
Universidade Federal de Campina Grande
Centro de Engenharia Elétrica e Informática
Coordenação de Pós-Graduação em Ciência da Computação

Geração Automática de Manobras
para Sistemas Eletroenergéticos

Camilla Falconi Crispim

Dissertação submetida à Coordenação do Curso de Pós-Graduação em
Ciência da Computação da Universidade Federal de Campina Grande –
Campus I como parte dos requisitos necessários para obtenção do grau
de Mestre em Ciência da Computação.

Área de Concentração: Ciência da Computação

Linhas de Pesquisa: Sistema de Informação e Banco de Dados

Jacques Sauvé, PhD

(Orientador)

Campina Grande – Paraíba – Brasil

©Camilla Falconi Crispim, 31 de março de 2013

BIBLIOTECA

**DIGITALIZAÇÃO:
SISTEMOTECA - UFCG**



FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA BIBLIOTECA CENTRAL DA UFCG

C932g

Crispim, Camilla Falconi.

Geração automática de manobras para sistemas eletroenergéticos /
Camilla Falconi Crispim. – Campina Grande, 2013.

122 f. : il. color.

Dissertação (Mestrado em Ciência da Computação) - Universidade
Federal de Campina Grande, Centro de Engenharia Elétrica e Informática,
2013.

"Orientação: Prof. Ph.D. Jacques Sauvé".

Referências.

1. Automação de Subestações Elétricas. 2. Geração Automática de
Manobras. 3. Operações de Seccionamento. I. Sauvé, Jacques.
II. Título.

CDU 004:621.31(043)

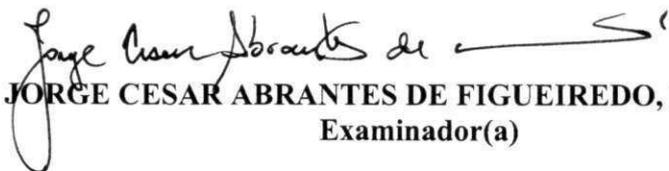
**"GERAÇÃO AUTOMÁTICA DE MANOBRAS PARA SISTEMAS
ELETROENERGÉTICOS"**

CAMILLA FALCONI CRISPIM

DISSERTAÇÃO APROVADA EM 15/03/2013



JACQUES PHILIPPE SAUVÉ, Ph.D, UFCG
Orientador(a)



JORGE CESAR ABRANTES DE FIGUEIREDO, D.Sc, UFCG
Examinador(a)



WELLINGTON SANTOS MOTA, Ph.D, UFCG
Examinador(a)

CAMPINA GRANDE - PB

Resumo

Manobras são executadas na rede elétrica para que não haja interrupção no fornecimento de energia, causada por eventos aleatórios, como falha ou sobrecarga de equipamentos; ou para a realização de manutenção preventiva nestes equipamentos. A geração de manobras é normalmente manual e a sua elaboração pode demorar de uma hora e a um dia, dependendo da sua complexidade e do número de equipamentos envolvidos. O pouco tempo para a geração das manobras, principalmente em situações de contingência, aumenta a probabilidade de ocorrência de erros nas manobras elaboradas. Os fatores relacionados à demora na geração, às falhas na análise dos efeitos da manobra na rede elétrica e à alta susceptibilidade de erros, podem afetar negativamente o sistema elétrico e a companhia elétrica, diminuindo a segurança no sistema e aumentando as perdas monetárias associadas principalmente à indisponibilidade de equipamentos e à interrupção do fornecimento de energia. Este trabalho propõe uma nova abordagem para a geração automática de manobras para sistemas eletroenergéticos. Esta abordagem tem as principais características de uma solução ideal para o problema: (i) se baseia na topologia de tempo real da rede elétrica; (ii) usa regras de intertravamento baseadas na configuração topológica da rede e nos princípios elétricos dos dispositivos, garantindo assim a segurança do sistema e do pessoal da companhia elétrica; e (iii) usa algoritmos genéricos que independem dos tipos de arranjos topológicos, bem como do número de equipamentos na subestação. Para verificar a correteza da solução no escopo de uma companhia elétrica real, as manobras geradas automaticamente são comparadas às manobras padrão elaboradas manualmente pelos operadores e/ou supervisores da Companhia Hidroelétrica do São Francisco (CHESF). Ao todo, mais de 1300 roteiros foram comparados. Para a liberação de disjuntor, o percentual de acerto foi de 91,1%; e para a normalização de disjuntor, o percentual de acerto foi de 90,4%. A mediana dos tempos de geração automática destas manobras foram de 14ms e 16ms para liberação e normalização

de disjuntor, respectivamente. Estes tempos apontam ganho significativo no tempo gasto para a geração de uma manobra. A outra forma de validação da técnica proposta baseia-se em um sistema prova-de-conceito (SmartSwitch). Esse sistema se destina aos operadores e supervisores da CHESF. Um grupo selecionado de especialistas na geração de manobras é responsável pela avaliação da usabilidade do sistema SmartSwitch e da correteza das manobras geradas automaticamente. A avaliação inicial feita por este grupo mostra que a técnica é capaz de gerar, em situações normais de topologia, operações de seccionamento corretas e seguras do ponto de vista elétrico. Percebeu-se também alto nível de aceitação do sistema SmartSwitch por parte dos operadores e supervisores de operação da CHESF, o que prova a contribuição do sistema para a eficácia do processo de geração de manobras na companhia colaboradora.

Palavras-Chave. Automação de Subestações Elétricas, Geração Automática de Manobras, Operações de Seccionamento.

Abstract

Switching sequences executed in the electrical grid aim to prevent electric power provision interruptions, which may be caused by random events, such as equipment faults or overloads; or equipment maintenance. Switching sequence generation is usually manual, and can last between one hour and one day, according to the switching sequence complexity and the number of equipment involved. The limited time for switching sequence generation, especially in contingency circumstances, increases the probability of errors in the resulting switching sequences. Factors such as delay in switching sequence generation, failure in analyzing the switching sequence's effects on the electrical grid, and susceptibility to errors can negatively affect the electric system and the electric power company, decreasing system security, and increasing monetary losses mainly associated with equipment unavailability and electric power provision interruption. This study presents and evaluate a new approach for automatically generating switching sequences in electric substations; the proposal possesses the main characteristics to ideally solve the problem. The technique, for automatically generate switching sequences, (i) is based on the power grid's real-time topology; (ii) uses interlocking rules based on the grid's topological configuration in order to guarantee security for the system and for the workers; (iii) uses algorithms that are independent of the equipment's topological disposition and the substation's size. To verify the correctness of solution in the scope of a real electric company, the automatically generated switching sequences was compared to standard switching sequences made manually by CHESF operation supervisors or operators. In all, more the 1300 scripts were compared. For switching sequences to release circuit breaker during maintenance periods, the percentage of correct switching sequence was 91,1%; and for switching sequence to restore circuit breaker, the percentage of correct switching sequence was 90,4%. The execution time was 14ms and 16ms, respectively. The second validation stage is based on proof-of-concept system, named SmartSwitch. The sys-

tem is presented in this work and is intended to be used by CHESF operation supervisors and operators. A selected group of specialists in switching sequence generation is responsible for evaluating the system regarding its usability and correctness. The initial evaluation made by specialists group showed that technique is able to generate, in normal topology, correct and safe switching operations from electric point of view. Also, it was noticed that the tool has a high level of acceptance by the company's operators and supervisors, due to its low maintenance needs.

Keywords. Substation Automation, Switching Sequence Generation, Switching Operations.

Agradecimentos

Com inenarrável alegria estou finalizando mais uma etapa da minha vida. Sortuda que sou, sempre estive rodeada por pessoas incríveis que fizeram toda a diferença ao longo deste árduo caminho.

Agradeço à Deus, acima de tudo, por ter me dado forças e paz de espírito para enfrentar os desafios e finalizar esta etapa. Agradeço infinitamente aos meus pais, meus maiores amores e total responsáveis pelo que sou, pelo apoio e compreensão ímpares.

