

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

SERGIO DANIEL MARTÍNEZ CAMPO

**ALOCAÇÃO DE DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO E
MANOBRAS PARA OTIMIZAÇÃO DA CONFIABILIDADE
DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE DISTRIBUIÇÃO DE
ENERGIA COM RESTRIÇÕES DE RESTABELECIMENTO**

Porto Alegre
2014

SERGIO DANIEL MARTÍNEZ CAMPO

**ALOCAÇÃO DE DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO E
MANOBRAS PARA OTIMIZAÇÃO DA CONFIABILIDADE
DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE DISTRIBUIÇÃO DE
ENERGIA COM RESTRIÇÕES DE RESTABELECIMENTO**

Dissertação de mestrado apresentada ao
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica,
da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como
parte dos requisitos para a obtenção do título de Mestre
em Engenharia Elétrica.

Área de concentração: Energia – Sistemas de Potência

ORIENTADOR: Prof. Dr. Arturo Suman Bretas

Porto Alegre
2014

SERGIO DANIEL MARTÍNEZ CAMPO

**ALOCAÇÃO DE DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO E
MANOBRAS PARA OTIMIZAÇÃO DA CONFIABILIDADE
DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE DISTRIBUIÇÃO DE
ENERGIA COM RESTRIÇÕES DE RESTABELECIMENTO**

Esta dissertação foi julgada adequada para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica e aprovada em sua forma final pelo Orientador e pela Banca Examinadora.

Orientador: _____

Prof. Dr. Arturo Suman Bretas, UFRGS
Doutor pela Virginia Polytechnic Institute and State University
Blacksburg, EUA.

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Marcos Telló, PUCRS
Doutor pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul – Porto Alegre, Brasil

Prof. Dr. Guilherme Alfredo Dentzien Dias, DDias Assessoria Empresarial
Doutor pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul – Porto Alegre, Brasil

Prof. Dr. Roberto Chouhy Leborgne, UFRGS
Doutor pela Chalmers University of Technology – Göteborg, Suécia

Coordenador do PPGEE: _____

Prof. Dr. Alexandre Sanfelice Bazanella

Porto Alegre, Maio de 2014.

DEDICATÓRIA

A minha família, pelo amor, apoio, empenho, compreensão e confiança. E principalmente, ao Thomas Martínez Reales, meu filho, a razão da minha vida.

AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer a todos aqueles que de alguma maneira contribuíram para a realização desta dissertação. Dentre estes, não poderia deixar de citar:

DEUS e meu pai, por estar sempre ao meu lado dando-me força e perseverança e iluminando meu caminho;

meu orientador prof. Dr. Arturo Suman Bretas e ao prof. Dr. Gustavo Dorneles Ferreira, pelos ensinamentos, por toda a disposição em auxiliar-me sempre que necessário, pela forma profissional de conduzir e orientar esta dissertação e sobretudo pela confiança depositada em mim;

minha mãe Elizabeth e meus irmãos, pelos bom exemplo e modelo da vida a quem procuro me espelhar, pelo amor único de família, pelo apoio incondicional e por todas as oportunidades que me proporcionaram dentre outras incontáveis razões;

à minha namorada Carmen, amor da minha vida, pelo seu amor, paciência, compreensão e amizade ao longo destes anos;

aos amigos que fiz durante os dois anos de mestrado, especialmente aos colegas do laboratório LASEP: Gabriel, Mario, Johan, Cesar O., Ricardo, Cesar A., Roger, Lucas, Mauren, Rodolfo, Aquiles, André, Robert, Martín, Camilo, Gustavo, Daniel, entre outros, pelos agradáveis momentos compartilhados;

ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, PPGEE, da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, pela oportunidade e estrutura oferecidas bem como aos professores que foram os responsáveis por grande parte do conhecimento adquirido ao longo destes dois anos;

à Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior, CAPES, pela bolsa de estudos propiciando a concretização desta dissertação.

Sinceramente, muito obrigado.

RESUMO

Uma das principais metas das empresas concessionárias é fornecer energia a seus clientes de forma contínua, confiável e com baixo custo. A qualidade do serviço de distribuição de energia é fiscalizada por órgãos reguladores do setor elétrico, sendo quantificada por métricas como o indicador de confiabilidade SAIDI (*System Average Interruption Duration Index*). A melhoria da confiabilidade dos sistemas de distribuição de energia elétrica é um assunto em destaque atualmente, tendo em vista a necessidade de um suprimento de energia cada vez mais confiável, para evitar as perdas econômicas que ocorrem com as interrupções. Neste contexto, este trabalho apresenta uma contribuição para a solução do problema de restabelecimento de sistemas de distribuição. A abordagem consiste no desenvolvimento de um modelo analítico de otimização, cujo objetivo principal é determinar a localização das chaves de manobras na rede que possibilite o restabelecimento efetivo da carga no período pós-falta. A viabilidade do restabelecimento é considerada através de restrições que garantem níveis adequados das tensões nas cargas, bem como a limitação da sobrecarga das linhas e as capacidades de reserva dos alimentadores adjacentes. A modelagem destas restrições é efetuada através de uma versão linear do fluxo de potência em termos das injeções nodais de correntes. As equações que descrevem o fluxo de potência são formuladas como funções das localizações das chaves de manobras no alimentador. A confiabilidade é caracterizada em termos da duração média das interrupções sustentadas, mensurada pelo indicador SAIDI. Visando à maior precisão na representação do efeito das faltas sobre a confiabilidade do alimentador, a metodologia agrega um modelo existente na literatura para alocação dos dispositivos de proteção de forma simultânea às chaves de manobras. A alocação dos dispositivos de proteção e manobras é sujeita a restrições técnicas e econômicas. Para resolver o modelo de otimização não-linear inteira mista, é usada uma técnica de otimização de uso geral, baseada no algoritmo *Branch-and-Bound*. Assim, metodologia permite a otimização determinística da confiabilidade do alimentador, garantindo o nível ótimo de confiabilidade e a racionalização dos investimentos por parte das concessionárias. Um estudo de caso é apresentado para avaliar a efetividade da metodologia na otimização da confiabilidade de um alimentador de distribuição real.

Palavras-chave: Sistemas Elétricos de Distribuição. Otimização da Confiabilidade. Restabelecimento de Sistemas de Distribuição. Alocação de Dispositivos de Proteção e Manobras. Programação Não-Linear Inteira Mista.

ABSTRACT

One of the main goals of utility companies is to provide energy to its customers continuously, reliably and cost effectively. The quality of power distribution service is supervised by regulators of the electricity sector, being quantified by metrics such as the reliability index SAIDI (System Average Interruption Duration Index). Improving the reliability of electricity distribution systems is a key issue nowadays, in view of the need for an increasingly reliable power supply in order to avoid the economic losses due to interruptions. In this context, this work presents a contribution to solve the distribution systems restoration problem. An analytical model is developed to determine locations of the sectionalizing switches in order to restore the system loads in the post-fault period. Restoration feasibility is considered by constraints that ensure adequate voltage levels on the system loads, emergency capacity of support feeders as well as line overloads. Constraints modeling is performed by a linear power flow based on current injection approach. Power flow equations are formulated as functions of switches locations. Reliability is considered in terms of average interruption durations measured by the SAIDI index. Aiming to a greater precision in representing the reliability impact of faults, the methodology aggregates a model from the literature for simultaneous allocation of protective devices and switches. Protective devices and switches allocation is subject to technical and economical constraints. The proposed model is solved by a general-use optimization technique, based on the branch-and-bound method. The proposed methodology makes possible the deterministic optimization of distribution reliability, as well as to rationalize investments of electric utilities. A case study is presented to evaluate the effectiveness of reliability optimization of a real distribution feeder.

Keywords: Distribution System. Reliability Optimization. Reconfiguration of Distribution Systems. Allocation of Protective Devices and Switches. Mixed Integer Nonlinear Programming.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	12
1.1. Motivação	14
1.2. Objetivo	15
1.3. Estrutura do trabalho	16
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	18
3. FORMULAÇÃO DO PROBLEMA	25
3.1. Faltas	25
3.2. Interrupções	29
3.3. Equipamentos de Proteção e Seccionamento	30
3.4. Confiabilidade de SDEE	30
3.5. Índice de Confiabilidade SAIDI	32
3.6. Análise de Fluxo de Potência em SDEE	32
3.7. Modelagem de Carga	37
3.8. Práticas de Restabelecimento em SDEE.....	38
4. MODELAGEM ANALÍTICA DA CONFIABILIDADE DE SDEE	41
4.1. Representação da Topologia do Alimentador.....	41
4.2. Formulação da Função Objetivo.....	43
4.3. Restrições Econômicas e Operacionais.....	46
5. MODELO PROPOSTO PARA O RESTABELECIMENTO DE SDEE	48
5.1. Topologia Pós-Falta do Alimentador	48
5.2. Formulação Linear do Fluxo de Potência	49
5.3. Restrições ao Restabelecimento.....	52
6. ESTUDO DE CASO	55
6.1. Implementação Computacional e Solução do Modelo	55
6.2. Testes e Resultados	56
6.2.1. Cenário 1	61
6.2.2. Cenário 2	63
6.2.3. Cenário 3	65
6.2.4. Cenário 4	67
7. CONCLUSÕES	70
REFERÊNCIAS	72
APÊNDICE A: DADOS DO SISTEMA TESTE	78

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1. Estrutura do sistema elétrico de potência.....	12
Figura 2. Subestação de distribuição com uma fonte (linha de transmissão), um transformador de potência e quatro alimentadores de saída.....	13
Figura 3. Zonas de proteção de religador e elo fusível.....	28
Figura 4. Relação custos x confiabilidade.....	31
Figura 5. Sistema teste de distribuição de dois nós.....	34
Figura 6. Variação do ângulo de fase θ_j	37
Figura 7. Reconfiguração pós-falta do alimentador de distribuição.....	39
Figura 8. Representação da topologia do alimentador.....	42
Figura 9. Simulação analítica de falta permanente no alimentador de distribuição.....	43
Figura 10. Representação do subgrafo G_j	48
Figura 11. Representação genérica de nós do grafo G_j	49
Figura 12. Conjuntos U_n e U_m associados aos pontos de interconexão.....	54
Figura 13. Alimentador de distribuição AL-1.....	57
Figura 14. Níveis de carga para cada barra do sistema.....	58
Figura 15. Perfil de Tensão do sistema no estado normal de operação.....	58
Figura 16. Representação do alimentador de distribuição AL-1.....	60
Figura 17. Solução de SAIDI para o cenário 1, caso CT60.....	61
Figura 18. Resultados do modelo MINLP para o cenário 1.....	62
Figura 19. Perfil de tensão para o cenário 1.....	63
Figura 20. Solução de SAIDI para o cenário 2, caso CT60.....	64
Figura 21. Resultados do modelo MINLP para o cenário 2.....	64
Figura 22. Perfil de tensão para o cenário 2.....	65
Figura 23. Solução de SAIDI para o cenário 3, caso CT60.....	66
Figura 24. Resultados do modelo MINLP para cenário 3.....	66
Figura 25. Perfil de tensão para o cenário 3.....	67
Figura 26. Solução de SAIDI para o cenário 4, caso CT60.....	67
Figura 27. Resultados do modelo MINLP para o cenário 4.....	68
Figura 28. Perfil de tensão para o cenário 4.....	68

LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Número de fases envolvidas em cada tipo de falta.....	26
Tabela 2. Distribuição percentual das principais causas da ocorrência de faltas.	26
Tabela 3. Custos de aquisição, realocação e operação dos dispositivos de proteção e manobras.	59
Tabela 4. Parâmetros de confiabilidade do alimentador AL-1.....	59
Tabela 5. Dados dos alimentadores adjacentes AL-2 e AL-3.	59
Tabela 6. Resultados da avaliação do caso base.....	60
Tabela 7. Capacidade de reserva dos alimentadores em cada cenário.	60
Tabela 8. Resultados do modelo SAIDI para o cenário 1.	61
Tabela 9. Resultados do modelo SAIDI para o cenário 2.	63
Tabela 10. Resultados do modelo SAIDI para o cenário 3.	65
Tabela 11. Resultados do modelo SAIDI para o cenário 4.	68
Tabela 12. Dados dos condutores.	78
Tabela 13. Dados das seções de linha.	78
Tabela 14. Matriz Impedância-Serie das Seções de Linha (Ω/km).	79
Tabela 15. Dados das Cargas.....	79

LISTA DE ABREVIATURAS

ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica

GD: Geração Distribuída

NA: Normalmente Aberta (Chave de Manobras)

NF: Normalmente Fechada (Chave de Manobras)

PPGEE: Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

MINLP: Programação Não Linear Inteira Mista

SDEE: Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica

SEP: Sistema Elétrico de Potência

LISTA DE SÍMBOLOS

Conjuntos:	Ω_b	Conjuntos de barras (nós).
	Ω_l	Conjuntos dos circuitos (ramos).
Constantes:	V	Magnitude mínima de tensão (kV).
	\bar{V}	Magnitude máxima de tensão (kV).
	Z_{ij}	Impedância no circuito.
	R_{ij}	Resistência no circuito $i - j$.
	X_{ij}	Reatância no circuito $i - j$.
	S_{Dj}	Potência aparente de demanda no nó j .
	P_{Dj}	Potência ativa de demanda no nó j .
	Q_{Dj}	Potência reativa de demanda no nó j .
Variáveis:	\vec{V}_i	Tensão fasoriais no nó i .
	\vec{V}_j	Tensão fasoriais no nó j .
	\vec{I}_{ki}	Corrente fasoriais no circuito $k - i$.
	I_{ki}^{re}	Parte real da corrente fasoriais no circuito $k - i$.
	I_{ki}^{im}	Parte imaginária da corrente fasoriais no circuito $k - i$.
	\vec{I}_{ij}	Corrente fasoriais no circuito $i - j$.
	I_{ij}^{re}	Parte real da corrente fasoriais no circuito $i - j$.
	I_{ij}^{im}	Parte imaginária da corrente fasoriais no circuito $i - j$.
	\vec{I}_{Di}	Corrente fasoriais de demanda no nó i .
	I_{Di}^{re}	Parte real da corrente fasoriais de demanda no nó i .
	I_{Di}^{im}	Parte imaginária da corrente fasoriais de demanda no nó i .
	\vec{I}_{Gj}	Corrente fasoriais de geração no nó j .
	I_{Gj}^{re}	Parte real da corrente fasoriais de geração no nó j .
	I_{Gj}^{im}	Parte imaginária da corrente fasoriais de geração no nó j .
	P_{ij}	Fluxo de potência ativa no circuito $i - j$.
	Q_{ij}	Fluxo de potência reativa no circuito $i - j$.
	P_{Gk}	Potência ativa gerada no nó k .
	Q_{Gk}	Potência reativa gerada no nó k .
	V_i	Magnitude de tensão no nó i .
	V_i^{re}	Parte real da magnitude de tensão no nó i .
	V_i^{im}	Parte imaginária da magnitude de tensão no nó i .
	I_{ij}	Fluxo da magnitude da corrente no circuito $i - j$.
	I_{ij}^{re}	Parte real da magnitude da corrente no circuito $i - j$.
	I_{ij}^{im}	Parte imaginária da magnitude da corrente no circuito $i - j$.

1. INTRODUÇÃO

A energia elétrica é essencial para o modo de vida atual. O mercado de energia constitui-se de um dos maiores mercados consumidores na atualidade, e está em constante expansão. A eletricidade é produzida e entregue aos consumidores por meio dos componentes funcionais do sistema elétrico de potência (SEP): geração, transmissão e distribuição. Ao longo do sistema elétrico, e servindo de interface entre a geração, transmissão e distribuição, encontram-se as subestações elétricas. Desta forma, as subestações são pontos de convergência, entrada e saída, de linhas de transmissão ou distribuição.

Uma representação simplificada do sistema elétrico de potência e seus subsistemas é mostrada na Figura 1. A subestação elétrica é o conjunto de instalações elétricas em média ou alta tensão que agrupa os equipamentos, condutores e acessórios, destinado à proteção, medição, manobra e transformação de grandezas elétricas (PRODIST, 2012). Esses equipamentos são usados para controlar, modificar, comandar, distribuir e direcionar o fluxo de energia elétrica de um sistema elétrico.

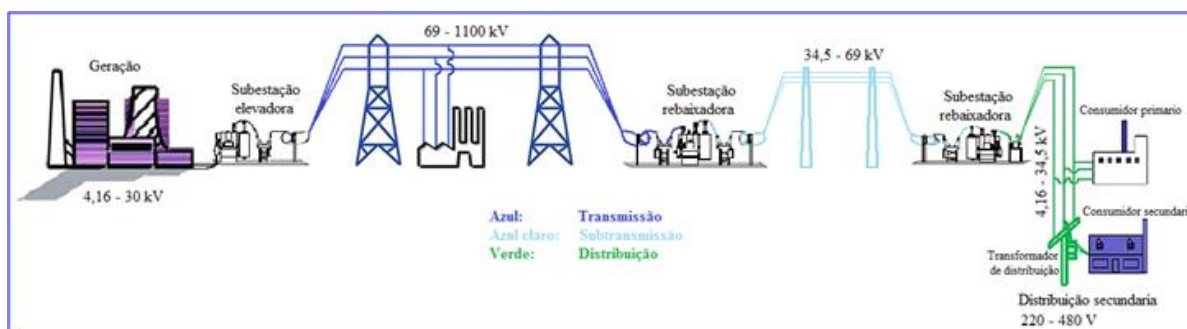


Figura 1. Estrutura do sistema elétrico de potência.

O sistema de distribuição de energia elétrica (SDEE) tem início na subestação de distribuição, alimentada por uma ou mais linhas de transmissão (KERSTING, 2002). Por sua vez a subestação alimenta um ou mais alimentadores primários conforme a Figura 2, que ilustra o diagrama unifilar simplificado de uma subestação rebaixadora de distribuição, mostrando seus principais componentes. Um dos componentes principais na subestação são os relés de proteção que representam todo um sistema de monitoramento e proteção do sistema elétrico. Esta proteção é baseada na detecção de fenômenos anormais (sobrecorrente, sobre/subtensões, sobre/subfrequências, etc.) e abertura de disjuntores e religadores, isolando o circuito defeituoso do resto do sistema.

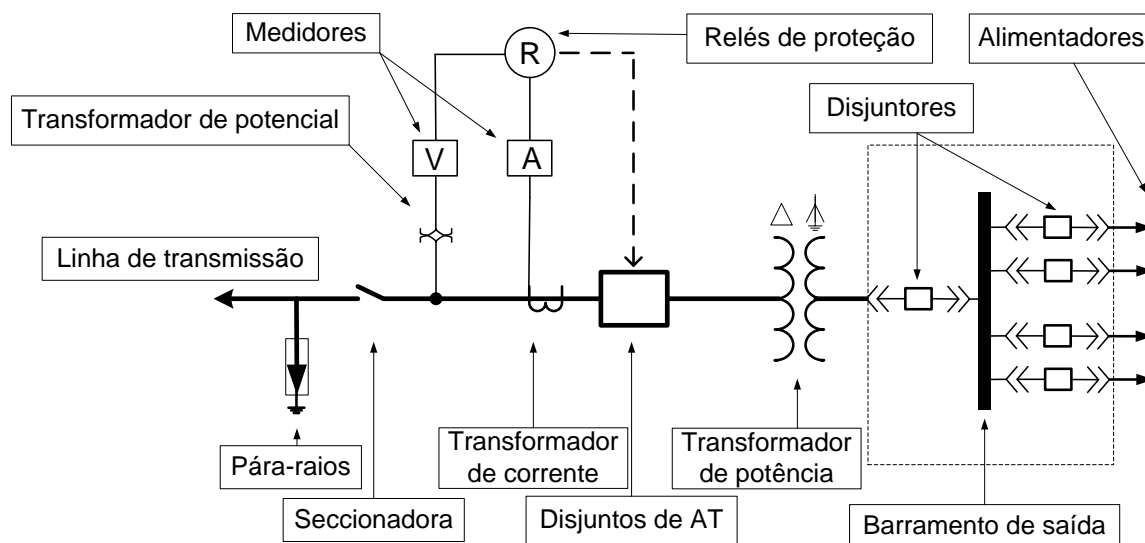


Figura 2. Subestação de distribuição com uma fonte (linha de transmissão), um transformador de potência e quatro alimentadores de saída.

Os SDEE são compostos por circuitos individuais, denominados alimentadores primários de distribuição. Os alimentadores podem ser operados sob diferentes configurações de barramentos, dependendo da importância da subestação e de requisitos como disponibilidade, continuidade, flexibilidade operacional e custos (GÖNEN, 2008). Os SDEE podem ter sua estrutura em malha ou radial. Na configuração em malha, os alimentadores são conectados a mais de uma subestação, de modo que cada terminal possui um conjunto de relé e disjuntor provendo a proteção contra sobrecorrente. Este é o sistema de operação mais confiável, porém com custos de implementação e operação mais elevados. Alimentadores radiais são caracterizados por uma única fonte de alimentação, sendo a proteção de sobrecorrente na subestação efetuada por um único disjuntor. Os alimentadores geralmente são radiais, isto é, há somente um caminho de fluxo de potência, da subestação de distribuição até os consumidores. Apesar de menos confiável, a operação radial é justificada entre outros fatores, pela relativa facilidade de implementação do sistema de proteção contra sobrecorrentes, controle de tensão, limitação da magnitude das correntes de faltas e pelos menores custos de implementação e operação (SHORT, 2004).

Nos últimos anos, o setor elétrico tem passado por uma série de mudanças, o ocasionou o surgimento de um mercado mais competitivo, e mais exigente em relação à qualidade do serviço de fornecimento de energia. Para avaliar a eficiência do sistema elétrico, órgãos regulatórios estabelecem critérios de continuidade de serviço, sendo os índices mais frequentemente utilizados o SAIDI (*System Average Interruption Duration Index*) e o SAIFI (*System Average Interruption Frequency Index*) (IEEE, 2003a). No Brasil, a Agência

Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) é o órgão do governo federal responsável por regular e fiscalizar a atuação das concessionárias, estabelece os seguintes indicadores conceitualmente equivalentes aos índices SAIDI e SAIFI, DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) (PRODIST,2012b). Esses índices são diretamente afetados pelas práticas adotadas pelas concessionárias na operação dos SDEE, em especial as práticas de proteção e de restabelecimento do serviço.

1.1. Motivação

O processo de desverticalização do setor elétrico observado nos últimos anos levou as concessionárias a priorizar a busca pela qualidade do fornecimento de energia tornando-o mais competitivo. Em consequência, resoluções específicas pelos órgãos responsáveis por regular e fiscalizar a atuação das concessionárias, estipulam metas para cada concessionária e grupos de consumidores, sendo que no caso de violação das mesmas, a concessionária sofre penalização na forma de multas. Dentre as metas de uma concessionária de energia podem-se citar o oferecimento de um serviço de qualidade, contínuo e com o menor custo possível, satisfazendo ao mesmo tempo a demanda de carga e os requisitos de qualidade estabelecidos por órgãos regulatórios do setor elétrico.

Algumas características construtivas, topológicas e de operação particular dos SDEE, como grande extensão, cabeamento distintos, cargas desequilibradas, instalação dos condutores predominantemente aérea, proximidade de aglomerados populacionais e não transposição das linhas, os torna o componente do sistema elétrico (geração, transmissão e distribuição) mais vulnerável à ocorrência de faltas e interrupções no fornecimento de energia. Além disso, os SDEE passaram por um processo sistemático de envelhecimento muitos deles foram construídos há mais de meio século, quando os requisitos em termos de qualidade do serviço eram muito menos severos, do que numa economia digital como a de hoje (FERREIRA, 2009). A carência de investimentos levou os SDEE a se tornarem os componentes de mais baixo desempenho do sistema elétrico. Estudos indicam que 80% das interrupções ocorridas nos sistemas de potência são causadas por faltas nos sistemas de distribuição, que notadamente são eventos estocásticos. Por exemplo, um consumidor residencial típico, que experimenta 90 minutos de interrupção por ano, entre 70 e 80 minutos são atribuídos a falhas nos SDEE (BROWN, 2009).

