 = 0,8;$$

$$L32 = 0,75;$$

$$L33 = 0,8;$$

$$L34 = 0,6;$$

$$L35 = 0,75;$$

$$L36 = 0,8;$$

$$L37 = 0,75;$$

$$L38 = 0,6;$$

$$L39 = 0,8;$$

$$L40 = 0,75;$$

$$L41 = 0,6;$$

$$L42 = 0,75;$$

$$L43 = 0,6;$$

$$L44 = 0,8;$$

$$L45 = 0,75;$$

$$L46 = 0,6;$$

$$L47 = 0,8;$$

$$L48 = 0,75;$$

$$L49 = 0,6;$$

$$L50 = 0,75;$$

$$L51 = 0,6;$$

$$L52 = 0,8;$$

$$L53 = 0,75;$$

$$L54 = 0,8;$$

$$L55 = 0,6;$$

$$L56 = 0,75;$$

$$L57 = 0,8;$$

$$L58 = 0,6;$$

$$L59 = 0,8;$$

$$L60 = 0,75;$$

$$L61 = 0,6;$$

$$L62 = 0,8;$$

$$L63 = 0,75;$$

$$L64 = 0,6;$$

$$L65 = 0,75;$$

$$L66 = 0,8;$$

$$L67 = 0,6.$$

Demanda média das cargas em kWh por tipo de consumidor:

- Residencial:

$$C01 = 545;$$

$$C02 = 545;$$

$$C03 = 545;$$

$$C04 = 545;$$

$$C05 = 500;$$

$$C11 = 545;$$

$$C12 = 545;$$

$$C13 = 545;$$

$$C14 = 500;$$

$$C15 = 500;$$

$$C18 = 545;$$

$$C19 = 545;$$

$$C20 = 545;$$

$$C21 = 545;$$

$$C22 = 500;$$

$$C23 = 500;$$

$$C32 = 545;$$

$$C33 = 545;$$

$$C34 = 545;$$

$$C35 = 545;$$

$$C36 = 500;$$

$$C37 = 500.$$

- Comercial:

C06 = 415;

C07 = 415;

C16 = 415;

C17 = 415;

C24 = 415;

C25 = 415;

C38 = 415.

- Industrial:

C08 = 1000;

C09 = 1500;

C10 = 1000;

C26 = 1000;

C27 = 1000;

C28 = 1000;

C29 = 1000;

C30 = 1000;

C31 = 1500.