Aos professores Jacques Sauvé e Pedro Nicolletti, que me orientaram no decorrer deste trabalho com muita dedicação e paciência. Sou muito feliz e grata por todos os momentos compartilhados com vocês, os quais me inspiraram à superação e ao crescimento pessoal.

Aos colegas de trabalho Eloi Rocha, Renato Almeida e Denilson Santos, que se fizeram presentes ao longo deste trabalho, sempre dispostos a contribuir.

Aos queridos Elloá Barreto e Diego Cavalcanti, amigos que a Ciência da Computação me concedeu, que com extremo companheirismo não me deixaram perder o foco e vibraram comigo a cada vitória conquistada!

Aos amigos que fazem os meus dias mais felizes, que sempre me apoiaram e que contribuíram de forma direta ou indireta para a conclusão deste trabalho: Lucineide Bezerra (Nuca), Camilla Melo, Ísis de Andrade Lima, Sara Cruz, Filipe Dantas, Anderson Cavalcante, Rodolfo Moraes, Adolff Uchôa, Talita Lobo, Amélia Alencar, Roberta Soares, Janaína Alcântara, Bruna Cabrera, Gabriela Diniz e Angélica Marinho.

Agradeço à Clara Nóbrega, entusiasta desta etapa e peça fundamental nos passos iniciais deste mestrado, que nunca poupou palavras e gestos de incentivo.

Agradeço aos professores e funcionários da Copin: Prof. Nazareno Andrade, Vera Oliveira e Rebeka Lemos. Agradeço também aos professores e funcionários do Departamento de Sistemas e Computação. Meus agradecimentos a Universidade Federal de Campina

Grande, ao Centro de Engenharia Elétrica e Informática, ao Departamento de Sistemas e Computação que apoiaram integralmente a realização do meu trabalho. Agradeço também ao Governo Brasileiro, por meio da CAPES, pelo fomento fornecido para realização das atividades deste mestrado.

Epígrafe

A menos que modifiquemos a nossa maneira de pensar, não seremos capazes de resolver os problemas causados pela forma como nos acostumamos a ver o mundo.

Albert Einstein.

Dedicatória

Àqueles que estiveram ao meu lado.

Conteúdo

1	Introdução	1
1.1	Contextualização	1
1.2	Caracterização do Problema	3
1.3	Solução Proposta	4
1.4	Relevância	5
1.5	Avaliação da Solução e Resultados	6
1.6	Estrutura da Dissertação	8
2	Fundamentação Teórica	10
2.1	Sistemas Elétricos de Potência	10
2.1.1	Geração	11
2.1.2	Transmissão e Distribuição	12
2.1.3	Equipamentos	13
2.2	Manobras	17
2.2.1	Principais Tipos de Manobras	18
2.3	Regras de Intertravamento	19
2.4	Geração Manual de Manobras	20
2.5	Geração Automática de Manobras	21
2.5.1	Relação com a Teoria dos Grafos	22
3	Geração Automática de Manobras e Auditoria de Manobras	24
3.1	Geração Automática de Manobras	24
3.1.1	Informações de Tempo Real: Configuração Topológica e Disponibilidade de Equipamentos	25

3.1.2	Regras de Intertravamento Baseadas na Topologia da Rede Elétrica e nos Equipamentos	26
3.1.3	Algoritmos Genéricos para Geração de Operações de Manobras	38
3.2	Auditoria de Manobras	92
3.2.1	Auditoria de Manobras Geradas Manualmente	94
3.2.2	Auditoria de Manobras Geradas Automaticamente	95
3.2.3	Edição de Manobras	95
3.3	Trabalhos Relacionados	96
4	Avaliação	100
4.1	Validação Interna	101
4.1.1	Normalização da Topologia	102
4.1.2	Roteiros Ignorados da Comparação	103
4.1.3	Resultados e Análise	104
4.2	Validação Externa	110
4.2.1	Sistema prova-de-conceito: SmartSwitch	111
4.2.2	Resultados e Análise	113
5	Considerações Finais	115
5.1	Conclusões	115
5.2	Contribuições	117
5.2.1	Lista de Publicações	117
5.3	Trabalhos Futuros	118
	Referências Bibliográficas	120

Lista de Figuras

2.1	Sistema de Geração, Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica	11
2.2	Esquema típico de transmissão e distribuição de energia elétrica	13
2.3	Representação Gráfica de uma Chave-seccionadora em um circuito	14
2.4	Representação Gráfica de um Disjuntor em um circuito	14
2.5	Representação Gráfica de um Gerador em um circuito	16
2.6	Representação Gráfica de um Transformador em um circuito	16
2.7	Representação Gráfica de um Reator em um circuito	17
2.8	Processo de Geração de Manobras no Setor de Pré-Operação	20
2.9	Processo de Geração de Manobras no Setor de Operação	21
3.1	Processo de Recuperação de Informação de Tempo Real	26
3.2	Arranjo de Barramento com Barramento Principal e Barramento de Transfe- rência	30
3.3	Arranjo de Barramento com Disjuntor e Meio	35
3.4	Arranjo de Barramento com Barramento Principal e Barramento de Transfe- rência	45
4.1	Processo de Validação da Técnica	101
4.2	Processo de Validação da Técnica por meio da Comparação	102
4.3	Histograma dos tempos de execução para liberação de disjuntor	107
4.4	Histograma dos tempos de execução para normalização de disjuntor	107
4.5	Histograma dos tempos de execução para liberação de chave-seccionadora	108
4.6	Histograma dos tempos de execução para normalização de chave-seccionadora	109
4.7	Boxplot do tempo de execução para as manobras de liberação e normalização para disjuntor e chave-seccionadora	110
4.8	Arquitetura Geral do Sistema Smart Switch	113

Lista de Tabelas

3.1	Tabela comparativa entre as principais técnicas da literatura e a técnica deste trabalho.	99
4.1	Resultados da validação da técnica para liberação e normalização de disjuntor.	105
4.2	Resultados da validação da técnica para liberação e normalização de chave-seccionadora.	105

Lista de Algoritmos e Códigos-Fonte

3.1 Algoritmo que verifica se um disjuntor está aterrado	27
3.2 Algoritmo que verifica a possibilidade de fechar um disjuntor	28
3.3 Algoritmo que verifica a possibilidade de abrir um disjuntor	29
3.4 Algoritmo que constrói o circuito equivalente de Thévenin	33
3.5 Algoritmo que verifica se é possível operar sob uma chave	34
3.6 Algoritmo que verifica se há caminho entre os terminais de uma chave em um grafo	35
3.7 Algoritmo que verifica se é possível fechar uma chave-de-aterramento	36
3.8 Algoritmo que verifica se é possível abrir uma chave-de-aterramento	38
3.9 Algoritmo para liberação de um disjuntor	42
3.10 Algoritmo que verifica se está fluindo energia por um disjuntor	43
3.11 Algoritmo responsável por energizar um caminho	44
3.12 Algoritmo para normalização de um disjuntor	48
3.13 Algoritmo responsável por fazer o fluxo de energia fluir pelo disjuntor	49
3.14 Algoritmo responsável por interromper o fluxo atual de energia, previamente de- terminado pela liberação do disjuntor	49
3.15 Algoritmo responsável por desenergizar um caminho	50
3.16 Algoritmo para liberação de uma chave-seccionadora	52
3.17 Algoritmo para interromper carga em um equipamento	53
3.18 Algoritmo para restabelecer, se possível, a corrente cortada	53
3.19 Algoritmo para normalização de uma chave-seccionadora	56
3.20 Algoritmo para fechar os equipamentos seccionadores adjacentes à chave- seccionadora	56
3.21 Algoritmo para fechar uma chave-seccionadora	56
3.22 Algoritmo que verifica se ao fechar uma chave, algum equipamento ficará sem a proteção de um disjuntor	57