Os SDEE típicos são projetados como redes em malha e operados na forma de subsistemas formados por alimentadores radiais. Os alimentadores têm suas topologias definidas pela desconexão da rede através de chaves de manobras que são mantidas abertas em condições normais de operação. Em situações de contingência, tais como interrupções ocasionadas por faltas, estas chaves podem ser operadas para fins de reconfiguração temporária da rede. A reconfiguração compreende uma sequência de manobras (abertura e fechamento de chaves), visando à transferência de carga para uma fonte alternativa, geralmente um alimentador adjacente ao sistema em falta. O restabelecimento total ou parcial das cargas pode exigir que estas sejam distribuídas entre diversos alimentadores, o que em certos casos requer uma sequência complexa de manobras de chaveamento. A efetividade deste procedimento é dependente de fatores como a localização dos dispositivos de manobras e das limitações operacionais da rede. Este é notadamente um problema de natureza combinatória, cuja formulação exige entre outros aspectos, a modelagem de restrições associadas ao fluxo de potência na rede pós-falta. Tendo em vista sua natureza não-linear, a modelagem do fluxo de potência em função das inúmeras topologias possíveis de serem assumidas pela rede se mostra um problema ainda não solucionado.

1.2. Objetivo

O restabelecimento pós-falta é uma ação emergencial que visa determinar uma configuração temporária da rede, mantida pelo tempo necessário ao reparo do fator causador da interrupção. O problema da reconfiguração é de natureza combinatória, sendo a modelagem analítica de seus objetivos e restrições de representativa complexidade. Este trabalho apresenta uma contribuição para a solução do problema de restabelecimento de SDEE. A abordagem consiste no desenvolvimento de um modelo analítico de otimização, cujo objetivo principal é determinar a localização das chaves de manobras na rede que possibilite o restabelecimento efetivo da carga no período pós-falta. A viabilidade do restabelecimento através de restrições que garantem níveis adequados das tensões nas cargas, bem como a limitação da sobrecarga das linhas e as capacidades de reserva dos alimentadores adjacentes. A modelagem destas restrições é efetuada através de uma versão linear do fluxo de potência em termos das injeções nodais de correntes. As equações que descrevem o fluxo de potência são formuladas como funções das localizações das chaves de manobras no alimentador. Embora seja uma aproximação, a formulação linear do fluxo de potência resulta

em um modelo generalizado e de baixa complexidade, o qual pode ser aplicado em SDEE de grande porte e com topologias arbitrárias.

A confiabilidade é caracterizada em termos da duração média das interrupções sustentadas, mensurada pelo indicador SAIDI. Visando à maior precisão na representação do efeito das faltas sobre a confiabilidade do alimentador, a metodologia agrega um modelo existente na literatura para alocação dos dispositivos de proteção de forma simultânea às chaves de manobras. A alocação dos dispositivos de proteção e manobras é sujeita a restrições técnicas e econômicas, sendo que estas restringem o investimento aplicado para melhoria da confiabilidade. As restrições técnicas incluem além da reconfiguração, aspectos relacionados à proteção do sistema. Para resolver o modelo de otimização não-linear inteira mista, é usada uma técnica de otimização de uso geral, baseada no algoritmo *Branch-and-Bound*. Assim, metodologia permite a otimização determinística da confiabilidade do alimentador, garantindo o nível ótimo de confiabilidade e a racionalização dos investimentos por parte das concessionárias. Um estudo de caso é apresentado para avaliar a efetividade da metodologia na otimização da confiabilidade de um alimentador de distribuição real.

1.3. Estrutura do trabalho

Esta dissertação foi dividida em 6 capítulos, incluindo este capítulo introdutório, e 2 apêndices.

No capítulo 2 é apresentada a revisão da literatura. O capítulo apresenta e analisa as contribuições divulgadas nos últimos anos em artigos científicos e técnicos na área da confiabilidade, restabelecimento e reconfiguração de sistemas de distribuição. O conteúdo deste capítulo consiste numa base fundamental importância para agregar inovações ao problema de otimização da confiabilidade e restabelecimento nos SDEE.

O capítulo 3 apresenta a formulação do problema, abrangendo a definição das interrupções e métricas da confiabilidade, bem as como práticas relacionadas ao restabelecimento dos SDEE e análise do estado estável de operação em regime permanente de um sistema de distribuição de energia elétrica radial e/ou fracamente malhado. Estes tópicos servirão de base para a formulação proposta.

O capítulo 4 apresenta a formulação analítica do indicador de confiabilidade SAIDI e as restrições econômicas e operacionais propostas por FERREIRA (2013), as quais são agregadas ao modelo proposto.

O capítulo 5 apresenta a formulação proposta para o restabelecimento. Primeiramente serão descritos aspectos da representação da topologia pós-falta da rede, seguido da formulação do fluxo de potência linear e das restrições propostas para viabilizar o restabelecimento.

No capítulo 6 é apresentado um estudo de caso, onde o modelo proposto será aplicado na otimização da confiabilidade de um alimentador real. Inicialmente serão descritos alguns aspectos da implementação computacional do modelo, bem como as principais características da técnica de solução do mesmo. Posteriormente serão definidos os cenários de teste da metodologia, seguido da exposição e discussão dos resultados.

O capítulo 7 é dedicado às conclusões e possíveis abordagens futuras relacionadas ao tema.

Por fim, são sumarizadas as referências bibliográficas utilizadas no desenvolvimento do trabalho. Nos Apêndices são apresentados os dados empregados nos testes e informação de suporte para entendimento do trabalho.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Alguns trabalhos são encontrados na literatura abordando a alocação otimizada de dispositivos de proteção e manobras, como forma de melhorar a confiabilidade de SDEE. A avaliação da confiabilidade é efetuada por meio de indicadores, que consideram consumidores, carga instalada, energia não fornecida ou custos associados à ocorrência de interrupções no fornecimento de energia. Custos de instalação e operação dos dispositivos também são considerados. O restabelecimento de SDEE é um problema clássico de otimização combinatória, onde se aborda a alocação otimizada de dispositivos de manobras, além de alguns modelos implícitos agregarem a avaliação do fluxo de potência na reconfiguração das topologias dos alimentadores interligados. Tendo em vista a extensão da bibliografia disponível, estes temas são discutidos em os quatro parágrafos ao longo deste capítulo, onde abordam os temas principais como a *alocação de dispositivos*, *alocação de dispositivos de proteção e manobras*, *restabelecimento* e *reconfigurações*.

A *alocação de dispositivos* de em SDEE é um problema mais adequado à formulação analítica se comparado com o problema do restabelecimento, já que o alimentador não assume configurações não-radiais com a desconexão da rede pela proteção. Formulações analíticas são caracterizadas por equações matemáticas explícitas, com variáveis de decisão binárias representando a alocação dos dispositivos em um conjunto de seções de um alimentador radial. O primeiro modelo explícito de programação linear binária para alocação de dispositivos de proteção relatado na literatura foi proposto por SOUDI (1998). O indicador SAIFI foi formulado como um modelo linearizado de variáveis indicando a alocação de religadores e fusíveis. Para limitar a complexidade, a formulação considerou a divisão do alimentador em um circuito principal e ramais laterais, cada qual classificado em uma de três categorias. A cada categoria foram aplicadas diferentes restrições quanto aos tipos de dispositivos de proteção passíveis de alocação. O circuito principal e ramais laterais foram considerados como circuitos independentes, partindo do pressuposto que o efeito das faltas não se propaga com a alocação mandatória de fusíveis no início de cada ramal. Essa simplificação impede que sejam consideradas as sequências de religamento, como forma de eliminação das faltas temporárias. As restrições econômicas foram consideradas pela limitação no número de dispositivos disponíveis para alocação. Em SOUDI (1997) os autores

ilustram a aplicação do modelo SOUDI (1998) na minimização dos indicadores SAIFI, ASIFI (*System Interruption Frequency Index*) e do custo de aquisição dos dispositivos de proteção, enquanto metas predeterminadas para os indicadores eram asseguradas na forma de restrições. Em SOUDI (1999) foi apresentado um estudo da viabilidade das soluções dos modelos anteriores SOUDI (1998) e SOUDI (1997). As soluções destes modelos foram comparadas com as práticas empregadas pelas concessionárias, e analisadas frente a cenários de pior caso (*worst case analysis*). Ainda com base nas formulações anteriores, SOUDI (2001) apresentaram um modelo de programação por metas, com objetivo de minimizar os indicadores SAIFI e ASIFI, de forma simultânea. SILVA (2004) apresentou uma extensão do modelo proposto por SOUDI (1998) para minimização do indicador SAIFI. O modelo foi formulado de forma menos simplificada, ao custo do aumento na complexidade. Embora utilizando a mesma forma de divisão do alimentador de SOUDI (1998), a formulação se mostrou mais completa no sentido que a análise do circuito principal e dos ramais laterais foi efetuada de forma integrada. As restrições consideradas foram semelhantes às de SOUDI (1998). Apesar da formulação explícita, o Algoritmo Genético foi aplicado na solução do modelo, dispensando assim a necessidade de restrições e variáveis adicionais decorrentes da linearização. ZAMBON (2009) apresenta um modelo não-linear explícito mais genérico em relação aos anteriores, onde foram formulados os indicadores SAIFI e SAIDI com maior fidelidade em termos da resposta do sistema de proteção às faltas permanentes e temporárias. Porém, como as formulações anteriores, partiu-se do pressuposto da coordenação adequada do sistema de proteção sob quaisquer condições. Os autores afirmam a superioridade da formulação devido ao fato de estar ser “menos restritiva” em relação às anteriores. No entanto, deve-se observar que o projeto de sistemas de proteção é fortemente sujeito a restrições técnicas, e a desconsideração das mesmas tende a inviabilizar as soluções. Em FERREIRA (2011) foi apresentada a formulação do modelo de PLIMM, no qual, é a primeira formulação analítica relatada na literatura onde a minimização simultânea dos indicadores relacionados a interrupções sustentadas (SAIFI) e momentâneas (MAIFI) foi proposta. Os indicadores foram formulados como funções das localizações dos dispositivos de proteção e do esquema de proteção adotado nos dispositivos dotados de religamento automático. As restrições econômicas foram associadas à limitação do número de dispositivos disponíveis para alocação, e as de natureza técnica associadas à coordenação do sistema de proteção. Um método de otimização não-linear binária baseado na técnica de *Branch-and-Bound* foi

empregado na solução do modelo de otimização por metas, buscando o balanço entre os indicadores.

Em relação à *alocação de dispositivos de proteção e manobras* em SDEE radiais, BUPASIRI (2003) apresentou um modelo não-linear explícito para minimizar o custo total da confiabilidade, incluindo os custos das interrupções, aquisição e operação dos dispositivos de proteção e manobras. Desta formulação os autores derivam modelos para indicadores SAIDI e SAIFI. Similar a SOUDI (1998), foi empregada a divisão do alimentador em circuito principal e ramos laterais. O modelo considera parcialmente o efeito das chaves de manobras no indicador SAIDI, pois não contempla o restabelecimento a jusante da falta. Outra formulação explícita foi proposta por SOHN (2006), para minimizar o custo total da confiabilidade. Como em SOUDI (1998) e BUPASIRI (2003), foi assumida a divisão do alimentador, porém neste caso os efeitos das faltas entre circuito principal e ramos laterais foram considerados. O modelo não contempla alimentadores com ramificações no circuito principal, e como os demais, supõe o uso do esquema de proteção seletivo. SILVA (2008) propôs a minimização dos custos de investimento em dispositivos de proteção e manobras e das interrupções permanentes e temporárias para diferentes classes de consumidores. O método utilizado foi o algoritmo Busca Tabu Reativa. Para reduzir a complexidade do problema, as seções do alimentador foram classificadas sete categorias, sendo a estas atribuídas diferentes restrições quanto aos dispositivos passíveis de alocação. Como diferencial, a técnica levou em consideração a capacidade de reserva dos pontos de transferência de carga, como restrição ao restabelecimento. TIPPACHON (2009) empregou a metaheurística colônia de formigas na solução do problema de alocação de dispositivos de proteção e manobras. O principal diferencial foi a abordagem multiobjectivo adotada na minimização dos indicadores SAIFI, SAIDI e custo total da confiabilidade. Como as abordagens apresentadas anteriormente, a coordenação do sistema de proteção foi considerada pela limitação no número máximo de dispositivos em série.

O processo de *restabelecimento* pode ser efetuado através da manutenção do componente da rede sob falha, ou através de manobras de chaveamento, que permitem restabelecer parte dos consumidores, enquanto a atividade de manutenção encontra-se em andamento. Desta forma quando ocorre uma interrupção permanente, a duração da mesma para um determinado consumidor dependerá de sua localização em relação ao local da falta, da posição das chaves de manobras e do dispositivo de proteção que atuou na sua eliminação. Duas metodologias de alocação são consideradas por LEVITIN (1995), na primeira,

procuraram estabelecer os pontos de instalação das chaves de manobras ao longo do alimentador, considerando a existência de chaves de manobras para interligação com alimentadores alternativos em posições pré-determinadas. Na segunda abordagem, estabeleceram a alocação das chaves de manobras ao longo do alimentador, e das chaves de interligação, simultaneamente. Não foi considerada a existência de dispositivos de proteção ao longo do alimentador, de modo que a formulação estabeleceu que a ocorrência de faltas em qualquer ponto do mesmo, causa a interrupção de todos os consumidores do alimentador. CELLI (1999) apresentaram uma metodologia de otimização que visa determinar o número e a localização dos dispositivos de chaveamento automáticos. Esta metodologia consistiu na inserção sequencial de chaves de manobras automáticas na rede. Desta forma, era mantida uma chave alocada em determinado ponto, se o valor resultante da avaliação da função objetivo resultasse no menor custo de interrupção, dentre as demais combinações. A alocação de uma chave em um ponto da rede que resultasse na redução do custo de interrupção inferior ao custo de instalação do dispositivo, determinava a eliminação do ponto do conjunto de pontos candidatos à alocação. Formulações explícitas, como as propostas por SOUDI (1998), BUPASIRI (2003) e SOHN (2006), empregam a divisão do alimentador em circuito principal e ramos laterais, porém neste caso os efeitos das faltas entre circuito principal e ramos laterais foram considerados. O modelo não contempla alimentadores com ramificações no circuito principal, e como os demais, supõe o uso do esquema de proteção seletivo. Além, o modelo considera parcialmente o efeito das chaves de manobras no indicador SAIDI, pois não contempla o restabelecimento a jusante da falta. CARVALHO (2005) propôs uma das poucas abordagens determinísticas encontradas na literatura para solução do problema de alocação de chaves remotamente controladas em SDEE. O método consistiu na decomposição do espaço de busca em subespaços independentes através da aplicação de uma técnica simples, porém teoricamente embasada de forma bastante consistente. A solução dos subproblemas foi baseada na enumeração completa dos subespaços de soluções viáveis, considerando as restrições de perfil de tensão e capacidade emergencial dos componentes do sistema. Outra abordagem determinística foi apresentada por ABIRI-JAHROMI (2012) para alocação de chaves de manobras telecomandadas. O problema foi formulado como um modelo de otimização linear inteira mista (com variáveis reais e binárias). Do mesmo modo FERREIRA (2012) apresenta um modelo PLIM, onde o principal diferencial da metodologia foi a maior generalidade em termos da ausência de simplificações na modelagem da topologia do alimentador. Testes comparativos com modelo de BUPASIRI (2003) mostraram que essas

simplificações tendem a degradar a qualidade das soluções. O trabalho incluiu testes considerando o modelo de ZAMBON (2009), os quais mostraram a inadequação de formulações que visam à minimização da duração das interrupções sem agregar o efeito do restabelecimento. Com base na formulação proposta, foi derivado um modelo para minimização do custo total da confiabilidade. Em quanto ao restabelecimento do sistema, como mostra CARVALHO (2005), agrega a avaliação do fluxo de potência na metodologia, através da enumeração do espaço viável de soluções *a priori* da solução do modelo. O restabelecimento de SDEE é caracterizado principalmente pelas restrições à transferência de carga (BROWN, 2009) e estas são ignoradas em todas as propostas anteriores.

Em relação à *reconfiguração* da topologia de alimentadores para fins de restabelecimento, a maioria das abordagens propõe a solução através de algoritmos de busca estocásticos. Uma das primeiras propostas foi a de LEVITIN (1994), onde o Algoritmo Genético foi utilizado na minimização do custo da energia não-suprida e do capital investido na aquisição e instalação de chaves de manobras. A metodologia adota um caráter ilustrativo da aplicação do Algoritmo Genético, sem maiores considerações acerca das restrições técnicas que envolvem a reconfiguração. As seguintes propostas agregam modelos implícitos com a avaliação do fluxo de potência ao longo das iterações do algoritmo de busca. Como as técnicas estocásticas com o algoritmo *Simulated Annealing* que apresenta BILLINTON (1996), onde as restrições ao restabelecimento foram agregadas. Estas são associadas ao perfil de tensão nas cargas, capacidade de reserva do sistema e corrente máxima nos condutores. A função objetivo e as restrições foram apresentadas de forma implícita, isto é, descritas qualitativamente. Desta forma, não fica clara a forma como estas foram tratadas e avaliadas. TENG (2002) apresentou um algoritmo evolutivo baseado em regras heurísticas para realocação das chaves de manobras, com o mesmo objetivo de (CELLI, 1999) que propôs um modelo implícito para minimizar o custo de aquisição e operação de chaves automáticas em conjunto com o custo das interrupções. Para alocação dos dispositivos foi proposta uma técnica de programação dinâmica, baseada no Princípio da Otimalidade de Bellmann. Porém, os autores consideraram as restrições de capacidade de reserva de potência e perfil de tensão nas cargas, ainda que de forma implícita. A partir desta formulação, posteriormente TENG (2003) ilustraram a aplicação do algoritmo Colônia de Formigas como mecanismo de busca das soluções para o problema. CHAO-SHUN (2006) ilustraram a aplicação de um algoritmo imune para minimizar o custo de aquisição e operação de chaves automáticas em conjunto com o custo das interrupções. A função objetivo e as restrições à reconfiguração foram

formuladas implicitamente. A técnica de solução proposta é baseada na analogia com o sistema imune humano, onde os anticorpos representam as soluções e a função objetivo mensura a afinidade dos anticorpos aos antígenos. Além da aplicação de técnica diferenciada para solução do problema, a formulação não apresentou maiores avanços em relação às propostas por LEVITIN (1994), CELLI (1999), TENG (2002) e TENG (2003). Por enquanto MAO (2003) com a formulação de um modelo multiobjectivo, considera a alocação de chaves de manobras para formação de áreas ilhadas e auto-suportadas pela Geração Distribuída (GD) durante situações de contingência. As restrições consideram o perfil de tensão nas cargas, capacidade da GD de suportar a carga das áreas ilhadas e a máxima corrente admissível nos componentes do sistema. A análise de fluxo de carga é então aplicada para determinar a quantidade de cargas a serem agregadas ou rejeitadas em cada ilha (área ilhada pela seleção heurística de chaves de manobras), considerando cargas prioritárias e a viabilidade em relação às restrições impostas. Deve-se observar que a formulação parte do pressuposto que a GD e grande parte das cargas do alimentador são controláveis, o que exige um grau razoável de automação do sistema. A viabilidade econômica da técnica não foi avaliada. BERNARDON (2011) empregou no método um processo denominado hierárquico analítico na solução do problema, em conjunto com uma técnica heurística para seleção das localizações das chaves telecomandadas. O processo hierárquico analítico consiste em uma técnica que visa estabelecer pesos para os diferentes objetivos de problemas multicriteriais. Este é um procedimento bastante sistemático, mas exige conhecimento heurístico do problema para atribuição de escalas de importância a cada objetivo. Pode-se observar que em se tratando de métodos iterativos e não-analíticos, não há limitação quanto à avaliação computacional de funções arbitrárias.

A abordagem proposta neste trabalho é extensão do trabalho apresentado por FERREIRA (2013), no qual, para a solução do problema de alocação de chaves de manobras, o método consistiu na decomposição de espaço de busca em subespaços independentes através da aplicação de uma técnica simples, porém teoricamente embasada de forma bastante consistente. A solução dos subproblemas foi baseada na enumeração completa dos subespaços de reconfigurações de topologias viáveis (soluções viáveis) avaliando o fluxo de potência nos subsistemas associados, considerando as restrições de perfil de tensão e capacidade emergencial dos componentes do sistema. A solução ótima global foi então obtida pela combinação das soluções dos sub-problemas, com o objetivo de minimizar uma métrica da confiabilidade, bem como o custo do investimento na aquisição dos dispositivos. O principal

diferencial da metodologia proposta é agregar estas restrições de forma explícita no modelo, através do equacionamento linear do fluxo de potência em relação à localização das chaves de manobras. Essa abordagem possibilita que as limitações impostas pelo fluxo máximo de potência nos componentes do sistema, bem como pelo nível de tensão nas cargas, não sejam violadas durante a reconfiguração. A formulação proposta é descrita pelas grandezas elétricas representadas por seus módulos, já que os ângulos de fase das tensões do sistema se mantêm dentro de um intervalo relativamente pequeno e limitado para condições típicas de operação. Isto é fundamentado na análise do estado de operação em regime permanente de um SDEE radial ou malhada apresentado por FRANCO (2011) através da solução de um sistema de equações lineares de dois nós, onde a demanda de tipo potência constante do sistema é modelada como uma aproximação linear em função das partes real e imaginária da tensão nos nós sob condições típicas de operação de um SDEE.

3. FORMULAÇÃO DO PROBLEMA

A confiabilidade é caracterizada através de dados históricos de eventos causadores de interrupções, os quais em sua grande maioria são associados às faltas. Em conjunto, as informações sobre as causas das faltas e a duração das interrupções, permitem estimar o comportamento dos sistemas de distribuição, bem como servir de base para a tomada de decisão acerca de ações para melhorar o nível de confiabilidade dos mesmos (TENG, 2003). O tratamento estatístico destes dados possibilita a obtenção de diversos parâmetros básicos de confiabilidade (taxas de faltas permanentes e temporárias, tempos médios de chaveamento e reparo) utilizados como dados de entrada tanto para modelos preditivos, como para modelos matemáticos de otimização (BILLINTON, 1998).

Neste capítulo são apresentados os principais conceitos associados à confiabilidade de SDEE considerados neste trabalho. Estes incluem as principais causas de sua degradação, a definição da métrica utilizada na formulação proposta, bem como os efeitos da proteção e do restabelecimento sobre a mesma. O capítulo inclui ainda aspectos da análise dos SDEE em regime permanente, os quais servirão de base para o entendimento do problema.

3.1. Faltas

Uma falta é produzida pela ocorrência de qualquer fenômeno físico que altere o correto funcionamento de qualquer componente do sistema elétrico. Deve ser suprimido rapidamente, pois sua persistência pode ocasionar detrimientos nos equipamentos. Geralmente envolve o curto-circuito entre fases ou entre uma ou mais fases e a terra.

Como os SDEE são compostos por um grande número de ramais monofásicos faz com que pelo menos 80% das faltas envolva somente uma fase. Faltas de fase-terra tem maior probabilidade de ocorrência, devido a falhas de equipamentos, contato de animais e árvores. Já faltas devido à incidência de descargas atmosféricas tendem a ser bifásica à terra ou trifásica à terra (SHORT, 2004). A distribuição das ocorrências de cada tipo de falta em relação ao número de fases envolvidas é mostrada na Tabela 1.

Tabela 1. Número de fases envolvidas em cada tipo de falta.

Tipo de Falta	Percentual de ocorrência (%)
Monofásica ao neutro	63
Bifásica	11
Bifásica ao neutro	2
Trifásica	2
Monofásica à terra	15
Bifásica à terra	2
Trifásica à terra	1
Outras	4

Fonte: Short, 2004.

Condições climáticas e ambientais adversas como ventos fortes e descargas atmosféricas são responsáveis aproximadamente de 40% na ocorrência de faltas. Na Tabela 2 são mostradas as distribuições percentuais de ocorrência das faltas em sistemas aéreos de SDEE.

Tabela 2. Distribuição percentual das principais causas da ocorrência de faltas.

Causa da Falta	Percentual de ocorrência (%)
Descargas atmosféricas	18
Contato de árvores	18
Falha de equipamentos	13
Animais	8
Vento	7
Escavações	3
Veículos	2,5
Vandalismo	1
Outros	29,5

Fonte: Short, 2004.

Os distúrbios que causam maior impacto na confiabilidade e na qualidade de energia são as interrupções de energia e afundamentos de tensão, provocados pela ocorrência de uma determinada falta. De acordo com a sua natureza, as faltas são classificadas como permanentes ou temporárias.

Faltas permanentes ou sustentadas causam danos permanentes a qualquer componente da rede, o que requer a manutenção sob defeito. Deste modo, independente do esquema de dispositivo de proteção que a elimina, uma falta permanente gera uma interrupção permanente de todos os consumidores do trecho da rede sob defeito, exigindo a intervenção da equipe de manutenção. Devido a este fato, as faltas permanentes são mais facilmente identificadas, porém, são de ocorrência significativamente menor nas redes de distribuição (FERREIRA, 2009).