3.23	Algoritmo para liberação do terminal de uma linha de transmissão	59
3.24	Algoritmo para desenergizar o terminal de uma linha de transmissão	59
3.25	Algoritmo para isolar o terminal de uma linha de transmissão	60
3.26	Algoritmo para normalização do terminal de uma linha de transmissão	61
3.27	Algoritmo para desfazer o isolamento do terminal de uma linha de transmissão	61
3.28	Algoritmo para energizar o terminal de uma linha de transmissão	61
3.29	Algoritmo para liberação de uma linha de transmissão	63
3.30	Algoritmo para desenergizar uma linha de transmissão	64
3.31	Algoritmo para isolar uma linha de transmissão	64
3.32	Algoritmo para aterrar uma linha de transmissão	64
3.33	Algoritmo para aterrar o terminal de uma linha de transmissão	65
3.34	Algoritmo para complementação de bay de uma linha de transmissão	65
3.35	Algoritmo para normalização de uma linha de transmissão	66
3.36	Algoritmo para desaterrar uma linha de transmissão	67
3.37	Algoritmo para desaterrar o terminal de uma linha de transmissão	67
3.38	Algoritmo para desfazer o isolamento uma linha de transmissão	68
3.39	Algoritmo para energizar uma linha de transmissão	68
3.40	Algoritmo para transferência de uma linha de transmissão entre barramentos	70
3.41	Algoritmo para transferir um equipamento da barra de origem para a barra de destino	70
3.42	Algoritmo que verifica se a transferência de uma linha entre barras é uma operação possível	71
3.43	Algoritmo para conectar um equipamento na barra destino	71
3.44	Algoritmo para desconectar um equipamento da barra origem	72
3.45	Algoritmo para liberação de barramento	73
3.46	Algoritmo para transferir uma lista de equipamentos associada a uma determinada barra	73
3.47	Algoritmo para desenergizar um barramento	74
3.48	Algoritmo para normalização de um barramento	75
3.49	Algoritmo para liberação de um transformador	78
3.50	Algoritmo para desenergizar cada um dos enrolamentos de um transformador	78
3.51	Algoritmo para isolar cada um dos enrolamentos de um transformador	79

3.52	Algoritmo para aterrar cada um dos enrolamentos de um transformador	79
3.53	Algoritmo para normalização de um transformador	81
3.54	Algoritmo para desaterrar cada um dos enrolamentos de um transformador . . .	81
3.55	Algoritmo para desfazer o isolamento de cada um dos enrolamentos de um trans- formador	82
3.56	Algoritmo para energizar cada um dos enrolamentos de um transformador	82
3.57	Algoritmo para liberação de um reator	84
3.58	Algoritmo para desenergização de um reator	84
3.59	Algoritmo para isolar um reator	85
3.60	Algoritmo para normalização de um reator	86
3.61	Algoritmo para liberação de um banco de capacitor	87
3.62	Algoritmo para isolar um banco de capacitor	87
3.63	Algoritmo para normalização de um banco de capacitor	88
3.64	Algoritmo para liberação de um compensador síncrono	89
3.65	Algoritmo para normalização de um compensador síncrono	90
3.66	Algoritmo para desfazer o isolamento de um compensador síncrono	90
3.67	Algoritmo para normalização de um compensador estático	92

Capítulo 1

Introdução

1.1 Contextualização

Os *sistemas elétricos de potência* são formados por subsistemas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, que normalmente estão separados por diferentes níveis de tensão. Equipamentos elétricos como geradores, transformadores, reatores, capacitores, linhas de transmissão, disjuntores, chaves-seccionadoras, dentre outros dispositivos, compõem os sistemas elétricos de potência, e proveem os serviços necessários ao cumprimento das funções desse sistema: *geração, transmissão e distribuição* de energia elétrica [1, 2].

A energia elétrica pode ser gerada por usinas hidrelétricas, termoelétricas, ou nucleares; além de formas alternativas de geração, com o uso do vento, ou do sol, por exemplo [1]. No Brasil, devido à grande capacidade hidráulica, a maior parte da energia elétrica gerada provém de usinas hidrelétricas. A capacidade de hidroeletricidade é de cerca de 70 milhões de watts e existem 433 usinas hidrelétricas em operação [3], das quais se destacam a Usina Hidrelétrica de Itaipu – Rio Paraná, no Paraná; Belo Monte – Rio Xingu, no Pará; e São Luís do Tapajós – Rio Tapajós, Pará [4].

Os centros de produção de energia elétrica atendem a milhares de consumidores, os quais estão normalmente espalhados por amplas áreas geográficas. Para interligar os tradicionais geradores de energia elétrica aos consumidores, são necessárias longas redes interligadas de transmissão e distribuição de energia, formadas por linhas de transmissão e cabos de distribuição. Visando otimizar a transmissão e a distribuição de energia são utilizados diferentes *níveis de tensão*. Os altos níveis de tensão são usados para transmitir energia por longas

distâncias com pequenas perdas, enquanto os níveis mais baixos de tensão são usados para distribuir energia, por exemplo, em áreas residenciais, minimizando os problemas relacionados à segurança [1,2].

As subestações interligam os subsistemas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. A partir da execução de *manobras* nas subestações, é possível manter a continuidade do fornecimento de energia elétrica e garantir os níveis de tensão dentro dos limites aceitáveis, além de permitir a manutenção dos equipamentos da rede [5]. No entanto, a rede elétrica está exposta a *eventos aleatórios* como sobrecarga e falha de equipamentos, e problemas no sistema, tornando complexa a tarefa de prover energia a níveis aceitáveis de disponibilidade e qualidade [5].

As manobras são compostas por uma seqüência de operações de seccionamento, de aterramento e de controle; e realizam mudanças na configuração do subsistema de transmissão de energia elétrica, a partir da operação de dispositivos de seccionamento localizados nas subestações. As operações de seccionamento sobre esses dispositivos – disjuntores e chaves-seccionadoras –, bem como as operações de ajuste, visando manter a continuidade do fornecimento de energia e os níveis de tensão dentro dos limites, fazem a redistribuição do fluxo de energia e a regulação dos níveis de tensão.

Cada manobra tem um *objetivo*, como: isolar um disjuntor, colocando-o fora de serviço para manutenção; ou normalizar um transformador após manutenção, por exemplo.

Embora conceitualmente simples, na prática, a realização de manobras pode ser uma tarefa complexa e apresentar características atípicas. Situações anormais podem surgir, como equipamentos com defeitos e por isso mesmo, impedidos de operar; ou manobras realizadas em subestações com arranjos atípicos.

Em virtude disso, é imprescindível que as manobras devam ser bem planejadas antes de serem executadas. Operações de manobras inadequadas, mesmo que mínimas, podem afetar negativamente grande parte do sistema elétrico. Antes da execução de uma manobra na rede, é preciso uma análise prévia no sistema elétrico para prever possíveis conseqüências dessa manobra, de forma a garantir que as operações da manobra não resultarão em situações indesejadas, como por exemplo, sobrecarga de equipamentos, sobre-tensão ou falhas no sistema [2].

1.2 Caracterização do Problema

Para atender às solicitações – de manutenção de equipamentos, por exemplo – necessárias ao sistema, muitas manobras são geradas diariamente [6]. O método de geração de manobras adotado nos dias atuais é completamente *manual* e acontece nos setores de pré-operação e operação da companhia, por supervisores de operação ou operadores, respectivamente [6]. Para a geração de uma manobra, supervisores e operadores fazem uso de seus conhecimentos técnicos, de consulta a documentos normativos e de suas experiências prévias. O *tempo* de geração de uma manobra depende da complexidade da mesma e do número de equipamentos envolvidos, podendo, sob essas circunstâncias, demorar de uma hora a um dia [6].

No *setor de pré-operação*, como dito anteriormente, as manobras são geradas pelos supervisores de operação, responsáveis majoritariamente pela realização deste tipo de tarefa. Neste setor são geradas as manobras agendadas, responsáveis principalmente pela manutenção dos equipamentos da rede elétrica. O operador de turno, que potencialmente executará a manobra, é o responsável por analisá-la. Se o operador detectar algum erro, a manobra deve ser revista e corrigida pelo supervisor responsável. Ao ser considerada correta, a manobra é armazenada em uma base de dados digital (sisRTM), para ser executada quando necessário.

No *setor de operação*, em tempo real, no qual os operadores lidam com situações emergenciais de contingência, o tempo de geração de manobras deve ser mínimo, o que aumenta consideravelmente a probabilidade de ocorrência de erros de caráter técnico, por falha na análise das ações e conseqüências da manobra, ou de digitação dos roteiros. Assim, os operadores devem conciliar precisão e velocidade [6].

A demora na geração de manobras e as falhas na análise de seus efeitos, junto à alta susceptibilidade de erros, podem afetar negativamente a rede elétrica e a companhia elétrica. Quanto maior o tempo gasto na geração e execução das manobras em situações emergenciais, maior o prejuízo associado à indisponibilidade dos equipamentos envolvidos. Como dito anteriormente, executar uma manobra com erros operacionais pode levar a rede elétrica a situações indesejadas como sobre-tensão ou indisponibilidade de equipamentos e instabilidade no sistema elétrico. Em alguns casos, manobras erradas podem até danificar equipamentos.

Neste contexto, identifica-se dois problemas críticos relacionados ao processo de geração de manobras, sobretudo durante a operação em tempo real:

- *A demora na elaboração da manobra e na análise da sequência de operações pode acarretar perdas financeiras associadas à interrupção do fornecimento de energia e à indisponibilidade de equipamentos da rede elétrica;*
- *A pressa para lidar com situações emergenciais torna o processo de geração e análise de manobras suscetível a erros, o que diminui significativamente a segurança do sistema elétrico.*

1.3 Solução Proposta

Com base nos problemas enunciados, utiliza-se da geração automática de manobras para atenuar os problemas da geração manual de manobras e minimizar suas consequências. Manobras computadorizadas podem e são usadas em subestações para agilizar o processo de tomada de decisões e evitar erros humanos. Tais sistemas podem, inclusive, prover as operações de manobra de forma total ou parcial, auxiliando o operador na geração de manobras. Os computadores podem monitorar constantemente o *status* do sistema de potência, prover análises on-line do sistema e iniciar operações de mudanças na configuração do sistema [7].

De forma geral, o problema de geração automática de manobras consiste em: "Determinar uma seqüência particular de operações de seccionamento que satisfaz os requisitos ótimos de custos de operação e respeitam as restrições obrigatórias na conclusão de uma determinada tarefa da subestação" [8].

Em Long et. al. [9], são apresentadas as considerações básicas para o desenvolvimento de manobras automáticas:

- O objetivo das operações de manobra é realizar tarefas que atendam aos requisitos da transmissão, transformação e distribuição de energia, a partir da abertura e fechamento dos dispositivos seccionadores;
- Todas as regras de intertravamento operacional para segurança devem ser obedecidas;
- A entrada e saída de energia da subestação, que não tem relação com a tarefa da manobra a ser executada, não deve ser interrompida, mesmo que temporariamente;

- O estado elétrico de qualquer parte da subestação, sem relação com a tarefa sendo executada não deve mudar, mesmo que temporariamente;
- As operações de manobra devem ser executadas sequencialmente, uma por uma.

Com base nas considerações mencionadas, foram elencados alguns requisitos para solucionar o problema da geração automática de manobras no contexto deste trabalho. Esses requisitos são:

- As informações referentes às subestações da rede elétrica devem refletir o estado atual do sistema elétrico;
- A segurança do sistema elétrico, bem como do pessoal envolvido na execução da manobra deve ser assegurada a partir da avaliação de regras de intertravamento elegíveis a qualquer subestação do sistema;
- A solução deve gerar automaticamente manobras para qualquer subestação do sistema elétrico;
- A solução deve ser escalável e de tempo real, ou seja, capaz de gerar manobras em no máximo 5 segundos, independente da quantidade de equipamentos existentes na subestação;
- A solução deve demandar pouco ou nenhum esforço manual;
- A solução deve ser capaz de informar quando não for possível gerar uma manobra correta do ponto de vista elétrico.

1.4 Relevância

A técnica para geração automática de manobras apresentada neste trabalho, visando cumprir cada um dos requisitos elencados, tem as seguintes características:

- O uso de informações de tempo real a respeito da configuração topológica da rede elétrica e dos estados dos equipamentos proveniente do SCADA/EMS (Supervisory Control And Data Acquisition/Energy Management System) [10];

- A avaliação de regras de intertravamento elétrico baseada na topologia da rede elétrica e nos princípios elétricos dos equipamentos (chave-seccionadora, disjuntor, chave-de-aterramento). Por exemplo, para as chaves-seccionadoras, é utilizada a análise dos circuitos análogos Equivalentes de Thévenin e Norton de Circuitos;
- O uso de algoritmos para geração de manobras baseados em algoritmos clássicos de caminhamento em grafos, caracterizando a técnica como genérica;
- A configuração manual de informações externas é mínima, facilitando a adoção do sistema prova-de-conceito em centros de controle e instalações.

Essas características são as principais inovações deste trabalho. No levantamento bibliográfico sobre geração automática de manobras, feito no início e no decorrer deste trabalho, foram encontradas soluções baseadas em técnicas como: i) algoritmo de raciocínio baseado em casos (CBR); ii) reconhecimento de padrões orientados a componentes; iii) processos estocásticos com probabilidade condicional; e iv) esquemas baseados em regras generalizadas. A maioria dessas técnicas é utilizada em conjunto com *sistemas especialistas*, como é o caso das três primeiras soluções, ou com sistemas baseados em componentes, implementados usando o paradigma de programação orientada a objeto, como acontece na última solução. Os sistemas especialistas têm limitações associadas principalmente à escalabilidade, tempo de resposta e manutenção das informações topológicas e das regras de intertravamento. Além das limitações quanto aos requisitos elencados, nenhuma das soluções estudadas tem implementação real.

1.5 Avaliação da Solução e Resultados

Foram realizadas duas formas de validação para avaliar a técnica de geração automática de manobras no contexto de uma companhia elétrica real (Companhia Hidroelétrica do São Francisco - CHESF): validação interna – por meio da comparação de manobras geradas automaticamente com manobras padrões elaboradas manualmente por operadores e/ou supervisores da CHESF. Inicialmente, as comparações realizadas contemplaram apenas os equipamentos seccionadores: disjuntor e chave-de-seccionamento; e validação externa – por meio do sistema prova-de-conceito denominado SmartSwitch, e de um grupo de especialistas na

geração de manobras, responsáveis por avaliar a técnica em relação à corretude das manobras geradas; e o sistema em relação à usabilidade.

A partir desta avaliação, foi observado que todas as manobras geradas automaticamente estão corretas do ponto de vista elétrico e satisfazem os objetivos aos quais se destinam. Além disso, o percentual de acerto das manobras geradas automaticamente para disjuntor, em relação às manobras programadas padrões é de 91,1% e 90,4%, para liberação e normalização, respectivamente. O tempo de geração de manobras também foi medido e apresentou queda significativa – para as manobras de disjuntores, o tempo de execução variou entre 14 e 16 milissegundos; para as manobras de chaves-seccionadoras, este tempo variou entre 15 e 22 milissegundos. Com base nos dados apresentados, a técnica de geração automática de manobras é aplicável e o sistema prova-de-conceito é de extrema utilidade a uma companhia colaboradora. Este é um fator que reforça a importância deste trabalho, pois permite que o sistema prova-de-conceito seja adotado em um contexto real de geração de manobras. Outras contribuições deste trabalho são o desenvolvimento de uma solução genérica baseada na modelagem da topologia a partir da teoria dos grafos; e a disponibilização, na forma de pseudo-código, dos algoritmos desenvolvidos para a geração e auditoria automática de manobras.

A automação da geração de manobras e a auditoria de manobras, ambas inseridas no contexto deste trabalho, auxiliam os supervisores de operação e os operadores de turno no desenvolvimento de suas funções, nos setores de pré-operação e operação, respectivamente. Ou seja, agiliza o ciclo geração/execução das manobras, minimizando o tempo de geração de manobras; aumenta a confiabilidade das manobras que serão executadas, dada a baixa na probabilidade de ocorrência de erros, garantindo a segurança do sistema elétrico e diminuindo as perdas financeiras associadas à indisponibilidade de equipamentos e à interrupção do fornecimento de energia elétrica.