Faltas temporárias, momentâneas ou transitórias causam perturbações nos componentes da rede, geralmente não causam danos permanentes, de modo que o sistema volta a operar normalmente se houver o desligamento do circuito, seguido do religamento após um curto intervalo de tempo. As faltas temporárias são a razão principal da utilização de religadores nos sistemas de distribuição, de modo que sua utilização reduz significativamente o número de interrupções permanentes. Uma falta temporária pode se transformar em permanente, caso não haja operação adequada dos equipamentos de proteção. As causas de sua ocorrência variam principalmente de acordo com a localização geográfica da rede (COATE, 2001).

Uma falta pode-se caracterizar como permanente ou temporária pela análise dos dados históricos de interrupção e o esquema de proteção responsável pela eliminação da mesma.

Para quantificar a incidência dos diferentes tipos de falta na rede de distribuição, se estabelecem modelos de avaliação dependentes da determinação de índices normalizados. Uns dos elementos básicos para o estudo da confiabilidade é a análise histórico. Indicadores como taxas de faltas permanentes (λ) e temporárias (γ), definem o número de faltas permanentes e temporárias, respetivamente, que ocorrem em um trecho da rede em um determinado período (geralmente um ano) pelo comprimento do mesmo (SOUDI, 2001):

$$\lambda = \frac{\sum F_P}{\ell} [\text{faltas}/\text{km} \cdot \text{ano}] \quad (1)$$

$$\gamma = \frac{\sum F_T}{\ell} [\text{faltas}/\text{km} \cdot \text{ano}] \quad (2)$$

Onde, $\sum F_P$, $\sum F_T$ são as somatório das faltas permanentes e temporárias, respectivamente, durante determinado período de tempo [faltas/ano], e ℓ é o comprimento do trecho [km].

As taxas de faltas determinadas pelo esquema de proteção, caracterizadas pelas zonas de proteção do dispositivo instalado (FERREIRA, 2009), são:

- a) Faltas permanentes na zona de proteção de um elo fusível, se empregado esquema de proteção seletivo ou coordenado, causam a atuação do mesmo, havendo necessidade de manutenção no trecho da rede. Neste caso, a taxa de faltas permanentes é calculada de acordo com a expressão (3).

$$\lambda_{ZPF} = \frac{N. \text{ de substituições do elo fusível com manutenção do trecho da rede}}{\ell_{ZPF}} \quad (3)$$

Onde λ_{ZPF} é a taxa de faltas permanentes para o trecho da rede pertencente à zona de proteção do elo fusível [*faltas/km . ano*], e ℓ_{ZPF} é o comprimento total do trecho [*km*].

- b) Faltas temporárias na zona de proteção de um elo fusível, se empregado o esquema de proteção seletivo, causa a atuação do mesmo, e a falta é eliminada sem necessidade de manutenção no trecho da rede. A taxa de faltas temporárias é calculada de acordo com (4).

$$\gamma_{ZPF} = \frac{\text{N. de substituições do elo fusível sem manutenção do trecho da rede}}{\ell_{ZPF}} \quad (4)$$

Onde γ_{ZPF} é a taxa de faltas temporárias para o trecho pertencente à zona de proteção do elo fusível [*faltas/km . ano*], e ℓ_{ZPF} é o comprimento total do trecho [*km*].

- c) Faltas temporárias no trecho (1) da zona de proteção de religador como se mostra na Figura 3, se utilizado esquema de proteção seletivo ou coordenado; No caso da zona comum do religador e do elo fusível, trecho (2), utilizando o esquema de proteção coordenado, ocorrerá atuação do religador, a eliminação da falta e o religamento do circuito. Considerando que o elo fusível não atuará indevidamente, a taxa de faltas temporárias pode ser calculada de acordo com (5)

$$\gamma_{ZPR} = \frac{\text{Número de sequências de religamento bem sucedidas}}{\ell_{ZPR}} \quad (5)$$

Onde γ_{ZPR} é a taxa de faltas temporárias para o trecho pertencente à zona de proteção do religador [*faltas/km . ano*], e ℓ_{ZPR} é o comprimento total do trecho [*km*].

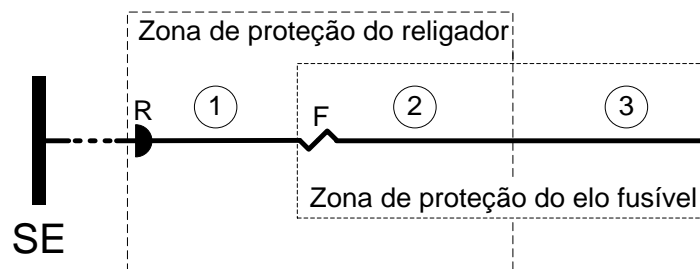


Figura 3. Zonas de proteção de religador e elo fusível

- d) Falta permanente em trecho (1) pertencente à zona de proteção. Independente do esquema de proteção utilizado haverá a execução completa da sequência de operação do religador, seguido do bloqueio do mesmo. Isto geralmente implica na necessidade de manutenção do trecho. Neste caso, a taxa de faltas permanentes é relativa somente

ao trecho (1) da zona de proteção do religador ($\lambda_{ZPR(1)}$) [*faltas/km.ano*], sendo calculada por meio da expressão (6).

$$\lambda_{ZPR(1)} = \frac{\text{Número de bloqueios do religador}}{\ell_{ZPR(1)}} \quad (6)$$

Onde $\ell_{ZPR(1)}$ é comprimento do trecho 1 da zona de proteção do religador [*km*].

3.2. Interrupções

As interrupções são classificadas quanto ao tipo de análise, tipo de falta e do esquema de proteção que atua na eliminação da mesma. As interrupções são caracterizadas quanto ao tempo de duração como permanente ou temporária.

As **Interrupções permanentes, sustentadas ou de longa duração**, segundo PRODIST (2012b), são determinadas pela duração maior ou iguais a 3 minutos. São as consideradas na avaliação dos indicadores de confiabilidade, para fins de regulação do serviço de SDEE. São definidas em IEEE Std. 1366, 2003, como as interrupções com duração maior ou igual que 5 minutos. A regulamentação brasileira ANEEL, estabelece que os indicadores devam ser apurados por meio de procedimentos auditáveis. De fato, a interrupções permanentes é más fácil de identificar, pois geralmente, sua ocorrência requer intervenção por parte da equipe de manutenção da concessionária. A concessionária deve manter um banco de dados interrupções e dos indicadores delas provenientes, no mínimo por 5 anos, com registro de: fato gerador da interrupção, data, hora e minutos do início e restabelecimento da interrupção, e número de unidades consumidoras atingidas em cada interrupção (FERREIRA, 2009).

Interrupções temporárias, transitórias ou de curta duração, são decorrências da resposta dos esquemas de proteção, como as sequências de atuação e religamento efetuados pelo disjuntos da subestação, ou religador ao longo do alimentador, na tentativa de eliminação das faltas. São definidas em IEEE Std. 1366, 2003, em duas formas. A primeira é considerando-se cada abertura e religamento do religador (ou disjuntor, na subestação) como uma interrupção temporária. Dessa forma, as ocorrências de faltas temporárias podem ser verificadas pela contagem das atuações, não seguidas do bloqueio dos dispositivos que as eliminaram. A segunda definição estabelece a natureza temporária da interrupção quando sua duração é limitada pelo período necessário ao restabelecimento do serviço por um dispositivo interruptor de corrente, desde que o intervalo de tempo decorrente entre as sucessivas

atuações e religamento do circuito não exceda o tempo de 5 minutos. Desta forma, independente do número de atuações e religamento efetuadas pelo dispositivo, se a eliminação da falta for bem sucedida, fica caracterizada uma única interrupção temporária. Esta definição representa de forma mais eficaz o impacto das interrupções temporárias para os consumidores, tendo em vista que interrupções subsequentes a primeira não tem significativa relevância (FERREIRA, 2009).

3.3. Equipamentos de Proteção e Seccionamento

Os dispositivos de proteção estão instalados na subestação e ao longo dos alimentadores. São divididos em três grandes grupos: religadores, fusíveis e chaves de manobras.

Religador: é constituído por um mecanismo automático projetado para abrir e fechar um trecho do alimentador atingido por uma falta. Desta forma, uma falta temporária pode ser extinto pelo religador, causando somente uma interrupção temporária. Após certa quantidade de tentativas de reenergização, o religador bloqueia (*locks-out*) e deve ser reativado. Esta situação surge nas ocorrências de faltas permanentes. A alocação do religador deve ser extremadamente sob critérios específicos, já que é um equipamento com um custo elevado.

Fusível: é um dispositivo de proteção contra corrente. Consiste num elo metálico funda-se quando há um fluxo de corrente elétrica superior à sua corrente nominal, interrompendo a corrente de falta e obrigando a sua troca. Tanto faltas permanentes quanto temporárias causam uma interrupção permanente ao atingirem um fusível. É um equipamento de proteção simples e de baixo custo

Chave de manobra: é um dispositivo de seccionamento. Embora não respondam ativamente a uma contingência, as chaves podem ser utilizadas em ações emergenciais que visam determinar uma configuração temporária numa contingência. Isso permite o restabelecimento de certos grupos de consumidores mais rapidamente do que outros, reduzindo a duração média das interrupções (indicador SAIDI).

3.4. Confiabilidade de SDEE

Confiabilidade é a capacidade dos SDEE de realizar e manter seu funcionamento em condições normais, bem como em circunstâncias hostis e inesperadas, durante um período de tempo pré-determinado, sem falhas em seus componentes. Desta forma, esta pode ser vista

como a arte de projetar e operar o sistema, que é imprevisível frente aos fenômenos naturais, sujeito a falhas. As concessionárias que têm sistemas confiáveis e estudos na estimativa futura do desempenho do SDEE (CHOWDHURY, 2005), são as que possuem maior domínio sobre os fatores que afetam seus sistemas de distribuição (WARREN, 1996).

As principais razões práticas que justificam a avaliação da confiabilidade de SDEE são (ELETROBRÁS, 1982):

- a) Cumprir normas e controles de regulação do serviço de distribuição de energia.
- b) Melhorar a sistemática de projeto de sistemas, identificando e modificando parâmetros e componentes do sistema que tem efeito marcante na confiabilidade.
- c) Identificar programas de manutenção que resultem em melhorias no desempenho.
- d) Racionalizar a aplicação de investimentos, pela avaliação quantitativa do custo da concessionária e do benefício para o consumidor, associado a um nível específico de confiabilidade do serviço.

O planejamento econômico empregado pelas concessionárias determinado na aplicação do capital para a melhoria do desempenho dos SDEE deve ter o análise do relacionamento dos custos, confiabilidade e desempenho. O nível de confiabilidade pode ser considerado apropriado, quando o investimento requerido para prevenir as interrupções excede o custo associado às ocorrências destas (GÖNEN, 2008) como se ilustra na Figura 4.

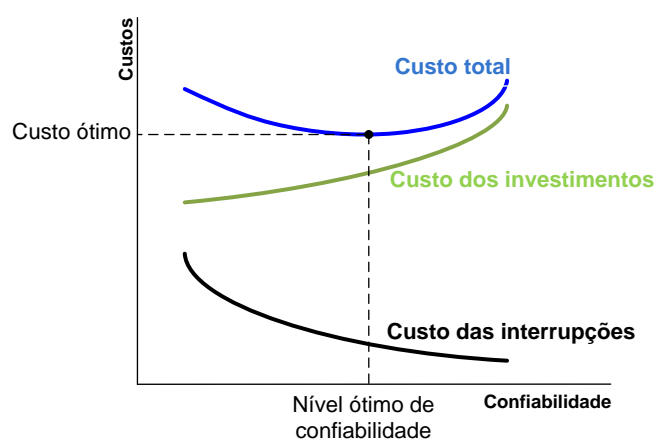


Figura 4. Relação custos x confiabilidade.

A Figura 4 ilustra a melhoria da confiabilidade e o custo dos investimentos é diretamente proporcional, e o nível ótimo (ou apropriado) de confiabilidade corresponde ao custo ótimo, que é o mínimo custo total.

No processo de planejamento, estudos das ações preventivas e corretivas realizadas pelas concessionárias podem melhorar o desempenho de seus sistemas de distribuição. Como práticas que incluem ações visando reduzir a ocorrência de faltas e interrupções, distúrbios que causam impacto na qualidade do fornecimento de energia (SHORT, 2004; SOUDI, 1998).

3.5. Índice de Confiabilidade SAIDI

São métricas que determinam o desempenho dos sistemas elétricos, utilizados na mensuração da confiabilidade no fornecimento de energia. Entre as funções dos indicadores de confiabilidade de regular o serviço de distribuição de energia pelos órgãos competentes, além disso, podem ser utilizados na identificação de áreas operacionais, subestações e alimentadores com baixo desempenho, auxiliando nas decisões de aplicação de recursos, visando aquisição ou manutenção de equipamentos (SOUDI, 1997).

Com a análise de dados históricos da confiabilidade é possível caracterizar as causas da ocorrência de distúrbios e suas consequências. Estes dados históricos permitem ainda a identificação de padrões no comportamento sazonal dos sistemas de distribuição, e comparações entre sistemas de diferentes regiões e concessionárias (FERREIRA, 2009).

Dados estatísticos como agregações nos indicadores de confiabilidade, correspondem aos valores médios de uma característica particular de confiabilidade para um sistema, região operacional ou alimentador (BROWN, 2009). O indicador SAIDI (*System Average Interruption Duration Index*) é uma das métricas mais empregadas por concessionárias e órgãos reguladores para avaliar a confiabilidade dos SDEE, em termos da duração média das interrupções sustentadas em um período de tempo (geralmente um ano). Este indicador é definido como (IEEE, 2003a):

$$SAIDI = \frac{\sum \text{Duração das interrupções por consumidor} \left[\frac{\text{horas}}{\text{ano}} \right]}{\text{Número total de consumidores}} \quad (7)$$

O indicador SAIDI é a medida da duração de interrupções sustentadas que, em média, os consumidores são submetidos no período de um ano.

3.6. Análise de Fluxo de Potência em SDEE

O estudo mais frequente de um sistema de energia elétrica seja esta transmissão ou de distribuição é o cálculo das condições de operação em regime permanente. A análise de fluxo de carga tem como objetivo principal determinar o estado de operação em regime permanente

de um sistema de energia elétrica, calculando a magnitude da tensão e o ângulo de fase em todos os nós do sistema e ainda outras grandezas que são derivadas destas, como magnitudes das correntes nos circuitos, fluxo de potência ativa e reativa nos circuitos, perdas de potência ativa e reativa no sistema (MONTICELLI, 1983). Esta análise fornece informações importantes relacionadas ao estado de operação do sistema, possibilitando a verificação das faixas de variação das tensões com a carga, bem como a sobrecarga dos componentes da rede. Além disso, a simulação do fluxo de potência em situações de contingência possibilita preparar os operadores para acontecimentos reais, e assim determinar quais são as ações preventivas e/ou corretivas que devem ser realizadas para que o sistema volte ao estado de operação normal o mais rápido possível. Adicionalmente, este estudo permite identificar a necessidade de novos investimentos (planejamento da expansão) para poder atender o crescimento da demanda de carga.

O problema de fluxo de carga pode ser representado por um sistema de equações algébricas não lineares. Esta representação é utilizada em situações nas quais as variações com o tempo são suficientemente lentas para que se possam ignorar os efeitos transitórios. É claro que os transitórios do sistema só podem ser devidamente levados em conta se for utilizada uma modelagem dinâmica envolvendo equações diferenciais, além de equações algébricas. Este sistema de equações algébricas não lineares é obtido estabelecendo-se a conservação das potências ativa e reativa em cada nó do sistema, ou seja, a potência líquida injetada tem que ser igual à soma de todas as potências que fluem nos componentes que tem este nó com um de seus nós terminais. Esta definição é equivalente à Lei das correntes de Kirchhoff. A Lei das tensões de Kirchhoff é utilizada para expressar os fluxos de potência nos componentes da rede como funções das tensões de seus nós terminais (MONTICELLI, 2011).

A natureza desequilibrada dos sistemas de distribuição e a heterogeneidade dos alimentadores são fatores que impõem maiores dificuldades à sua análise. Diferente dos sistemas de transmissão, cuja natureza equilibrada permite a aplicação das componentes simétricas, a análise do fluxo de potência em SDEE exige a modelagem em componentes de fase, tendo em vista o acoplamento assimétrico das linhas. Desta forma, técnicas específicas para aplicação em SDEE foram desenvolvidas, sendo o método Backward-Forward Sweep (KERSTING, 2004) um dos mais utilizados. No entanto, a característica iterativa do método o torna inadequado para a representação do fluxo de potência em modelos analíticos (FERREIRA, 2013). Desta forma, as poucas formulações analíticas encontradas na literatura (AOKI, 1988) utilizam aproximações lineares do fluxo de potência.

A análise do fluxo de carga em sistemas de distribuição radiais ou fracamente malhados é possível mediante aproximações lineares das injeções de corrente, tendo em vista que os ângulos de fase das tensões se mantêm dentro de um intervalo relativamente pequeno e limitado pelas condições típicas de operação do sistema. Esta afirmação é baseada nas seguintes características dos SDEE (FRANCO, 2011):

- Alta relação R/X quando comparados com valores típicos encontrados nos sistemas de transmissão;
- Cargas com fator de potência dentro de faixas normalizadas, usualmente maior que 0,92;
- Variação pouco significativa dos ângulos das tensões ao longo dos alimentadores.

A análise da variação do ângulo de fase (FRANCO, 2011; 2013) é apresentada a seguir, visando justificar a aproximação considerada na formulação proposta.

Considere uma carga no nó j , cujas potências ativa e reativa são denotadas por P_{Dj} e Q_{Dj} . A Figura 5 mostra a carga alimentada através de uma linha entre os nós i e j , com uma impedância $R_{ij} + jX_{ij}$, sendo i o nó de referência.

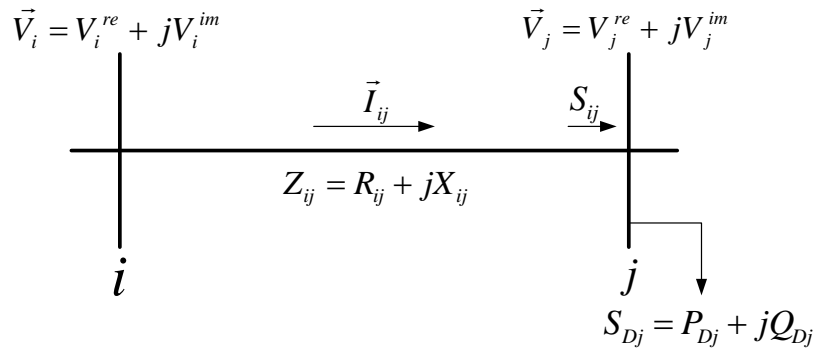


Figura 5. Sistema teste de distribuição de dois nós

Da Figura 5 pode-se obter a corrente através do circuito ij , sendo esta dada por:

$$\vec{I}_{ij} = \frac{\vec{V}_i - \vec{V}_j}{R_{ij} + jX_{ij}} = \frac{(V_i^{re} + jV_i^{im}) - (V_j^{re} + jV_j^{im})}{R_{ij} + jX_{ij}} = \frac{(V_i^{re} - V_j^{re}) + j(V_i^{im} - V_j^{im})}{R_{ij} + jX_{ij}} \quad (8)$$

Pode-se expressar a corrente elétrica através do circuito ij impondo-se a conservação das potências ativa e reativa no nó j , onde o fluxo de potência, chegando à barra j , proveniente da barra i , é dado por:

$$S_{ij} = \vec{V}_j \vec{I}_{ij}^* \Rightarrow \vec{I}_{ij} = \left(\frac{S_{ij}}{V_j} \right)^* = \left(\frac{P_{Dj} + jQ_{Dj}}{V_j^{re} + jV_j^{im}} \right)^* = \frac{P_{Dj} - jQ_{Dj}}{V_j^{re} - jV_j^{im}} \quad (9)$$

Substituindo-se (8) em (9) obtém-se (10):

$$P_{Dj} - jQ_{Dj} = \frac{[(V_i^{re} - V_j^{re}) + j(V_i^{im} - V_j^{im})](V_j^{re} - jV_j^{im})}{R_{ij} + jX_{ij}} \quad (10)$$

Expandindo-se (10), obtém-se (11):

$$P_{Dj}R_{ij} + Q_{Dj}X_{ij} + jP_{Dj}X_{ij} - jQ_{Dj}R_{ij} = (V_j^{re}V_i^{re} + V_j^{im}V_i^{im}) - (V_j^{re2} + V_j^{im2}) + j(V_j^{re}V_i^{im} - V_i^{re}V_j^{im}) \quad (11)$$

Separando-se as partes real e imaginária de (11) temos:

$$(V_j^{re}V_i^{re} + V_j^{im}V_i^{im}) - (V_j^{re2} + V_j^{im2}) = P_{Dj}R_{ij} + Q_{Dj}X_{ij} \quad (12)$$

$$j(V_j^{re}V_i^{im} - V_i^{re}V_j^{im}) = jP_{Dj}X_{ij} - jQ_{Dj}R_{ij} \quad (13)$$

Considerando que

$$\vec{V}_j^2 = V_j^{re2} + V_j^{im2}, \quad (14)$$

e elevando-se ao quadrado as equações (12) e (13), e substituindo-se (14) em (12) obtém-se (15) e (16).

$$(V_j^{re}V_i^{re} + V_j^{im}V_i^{im})^2 = (\vec{V}_j^2 + P_{Dj}R_{ij} + Q_{Dj}X_{ij})^2 \quad (15)$$

$$(V_j^{re}V_i^{im} - V_i^{re}V_j^{im})^2 = (P_{Dj}X_{ij} - Q_{Dj}R_{ij})^2 \quad (16)$$

Somando-se ambos os lados de (15) e (16), tem-se (17) como resultado:

$$V_j^4 + [2(P_{Dj}R_{ij} + Q_{Dj}X_{ij}) - V_i^2]V_j^2 + (P_{Dj}^2 + Q_{Dj}^2)(R_{ij}^2 + X_{ij}^2) = 0 \quad (17)$$

A equação (17) relaciona as magnitudes de tensão entre os nós i e j , a potência ativa e reativa no nó j e as características elétricas do circuito ij . Note que em (17) o ângulo de fase não está explícito. De (13) é possível encontrar outra expressão para o ângulo de fase θ_j representada por (18):

$$(V_j^{re}V_i^{im} - V_i^{re}V_j^{im}) = P_{Dj}X_{ij} - Q_{Dj}R_{ij} \quad (18)$$

Escrevendo-se (18) em função da tensão, tem-se:

$$V_j^{re} = V_j^{re} \cos \theta_j \quad (19)$$

$$V_j^{im} = V_j^{im} \sen \theta_j \quad (20)$$

$$V_i^{re} = V_i^{re} \cos \theta_i \quad (21)$$

$$V_i^{im} = V_i^{im} \sen \theta_i \quad (22)$$

Substituindo (19) – (22) em (18), obtém-se (23):

$$(V_j^{re} V_i^{im} \cos \theta_j \operatorname{sen} \theta_i - V_j^{im} V_i^{re} \operatorname{sen} \theta_j \cos \theta_i) = P_{Dj} X_{ij} - Q_{Dj} R_{ij} \quad (23)$$

Utilizando-se das propriedades dos números complexos:

$$V_i V_j (\cos \theta_j \operatorname{sen} \theta_i - \operatorname{sen} \theta_j \cos \theta_i) = P_{Dj} X_{ij} - Q_{Dj} R_{ij} \quad (24)$$

Aplicando-se uma identidade trigonométrica (24) se reduz a

$$V_i V_j \operatorname{sen}(\theta_i - \theta_j) = P_{Dj} X_{ij} - Q_{Dj} R_{ij}. \quad (25)$$

Logo,

$$\operatorname{sen} \theta_{ij} = \frac{P_{Dj} X_{ij} - Q_{Dj} R_{ij}}{V_i V_j}, \quad (26)$$

onde $\theta_{ij} = \theta_i - \theta_j$.

Efetuando as operações indicadas na equação (23), obtém-se a equação (26), a qual será utilizada para calcular o ângulo de fase do SDEE.