A solução apresentada neste trabalho contempla a geração automática de dois subconjuntos das operações de uma manobra: as operações de seccionamento e aterramento; e as operações de transferência da proteção, seguramente as mais importantes de uma manobra. Embora contemplado na solução atual, ou seja, elaborada em paralelo, as operações de transferência da proteção fogem ao escopo deste trabalho de dissertação [11]. Outras limitações são: geração de manobras para um único equipamento; geração de manobras para situações

normais da topologia; e não notificar todas as situações nas quais não se pode gerar manobras corretas do ponto de vista elétrico. O trabalho desenvolvido em paralelo, como citado para a geração de ações de transferência, é o responsável pela continuidade deste trabalho e pela solução das limitações.

Com base no exposto, pode-se afirmar que o presente trabalho contribui para o **estado da arte**, uma vez que elucida requisitos importantes à solução do problema e, além disso, satisfaz grande parte desses requisitos; e contribui para o **estado da prática**, já que disponibiliza uma ferramenta aplicável no contexto de uma companhia hidroelétrica real.

1.6 Estrutura da Dissertação

Este capítulo apresentou as informações gerais sobre o trabalho realizado, caracterizando o contexto do trabalho, definindo o problema abordado, evidenciando as principais características da solução, bem como sua relevância, limitações e principais contribuições.

O Capítulo 2 apresenta a fundamentação teórica sobre os conceitos necessários ao entendimento deste trabalho. Tais conceitos abrangem a caracterização dos sistemas elétricos de potência, bem como a definição dos equipamentos elétricos e de suas funções; a explicação do que são manobras e regras de intertravamento, dando ênfase aos intertravamentos elétricos baseados na configuração topológica; e por fim, a elucidação do processo de geração de manobras manual e automático.

A geração automática de manobras, o detalhamento de cada característica da técnica utilizada, bem como o caráter inovador deste trabalho em relação aos demais trabalhos da literatura são apresentados no Capítulo 3. Neste capítulo, também são apresentadas as diversas formas de auditoria de manobras – o subproduto da técnica de geração automática de manobras.

A avaliação da técnica no contexto de uma companhia elétrica real é representada, no Capítulo 4, por duas formas de validação: validação interna, por meio da comparação de manobras padrões com manobras geradas automaticamente; e validação externa, por meio de um sistema prova-de-conceito denominado SmartSwitch, cujo público alvo – operadores e supervisores da operação – junto com outros especialistas são responsáveis por avaliar a técnica em relação à corretude e o sistema, no tocante à usabilidade.

Por fim, o Capítulo 5 apresenta as considerações finais desta dissertação. A primeira parte destas considerações, relatada na Seção 5.1, apresenta conclusões e considerações sobre a técnica desenvolvida. A Seção 5.2 apresenta a segunda parte, enumerando as principais contribuições deste trabalho, bem como a lista de trabalho publicados. A última parte das considerações, descrita na Seção 5.3, contempla sugestões de trabalhos futuros identificados a partir das limitações da técnica apresentada neste trabalho.

Capítulo 2

Fundamentação Teórica

Para o completo entendimento do trabalho apresentado neste documento, faz-se necessário o conhecimento de alguns tópicos. Neste capítulo, são apresentados de forma breve conceitos importantes que basearam este trabalho. Na Seção 2.1 apresentamos os sistemas elétricos de potência, com seus subsistemas de geração, transmissão e distribuição de energia; e os equipamentos que o compõem. Na Seção 2.2 definimos o que são manobras e citamos os principais tipos de manobras existentes; enquanto que na Seção 2.3 apresentamos e definimos as regras de intertravamento. Por fim, a Seções 2.4 descreve o processo de geração manual de manobras, enquanto que a Seção 2.5 caracteriza a geração automática de manobras.

2.1 Sistemas Elétricos de Potência

Os *sistemas elétricos de potência* são formados pela composição dos subsistemas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. A energia é produzida nas unidades de geração que normalmente atendem a milhares de consumidores. Para conectar a geração de energia e os consumidores finais, são necessárias grandes redes – interligadas – de transmissão e distribuição de energia elétrica [1]. Em linhas gerais, a energia gerada nas unidades de geração é transmitida em linhas de alta tensão e extra-alta tensão até subestações de transformação que reduzem a tensão de operação e transmitem a energia para curta e média distâncias. Neste nível de tensão, são atendidos os consumidores industriais de grande porte que possuem subestações próprias, e as subestações de distribuição. Nas subestações de distribuição

há nova redução de tensão, e essa energia com menor tensão supre os consumidores industriais de pequeno porte, bem como o sistema de distribuição secundária. Este último sistema encarrega-se de levar energia aos consumidores residenciais e comerciais [12]. A Figura 2.1 apresenta um esboço de um sistema elétrico de potência.

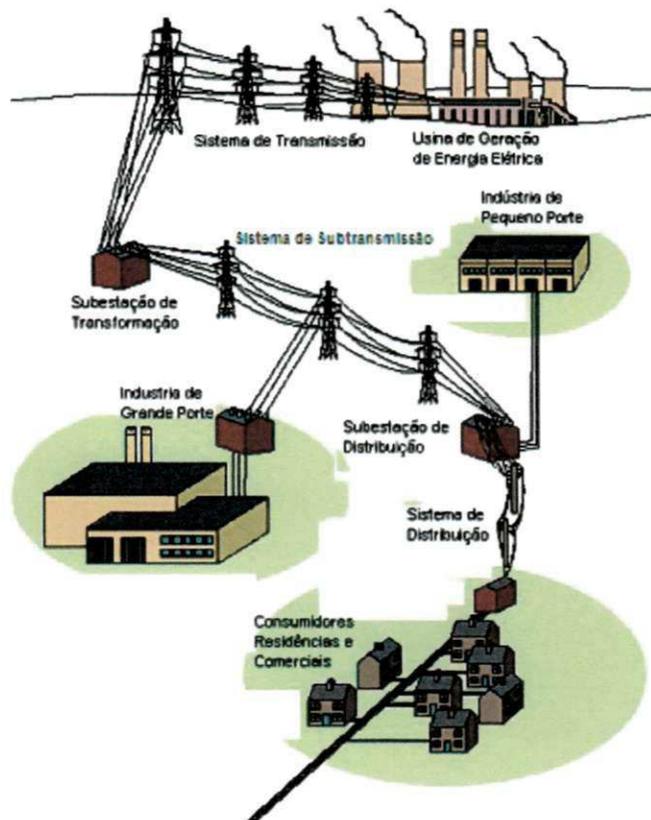


Figura 2.1: Sistema de Geração, Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica

2.1.1 Geração

A geração de energia elétrica consiste na transformação de alguma forma de energia em energia mecânica que é utilizada para fazer funcionar os geradores elétricos [12]. Tipicamente, geradores são movidos por energia primária como água ou vapor [13]. No Brasil, a energia hidráulica é dominante, tendo em vista que esse país é um dos mais ricos do mundo em recursos hídricos [3]. Daremos ênfase à geração de energia hidrelétrica.

A geração de energia hidrelétrica envolve o armazenamento de um fluido - tipicamente água de rios, a conversão da energia hidráulica da água em energia mecânica através de uma turbina hidráulica, e a conversão da energia mecânica em energia elétrica através de um ge-

rador elétrico [12]. Hidrelétricas variam em capacidade de geração de poucos kilowatts a milhares de megawatts, a depender do volume de água disponível [13]. Para que a energia gerada chegue ao seu destino final, são utilizados os subsistemas de transmissão e distribuição de energia.

2.1.2 Transmissão e Distribuição

O objetivo dos subsistemas de transmissão e distribuição de energia é levar a energia gerada das usinas de geração para os consumidores [12]. Normalmente, as usinas de geração de energia estão localizadas a quilômetros de distância de onde a energia será utilizada - cidades ou complexos industriais [13]. Portanto, uma sofisticada rede de condutores formada por linhas de transmissão e cabos de distribuição conectam os produtores de energia e os consumidores finais.

Linhas de transmissão de alta tensão têm maior capacidade de transmissão de energia por grandes distâncias que linhas de transmissão de baixa tensão. Quando a tensão da linha aumenta, a corrente necessária para a transmissão da energia é reduzida. Com essa redução, há a minimização das perdas de energia causadas pela resistência da linha [13]. A energia gerada nas usinas de geração tem tensão entre 5 e 25 kV, níveis de tensão considerados baixos. Portanto, logo na saída das usinas de geração estão localizadas as subestações de transformação responsáveis por elevar a tensão da energia antes de sua transmissão [12]. Por questões de segurança, em áreas próximas aos consumidores a tensão é novamente reduzida, evitando incêndios elétricos [14], por exemplo.

Para ilustrar estas transformações, a Figura 2.2 apresenta um esquema típico de transmissão e distribuição de energia. Como pode ser visto, logo após a geração nas usinas de geração, a tensão é elevada para 500kV; para transmissão dessa energia até uma subestação distante, faz-se uso de uma linha de transmissão de extra-alta tensão. Na subestação, a tensão é reduzida de 500kV para 230kV, e a energia é retransmitida através de linhas de alta tensão para subestações de alta tensão que estão mais próximas das cidades. Nas subestações de alta tensão, a tensão é novamente reduzida, agora, de 230kV para 69kV e a energia é levada através de linhas de sub-transmissão (média tensão) até as subestações de distribuição, nas quais a tensão é novamente reduzida: de 69kV para 13.8kV. Várias linhas de distribuição saem das subestações de distribuição em postes ou dutos subterrâneos, levando a energia até

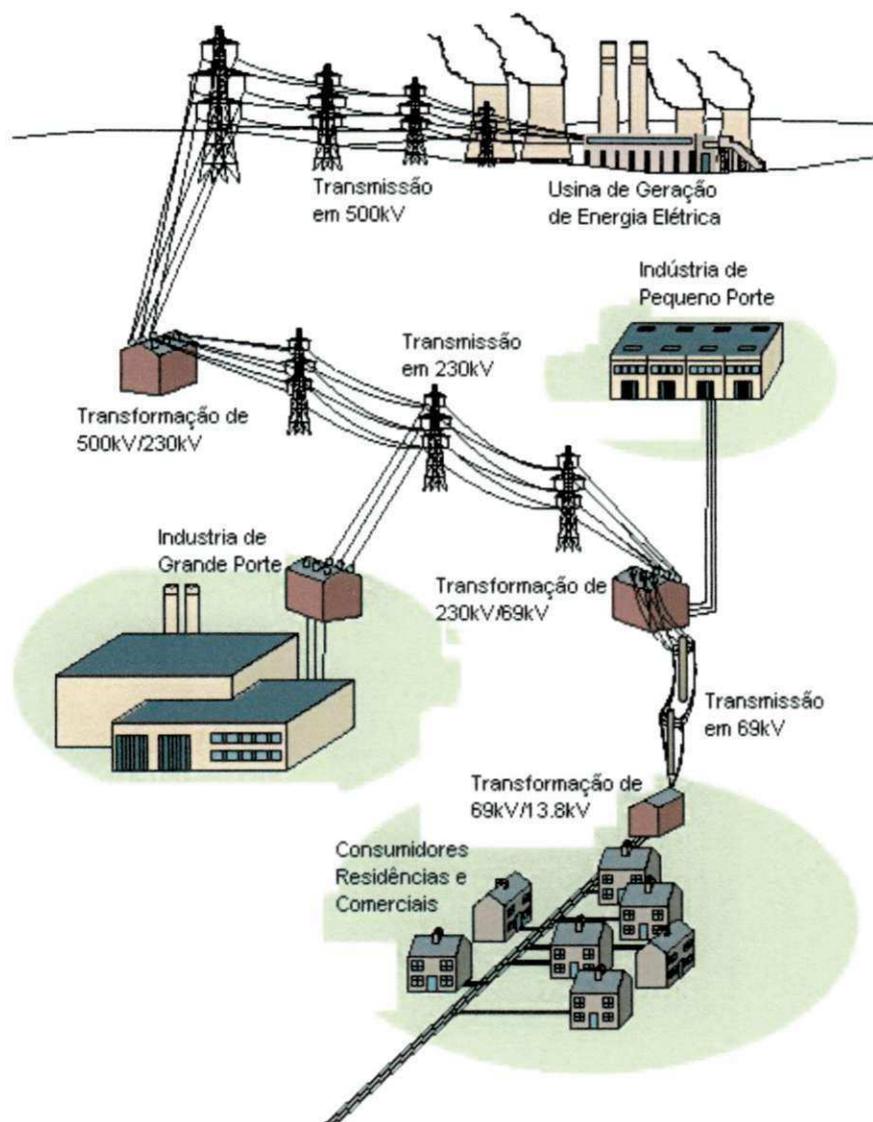


Figura 2.2: Esquema típico de transmissão e distribuição de energia elétrica

as ruas e avenidas. Antes de alcançar os consumidores residenciais, a energia passa por mais uma transformação de tensão de 13.8kV para 230kV ou 115 kV, a depender da região [12].

2.1.3 Equipamentos

Para que um sistema de potência possa realizar sua meta, é necessária uma sucessão de eventos; que vão da geração à distribuição de energia elétrica. Cada um dos equipamentos do sistema elétrico desempenha um papel fundamental na operação do sistema [2]. Esta seção dá uma visão geral de cada um dos mais importantes equipamentos da rede elétrica.

Chave-Seccionadora



Figura 2.3: Representação Gráfica de uma Chave-seccionadora em um circuito

Chaves-seccionadoras, representadas graficamente na Figura 2.3, são dispositivos mecânicos utilizados para desconectar disjuntores, seções de barramentos e outras partes do sistema [2]. Em subestações, essas chaves são usadas para (i) isolar equipamentos em períodos de manutenção; (ii) manobrar circuitos, possibilitando transferência de carga entre barramentos; e (iii) permitir o *bypass* de equipamentos (disjuntores) [12].

Uma chave-seccionadora é usada para abrir um circuito somente após a corrente ter sido interrompida por outro dispositivo [2], freqüentemente um disjuntor.

Disjuntor



Figura 2.4: Representação Gráfica de um Disjuntor em um circuito

Disjuntores, representados graficamente na Figura 2.4, são dispositivos mecânicos capazes de interromper ou estabelecer a passagem da corrente elétrica de forma rápida, seja durante a operação normal do circuito, seja em casos de falha. Um disjuntor pode ser aberto automaticamente pela proteção do sistema elétrico durante uma falha no sistema, a exemplo de um curto-circuito, para evitar que os efeitos do problema se propaguem para o restante da rede elétrica e para evitar danos no sistema [12].

Chave-de-aterramento

Uma chave-de-aterramento é usada para conectar o equipamento à terra; o que ocorre, geralmente, após o equipamento ter sido isolado do sistema. Antes de passar por uma manutenção, o equipamento deve ser isolado e os elétrons existentes nele devem ser direcionados

para a terra [2]. As chaves-de-aterramento possuem intertravamento mecânico com a chave-seccionadora do circuito para impedir que um circuito fechado seja aterrado.

Linha de Transmissão

Linhas de transmissão são equipamentos condutores; são o meio físico utilizado para transportar energia elétrica das usinas de geração até as áreas consumidoras [12]. A representação gráfica desse equipamento - de forma simplificada - é um segmento de reta. As linhas de transmissão são classificadas de acordo com sua tensão de operação em: (i) linhas de alta tensão; e (ii) linhas de sub-tensão [10].

Barramento

Os barramentos são elementos estruturais das subestações [12]. Eles são os responsáveis pelas conexões físicas entre vários equipamentos, como linhas de transmissão, transformadores de corrente, reatores, entre outros. Por isso, são considerados os principais condutores das subestações [13] e servem de conexão comum para dois ou mais circuitos [2]. Normalmente uma subestação tem um barramento de entrada, no qual estão conectados os condutores das linhas de transmissão e sub-transmissão; e um barramento de saída, no qual estão conectados os circuitos de saída da subestação [12].