As equações (17) e (26) podem ser reescritas em função do fator de $P_{Dj} X_{ij}$, a relação R_{ij}/X_{ij} e o ângulo ϕ_j associado com fator de potência de carga no nó j , $\tan \phi_j = Q_{Dj}/P_{Dj}$. Com isso, tem-se como resultado (27) e (28):

$$(P_{Dj} X_{ij})^2 \left(1 + \left(\frac{R_{ij}}{X_{ij}} \right)^2 \right) \sec^2(\phi_j) + 2V_j^2 (P_{Dj} X_{ij}) \left(\frac{R_{ij}}{X_{ij}} + \tan(\phi_j) \right) + (V_j^4 - V_i^2 V_j^2) = 0 \quad (27)$$

$$\theta_j = \theta_i - \arcsin \left((P_{Dj} X_{ij}) \frac{1 - \left(\frac{R_{ij}}{X_{ij}} \right) \tan(\phi_j)}{V_i V_j} \right) \quad (28)$$

De (28) nota-se que o ângulo θ_j é proporcional ao carregamento e aos parâmetros elétricos do circuito, ambos representados pelo fator $P_{Dj} X_{ij}$. Se as magnitudes de tensão estão dentro da faixa $[\underline{V}, \overline{V}]$ p.u., definido pelo operador do sistema, podemos supor o pior caso de regulação de tensão para $V_i = \overline{V}$ p.u. e $V_j = \underline{V}$ p.u., onde \underline{V} é a magnitude de tensão mínima e \overline{V} é a magnitude de tensão máxima.

Como o ângulo θ_j depende do fator $P_{Dj} X_{ij}$, então a partir da equação (27) é possível encontrar o valor de $P_{Dj} X_{ij}$, resolvendo-se o polinômio de grau 2. Como o valor do $\cos(\phi_j)$ é conhecido, bem como as tensões máximas e mínimas $[\underline{V}, \overline{V}]$ p.u. e a relação R_{ij}/X_{ij} , utilizando-se (28) pode-se calcular o ângulo θ no nó j . A Figura 7 mostra o ângulo de fase θ_j para as condições típicas de operação dos SDEE, considerando o ângulo $\theta_i = 0$, as tensões

máxima e mínima iguais a $\bar{V} = 1 p.u.$ e $\underline{V} = 0,9 p.u.$, a relação R_{ij}/X_{ij} na faixa $[0,50; 3,00]$ e o fator de potência da carga na faixa $[0,80; 0,95]$.

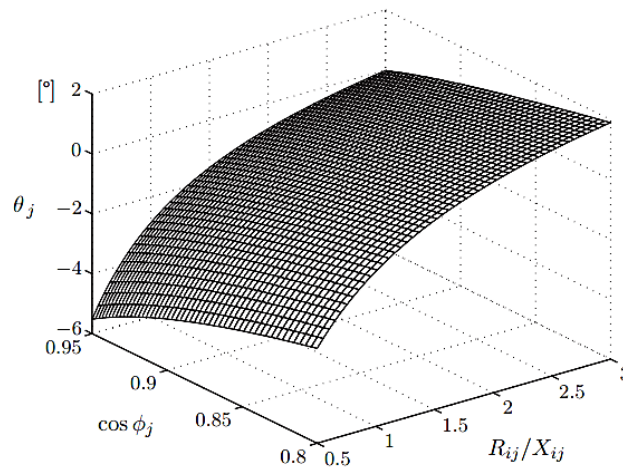


Figura 6. Variação do ângulo de fase θ_j .

A Figura 6 mostra que, mesmo assumindo a pior condição de operação para o SDEE, ou seja, os valores máximos e mínimos para a tensão no nó j e uma relação R_{ij}/X_{ij} muito elevada, a variação do ângulo θ_j é relativamente baixa, sendo esta no intervalo $[-5,52; 1,90]^\circ$. Assim, podemos concluir que θ_j deve permanecer restrito a uma faixa relativamente limitada para as condições típicas de operação dos SDEE.

3.7. Modelagem de Carga

Os modelos utilizados para a representação das cargas dependem basicamente do tipo de estudo a ser realizado, podendo ser desde uma análise de fluxo de potência e curto-circuito, que retratam uma dada condição de regime permanente, a uma análise dinâmica de estabilidade e/ou transitórios eletromagnéticos (PRODIST,2012b). Em cada uma dessas áreas de análise existem condições particulares que afetam a maneira de se representar as cargas. No caso dos estudos de fluxo de potência, os resultados dependem de forma bastante significativa do modelo adotado para a carga. A composição exata das cargas por barra é normalmente difícil de ser estabelecida, uma vez que ela muda continuamente, refletindo o modo de utilização dos vários equipamentos, e varia dependendo do estilo de vida/regime de trabalho do consumidor, do clima/estação do ano, passando pelas condições econômicas e macroeconômicas da região (KERSTING, 2002). Em decorrência destas limitações, torna-se desejável o conhecimento do comportamento das cargas, de forma que seja possível uma estimativa adequada em função do tipo e horizonte do estudo ao qual a análise se destina.

Nos sistemas reais, as cargas são formadas por um conjunto de diversos dispositivos que absorvem energia, cada um com características diferentes. Na maioria dos casos práticos, procura-se determinar as variações da potência ativa ΔP e potência reativa ΔQ nas cargas ativas e reativas causadas por variações pequenas de frequência e tensão (MONTICELLI, 2011). No caso de sistemas de distribuição de energia elétrica que em geral são conectados aos sistemas de potência de grande porte onde a variação de frequência é pouco representativa. Desta forma, são consideradas apenas as variações de potências ativa e reativa em relação à tensão.

Os modelos de cargas para análises em regime permanente de SDEE são usualmente classificados em três tipos (KERSTING, 2002):

- a) Impedância ou Admitância Constante
- b) Potência Constante
- c) Corrente Constante

Neste trabalho é utilizado o modelo de admitância constante, obtido com base nos valores médios da demanda de potência ativa e reativa em cada barra. Tendo-se a potência complexa especificada e supondo-se a tensão nominal da carga, sua impedância equivalente é obtida como:

$$Z = \frac{|V|^2}{S^*} = \frac{|V|^2}{|S|} \angle \theta = |Z| \angle \theta \quad (29)$$

Sendo $|S| \angle \theta = P_a + jQ_a$ e $|V| \angle \delta$.

Logo, para a carga representada em termos dos módulos das admitâncias,

$$Y = |Z^{-1}| \quad (30)$$

Sendo as correntes de carga obtidas por:

$$|I| = |Y|. |V| \quad (31)$$

3.8. Práticas de Restabelecimento em SDEE

O processo de restabelecimento pode ser efetuado através da manutenção do componente da rede sob falha, ou através de manobras de chaveamento, que permitem restabelecer parte dos consumidores, enquanto a atividade de manutenção encontra-se em andamento (BILLINTON, 1996). Desta forma, quando ocorre uma interrupção permanente, a duração da mesma para um determinado consumidor dependerá de sua localização em relação

ao local da falta, da posição das chaves de manobras (LEVITIN, 1994) e do dispositivo de proteção que atuou na sua eliminação.

A reconfiguração do alimentador é sequência de eventos que sucede a extinção de uma falta pelo sistema de proteção. O objetivo da reconfiguração é isolar a seção faltosa do alimentador e restabelecer o fornecimento ao maior número de consumidores, no menor intervalo de tempo possível. O impacto na confiabilidade se manifesta pela redução da duração média das interrupções (SAIDI) (BROWN, 2009). A reconfiguração é efetuada por meio de dispositivos de seccionamento, sendo considerados neste trabalho as chaves de manobras e os religadores. Estes dispositivos podem ser de operação manual, remota ou automática.

O processo de reconfiguração compreende duas etapas distintas, o restabelecimento a montante e o restabelecimento a jusante da falta (BROWN, 2001b). A Figura 7 mostra um alimentador de distribuição simplificado, que tem origem na subestação AL-1. As chaves de manobras CM-1 e CM-2 são mantidas fechadas em condições normais de operação. A chave CM-3 é mantida aberta (normalmente aberta ou NA), sendo denominada chave de transferência.

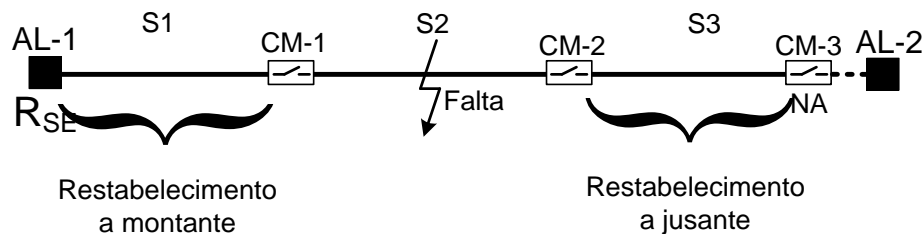


Figura 7. Reconfiguração pós-falta do alimentador de distribuição.

Para uma falta na seção S2, o relé R_{SE} opera eliminando uma falta e gerando uma interrupção permanente em todos os consumidores do alimentador, ou seja, nas seções S1, S2 e S3. As duas etapas do restabelecimento pós-falta são descritas a seguir:

- a) Restabelecimento a montante: consiste da abertura da chave de manobras CM-1 e rearme do disjuntor de R_{SE} . Os consumidores da seção S1 são submetidos à interrupção com duração igual ao tempo médio de chaveamento (t_s) que compreende o tempo de localização da falta, despacho e deslocamento da equipe de manutenção e chaveamento de CM-1.
- b) Restabelecimento a jusante: consiste da abertura da chave CM-2 e fechamento de CM-3. Porém, a transferência de carga é sujeita a restrições de capacidade de reserva de

AL-2 e perfil de tensão nas cargas da seção S3. A capacidade de reserva é associada à máxima sobrecarga permissível dos componentes de AL-2 que formam o caminho entre a chave CM-3 e a subestação. A capacidade do transformador da subestação de AL-2 também é considerada. No caso da viabilidade de transferência de carga, os consumidores de S3 serão submetidos à interrupção com duração igual ao tempo médio de transferência de carga (ts^{NA}), igual ao tempo médio de chaveamento (ts) mais uma parcela que considera o tempo adicional para chaveamento de CM-3. O tempo de interrupção para os consumidores de S2 tem duração igual ao tempo médio de reparo (r), dado pelo tempo médio de chaveamento (ts) mais tempo de reparo do componente do alimentador sob falta. No caso de inviabilidade da carga, o tempo de reparo também é atribuído aos consumidores de S3. Após o reparo da falta, o retorno do sistema ao estado normal de operação se dá pelo fechamento de CM-1 e CM-2, e abertura de CM-3.

Esta parcela de tempo é dependente da distância percorrida para efetuar as manobras de chaveamento, tipo de dispositivo de proteção que atua na eliminação da falta (o procedimento de rearme de um religador ou seccionalizador é geralmente mais rápido que a substituição do elo fusível), condições climáticas e condições e proximidade das vias de acesso às redes. As seguintes definições ajudam a caracterizar as práticas de restabelecimento.

Estado normal de Operação: o estado do sistema de distribuição em que todas as chaves se encontram na sua posição normal, nenhum equipamento de proteção foi acionado e todos os componentes estão operando adequadamente.

Contingência: um evento imprevisível (tal como uma falha) que leva o sistema de distribuição a deixar o seu estado normal de operação.

4. MODELAGEM ANALÍTICA DA CONFIABILIDADE DE SDEE

Este trabalho apresenta um modelo de otimização cujo objetivo principal é determinar a localização das chaves de manobras para o restabelecimento efetivo da carga de um alimentador no período pós-falta. A metodologia tem principal contribuição a formulação das restrições associadas ao restabelecimento como um modelo linear do fluxo de potência, o qual é função analítica das localizações das chaves de manobras no alimentador. Tendo em vista a viabilidade do restabelecimento como meta, a metodologia proposta utiliza uma variante do modelo proposto por FERREIRA (2013), para quantificar o impacto da reconfiguração pós-falta sobre a confiabilidade do alimentador. A utilização deste modelo é motivada pelo fato de a sua formulação considerar o efeito da resposta do sistema de proteção sobre o indicador SAIDI. Logo, incorporando-se esta característica ao modelo proposto, tem-se uma representação mais precisa do impacto do restabelecimento sobre a duração média das interrupções.

Cabe salientar as dissimilaridades entre as abordagens de FERREIRA (2013) e a proposta neste trabalho. Na primeira, as restrições associadas ao fluxo de potência são avaliadas *a priori*, através da enumeração de um conjunto de soluções viáveis em relação ao restabelecimento. Neste processo, um algoritmo construtivo baseado no método de Prim foi utilizado. Dada a natureza local da busca, essa abordagem pode resultar em soluções potencialmente sub-ótimas. A formulação proposta neste trabalho pretende contornar essa limitação, sendo as restrições associadas à alocação das chaves de manobras tratadas explicitamente. Desta forma, tem-se um modelo de maior generalidade, onde a otimalidade das soluções é condicionada unicamente pela natureza não-linear e discreta do modelo.

Nas seções a seguir serão apresentados os principais aspectos da formulação da função objetivo e das restrições econômicas consideradas neste trabalho, sendo estas detalhada em FERREIRA, 2013.

4.1. Representação da Topologia do Alimentador

A Figura 10 mostra a representação da topologia do alimentador radial AL-1, que possui dois pontos de interconexão (chaves de transferência NA) com os alimentadores adjacentes AL-2 e AL-3. O sistema é representado como um grafo, sendo os parâmetros

distribuídos ao longo das seções do alimentador, como cargas, consumidores e taxas de faltas considerados concentrados no nó de término de cada seção.

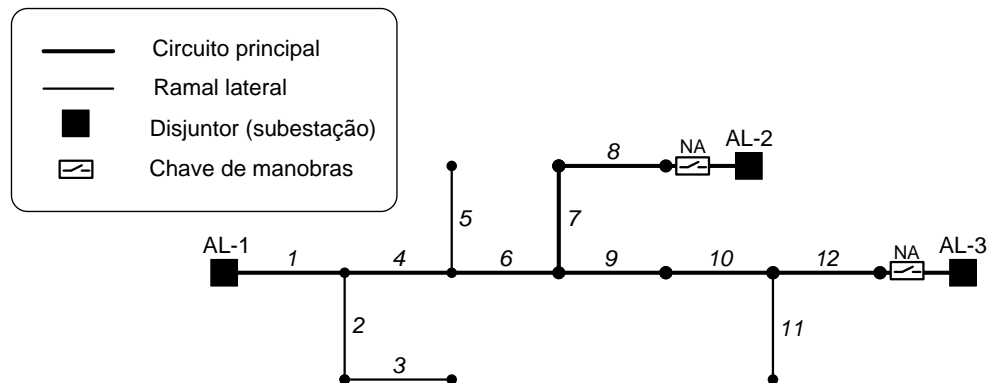


Figura 8. Representação da topologia do alimentador.

A topologia do sistema é descrita em termos dos conjuntos numéricos definidos a seguir (FERREIRA, 2013):

- G é o conjunto formado por todas as arestas que compõem o grafo. Deste modo, no caso da Figura 10 tem-se $G = \{1,2, \dots, 12\}$.
- M é o conjunto formado pelas seções pertencentes ao circuito principal do alimentador, definido como o caminho que conecta cada chave de transferência com a subestação. Logo, na Figura 10, $M = \{1,4,6,7,8,9,10,12\}$.
- L é o conjunto que agrega as seções que compõem os ramais laterais do alimentador, definido como:

$$L = G - M \quad (32)$$

A operação $G - M$ denota o complemento de G em M , e resulta em um conjunto formado pelos elementos de G que não pertencem ao conjunto M .

- Seja $p(i)$ a aresta predecessora da aresta $i \in G$, onde $i = 1$ é definida como a *aresta raiz* de G . Desta forma, define-se U_i como o conjunto de arestas que compõem o caminho entre a aresta i e a aresta raiz de G , ou seja,

$$U_i = \{i, p(i), p(p(i)), \dots, 1\}, \forall i \in G. \quad (33)$$

O conjunto U_i agrega as seções a montante de i até a seção inicial do alimentador ($i = 1$). Como exemplo, considerando a Figura 10, tem-se: $U_1 = \{1\}$, $U_5 = \{5,4,1\}$ e $U_{11} = \{11,10,9,6,4,1\}$. A formulação do indicador SAIDI é fortemente baseada em (33) para estabelecer a ordenação hierárquica das seções do alimentador em relação à subestação. A operação de complemento é frequentemente aplicada a dois conjuntos U_i e U_j para determinar

as seções que compõem o caminho entre as seções i e j . Logo, supondo $i = 11$ e $j = 5$, pela Figura 10, $U_{11} - U_5 = \{11,10,9,6\}$. Adicionalmente, a partir de (33) define-se os conjuntos U_i^* , onde:

$$U_i^* = U_i - i, \forall i \in G. \quad (34)$$

Desta forma, no caso em que $U_5 = \{5,4,1\}$, tem-se $U_i^* = \{4,1\}$.

4.2. Formulação da Função Objetivo

O indicador SAIDI é formulado através da simulação analítica dos eventos que sucedem uma falta nos SDEE, sendo estes a *resposta do sistema de proteção* e a *reconfiguração* do alimentador. A aplicação da simulação analítica é ilustrada na Figura 9, considerando uma falta na seção i do alimentador AL-1.

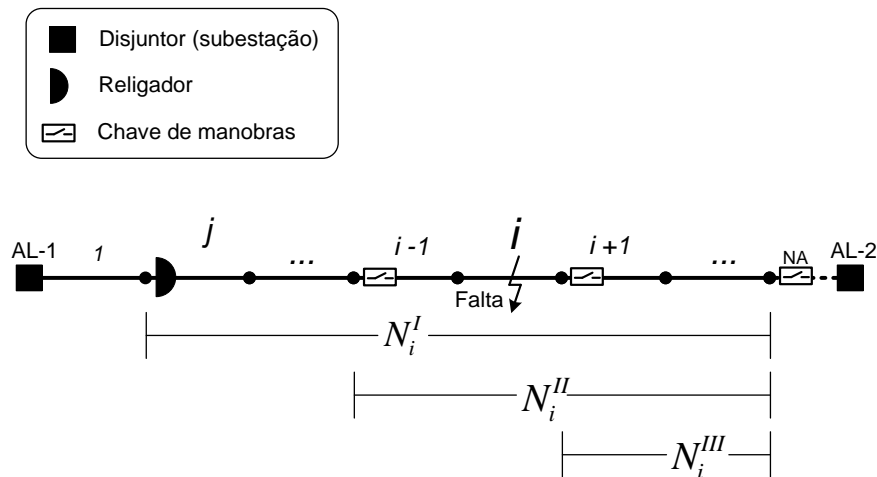


Figura 9. Simulação analítica de falta permanente no alimentador de distribuição.

Considerando N_i^I como o número de consumidores a jusante do religador (seção j), N_i^{II} e N_i^{III} como o número de consumidores a jusante das chaves de manobras nas seções $i - 1$ e $i + 1$ respectivamente, a ocorrência de falta na seção i desencadeia uma sequência de três eventos a quatro estados de operação do sistema. Estes estados são definidos pela resposta do sistema de proteção, pelo restabelecimento a montante e a jusante da falta, bem como pelo reparo do fator causador da falta. Considerando os tempos médios das interrupções para cada grupo de consumidores, a contribuição da falta permanente na seção i para o indicador SAIDI do alimentador pode ser expressa como a soma dos consumidores submetidos aos tempos médios de chaveamento t_s , de reparo r_i e de transferência de carga t_s^{NA} . Em relação à Figura 9, estes consumidores estão localizados entre o religador na seção j e a chave na seção $i-1$, entre as chaves $i-1$ e $i+1$ e a jusante da chave $i+1$, respectivamente. Dentre estes, o grupo de consumidores cuja quantidade é dada por N_i^{III} tem o restabelecimento condicionado às

restrições impostas pela capacidade de reserva emergencial de AL-2, bem como pelo nível de tensão e possível sobrecarga dos componentes do sistema a jusante da chave $i+1$. Para os consumidores a montante da chave $i-1$ não são impostas restrições ao restabelecimento, sendo este efetuado com a abertura da chave de manobras e rearme do religador. O valor do indicador SAIDI do alimentador para um dado período de tempo é obtido através da simulação das faltas em cada seção i , sendo o somatório das suas contribuições individuais (produtos entre o número de consumidores atingidos pelas respectivas durações das interrupções) dividido pelo número total de consumidores, o que resulta na estimativa da duração média (geralmente anual) das interrupções para os consumidores do alimentador.

De acordo com os conceitos acima descritos, e considerando N_I , N_{II} e N_{III} como sendo as contribuições ao indicador SAIDI, em termos do número de consumidores associados ao restabelecimento a montante, reparo e restabelecimento a jusante para todos os eventos do período considerado, tem-se:

$$SAIDI = \frac{1}{N_T} (N_I + N_{II} + N_{III}) \quad (35)$$

Onde N_T é o número total de consumidores do alimentador.

A generalização do indicador SAIDI para uma disposição arbitrária dos dispositivos de proteção e manobras é resultado da formulação dos termos N_I , N_{II} e N_{III} em (35) como funções das variáveis binárias definidas por (36) – (38):

$$x_j = \begin{cases} 0, & \text{se um religador é alocado na seção } j. \\ 1, & \text{caso contrário.} \end{cases} \quad \forall j \in G. \quad (36)$$

$$y_j = \begin{cases} 0, & \text{se um fusível é alocado na seção } j. \\ 1, & \text{caso contrário.} \end{cases} \quad \forall j \in L. \quad (37)$$

$$z_j = \begin{cases} 0, & \text{se uma chave de manobras é alocada na seção } j. \\ 1, & \text{caso contrário.} \end{cases} \quad \forall j \in M. \quad (38a)$$

$$z_j^D = \begin{cases} 0, & \text{se o restabelecimento a jusante é viável com a abertura da chave } z_j \\ 1, & \text{caso contrário.} \end{cases} \quad \forall j \in M. \quad (38b)$$

Considerando as variáveis de decisão e a estimativa anual da incidência de faltas permanentes nas seções do alimentador, o modelo do indicador SAIDI proposto por FERREIRA (2013) tem os efeitos da resposta do sistema de proteção, do restabelecimento a montante a jusante mensurados através de três equações, as quais são linearizadas utilizando-se uma variável auxiliar e duas restrições para cada termo não linear. Este trabalho propõe uma versão modificada do modelo, a qual preserva a forma não-linear do mesmo. A natureza discreta das variáveis permite que operações de soma e subtração sejam utilizadas para eliminar parte dos termos não lineares presentes na formulação original. Estes termos são

produtos complementares de (36)-(38), os quais são substituídos por expressões nas formas (39)-(43):

$$\bar{x}_j = 1 - x_j \quad (39)$$

$$\bar{y}_j = 1 - y_j \quad (40)$$

$$\bar{z}_j^D = 1 - z_j^D \quad (41)$$

$$\bar{x}_j \bar{y}_j = 2 - x_j - y_j \quad (42)$$

$$\bar{x}_j \bar{z}_j = 2 - x_j - z_j, \quad (43)$$

Utilizando estas relações, a função objetivo que mensura o indicador SAIDI é definida por (44):

$$\begin{aligned} & SAIDI \\ &= \frac{1}{N_T} \left\{ \sum_{i \in G} \sum_{j \in (U_i - L)} \lambda_i N_j \left[ts(1 - x_j) + (r_i - ts)(2 - x_j - z_j) \prod_{k \in (U_i - U_j)} z_k \right] \prod_{k \in (U_i - U_j)} x_k y_k \right. \\ & \quad + \sum_{i \in L} \sum_{j \in (U_i - M)} r_i N_j [\lambda_i(1 - x_j) + (\lambda_i + \gamma_i)(1 - y_j)] \prod_{k \in (U_i - U_j)} x_k y_k \\ & \quad \left. + \sum_{i \in G} \sum_{j \in (M - U_i)} \lambda_i (ts + ts^{NA} - r_i) N_j (1 - z_j^D) \prod_{k \in (U_i - U_j)} x_k y_k z_k \prod_{l \in (U_j^* - U_i)} z_l^D \right\} \quad (44) \end{aligned}$$

Onde:

λ_i é a taxa de faltas permanentes da seção i (faltas/ano);

γ_i é a taxa de faltas temporárias da seção i (faltas/ano);

r_i é o tempo médio de reparo (h);

ts é o tempo médio de chaveamento (h);

ts^{NA} é o tempo médio de transferência de carga (h); e

N_j é o número de consumidores a jusante da seção j , incluindo os consumidores na seção j .

O primeiro termo da expressão (44) representa a resposta do sistema de proteção para faltas no circuito principal, bem como o restabelecimento a montante da falta. O segundo termo representa resposta do sistema de proteção para faltas nos circuitos laterais, e o terceiro termo representa o restabelecimento a jusante. O indicador *SAIDI* fornece a estimativa da duração média anual das interrupções sustentadas causadas pela incidência de faltas permanentes no alimentador (*horas/ano*), sendo esta uma função não linear das variáveis binárias (36) – (38a, 38b).