Existem várias configurações possíveis para os arranjos de barramento e dispositivos de interrupção e manobra (chaves-seccionadoras e disjuntores) [12]. Muitos fatores, a exemplo de: confiabilidade, segurança, custos e complexidade - do serviço e da subestação -, devem ser considerados para determinar qual configuração de arranjo será usada. Por exemplo, subestações que fornecem energia para áreas com alta densidade populacional ou com serviços críticos como hospitais, devem ter configurações mais elaboradas, já que as conseqüências da interrupção do fornecimento de energia nessas áreas podem ser graves [13].

As configurações de arranjos de barramento mais comuns são (i) barramento simples; (ii) barramento duplo; (iii) barramento principal e barramento de transferência; (iv) barramento duplo, disjuntor simples e chaves seccionadoras para seleção de barramento; (v) barramento em anel; (vi) disjuntor e meio. No escopo deste trabalho não é necessário classificar os tipos de barramentos, tendo em vista que a técnica apresentada é independente da configuração de arranjo usada na subestação. Por isso, não serão detalhados os tipos de arranjos de

barramentos.

Gerador



Figura 2.5: Representação Gráfica de um Gerador em um circuito

Geradores elétricos, representados graficamente pela Figura 2.5, são dispositivos capazes de converter alguma forma de energia em energia elétrica. O gerador mais comum é o eletromecânico, que converte energia mecânica em energia elétrica, a exemplo dos geradores utilizados em usinas hidrelétricas. Esses geradores convertem a energia mecânica gerada pelas turbinas, devido ao movimento de um fluido, em energia elétrica [12].

Transformador



Figura 2.6: Representação Gráfica de um Transformador em um circuito

Um transformador, cuja representação gráfica pode ser vista na Figura 2.6, é um dispositivo elétrico estático que por, indução eletromagnética, transforma energia de um enrolamento (i.e. circuito) - chamado primário - para um ou mais enrolamentos - chamados, respectivamente de secundário e terciário. A variação da relação entre o número de enrolamentos do circuito primário e do circuito secundário (e, quando aplicável, do circuito terciário) é feita através do *tap*. Nesta transformação, a frequência elétrica é mantida, no entanto, a corrente e as tensões são alteradas [12]. Os transformadores são considerados os principais componentes de uma subestação, responsáveis pela elevação ou diminuição da tensão elétrica.

Reator



Figura 2.7: Representação Gráfica de um Reator em um circuito

Reator, cuja representação gráfica está na Figura 2.7, é uma outra denominação para indutor de alta-tensão. Na essência, os reatores são idênticos aos transformadores de enrolamento único. Nos sistemas elétricos de potência, os reatores exercem duas funções básicas: (i) regulação da tensão do sistema de transmissão. Nesse caso, os reatores são usados nas conexões entre uma linha de transmissão e a terra, absorvendo a energia reativa excedente vinda da geração ou da linha de carga - termo usado para descrever os efeitos de capacitância ao longo das linhas de transmissão; e (ii) redução de corrente de falta em linhas de transmissão. Neste caso, os reatores são conectados ao circuito em série [15]

Banco de Capacitor, Compensador Estático e Compensador Síncrono

Esses dispositivos são considerados equipamentos de regulação, assim como os reatores. Eles são responsáveis por prover reatância capacitiva ao sistema, o que significa que eles injetam energia reativa no sistema para impulsionar os níveis de tensão local. A principal diferença entre eles é que os compensadores síncrono e estático são ajustados continuamente, de acordo com a necessidade do sistema; e os bancos de capacitores são controlados manualmente, sendo colocados ou retirados do sistema a partir do manuseio de dispositivos de seccionamento (disjuntores e chaves).

Qualquer um dos equipamentos pode ser conectado em paralelo ou em série com a carga. No entanto, operam em série apenas em algumas situações específicas, principalmente em linhas de transmissão [14].

2.2 Manobras

A *manobra* é uma das principais e mais básicas operações em subestações elétricas [9]. Uma manobra é uma sequência de operações que devem ser executadas na rede elétrica

de modo a garantir a continuidade do fornecimento de energia elétrica e manter os níveis de tensão dentro dos limites aceitáveis [5]. As operações consistem na combinação de abertura e fechamento de dispositivos seccionadores. A sequência apropriada de operações deve alterar a configuração da rede elétrica com o menor número de operações possíveis sem violar as restrições de seccionamento, sem causar interrupção do fornecimento de energia elétrica ou pôr em risco a segurança do pessoal e dos equipamentos [2].

2.2.1 Principais Tipos de Manobras

Manobras são executadas em resposta a eventos que ocorrem na rede elétrica, sejam eles aleatórios ou programados. Alguns eventos que requerem a execução de manobras são [2]:

- Falhas - A manobra deve isolar o equipamento com falha e restaurar o fornecimento de energia através de circuitos não faltosos;
- Sobrecarga - A manobra deve redistribuir as cargas, de modo que elas sejam corretamente distribuídas ao longo dos circuitos;
- Sobre-tensão ou Sub-tensão - A manobra deve inserir ou retirar reatores do sistema, ou ajustar *taps* de transformadores de modo que as tensões dos barramentos fiquem dentro dos limites;
- Manutenção - A manobra deve isolar e aterrar o equipamento antes que a manutenção aconteça;
- Restauração - Quando parte de um circuito fica fora de serviço, a rede é reconfigurada de modo que os consumidores não sejam privados do fornecimento de energia.

Com base nos eventos descritos acima, as manobras de uma subestação são classificadas em (i) manobra de falha; (ii) manobra de restauração; (iii) manobra de reconfiguração de sistema; e (iv) manobra de manutenção. Dentre essas manobras, a relacionada à falha é a mais crítica e a relacionada à manutenção é a menos crítica.

Determinar as operações de uma manobra pode ser um processo complexo tendo em vista que muitas restrições devem ser satisfeitas [2]. Além disso, podem apresentar características atípicas: manobra em arranjos de configuração não-triviais ou com equipamentos defeituosos e impedidos de operar [5].

2.3 Regras de Intertravamento

São restrições inseridas nas manobras para garantir que as operações a serem realizadas mantenham a segurança do sistema e do pessoal; e para diminuir a quantidade de erros de operações de seccionamento nas manobras [2].

As operações de intertravamento são classificadas em dois grupos:

1. **Intertravamento Operacional:** Previne operações de seccionamento que podem danificar equipamentos; ou podem causar interrupção no fornecimento de energia aos consumidores. Por exemplo, ao liberar um disjuntor para manutenção, deve-se procurar um caminho alternativo para o fluxo de energia para que o fornecimento de energia não seja interrompido.
2. **Intertravamento de Manutenção:** Protege o pessoal que está trabalhando no equipamento. Esse tipo de intertravamento é mais restritivo e inclui o uso de cadeados.

As subestações mais novas utilizam esquemas de intertravamento lógicos, nos quais os estados dos dispositivos seccionadores e a ação desejada são supervisionados por controladores lógicos. A segurança da operação de seccionamento é garantida por uma lógica pré-programada. Apesar de ser mais flexível que o intertravamento mecânico em alguns pontos, como por exemplo, na facilidade de execução, o intertravamento lógico aumenta consideravelmente a complexidade do *design* da lógica de seccionamento.

As regras de intertravamento são normalmente representadas por expressões booleanas [16] e permitem uma determinada operação quando seu valor de retorno é verdadeiro. Essas regras são baseadas em um conjunto de operações de seccionamento e, por isso, são específicas para um determinado diagrama unifilar de uma subestação [16], tornando-as dependentes da configuração topológica dessa subestação.

Além das expressões booleanas, as regras de intertravamento podem ser inferidas a partir da configuração topológica da subestação. Os principais trabalhos que tratam dessa forma de avaliação das regras de intertravamento são: Brand et. al [16] e Hutchinson [17]. Nesse caso, são chamadas de regras de intertravamento baseadas na topologia da rede elétrica.

2.4 Geração Manual de Manobras

Em uma subestação, decisões de manobras podem ser feitas por operadores - de forma manual - ou por computadores - de forma automática [9]. Esta seção define e detalha a geração manual de manobras. A geração automática de manobras é apresentada na seção seguinte.