4.3. Restrições Econômicas e Operacionais

As restrições econômicas são agregadas para limitar o custo necessário à melhoria da confiabilidade. Em sua maioria, os dispositivos de proteção e manobras são instalados na fase de planejamento do sistema. No entanto, sua realocação pode ser requerida de acordo com fatores como crescimento e alterações no perfil de carga, bem como mudanças na topologia. A formulação proposta neste trabalho incorpora a restrição econômica apresentada por FERREIRA (2013), a qual considera a possibilidade da existência de dispositivos de proteção e manobras previamente instalados no alimentador. Com isso, é possível estabelecer o balanço na distribuição do investimento, sendo este dividido entre os custos de *aquisição*, *realocação* e *operação* dos dispositivos. Considerando somente os religadores, a restrição econômica pode ser expressa como:

$$C_{aq}^r n_{aq} + C_{rel}^r n_{rel} + C_{op}^r n_{op} \leq C_T, \quad (45)$$

Onde:

C_{aq}^r , C_{rel}^r e C_{op}^r são os custos unitários de aquisição, realocação e operação dos religadores, respectivamente (US\$);

n_{aq} , n_{rel} e n_{op} são o número de religadores adquiridos, realocados e o número total de religadores, respectivamente; e

C_T é o custo total do investimento para melhoria da confiabilidade (US\$).

Representando n_{aq} , n_{rel} e n_{op} em termos das variáveis binárias (36) – (38), tem-se:

$$n_{aq} = |G| - |X_P| + \sum_{j \in G} x_j \quad (46)$$

$$n_{rel} = \sum_{j \in X_P} x_j \quad (47)$$

$$n_{op} = |G| - \sum_{j \in G} x_j \quad (48)$$

Onde X_P é conjunto de seções do alimentador onde os religadores se encontram previamente alocados. Considerando de forma similar os demais dispositivos, tem-se a seguinte restrição linear:

$$\begin{aligned} & -(C_{aq}^r + C_{op}^r) \sum_{j \in G} x_j + C_{rel}^r \sum_{j \in X_P} x_j - (C_{aq}^f + C_{op}^f) \sum_{j \in L} y_j + C_{rel}^f \sum_{j \in Y_P} y_j - (C_{aq}^z + C_{op}^z) \sum_{j \in M} z_j + C_{rel}^z \sum_{j \in Z_P} z_j \\ & \leq C_T - (C_{aq}^r + C_{op}^r)|G| + C_{aq}^r|X_P| - (C_{aq}^f + C_{op}^f)|L| + C_{aq}^f|Y_P| - (C_{aq}^z + C_{op}^z)|M| + C_{aq}^z|Z_P|, \end{aligned} \quad (49)$$

Onde:

C_{aq}^f , C_{rel}^f e C_{op}^f são os custos unitários de aquisição, realocação e operação dos fusíveis, respectivamente (US\$);

C_{aq}^z , C_{rel}^z e C_{op}^z são os custos unitários de aquisição, realocação e operação das chaves de manobras, respectivamente (US\$); e

Y_p e Z_p são os conjuntos de seções onde os fusíveis e chaves de manobras se encontram previamente alocados.

São incluídas ainda duas restrições relacionadas a aspectos operacionais do sistema (FERREIRA, 2013). A existência de dispositivos de proteção na subestação é mandatória, logo:

$$x_1 \leq 0 \quad (50)$$

Finalmente, a restrição (51) condiciona a alocação de no máximo um dispositivo em cada seção do alimentador:

$$x_i + y_i + z_i \geq 2, \quad \forall i \in G. \quad (51)$$

Observa-se que a restrição (51) torna válidas as relações dadas por (36) e (38).

5. MODELO PROPOSTO PARA O RESTABELECIMENTO DE SDEE

A restabelecimento de SDEE é notadamente um problema de natureza não-linear e combinatória. Estas características são diretamente relacionadas à complexidade, tanto na formulação, quanto na solução do modelo. Logo, é evidente a necessidade de se estabelecer o balanço entre o detalhamento na representação do sistema, e a complexidade do modelo resultante (SUDHAKAR, 2011). Como comentado anteriormente, este trabalho considera as restrições ao restabelecimento por meio de um modelo linear do fluxo de potência, de modo que a complexidade não seja um fator limitante à sua aplicação. Embora essa abordagem seja baseada na estimativa aproximada do estado do sistema, deve-se notar que em situações emergenciais tais como o restabelecimento, os requisitos operacionais da rede não são estritamente os mesmos quando em condições normais de operação. Nestas condições, as restrições associadas às tensões e sobrecargas podem ser relaxadas, em especial durante intervalos reduzidos de tempo (DIMITRIJEVIC, 2011). Isso leva à conclusão de que os erros introduzidos na estimativa dos parâmetros elétricos da rede podem ter seus efeitos, pelo menos em parte, desprezados durante o restabelecimento.

5.1. Topologia Pós-Falta do Alimentador

A Figura 10 mostra a representação do subgrafo $G_j \subset G$ onde AL-1 é o alimentador principal e AL-2 e AL-3 são os alimentadores adjacentes. O subgrafo G_j é definido como o subsistema resultante da desconexão do alimentador principal através da seção j . Em outras palavras, G_j é o conjunto de seções do alimentador candidatas ao restabelecimento a jusante pelos alimentadores AL-2 e AL-3, como se mostra na seção 3.8, no caso de uma falta a montante de j (seção anterior a j), no caso da Figura 10, a ocorrência da falta é na seção principal 4.

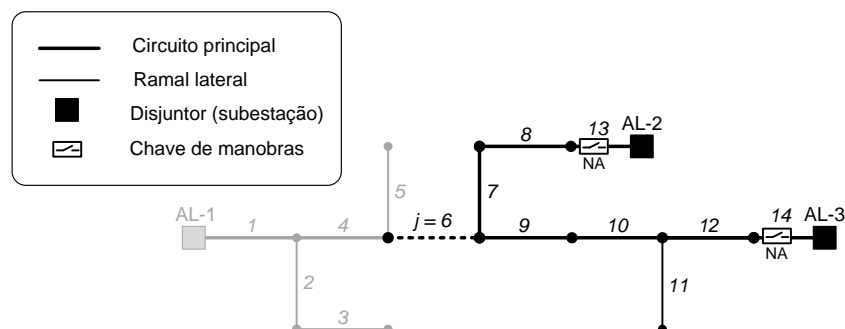


Figura 10. Representação do subgrafo G_j .

De forma semelhante à representação adotada até então, a topologia do sistema definido por G_j é descrita através dos conjuntos de seções do circuito principal (M_j) e seções dos ramais laterais (L_j). Logo, no caso da Figura 10: $M_6 = \{7, 8, 9, 10, 12, 13, 14\}$ e $L_6 = \{11\}$. Adicionalmente, define-se o conjunto T_j , o qual agrega as seções de interligação, caracterizadas pela existência de chaves de transferência. Considerando a Figura 10, tem-se $T_6 = \{13, 14\}$.

5.2. Formulação Linear do Fluxo de Potência

A metodologia proposta utiliza o fluxo de potência linear formulado em termos das injeções nodais de correntes. As equações são deduzidas pela aplicação direta das Leis de Kirchhoff, sendo o estado do sistema (tensões e correntes) descrito em função das localizações das chaves de manobras. A modelagem analítica possibilita a obtenção de modelo explícito, cuja solução pode ser obtida através de ferramentas de otimização de uso geral. A formulação proposta é descrita a seguir, sendo as grandezas elétricas representadas por seus módulos, expressos em valores pu (por unidade) em uma base comum de potência.

A Figura 11 mostra uma representação genérica de parte do subgrafo G_j , indicando as tensões, correntes e admitâncias.

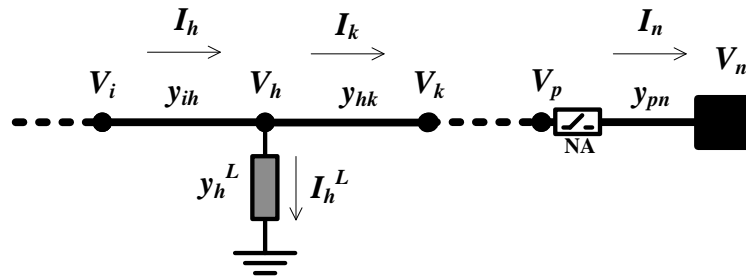


Figura 11. Representação genérica de nós do grafo G_j .

Na Figura 11, os sentidos das correntes são considerados os mesmos das correntes no sistema pré-falta, isto é, o fluxo de potência é inicialmente assumido como radial, no sentido da subestação para as cargas. Assumindo-se as correntes como negativas quando entrando em um nó, tem-se para o nó h :

$$-I_h + I_k + I_h^L = 0, \quad (52)$$

onde I_h e I_k são as correntes entrando nos nós h e k , respectivamente, e I_h^L é a corrente de carga do nó h .

A forma generalizada de (52) pode ser expressa como:

$$I_h^L + \sum_{k \in \Omega_h} I_k + \sum_{l \in \Omega'_h} I_l = 0, \quad (53)$$

Onde:

Ω_h é o conjunto de nós vizinhos ao nó h e pertencentes ao circuito principal do alimentador, isto é, $k \in \Omega_h$ e $k \in M_j$ onde $\Omega_h \subset M_j$, no exemplo da Figura 11 $\Omega_h = \{i, k\}$; e

Ω'_h é o conjunto de nós vizinhos ao nó h e pertencentes a um ramal lateral do alimentador, isto é, $l \in \Omega'_h$ e $l \in L_j$ onde $\Omega'_h \subset L_j$, no exemplo da Figura 11 $\Omega'_h = \{0\}$.

Expressando-se (53) em termos das tensões nodais V_i, V_h e V_k , resulta:

$$y_h^L V_h + \sum_{k \in \Omega_h} [y_{hk}(V_h - V_k) + y_{ih}(V_h - V_i)] + \sum_{l \in \Omega'_h} y_{hl}(V_h - V_l) = 0, \quad (54)$$

onde y_{ih} , y_{hk} e y_{hl} são as admitâncias das linhas entre os nós i, k, l e o nó h , respectivamente; e y_h^L é a admitância de carga do nó h .

A equação (54) quando escrita para todos os nós $h \in G_j$ resulta em um sistema de equações lineares, sendo que na forma matricial, as relações entre as correntes e tensões nodais são estabelecidas através da matriz admitância nodal. Na formulação proposta, essa relação é dada por (55), sendo este sistema definido para todos os subgrafos $G_j \subset G$, onde $j \in M$:

$$\mathbf{I}_j = (\mathbf{Y}_j + \mathbf{Y}'_j) \mathbf{V}_j, \quad \forall j \in G_j. \quad (55)$$

onde:

\mathbf{I}_j e \mathbf{V}_j são os vetores de injeções de corrente e das tensões nodais no sistema definido por G_j respectivamente;

\mathbf{Y}_j é a matriz admitância nodal associada aos nós do circuito principal (M_j);

\mathbf{Y}'_j é a matriz admitância nodal associada aos nós dos ramos laterais (L_j).

Em (55) observa-se que $\mathbf{I}_j = \mathbf{0}$ para todos os nós diferentes aos nós de interconexão. A matriz \mathbf{Y}_j tem os elementos da diagonal principal dados pela soma das admitâncias conectadas diretamente ao nó h , ou seja:

$$Y_{hh} = \begin{cases} y_h^L + \sum_{k \in \Omega_h} y_{h,k}, & \text{se } h, k \in M_j. \\ 0, & \text{caso contrário.} \end{cases} \quad (56)$$

$\forall j \in M.$

Os elementos fora da diagonal principal de \mathbf{Y}_j são dados por:

$$Y_{hk} = \begin{cases} -y_{hk}, & \text{se } h, k \in M_j; h \neq k. \\ 0, & \text{caso contrário.} \end{cases} \quad (57)$$

$$\forall j \in M.$$

De maneira similar, \mathbf{Y}'_j tem seus elementos da diagonal e fora da diagonal dados por (58) e (59), respectivamente:

$$Y'_{ll} = \begin{cases} y_l^L + \sum_{k \in \Omega_l} y_{lk}, & \text{se } l \in L_j. \\ 0, & \text{caso contrário.} \end{cases} \quad (58)$$

$$\forall j \in M.$$

$$Y_{lk} = \begin{cases} -y_{lk}, & \text{se } l \in L_j; l \neq k. \\ 0, & \text{caso contrário.} \end{cases} \quad (59)$$

$$\forall j \in M.$$

As variáveis binárias que representam a alocação de chaves de manobras utilizadas no restabelecimento a jusante são definidas por (60). Por sua vez, as chaves de manobras utilizadas na transferência de carga têm seus estados representados por (61):

$$z_k^j = \begin{cases} 0, & \text{se uma chave de manobras alocada na seção } k \text{ é aberta.} \\ 1, & \text{não há chave na seção } k \text{ ou a chave é mantida fechada.} \end{cases} \quad \forall k \in M_j; j \in M. \quad (60)$$

$$z_n^j = \begin{cases} 0, & \text{se a chave de transferência } n \text{ é mantida aberta.} \\ 1, & \text{caso contrário.} \end{cases} \quad \forall n \in T_j; j \in M. \quad (61)$$

onde T_j é o conjunto de seções de interligação, caracterizadas pela existência de chaves de transferência.

A abertura de uma chave de manobras é simulada fazendo-se a admitância da seção associada igual a zero, o que corresponde à interrupção da corrente através desta seção. Como a alocação de chaves é restrita às seções $j \in M$, as variáveis (60) e (61) são associadas à matriz \mathbf{Y}_j em (55), a qual é redefinida como:

$$\mathbf{Y}_j^z = \mathbf{Y}_j \mathbf{Z}_j, \quad \forall j \in M. \quad (62)$$

onde \mathbf{Z}_j é uma matriz cujas colunas são idênticas entre si, sendo seus elementos dados por (60) e (61). Desta forma, \mathbf{Y}_j^z pode ser definida de forma similar a (56) e (57), ou seja:

$$Y_{hh}^z = \begin{cases} \left(y_h^L + \sum_{k \in \Omega_h} y_{hk} \right) z_k^j, & \text{se } h, k \in M_j. \\ y_{nk} z_n^j, & \text{se } h = n; n \in T_j. \\ 0, & \text{caso contrário.} \end{cases} \quad (63)$$

$$\forall j \in M.$$

$$Y_{hk}^z = \begin{cases} (-y_{hk}) z_k^j, & \text{se } h, k \in M_j; h \neq k. \\ (-y_{nk}) z_n^j, & \text{se } h = n; n \in T_j. \\ 0, & \text{caso contrário.} \end{cases} \quad (64)$$

$$\forall j \in M.$$

Em (63) e (64), y_{nk} representa a admitância Thevenin associada ao alimentador adjacente associado à chave de transferência na seção n .

Por fim, substituindo (62) em (55), tem-se:

$$\mathbf{I}_j = (\mathbf{Y}_j^z + \mathbf{Y}_j') \mathbf{V}_j, \quad \forall j \in M. \quad (65)$$

A expressão (65) define um sistema de equações não-lineares, onde V_j^k , z_k^j e z_n^j são variáveis dependentes reais e binárias respectivamente, sendo que $k \in G_j$, $n \in T_j$, $\forall j \in M$. O sistema (65) descreve o fluxo de potência em cada subsistema G_j , como função exclusivamente da localização e do estado das chaves de manobras. Pode-se observar que um conjunto de $|G_j|$ equações é definido para cada $j \in M$, o que resulta em um sistema com $|G_j| \cdot |M|$ equações e $2|G_j| \cdot |M|$ incógnitas (note que $n \in G_j$).

5.3. Restrições ao Restabelecimento

As restrições de restabelecimento são agregadas para limitar a carga dentro dos limites de capacidade de reserva dos alimentadores adjacentes, garantindo ainda o perfil de tensão adequado nas cargas a serem restabelecidas. Segundo as práticas de restabelecimento apresentadas na Seção 3.8, as restrições são consideradas na etapa de restabelecimento a jusante, no período pós-falta. Estas restrições não são aplicáveis ao restabelecimento a montante, tendo em vista que este processo resulta na configuração inicial do sistema a montante da falta.

Como comentado anteriormente, as injeções líquidas de corrente em (55) são nulas para todos os nós da rede, exceto para os pontos de interconexão. Desta forma, o vetor das

injeções de corrente \mathbf{I}_j agrega $|G_j| \cdot |T_j|$ variáveis reais ao modelo, sendo estas as correntes injetadas através das chaves de transferência:

$$\mathbf{I}_j = -I_n^j, \quad \forall n \in T_j; j \in M. \quad (66)$$

onde I_n^j é a injeção de corrente pelo alimentador adjacente a G_j , através da chave de transferência n .

A capacidade de reserva dos alimentadores adjacentes é limitada pela sobrecarga nos seus componentes, entre a subestação e a chave de transferência n . Essa restrição é aplicada às correntes I_n^j em (66), de acordo com:

$$-I_n^j \leq \frac{S_n}{V_n}, \quad \forall n \in T_j; j \in M. \quad (67)$$

Onde S_n é a capacidade de reserva emergencial de potência do alimentador associado à chave n e V_n é respectiva tensão Thévenin (subestação do alimentador). As tensões V_n são consideradas iguais a 1 pu, logo:

$$-I_n^j \leq S_n, \quad \forall n \in T_j; j \in M. \quad (68)$$

A sobrecarga das linhas são consideradas através da limitação das correntes em seus valores máximos permissíveis. Como a topologia do alimentador após a reconfiguração não é conhecida (mas dada como parte da solução do modelo), as correntes nas linhas podem ser tanto positivas como negativas. Logo, as restrições (69) e (70) são agregadas ao modelo:

$$|y_{hk}(V_h - V_k)| \leq |I_{hk}^{max}|, \quad \forall h, k \in M_j. \quad (69)$$

onde I_{nk}^{max} é a corrente máxima permissível na linha $n-k$.

O perfil de tensão adequado às cargas do sistema pós-restabelecimento é assegurado através de restrições que limitam sua faixa de variação no intervalo de 0,9 pu a 1,05 pu, para cada nó do sistema definido por G_j . Estas restrições são definidas por (70) e (71):

$$V_k^j \geq V_{min} \overline{z_j^D}, \quad \forall k \in G_j; j \in M. \quad (70)$$

$$V_k^j \leq V_{max} \overline{z_j^D}, \quad \forall k \in G_j; j \in M. \quad (71)$$

Onde $V_{min} = 0,9$ pu e $V_{max} = 1,05$ pu. A variável z_j^D define a viabilidade do restabelecimento do sistema G_j , sendo a mesma considerada como critério de decisão na função objetivo (44). No entanto, se verificadas as demais restrições, a viabilidade ainda é condicionada à alocação de uma chave de manobras ou religador na seção j , sendo esta condição imposta por (72):

$$z_j^D \geq x_j + z_j - 1 \quad \forall j \in M. \quad (72)$$

Observa-se ainda que as variáveis z_k^j (60) são meramente auxiliares, necessárias pelo fato de que a inviabilidade do restabelecimento de um dado sistema G_j não deve impedir a alocação de uma chave de manobras na seção k . Pelo mesmo motivo as variáveis z_j que fazem parte da função objetivo não são utilizadas no lugar z_j^D , pois mesmo que o restabelecimento de G_j seja inviável ($z_j^D = 1$), a chave z_j ainda pode ser alocada em j ($z_j = 0$) visando o restabelecimento a montante, por exemplo. No entanto, as variáveis auxiliares z_k^j dependem da alocação de uma chave na seção k , sendo este fato considerado em (73).

$$z_k^j \geq x_k + z_k - 1 \quad \forall k \in M_j; j \in M. \quad (73)$$

As restrições (74) são agregadas visando assegurar a radialidade do sistema após a reconfiguração:

$$z_m^j + z_n^j \leq 1 + |P_{mn}| - \sum_{k \in P_{mn}} z_k^j, \quad \forall m, n \in T_j; m \neq n; j \in M. \quad (74)$$

Onde $P_{mn} = (U_n - U_m) \cup (U_m - U_n)$ é o conjunto de seções que definem o caminho entre as chaves de transferência n e m , como mostra a Figura 12.

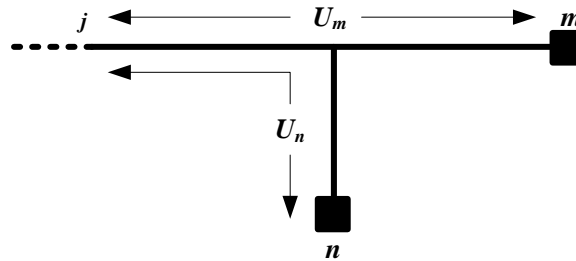


Figura 12. Conjuntos U_n e U_m associados aos pontos de interconexão.

A restrição (75) impõe a abertura de uma chave de manobras ($z_k^j = 0$) entre dois pontos de interconexão, se as respectivas chaves de transferência forem fechadas ($z_m^j = 1$ e $z_n^j = 1$).

Por fim, o modelo proposto neste trabalho é constituído pela função objetivo definida indicador SAIDI (44), as restrições econômicas (49) e operacionais (51). A viabilidade do restabelecimento é assegurada através de (65)–(75). O Capítulo a seguir é dedicado aos testes, análise e discussão dos resultados obtidos.

6. ESTUDO DE CASO

Neste Capítulo inicialmente são comentados alguns aspectos da implementação computacional e solução do modelo proposto. Posteriormente são apresentados os testes e discussões acerca dos resultados obtidos.

6.1. Implementação Computacional e Solução do Modelo

O modelo apresentado anteriormente foi gerado por rotinas desenvolvidas em ambiente MATLAB (MATHWORKS, 2011), tendo como resultado o modelo MINLP para o indicador *SAIDI* com a forma geral:

$$\begin{aligned} \min \quad & SAIDI(x, y, z, z^D) \\ s. a. \quad & A[x \ y \ z \ z^D] \leq b \\ & x, y, z, z^D \in [0,1] \end{aligned} \quad (75)$$

Onde os vetores x, y, z, z^D são associados às variáveis de decisão binárias, e A, b são a matriz e o vetor de coeficientes reais que definem as restrições.

O modelo gerado na forma (75) é expresso na linguagem *General Algebraic Modeling System* (GAMS) (ROSENTHAL, 2013), a qual serve como interface para diversos algoritmos de otimização de uso geral. O pacote de otimização *Knitro* (BYRD, 2006) foi utilizado na solução do modelo proposto. O *Knitro* é altamente considerado por sua robustez e eficiência em problemas de grandes dimensões. Além disso, fornece três algoritmos para resolver problemas lineares, quadráticos e não-lineares, tanto convexos como não-convexos. Os algoritmos incorporados pelo *Knitro* incluem o método de pontos interiores direto, gradiente conjugado e o algoritmo de conjunto ativo. O *Knitro* possibilita utilizar os algoritmos de forma independente, ou através de um procedimento de seleção automática que determina a sequência de utilização dos três algoritmos durante o processo de solução. O algoritmo de pontos interiores direto aplica técnicas de barreira e fatoração direta, com base no método de Karush-Kuhn-Tucker. Este algoritmo se mostra efetivo na solução de problemas mal condicionados. O algoritmo de pontos interiores e gradiente conjugado, aplica o método do gradiente conjugado para resolver o sub-problema fatorado. Por sua vez, o algoritmo de conjuntos ativos implementa um método de programação linear-quadrática

sequencial. Os três algoritmos têm diferenças fundamentais que conduzem a um comportamento diferente de cada problema de otimização não-linear. Ao mesmo tempo, fornecem uma série de diferentes caminhos para contornar as dificuldades dos problemas (BYRD, 2006). O *Knitro* é disponibilizado através do servidor de otimização NEOS – *Server for Optimization* (NEOS, 2012).

6.2. Testes e Resultados

Os dados do sistema utilizado nos testes foram obtidos de FERREIRA (2013). O alimentador de distribuição é localizado na região noroeste do estado do Rio Grande do Sul. O alimentador referido como AL-1 é mostrado na Figura 13. O alimentador de 23 kV atende 6256 consumidores predominantemente residenciais, com demanda de pico de 6030 kVA. Seu comprimento total é de 70,8 km, sendo a região a montante do religador caracterizada pela maior concentração de cargas, correspondendo a 59% dos consumidores, 53% da carga e 39% do comprimento total do alimentador. A região a jusante caracteriza-se por ramais esparsos e de maior extensão.

A topologia do sistema teste é caracterizada por 25 seções no circuito principal e 55 seções laterais. Por conseguinte, o sistema é composto por um 68,75% de nós laterais, os quais agregam 74,06% da carga. A Figura 14 mostra a distribuição das cargas no alimentador, onde as barras (nós) laterais são mostrados em cores claras. As cargas em cada barra têm suas potências ativas superiores em média 50% em relação às potências reativas.

Para fins de comparação, a técnica *Ladder* (KERSTING, 2002) foi utilizada na análise do fluxo de potência, sob diferentes capacidades de reserva dos alimentadores adjacentes. Nestas análises, as linhas foram representadas pelo modelo exato de parâmetros concentrados, sendo as matrizes impedância-serie e admitância-paralelo calculadas através das Equações de Carson (KERSTING, 2002). As cargas foram modeladas como impedâncias constantes conectadas em Y. Os dados do alimentador, incluindo as seções de linha (impedância, comprimento, número de consumidores), potências das cargas e parâmetros de confiabilidade (taxas de faltas, tempos de reparo e chaveamento), são fornecidos no Apêndice B.

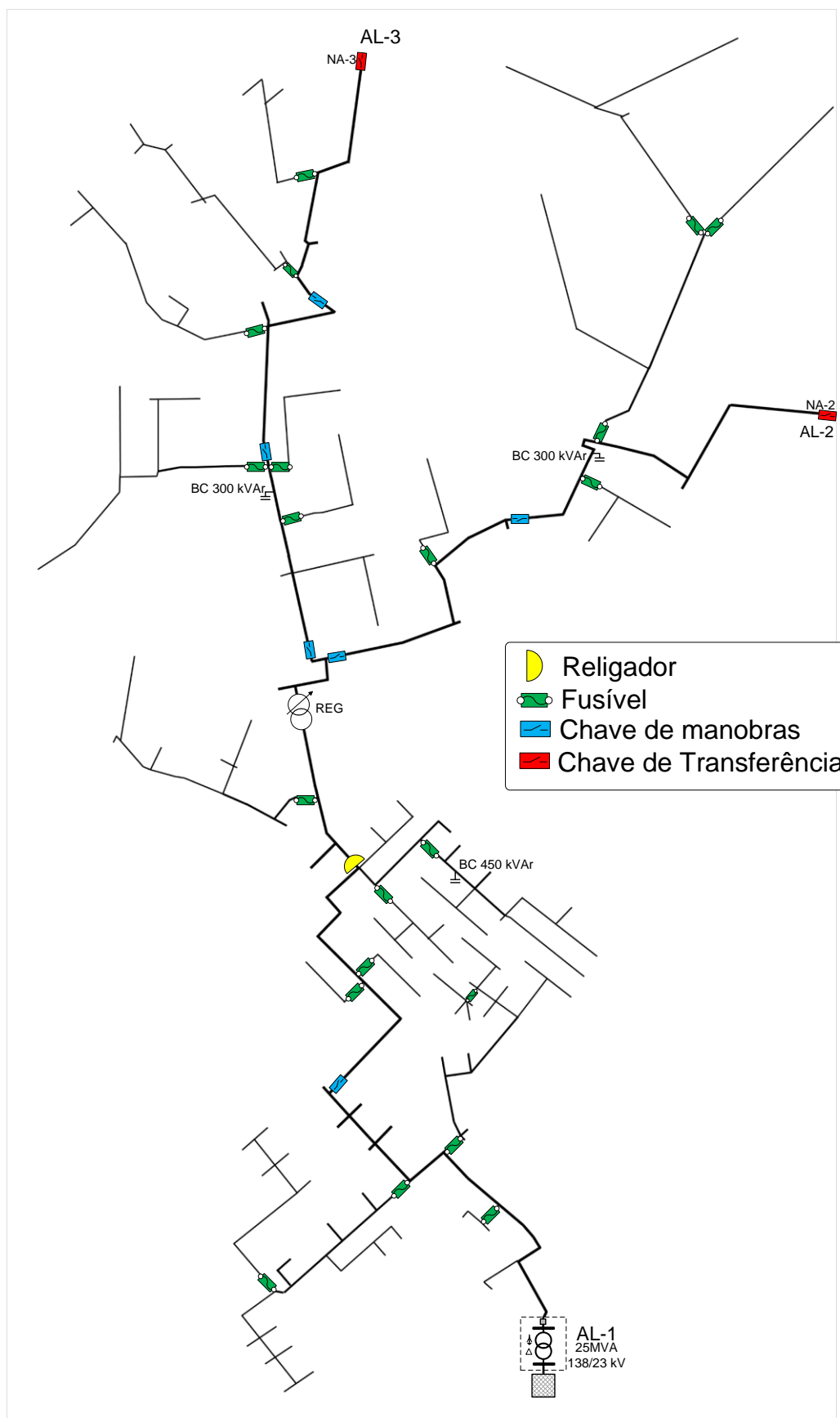


Figura 13. Alimentador de distribuição AL-1.

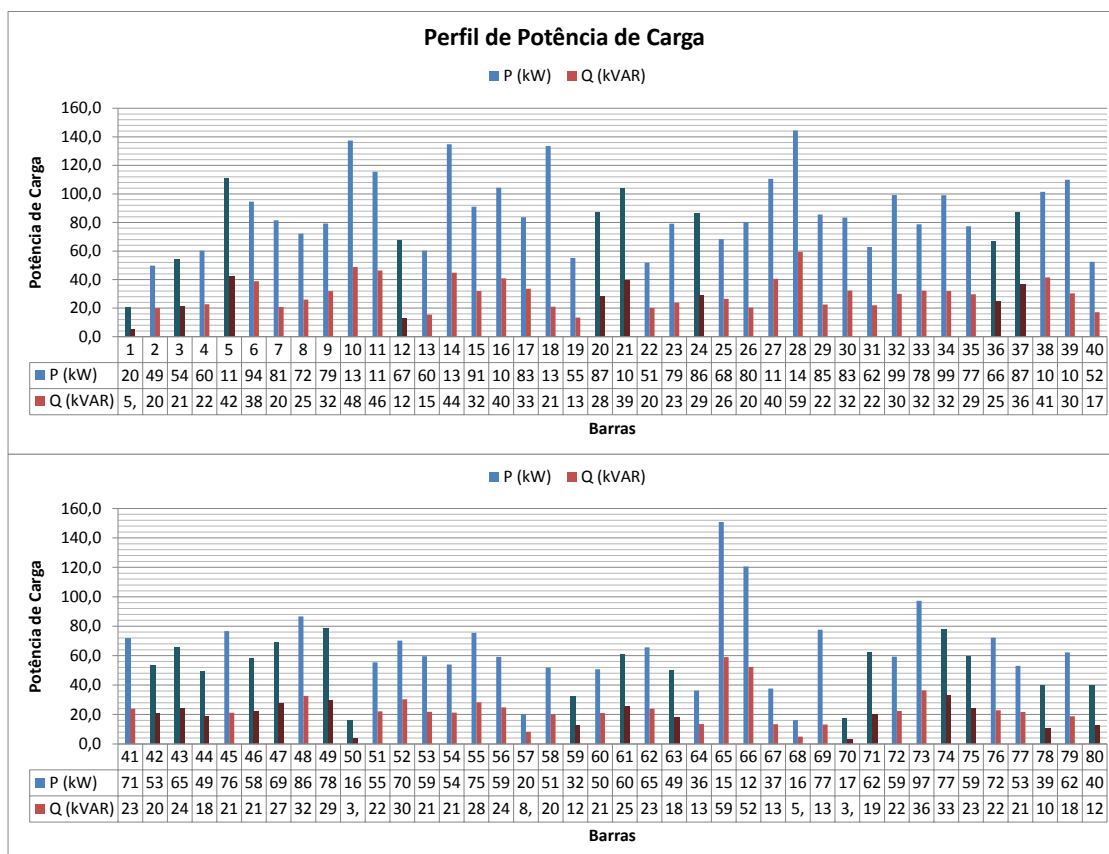


Figura 14. Níveis de carga para cada barra do sistema.

A Figura 15 mostra os perfis de tensão obtidos através do fluxo de potência linear proposto, bem como através do fluxo trifásico desequilibrado Ladder. Nesta comparação, o alimentador AL1 encontra-se em estado normal de operação.

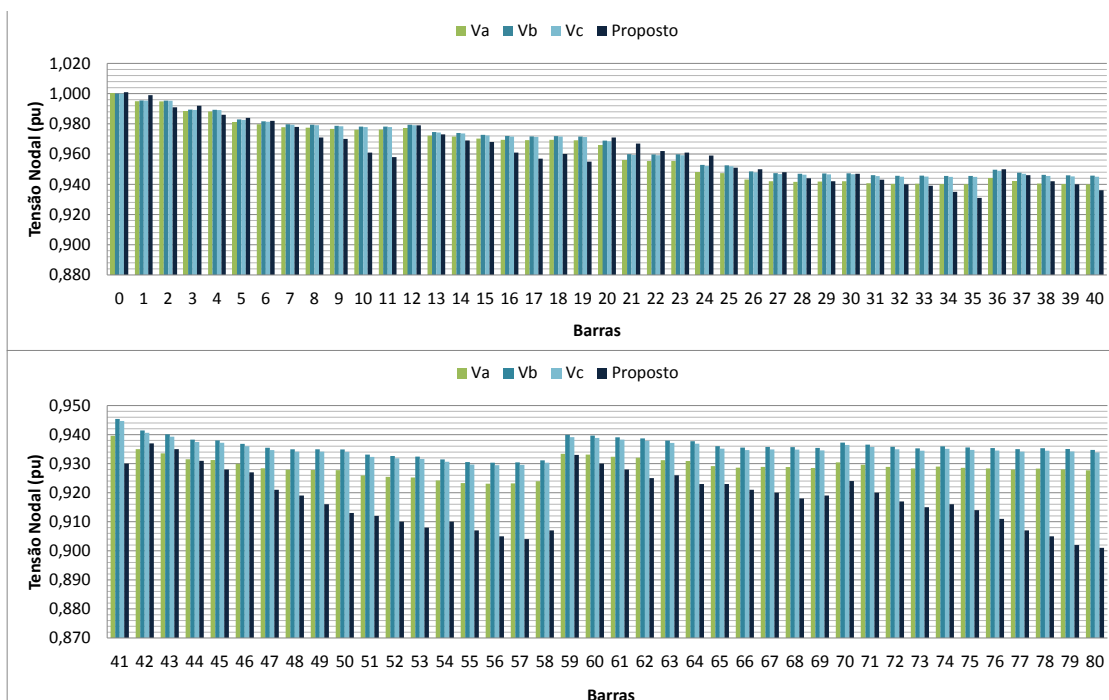


Figura 15. Perfil de Tensão do sistema no estado normal de operação.

Os testes foram efetuados considerando quatros cenários, caracterizados por diferentes capacidades de reserva de AL2 e AL3, as quais foram reduzidas gradualmente. Em todos os casos, os perfis de tensão resultantes foram comparados com os obtidos pela técnica Ladder. Em cada cenário, o custo total do investimento foi limitado pela restrição (49) em três diferentes valores. Os custos de aquisição, realocação e operação dos dispositivos de proteção e manobras utilizados nos testes (FERREIRA, 2012) são mostrados na Tabela 3.

Tabela 3. Custos de aquisição, realocação e operação dos dispositivos de proteção e manobras.

Dispositivo	Custo de aquisição (US\$)	Custo de realocação (US\$)	Custo de operação (US\$)
Religador	25.000,00	1.250,00	5.412,00
Fusível	1.500,00	300,00	1.299,00
Chave de manobras	2.500,00	500,00	2.165,00

Fonte: Ferreira, 2012.

Cada cenário é constituído de 3 casos, onde os custos de investimento foram restritos aos valores de US\$ 60.00,00, US\$ 80.00,00 e US\$ 100.00,00. Por simplicidade, os casos associados a estas restrições de custo serão referidos como CT60, CT80 e CT100 respectivamente.

Os parâmetros de confiabilidade associados às seções do alimentador foram considerados constantes ao longo do sistema. A Tabela 4 sumariza os valores utilizados.

Tabela 4. Parâmetros de confiabilidade do alimentador AL-1.

Taxa de faltas permanentes	Taxa de faltas temporárias	Tempo médio de reparo	Tempo médio de chaveamento	Tempo médio de Transferência (NA)
$\lambda = 0,17$	$\gamma = 0,25$	$r = 3$	$ts = 0,75$	$ts^{NA} = 1$
faltas/km.ano	faltas/km.ano	horas	horas	horas

Fonte: Ferreira, 2013.

Os alimentadores adjacentes são representados como sistemas equivalentes conectados às chaves de transferência NA. Estes sistemas são caracterizados pela capacidade de reserva (S), bem como pela impedância equivalente das linhas no caminho da subestação até as chaves de transferência NA (Z_{eq}). Os dados associados aos alimentadores AL2 e AL3 são apresentados na Tabela 5.

Tabela 5. Dados dos alimentadores adjacentes AL-2 e AL-3.

Alimentador	S (kVA)	Z_{eq} (Ω)
AL-2	2800	9,53+j12,21
AL-3	1350	15,09+j20,12

Fonte: Ferreira, 2013.

O alimentador AL-1 possui relés de proteção da subestação, um religador e 21 fusíveis, bem como 6 chaves de manobras e duas chaves de transferência NA conectadas aos alimentadores AL2 e AL3. A disposição original dos dispositivos no alimentador será referida como *caso base* ao longo deste capítulo. O alimentador é representado pelo sistema de 81 barras mostrado na Figura 16, onde são mostradas as localizações dos dispositivos de proteção e manobras respectivamente ao caso base. O custo de operação associado ao caso base foi calculado a partir dos custos na Tabela 3. Os resultados desta análise preliminar são mostrados na Tabela 6.

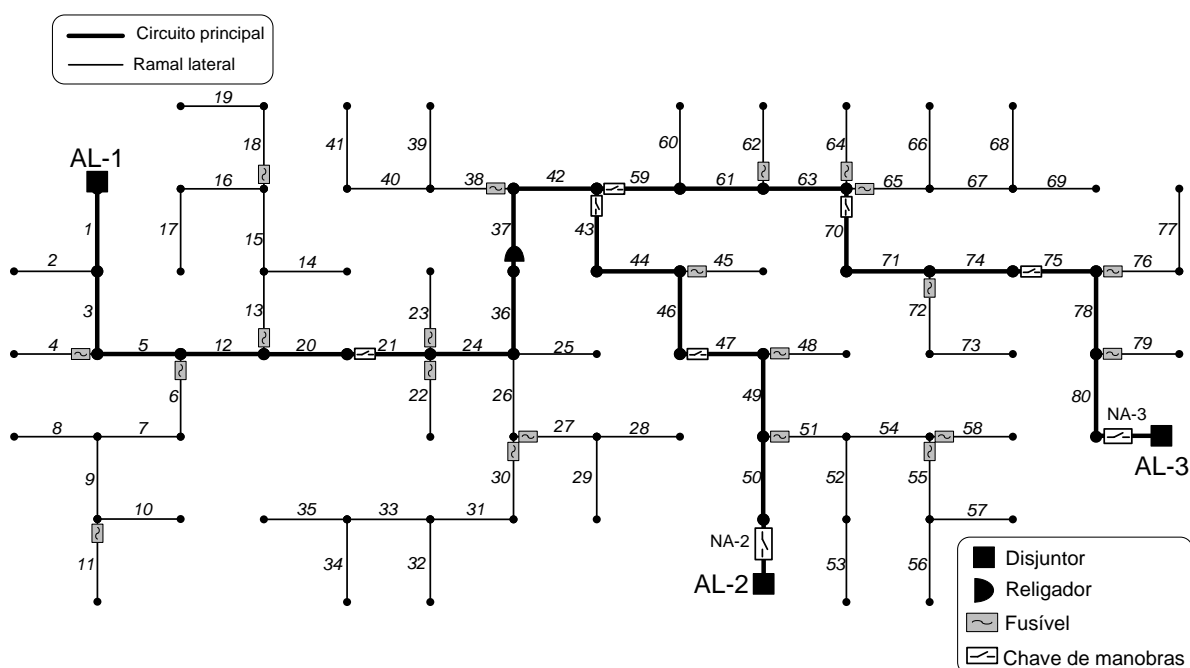


Figura 16. Representação do alimentador de distribuição AL-1.

Tabela 6. Resultados da avaliação do caso base.

SAIDI (h/ano)	Custo de operação (US\$)	Número de dispositivos		
		Religadores	Fusíveis	Chaves
7,26	45.681,00	2	21	6

Desta forma, os cenários teste são definidos por quatro diferentes valores de capacidade de reserva dos alimentadores AL2 e AL3, como se mostra na Tabela 7, sujeitos a três diferentes valores de custo nas restrições econômicas. Nas seções a seguir são apresentados os resultados obtidos com os cenários descritos anteriormente.

Tabela 7. Capacidade de reserva dos alimentadores em cada cenário.

Alimentador	Cenários			
	1	2	3	4
AL-2	3840,7 kVA	3160,3 kVA	2240,1 kVA	1680,0 kVA
AL-3	1841,8 kVA	1516,5 kVA	1080,0 kVA	810,3 kVA

6.2.1. Cenário 1

Neste cenário, as capacidades de reserva de AL-2 e AL3 são 40% maiores que seus valores originais (Tabela 5), sendo estas iguais a 3840,7 kVA e 1841,8 kVA respectivamente.

A Figura 17 mostra as localizações dos religadores, fusíveis e chaves de manobras, determinadas pela solução do modelo proposto. São indicados os dispositivos realocados ou adquiridos e os retirados em relação ao caso base, bem como as seções onde o restabelecimento é viável através de AL2 e AL-3. Este cenário, onde o maior número de cargas é restabelecido, ocorre com a abertura das chaves nas seções 20 e 59. As demais chaves de manobras são utilizadas nos demais cenários, ou seja, para as faltas que ocorrem a jusante da seção 20.

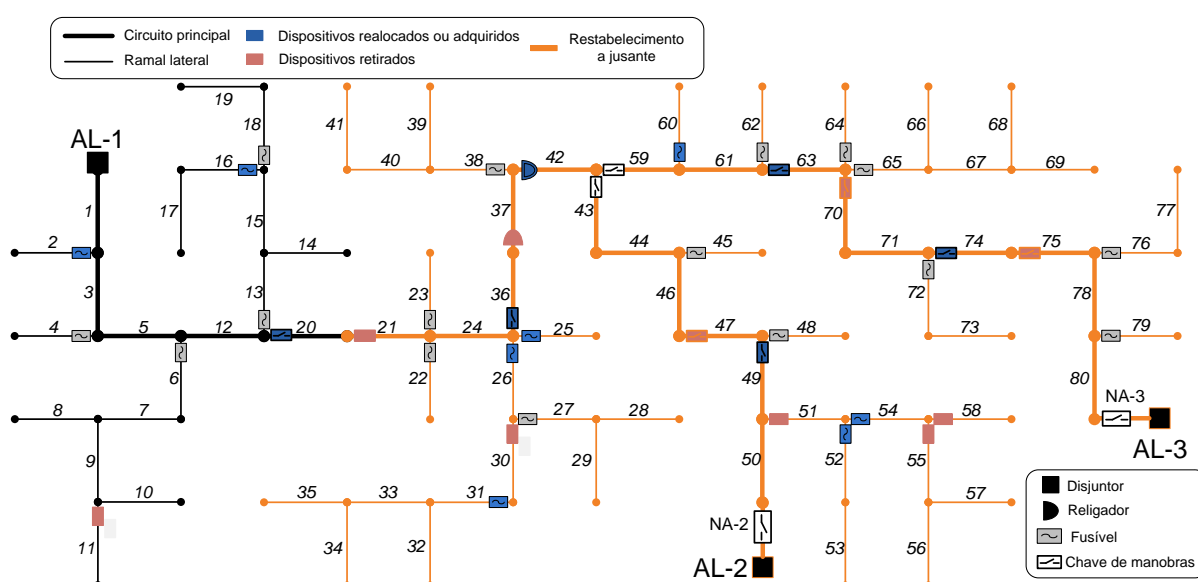


Figura 17. Solução de SAIDI para o cenário 1, caso CT60.

A Tabela 8 mostra a solução dos testes do cenário 1. O caso base é representado como CB, e as seções onde os religadores foram alocados como RG. O número de religadores, fusíveis e chaves de manobras alocados é dado por n_{RG} , n_{FUS} , n_{CM} , respectivamente.

Tabela 8. Resultados do modelo SAIDI para o cenário 1.

Caso	SAIDI (h/ano)	Alocação dos dispositivos (seções)		Alocação dos dispositivos (seções)			
		RG	n_{RG}	Fusíveis	n_{FUS}	Chaves	n_{CM}
CB	7,26	1,37	2	4,6,11,13,18,22,23,27,30,38,45,48,51,55,58,62,64,65,72,76,79	21	21,43,47,59,70,75	6
CT60	5,16	1,42	2	2,4,6,13,16,18,22,23,25,26,27,31,38,45,48,52,54,60,62,64,65,72,76,79	24	20,36,43,49,63,74	6
CT80	4,72	1,42	2	2,4,6,13,14,16,18,22,23,25,26,27,30,35,38,45,48,51,52,55,58,60,62,64,65,72,76,79	28	20,36,43,49,59,63,74	7
CT100	4,48	1,20,42	3	2,4,6,13,14,16,18,22,23,25,26,27,30,35,38,45,48,51,52,55,58,60,62,64,65,72,76,79	28	20,36,43,46,59,71	6

É evidente que ao aumentar o investimento da concessionária, aumentando o número de dispositivos, o indicador SAIDI diminui consideravelmente. As soluções para os três casos de custos (CT60, CT80 e CT100), determinaram a alocação de uma chave de manobras na seção 20, demonstrando que o restabelecimento só é possível até esta seção.

Em relação ao caso base, a solução do caso CT60 determinou a realocação do religador (antes na seção 37), 5 dos 21 fusíveis e 4 das 6 chaves de manobras. Além disso, 3 fusíveis foram acrescentados ao sistema de proteção, resultando no custo total de US\$ 57.931,00. As capacidades de reserva contínua de AL-2 e AL-3 limitam o restabelecimento às cargas localizadas nas seções indicadas na Figura 17. Dentre as chaves dentro da área viável no caso CT60, as localizadas nas seções 49 e 63 foram alocadas de forma a minimizar a duração das interrupções para os consumidores dos ramais que se iniciam nas barras correspondentes, tendo em vista que estes laterais contém um alto número de consumidores.

Na Figura 18 são sumarizadas as soluções do modelo SAIDI e o caso base, bem como seus respectivos custos.

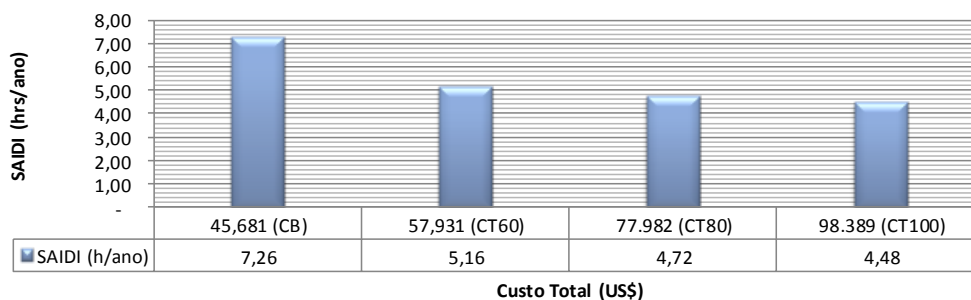


Figura 18. Resultados do modelo MINLP para o cenário 1.

Nos resultados mostrados na Figura 18, tem-se no caso CT60, um investimento adicional de US\$ 12.250,00, equivalente ao 26,8% no caso base. O caso CT80 exige um investimento adicional de 70,70% em relação ao caso base. A solução de CT100 não se mostra a princípio uma alternativa viável, tendo em vista que a redução pouco significativa do indicador em relação ao caso CT80.

A Figura 19 mostra os perfis de tensão resultante da técnica Ladder e do fluxo de potência linear. Este caso é associado ao cenário CT60, com a abertura das chaves nas seções 20 e 59.

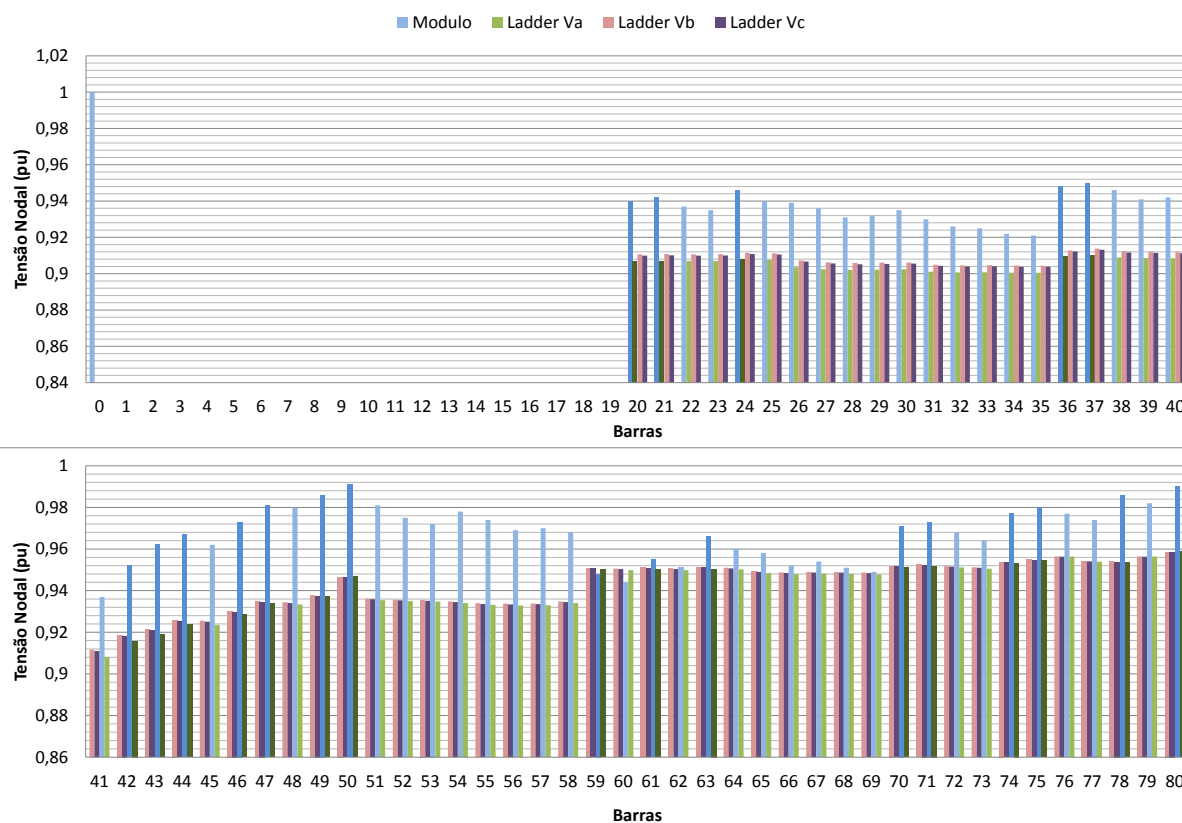


Figura 19. Perfil de tensão para o cenário 1.

6.2.2. Cenário 2

Neste cenário os alimentadores AL2 e AL3 tem suas capacidades de reserva aumentadas em 20% em relação a seus valores originais, sendo estas limitadas a 3160,3 kVA e 1516,5 kVA, respectivamente.

Na Figura 20 é mostrada a solução para o caso CT60, onde pode-se notar que o restabelecimento é viável até a seção 36, devido à limitação nas capacidades de reserva de AL-2 e AL-3. As soluções dos testes associados ao cenário 2 são sumarizadas na Tabela 9.

Tabela 9. Resultados do modelo SAIDI para o cenário 2.

Caso	SAIDI (h/ano)	RG	n_{RG}	Alocação dos dispositivos (seções)			
				Fusíveis	n_{FUS}	Chaves	n_{CM}
CB	7,26	1,37	2	4,6,11,13,18,22,23,27,30,38,45, 48,51,55,58,62,64,65,72,76,79	21	21,43,47, 59,70,75	6
CT60	5,24	1,42	2	2,4,6,13,16,18,22,23,25,26,27,30,38, 48,51,54,60,62,64,65,72,76,79	23	12,36,43, 49,59,75	6
CT80	4,93	1,42	2	2,4,6,13,14,16,18,22,23,25,26,27,31,38, 45,48,51,52,55,58,60,62,64,65,72,76,79	27	12,36,43,46, 49,59,63,75	9
CT100	4,77	1,42	2	2,4,6,13,16,18,22,23,25,26,27,30,35,38,41, 45,48,51,52,55,58,60,62,64,65,69,72,76,79	29	12,20,36,43,46, 49,59,63,75	12

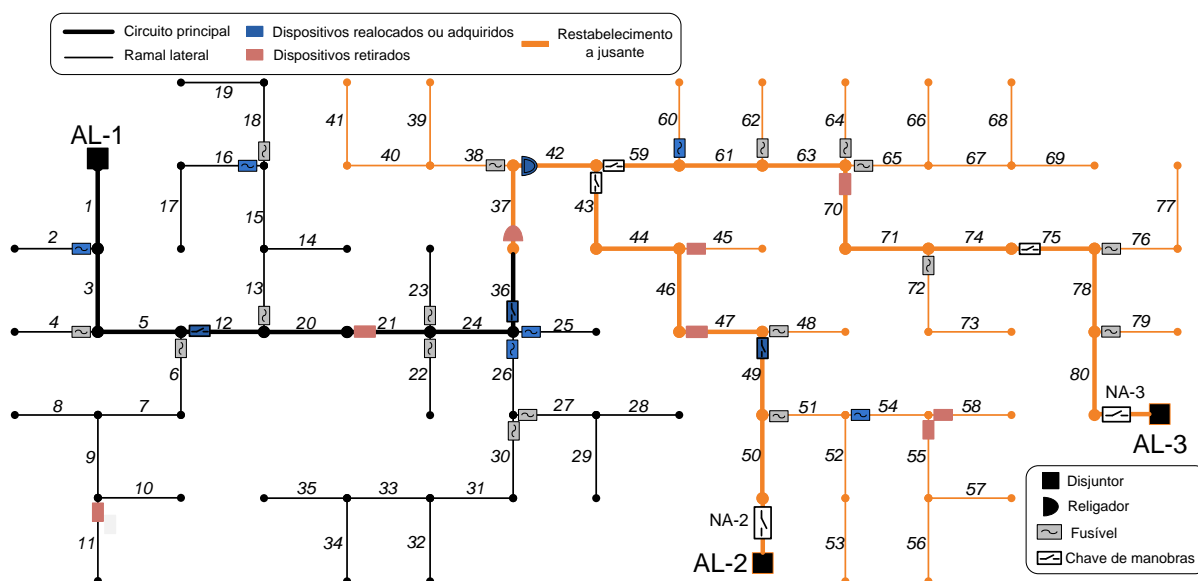


Figura 20. Solução de SAIDI para o cenário 2, caso CT60.

Nos três casos (CT60, CT80 e CT100) foi alocada uma chave de manobras na seção 36, tirando proveito do alcance da região viável ao restabelecimento. Em todos os casos mostrados na Tabela 8 o religador foi realocado para a seção 42. Em relação ao caso base, a solução do caso CT60 determinou a realocação do religador (antes na seção 37), 4 dos 21 fusíveis e 3 das 6 chaves de manobras. Além disso, 2 fusíveis foram acrescentados ao sistema de proteção, resultando no custo total de US\$ 55.751,00.

A Figura 21 resume as soluções do modelo SAIDI com os respectivos custos, bem como os valores associados ao caso base.

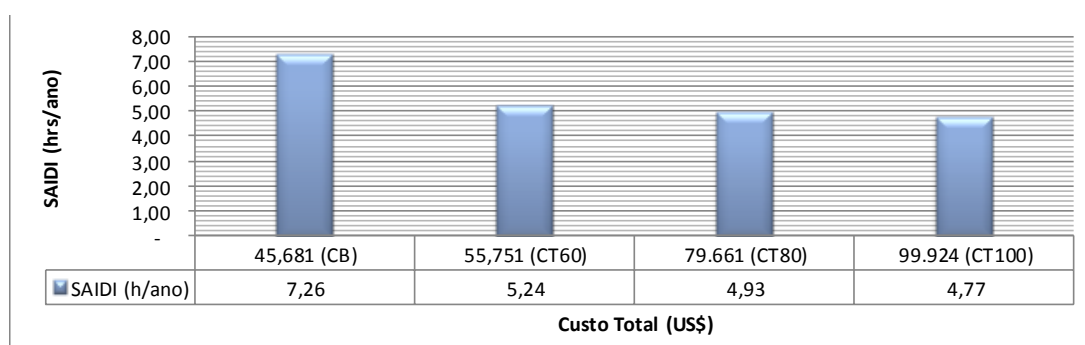


Figura 21. Resultados do modelo MINLP para o cenário 2.

No caso CT60 tem-se um investimento adicional de US\$ 10.070,00, resultando no aumento de 22,04% em relação ao caso base. O caso CT80 exige um investimento adicional 74,38% maior em relação ao caso base, e a solução de CT100 novamente não se mostra uma alternativa economicamente viável.

A Figura 22 mostra as tensões nas barras para este cenário.

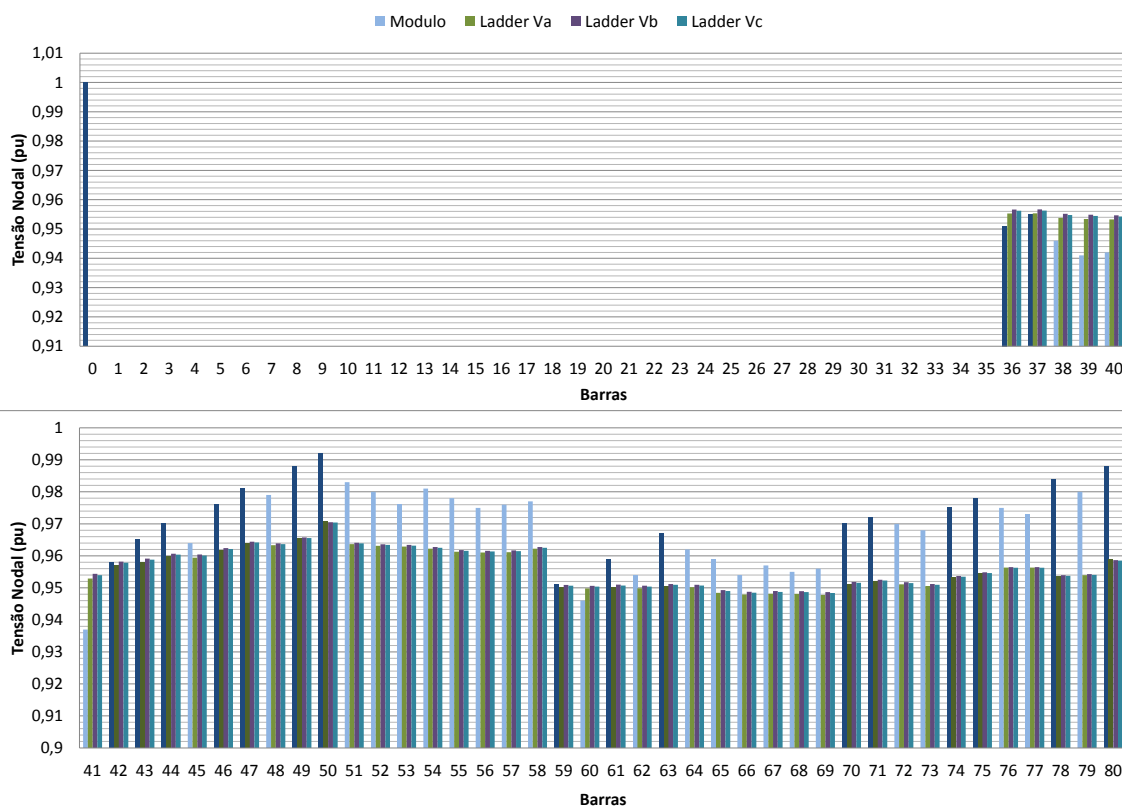


Figura 22. Perfil de tensão para o cenário 2.

6.2.3. Cenário 3

Neste cenário os alimentadores AL2 e AL3 tem suas capacidades de reserva reduzidas em 20% em relação a seus valores originais, sendo estas limitadas a 2240,1 kVA e 1080,0 kVA, respectivamente. A Figura 23 é mostra a solução para o caso CT60, sendo as soluções sumarizadas na Tabela 10.

Tabela 10. Resultados do modelo SAIDI para o cenário 3.

Caso	SAIDI (h/ano)	RG	n_{RG}	Alocação dos dispositivos (seções)			
				Fusíveis	n_{FUS}	Chaves	n_{CM}
CB	7,26	1,37	2	4,6,11,13,18,22,23,27,30,38,45, 48,51,55,58,62,64,65,72,76,79	21	21,43,47, 59,70,75	6
CT60	5,41	1,42	2	2,4,6,13,15,22,23,25,26,27,30,38, 45,48,52,54,60,62,64,65,72,76,79	23	20,36,46,49, 59,63,75	7
CT80	5,02	1,42	2	2,4,6,13,16,18,22,23,25,26,27,30,35,38, 45,48,51,52,55,58,60,62,64,65,72,76,79	27	20,36,43,46, 49,59,63,78	8
CT100	4,87	1,42	2	2,4,6,13,16,18,22,23,25,26,27,30,33,35,38, 45,48,51,52,55,58,60,62,64,65,69,72,76,79	29	5,12,24,36,43, 46,49,59,63,75	10

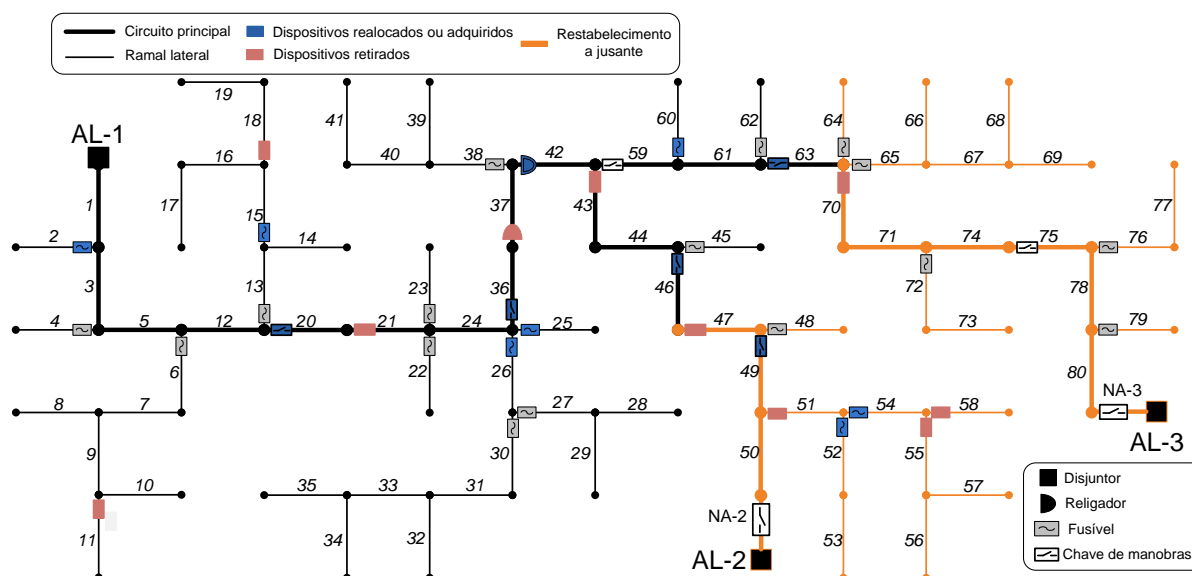


Figura 23. Solução de SAIDI para o cenário 3, caso CT60.

As chaves nas seções 46 e 63 foram alocadas nos três casos, CT60, CT80 e CT100, tendo em vista a limitação da área viável ao restabelecimento até estas seções. Em todos os casos mostrados na Tabela 9 o religador foi realocado para a seção 42. Em relação ao caso base, a solução do caso CT60 resultou na realocação de 3 dos 21 fusíveis e 4 das 6 chaves de manobras. Foram adicionados 2 fusíveis e 1 chave e manobras, resultando no custo total de US\$ 59.685,00.

Nos resultados mostrados na Figura 24, tem-se um investimento crescente para cada caso, onde em CT60 o investimento adicional é de US\$ 10.070,00, 22,04% maior que o caso base. O caso CT80 exige um investimento adicional de 74,38% em relação ao mesmo, e a solução de CT100 não se mostra uma alternativa viável.

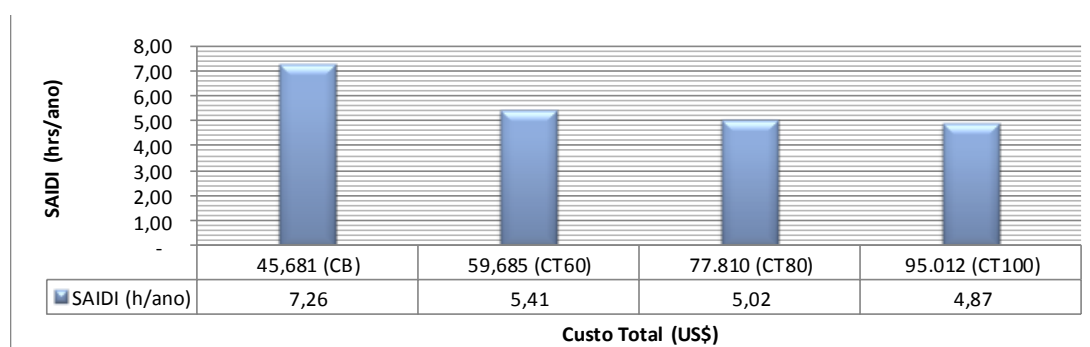


Figura 24. Resultados do modelo MINLP para cenário 3.

Na Figura 25 é mostrado o perfil de tensão nos sistemas definidos por AL2 e AL3.

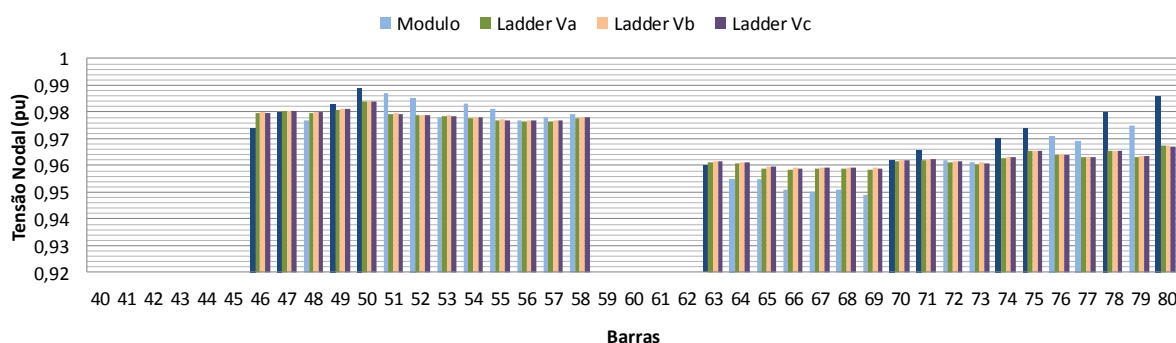


Figura 25. Perfil de tensão para o cenário 3.

Pode-se notar que o erro entre as tensões determinadas pela técnica Ladder e pelo fluxo de potência linear é reduzido proporcionalmente à carga suportada pelos alimentadores AL-2 e AL-3.

6.2.4. Cenário 4

Neste cenário as capacidades de reserva de AL2 e AL3 são 40% inferiores aos valores dados na Tabela 5, sendo a carga máxima limitada a 1680,0 kVA e 810,3 kVA, respectivamente. A solução para o caso CT60 é mostrada na Figura 26.

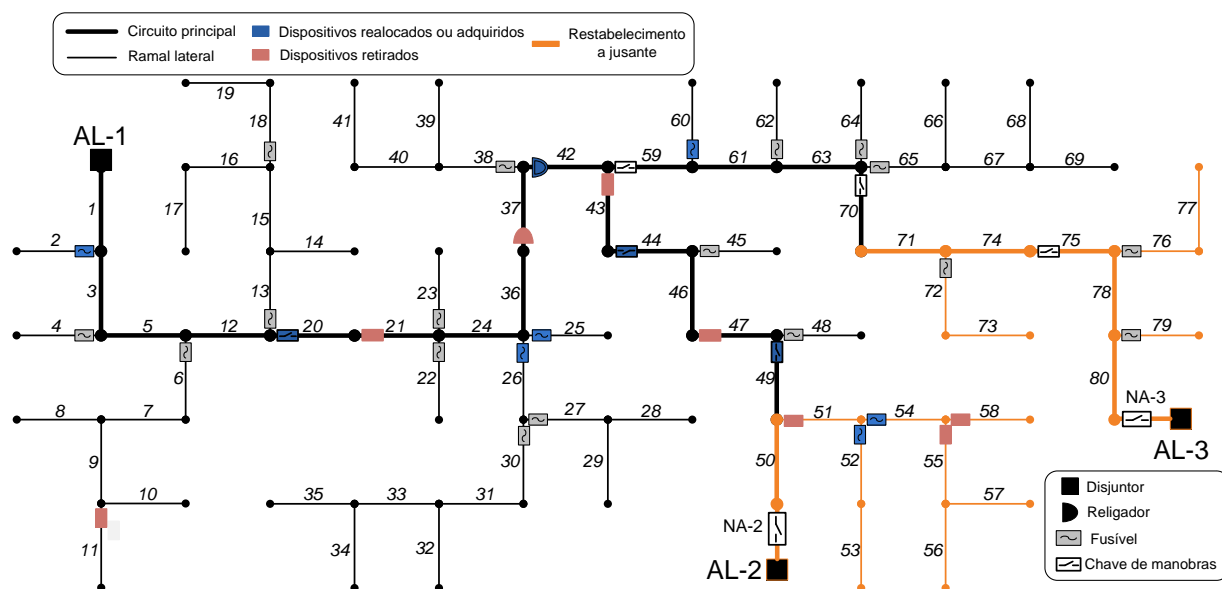


Figura 26. Solução de SAIDI para o cenário 4, caso CT60.

Nos casos CT60, CT 80 e CT100 foram alocadas chaves nas seções 49 e 70, tendo em vista ser este o máximo alcance das regiões viáveis ao restabelecimento através de AL2 e AL3, respectivamente. As demais chaves são alocadas visando exclusivamente o restabelecimento a montante. Os resultados para este cenário são sumarizados na Tabela 11.

Tabela 11. Resultados do modelo SAIDI para o cenário 4.

Caso	SAIDI (h/ano)	RG	n_{RG}	Alocação dos dispositivos (seções)			
				Fusíveis		n_{FUS}	Chaves
CB	7,26	1,37	2	4,6,11,13,18,22,23,27,30,38,45, 48,51,55,58,62,64,65,72,76,79	21	21,43,47, 59,70,75	6
CT60	5,63	1,42	2	2,4,6,13,18,22,23,25,26,27,30,38, 45,48,52,54,60,62,64,65,72,76,79	23	20,44,49, 59,70,75	6
CT80	5,17	1,42	2	2,4,6,13,15,18,22,23,25,26,27,30,35,38, 45,48,51,52,55,58,60,62,64,65,72,76,79	27	12,20,36,43,46, 49,59,70,75	9
CT100	4,96	1,42	2	2,4,6,13,15,18,22,23,25,26,27,30,33,35,38, 45,48,51,52,55,58,60,62,64,65,69,72,76,79	29	12,20,36,43,46, 49,59,70,75	9

Em todos os casos mostrados na Tabela 10 o religador foi realocado para a seção 42. A realocação do religador (antes na seção 37), 2 dos 21 fusíveis e 3 das 6 chaves de manobras, bem como o acréscimo de 2 fusíveis resultaram no custo total de US\$ 56.102,00.

Nos resultados mostrados na Figura 27, tem-se no caso CT60 um investimento adicional de US\$ 10.421,00, equivalente a 22,81% de aumento em relação ao caso base. O caso CT80 exige um investimento adicional de 74,96%, e a solução de CT100 mostra que este investimento dificilmente seria justificado, tendo em vista a melhora insignificante no indicador em relação a CT80.

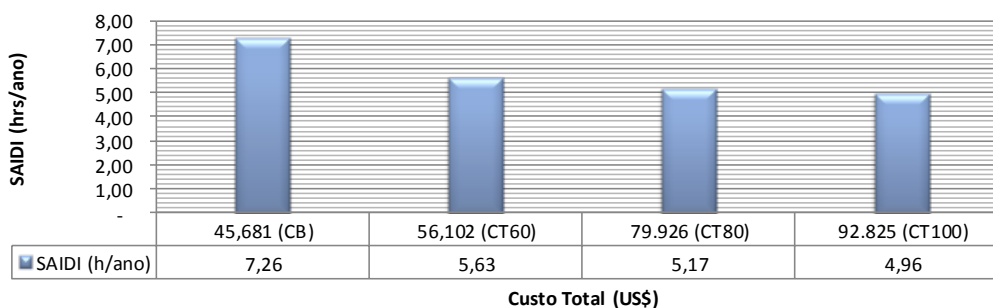


Figura 27. Resultados do modelo MINLP para o cenário 4.

O perfil de tensão associado ao caso CT60 é mostrado na Figura 28.

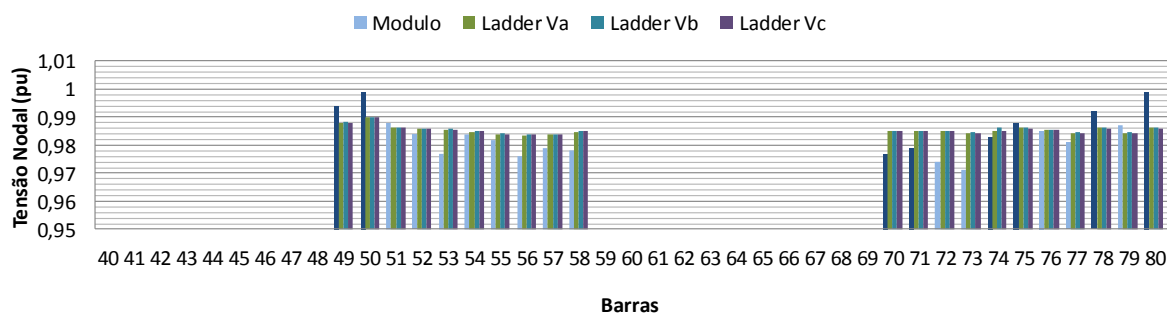


Figura 28. Perfil de tensão para o cenário 4.

Nota-se a redução do erro nas estimativas da tensão pelo fluxo linear, em relação aos cenários anteriores. Nos cenários 1 e 2 as tensões obtidas pelo fluxo de potência linear foram superiores às obtidas pela técnica Ladder. O erro foi gradativamente reduzido, com a diminuição da carga suportada pelos alimentadores AL2 e AL3. Nos cenários 3 e 4 as tensões estimadas pelo modelo linear tendem a ser inferiores às determinadas pelo fluxo trifásico.

Em geral, levando-se em conta as limitações do sistema, o nível de investimento mais adequado depende das metas de continuidade das concessionárias. No entanto, tendo em vista a melhora significativa do indicador SAIDI em relação ao caso, o caso CT60 pode ser identificado como o mais atrativo. De qualquer forma, todas as alternativas apresentadas representam possíveis contribuições para a melhoria da confiabilidade, a custos de pouca significância para as concessionárias.

7. CONCLUSÕES

Este trabalho apresentou uma abordagem analítica para a solução do problema de restabelecimento de SDEE, consistindo no desenvolvimento de um modelo de otimização para determinar a localização das chaves de manobras na rede. O restabelecimento efetivo da carga no período pós-falta foi formulado por meio de restrições que garantem níveis adequados das tensões nas cargas, bem como a limitação da sobrecarga das linhas e as capacidades de reserva dos alimentadores adjacentes. A modelagem destas restrições foi efetuada através de uma versão linear do fluxo de potência em termos das injeções nodais de correntes. As equações que descrevem o fluxo de potência foram formuladas como funções das localizações das chaves de manobras no alimentador. A confiabilidade foi caracterizada em termos da duração média das interrupções sustentadas, mensurada pelo indicador SAIDI. Visando à maior precisão na representação do efeito das faltas sobre a confiabilidade do alimentador, a metodologia agregou um modelo do indicador SAIDI existente na literatura, considerando a alocação dos dispositivos de proteção de forma simultânea às chaves de manobras.

Os resultados indicaram reduções significativas no indicador SAIDI, sendo seu valor inferior ao caso base em todos os cenários. As tensões estimadas através do fluxo de potência linear foram comparadas com as obtidas através da técnica Ladder. Os resultados indicaram que o erro introduzido pela formulação linear é proporcional à carga suportada pelos alimentadores adjacentes, sendo que a origem destes erros deve ser melhor investigada. Apesar deste fator, considera-se a formulação do modelo de restabelecimento uma contribuição representativa deste trabalho, tendo em vista o caráter inovador da proposta. O modelo resultante apresentou complexidade reduzida, generalidade no que diz respeito à aplicação em SDEE com topologias arbitrárias. A formulação analítica torna possível a aplicação de quaisquer técnicas de otimização de uso geral na solução do modelo. Atualmente, uma série de pacotes de otimização são disponíveis comercialmente, inclusive para uso *on-line* e gratuito. Esta característica representa flexibilidade e facilidade de reprodução. Além disso, os pacotes de otimização disponíveis no servidor NEOS permitem a interpretação e análise dos resultados, fornecendo informações que incluem a distância do ótimo global teórico, no caso da obtenção de soluções subótimas.

Alguns aspectos não abordados na metodologia proposta são sumarizados a seguir como sugestões para trabalhos futuros:

- Considerar outros aspectos práticos no tratamento do problema de restabelecimento, como a presença de reguladores de tensão.
- Agregar a geração distribuída como suporte ao restabelecimento.
- Considerar uma formulação não-linear do fluxo de potência, permitindo a modelagem mais realística do comportamento do sistema.
- Integrar ao modelo de fluxo de potência a representação de fontes de tensão constante (nós PV), bem como reguladores com taps variáveis, bem como fontes de compensação de reativos.

REFERÊNCIAS

- ABIRI-JAHROMI, A. et al. Optimized Sectionalizing Switch Placement Strategy in Distribution Systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, [S.l.], v. 27, n. 1, p. 362-370, Jan. 2012.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **PRODIST**: procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional – Módulo 1: Introdução. Brasília, DF, 2012.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **PRODIST**: procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional – Módulo 3: Acesso ao sistema de distribuição. Brasília, DF, 2012a.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **PRODIST**: procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional. Módulo 8: Qualidade da energia elétrica. Brasília, DF, 2012b.
- AOKI, K. et al. Voltage Crop Constrained Restoration of Supply by Switch Operation in Distribution Systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, [S.l.], v. 3, n. 3, p. 1267-1274, 1988.
- BERNARDON, D. P. et al. Ahp Decision-Making Algorithm to Allocate Remotely Controlled Switches in Distribution Networks. **IEEE Transactions on Power Delivery**, [S.l.], v. 26, n. 3, p. 1884-1892, July 2011.
- BILLINTON, R.; PENG, W. Distribution System Reliability Cost/Worth Analysis Using Analytical and Sequential Simulation Techniques. **IEEE Transactions on Power Systems**, [S.l.], v. 13, n. 4, p. 1245-1250, 1998.
- BILLINTON, R.; JONNAVITHULA, S. Optimal Switching Device Placement in Radial Distribution Systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, [S.l.], v. 11, n. 3, p. 1646-1651, July 1996.
- BUPASIRI, R. et al. Optimal Electric Power Distribution System Reliability Indices Using Binary Programming. In: ANNUAL RELIABILITY AND MAINTAINABILITY SYMPOSIUM, 2003, Tampa. **Proceedings . . .** New York: IEEE, 2003. p. 556-561.
- BROWN, R. E. **Electric Power Distribution Reliability**. Boca Raton: CRC Press, 2009. 463 p. ISBN: 9780849375675.

BROWN, R. E.; HANSON, A. P. Impact of Two-Stage Service Restoration on Distribution Reliability. **IEEE Transactions on Power Systems**, [S.l.], v. 16, n. 4, p. 624-629, 2001b.

BYRD, R. H.; NOCEDAL J.; WALTZ R. A. KNITRO: an integrated package for nonlinear optimization. In: DI PILLO, G.; ROMA, M. **Large-Scale Nonlinear Optimization**. New York: Springer Verlag, 2006. p. 35-59.

CARVALHO, P. M. S.; FERREIRA, L.; SILVA, A. J. C. DA. A Decomposition Approach to Optimal Remote Controlled Switch Allocation in Distribution Systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, [S.l.], v. 20, n. 2, p. 1031-1036, Apr. 2005.

CELLI, G.; PILO, F. Optimal Sectionalizing Switches Allocation in Distribution Networks. **IEEE Transactions on Power Delivery**, [S.l.], v. 14, n. 3, p. 1167-1172, July 1999.

CHAO-SHUN, C. et al. Optimal Placement of Line Switches for Distribution Automation Systems Using Immune Algorithm. **IEEE Transactions on Power Systems**, [S.l.], v. 21, n. 3, p. 1209-1217, 2006.

CHOWDHURY, A. A. Distribution Feeder Reliability Assessment. **IEEE Power Engineering Society General Meeting**. Iowa, USA, v. 3, p. 2179-2184, Jun. 2005.

COATE, B. D.; WAREHAM, D. C. Decreasing Momentary Outages with Specific Distribution Feeder Improvements. **IEEE Transactions on Industry Applications**, [S.l.], v. 37, n. 2, p. 458-463, Mar-Apr. 2001.

DIMITRIJEVIC, S.; RAJAKOVIC, N. An Innovative Approach for Solving the Restoration Problem in Distribution Networks. **Electric Power Systems Research**, [S.l.], v. 81, n. 10, p. 1961-1972, 2011.

ELETROBRÁS. Comitê de Distribuição. **Proteção de Sistemas Aéreos de Distribuição**. Rio de Janeiro: Campus; Eletrobrás, 1982. (Centrais Elétricas Brasileiras – Eletrobrás, v.2.).

FERREIRA, G. D.; BRETAS, A. S. **Modelos Matemáticos para Otimização da Confiabilidade de Sistemas Elétricos de Distribuição com Geração Distribuída**. 2013. 131 p. Tese (Doutorado em engenharia) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2013.

FERREIRA, G. D.; BRETAS, A. S. A Nonlinear Binary Programming Model for Electric Distribution Systems Reliability Optimization. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, [S.l.], v. 43, n. 1, p. 384-392, 2012.

FERREIRA, G. D.; BRETAS, A. S.; OLIVEIRA, M. O. Establishing Trade-Offs between Sustained and Momentary Reliability Indices in Electric Distribution Protection Design: a goal programming approach. In: POWER SYSTEMS COMPUTATION CONFERENCE (PSCC), 2011, Stockholm. **Proceedings . . .** Stockholm: KTH Royal Institute of Technology, 2011.

FERREIRA, G. D.; CARDOSO, G. **Otimização da Confiabilidade de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica: Uma Abordagem Considerando a Seleção e Alocação de Dispositivos de Proteção e Manobras**. 2009. 192 p. Tese (Mestrado em engenharia) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2009.

FLOUDAS, C. A. **Nonlinear and Mixed-Integer Optimization**. New York: Oxford, 1995. 480 p. ISBN: 0195100565.

FRANCO, J. F. et al. A Mixed-Integer LP Model for the Reconfiguration of Radial Electric Distribution System Considering Distributed Generation. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, [S.l.], v. 97, p. 51-60, 2013.

FRANCO, J. F. et al. Set of linear equations to calculate the steady-state operation of an electrical distribution system. In: IEEE PES CONFERENCE ON INNOVATIVE SMART GRID TECHNOLOGIES – ISGT LATIN AMERICA, 2011, Medellín. **Proceedings . . .** Piscataway: IEEE, 2011. p. 1-5.

GÖNEN, T. **Electric power distribution system engineering**. 2nd ed. Boca Raton: CRC Press LCC, 2008. 856 p. ISBN: 9781420062007.

HENDRIX, E. M. T.; TOTH, B. G. **Introduction to Nonlinear and Global Optimization**. New York: Springer-Verlag, 2010. 214 p. ISBN: 9780387886695.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS, INC. **IEEE Std. 1366: Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices**. New York, 2003a.

KERSTING, W. H. **Distribution System Modeling and Analysis**. Boca Raton: CRC Press, 2002. 329 p. ISBN: 0849308127.

KORTE, B.; VYGEN, J. **Combinatorial Optimization: theory and algorithms**. London: Springer-Verlag, 2010. 664 p. ISBN: 9783642244889.

KUMAR, K. S.; JAYABARATHI, T. Power System Reconfiguration and Loss Minimization for an Distribution Systems Using Bacterial Foraging Optimization Algorithm. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, [S.l.], v. 36, n. 1, p. 13-17, Mar. 2012.

LEVITIN, G.; MAZALTOV, S.; ELMAKIS, D. Genetic Algorithm for Optimal Sectionalizing in Radial Distribution Systems with Alternative Supply. **Electric Power Systems Research**, [S.l.], v. 35, n. 3, p. 149-155, Dec. 1995.

LEVITIN, G.; MAZALTOV, S.; ELMAKIS, D. Optimal Sectionalizer Allocation in Electric Distribution-Systems by Genetic Algorithm. **Electric Power Systems Research**, [S.l.], v. 31, n. 2, p. 97-102, Nov. 1994.

LIBERTI, L.; KUCHERENKO, S. Comparison of Deterministic and Stochastic Approaches to Global Optimization. **International Transactions in Operational Research**, [S.l.], v. 12, n. 3, p. 263-285, 2005.

MAO, Y. M.; MIU, K. N. Switch Placement to Improve System Reliability for Radial Distribution Systems with Distributed Generation. **IEEE Transactions on Power Systems**, [S.l.], v. 18, n. 4, p. 1346-1352, Nov. 2003.

MARTINEZ, J. A.; MAHSEREDJIAN, J. Load Flow Calculations in Distribution Systems with Distributed Resources. A Review. In: IEEE POWER AND ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING, 2011, San Diego. **Proceedings . . .** New York: IEEE PES, 2011. p. 1-8.

MATHWORKS INC. **Matlab 7 User's Guide**. Natick, 2011.

MONTICELLI, A. J.; GARCIA, A. **Introdução a sistemas de energia elétrica**, 2nd ed. Campinas: Unicamp, 2011.

MONTICELLI, A. J. **Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica**. São Paulo: Edgard Blücher, 1983. 164 p.

MORTON, A. B.; MAREELS, I. M. Y. An Efficient Brute-Force Solution to the Network Reconfiguration Problem. **IEEE Transactions on Power Delivery**, [S.l.], v. 15, n. 3, p. 996-1000, 2000.

NEOS. **Server for Optimization**. Disponível em: <<http://neosserver.org/neos/>>. Acesso em: 08 abr. 2014.

PARDALOS, P. M.; ROMEIJN, H. E.; TUY, H. Recent Developments and Trends in Global Optimization. **Journal of Computational and Applied Mathematics**, [S.l.], v. 124, n. 1-2, p. 209-228, Dec. 2000.

POPOVIĆ, D. H. et al. Placement of Distributed Generators and Reclosers for Distribution Network Security and Reliability. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, [S.l.], v. 27, n. 5-6, p. 398-408, 2005.

PREGEJ, A.; BEGOVIC, M.; ROHATGI, A. Recloser Allocation for Improved Reliability of DG-Enhanced Distribution Networks. **IEEE Transactions on Power Systems**, [S.l.], v. 21, n. 3, p. 1442-1449, Aug. 2006.

ROSENTHAL, R. E. **General Algebraic Modeling System**. Disponível em: <<http://www.gams.com>>. Acesso em: 03 jul. 2013.

RUGGIERO, M. A. G.; LOPES, V. L. R. **Cálculo numérico: aspectos teóricos e computacionais**. 2. ed. São Paulo: Pearson, 2011. ISBN: 9788534602044.

SANTOS, J. V. C., **Métodos Analíticos Para Auxílio à Restauração Após Blecautes de Sistemas de Energia Elétrica**. 1998. 167 p. Tese (Doutorado em Engenharia). universidade Estadual de Campinas, Campinas, SP, 1998.

SILVA, L. G. W. et al. Optimised Placement of Control and Protective Devices in Electric Distribution Systems through Reactive Tabu Search Algorithm. **Electric Power Systems Research**, [S.l.], v. 78, n. 3, p. 372-381, Mar. 2008.

SILVA, L. G. W.; PEREIRA, R. A. F.; MANTOVANI, J. R. S. Allocation of Protective Devices in Distribution Circuits Using Nonlinear Programming Models and Genetic Algorithms. **Electric Power Systems Research**, [S.l.], v. 69, n. 1, p. 77-84, Apr. 2004.

SHORT, T. **Electric Power Distribution Handbook**. Boca Raton: CRC Press LCC, 2004. 762 p. ISBN: 0849317916.

SOHN, J. M.; NAM, S. R.; PARK, J. K. Value-Based Radial Distribution System Reliability Optimization. **IEEE Transactions on Power Systems**, [S.l.], v. 21, n. 2, p. 941-947, May 2006.

SOUDI, F.; TOMSOVIC, K. Optimal Trade-Offs in Distribution Protection Design. **IEEE Transactions on Power Delivery**, [S.l.], v. 16, n. 2, p. 292-296, Apr. 2001.

SOUDI, F.; TOMSOVIC, K. Optimal Distribution Protection Design: quality of solution and computational analysis. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, [S.l.], v. 21, n. 5, p. 327-335, June 1999.

SOUDI, F.; TOMSOVIC, K. Optimized Distribution Protection Using Binary Programming. **IEEE Transactions on Power Delivery**, [S.l.], v. 13, n. 1, p. 218-224, Jan. 1998.

SOUDI, F.; TOMSOVIC, K. Towards Optimized Distribution Protection Design. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON POWER SYSTEM PLANNING AND OPERATIONS, 3, 1997, Ivory Coast. **Proceedings . . .** New York: IEEE, 1997. p. 354-358.

SUDHAKAR, T. D.; SRINIVAS, K. N. Restoration of Power Network: a bibliographic survey. **European Transactions on Electrical Power**, [S.l.], v. 21, n. 1, p. 635-655, 2011.

TENG, J. H.; LIU, Y. H. A Novel Acs-Based Optimum Switch Relocation Method. **IEEE Transactions on Power Systems**, [S.l.], v. 18, n. 1, p. 113-120, Feb. 2003.

TENG, J. H.; LU, C. N. Feeder-Switch Relocation for Customer Interruption Cost Minimization. **IEEE Transactions on Power Delivery**, [S.l.], v. 17, n. 1, p. 254-259, Jan. 2002.

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**, [S.l.], v. 79, n. 7, p. 1171-1178, July 2009.

WARREN, C. A. Distribution Reliability: What is it? **IEEE Industry Applications Magazine**, New York, USA, v. 2, p. 32-37, July./Aug. 1996.

ZAMBON, E. et al. A Novel Nonlinear Programming Model for Distribution Protection Optimization. **IEEE Transactions on Power Delivery**, [S.l.], v. 24, n. 4, p. 1951-1958, Oct. 2009.

APÊNDICE A: DADOS DO SISTEMA TESTE

Os dados utilizados nos testes com o alimentador AL-1 são sumarizados nas tabelas a seguir. As potências são expressas em termos de seus valores trifásicos.

Tabela 12. Dados dos condutores.

ID ^(a)	Condutor	Capacidade (A)	Diâmetro (mm)	GMR (m)	Resistência (Ω/km)
1	1 ACSR	237	9,00	0,00346	0,8867
2	6 6/1 CAA	118	5,04	0,00193	2,6769

^(a) ID: Identificações dos condutores utilizadas na Tabela 16 e Tabela 17.

Tabela 13. Dados das seções de linha.

Seção	Nó de início	Nó de término	$\ell^{(a)}$ (km)	ID	$N^{(b)}$	Seção	Nó de início	Nó de término	$\ell^{(a)}$ (km)	ID	$N^{(b)}$
1	0	1	0,473	1	17	41	40	41	0,922	2	98
2	1	2	0,410	2	59	42	37	42	1,735	1	68
3	1	3	0,641	1	67	43	42	43	0,951	1	82
4	3	4	0,483	2	71	44	43	44	1,418	1	62
5	3	5	0,706	1	129	45	44	45	0,761	2	63
6	5	6	0,454	2	102	46	44	46	1,330	1	60
7	6	7	0,830	2	98	47	46	47	1,423	1	90
8	7	8	0,704	2	89	48	47	48	1,260	2	105
9	7	9	0,651	2	101	49	47	49	0,789	1	98
10	9	10	0,737	2	141	50	49	50	2,081	1	10
11	9	11	0,753	2	112	51	49	51	0,881	2	72
12	5	12	0,441	1	92	52	51	52	0,786	2	81
13	12	13	1,536	2	76	53	52	53	0,768	2	79
14	13	14	0,907	2	153	54	51	54	1,369	2	72
15	13	15	0,852	2	103	55	54	55	1,273	2	91
16	15	16	0,793	2	91	56	55	56	0,789	2	74
17	16	17	0,664	2	103	57	55	57	1,117	2	25
18	15	18	0,878	2	136	58	54	58	1,276	2	72
19	18	19	1,153	2	73	59	42	59	0,686	1	31
20	12	20	1,584	1	101	60	59	60	1,179	2	54
21	20	21	1,394	1	124	61	59	61	0,452	1	80
22	21	22	0,538	2	60	62	61	62	1,070	2	65
23	21	23	0,511	2	98	63	61	63	0,617	1	15
24	21	24	1,180	1	107	64	63	64	1,441	2	12
25	24	25	0,852	2	92	65	63	65	0,967	2	13
26	24	26	1,119	2	95	66	65	66	0,887	2	30
27	26	27	0,683	2	123	67	65	67	0,441	2	25
28	27	28	0,583	2	165	68	67	68	0,615	2	17
29	27	29	0,538	2	102	69	67	69	0,843	2	12
30	26	30	0,597	2	107	70	63	70	0,614	1	15
31	30	31	0,667	2	85	71	70	71	0,644	1	69

Seção	Nó de início	Nó de término	$\ell^{(a)}$ (km)	ID	$N^{(b)}$	Seção	Nó de início	Nó de término	$\ell^{(a)}$ (km)	ID	$N^{(b)}$
32	31	32	0,839	2	135	72	71	72	1,038	2	61
33	31	33	0,225	2	108	73	72	73	1,177	2	93
34	33	34	0,503	2	110	74	71	74	0,844	1	70
35	33	35	0,747	2	91	75	74	75	0,698	1	62
36	24	36	0,709	1	82	76	75	76	0,932	2	78
37	36	37	0,443	1	96	77	76	77	1,264	2	42
38	37	38	0,957	2	108	78	75	78	0,853	1	30
39	38	39	0,613	2	137	79	78	79	1,318	2	46
40	38	40	0,873	2	63	80	78	80	1,118	1	32

^(a) ℓ : Comprimento, ^(b) N : Número de consumidores.

Tabela 14. Matriz Impedância-Serie das Seções de Linha (Ω/km).

ID	$Z_{11} = Z_{22} = Z_{33}$	$Z_{21} = Z_{12}$	$Z_{31} = Z_{13}$	$Z_{32} = Z_{23}$
1	0,91670+j1,01118	0,05921+j0,52911	0,05921+j0,45148	0,05921+j0,48479
2	2,53227+j1,01564	0,05921+j0,52911	0,05921+j0,45148	0,05921+j0,48479

As admitância das linhas podem ser consideradas desprezíveis.

Tabela 15. Dados das Cargas.

Nó	$P(\text{kW})$	$Q(\text{kVAr})$	Nó	$P(\text{kW})$	$Q(\text{kVAr})$	Nó	$P(\text{kW})$	$Q(\text{kVAr})$
1	20,5	5,2	28	114,5	59,3	55	75,5	28,3
2	49,8	20,0	29	85,6	22,5	56	59,2	24,8
3	54,2	21,6	30	83,4	32,3	57	20,3	8,2
4	60,3	22,7	31	62,8	22,0	58	51,9	20,2
5	110,7	42,0	32	99,2	30,0	59	32,1	12,2
6	94,6	38,8	33	78,7	32,2	60	50,7	21,0
7	81,5	20,8	34	99,1	32,0	61	60,6	25,8
8	72,2	25,9	35	77,3	29,7	62	65,6	23,9
9	79,3	32,0	36	66,9	25,1	63	49,7	18,2
10	137,4	48,7	37	87,0	36,7	64	36,3	13,5
11	115,5	46,3	38	101,5	41,5	65	150,8	59,0
12	67,3	12,7	39	109,9	30,3	66	120,6	52,3
13	60,3	15,4	40	52,4	17,1	67	37,6	13,4
14	134,8	44,8	41	71,4	23,9	68	16,2	5,0
15	91,1	32,0	42	53,2	20,9	69	77,6	13,2
16	104,4	40,9	43	65,2	24,0	70	17,5	3,2
17	83,6	33,6	44	49,2	18,5	71	62,2	19,9
18	133,5	21,0	45	76,6	21,2	72	59,3	22,5
19	55,1	13,4	46	58,1	21,8	73	97,2	36,4
20	87,2	28,5	47	69,1	27,5	74	77,6	33,2
21	103,8	39,8	48	86,6	32,6	75	59,6	23,8
22	79,2	23,8	49	78,3	29,6	76	72,2	22,9
23	51,8	20,1	50	16,0	3,9	77	53,1	21,8
24	86,6	29,1	51	55,4	22,1	78	39,7	10,2
25	68,3	26,5	52	70,2	30,4	79	62,2	18,8
26	80,3	20,4	53	59,6	21,8	80	40,0	12,2
27	110,6	40,5	54	54,0	21,3			