Muitas das subestações atuais são operadas manualmente por operadores treinados que usam guias de instruções predefinidos [7]. A geração de manobra é uma das atividades mais comuns na operação de uma subestação e normalmente é realizada de forma totalmente manual. Acontece nos setores de operação e pré-operação, por operadores e supervisores de operação, respectivamente. O tempo de geração de uma manobra depende da sua complexidade e do número de equipamentos envolvidos, podendo demorar de uma hora a um dia [6].

No setor de pré-operação, os supervisores geram as manobras e os operadores de turno, que potencialmente executarão as manobras, são os responsáveis pela análise das operações da manobra. Se o operador identificar qualquer erro ou inconsistência, a manobra é corrigida e passa por nova análise, como é mostrado na Figura 2.8.

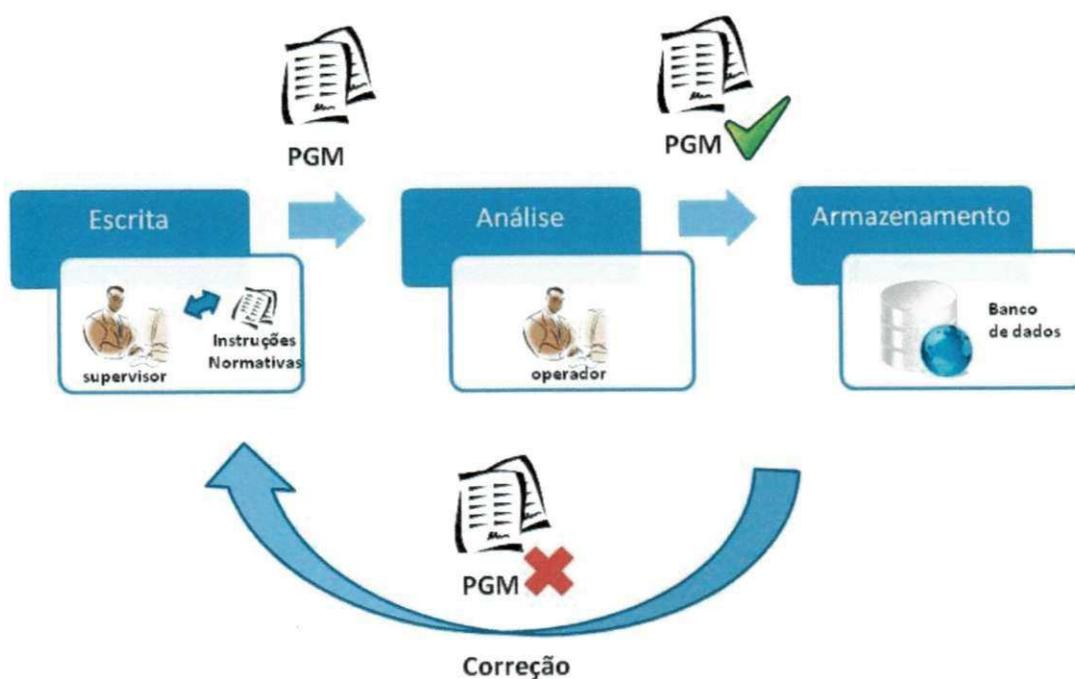


Figura 2.8: Processo de Geração de Manobras no Setor de Pré-Operação

No setor de operação, que lida principalmente com situações de contingência, os opera-

dores são os responsáveis pela geração e pela análise das manobras. O tempo de geração de manobras sob essas condições deve ser mínimo, o que aumenta consideravelmente a probabilidade de ocorrência de erros, seja de digitação ou de caráter técnico - falha na análise das conseqüências da manobra no sistema elétrico. Assim, os operadores devem conciliar precisão e velocidade. A Figura 2.9 ilustra como o processo de geração no setor de operação acontece.

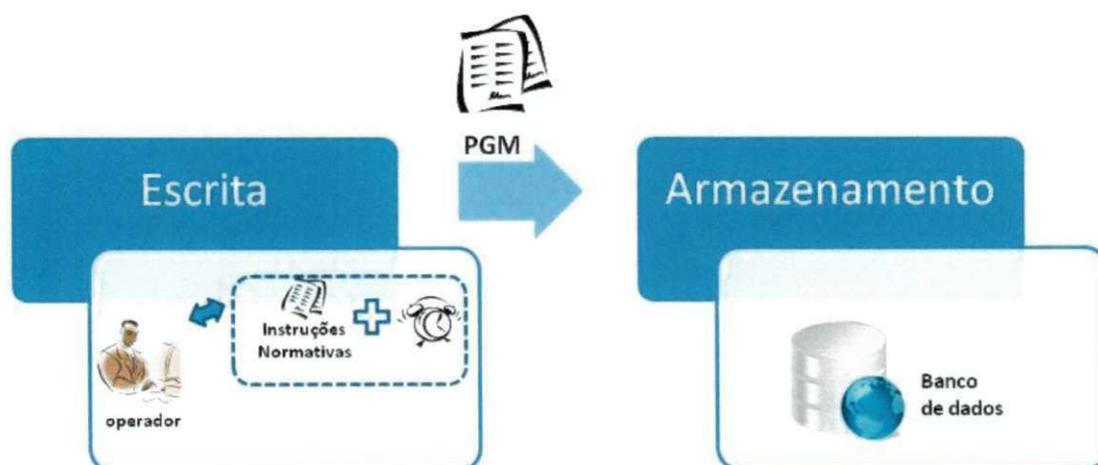


Figura 2.9: Processo de Geração de Manobras no Setor de Operação

2.5 Geração Automática de Manobras

A geração automática de manobras tem sido fundamental na evolução da automação de subestações. Manobras computadorizadas são usadas em subestações para auxiliar o operador. Os sistemas de computador podem gerar seqüências de operações completas ou parciais. Essas manobras são usadas para acelerar o processo de tomada de decisão dos operadores e evitar erros humanos [7].

O problema de geração automática de manobras consiste em: Determinar uma seqüência particular de operações de manobra que respeite as restrições obrigatórias, ou seja, as regras de intertravamento, para conclusão de uma tarefa da subestação [9].

Long et. al [9] citam questões que devem ser consideradas na geração automática de manobras [9]:

- O objetivo das operações de seccionamento é realizar tarefas que atendem os requisi-

tos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica; abrindo e fechando os dispositivos seccionadores;

- Todas as regras de intertravamentos operacionais devem ser seguidas;
- Todas as partes de entrada e saída da subestação não relacionada com a tarefa requerida não deve ter energia interrompida, mesmo que temporariamente;
- Os estados elétricos de qualquer parte da subestação não relacionada com a tarefa requerida não deve mudar, mesmo que temporariamente;
- Operações de seccionamento devem ser executadas de forma seqüencial.

O maior obstáculo para utilização da geração automática de manobras é que elas devem ser projetadas e desenvolvidas especificamente para uma subestação particular do sistema [7].

2.5.1 Relação com a Teoria dos Grafos

Um grafo é qualquer objeto matemático que envolve entidades e relações entre elas [18].

Formalmente, um grafo $G = \langle V, E \rangle$ consiste em dois conjuntos V e E , em que:

- V é um conjunto de elementos chamados vértices (ou nodos).
- E é um conjunto de elementos chamados arestas. Cada aresta conecta dois vértices do grafo.

Devido à sua simplicidade inerente, a teoria dos grafos tem uma gama muito ampla de aplicações na engenharia, na física, ciências sociais e biológicas, entre outras inúmeras áreas [19].

Uma rede elétrica é uma coleção de dispositivos - resistores, indutores, transistores, seccionadores, capacitores, transformadores, etc - elétricos interconectados. Grafos podem ser usados para modelagem da rede elétrica, uma vez que as propriedades dessa rede são funções de apenas dois fatores [19]:

1. As características dos elementos que compõem a rede elétrica.
2. A forma com que esses elementos estão ligados entre si, formando a topologia da rede.

Com base no exposto, a rede elétrica pode ser - dentre outras formas - modelada como um grafo não dirigido, no qual os equipamentos da rede são os vértices (V) e a conexão entre esses equipamentos são as arestas (E) [20]. A conectividade entre dois equipamentos quaisquer da rede elétrica é definida por um caminho que contém - dentre outros - vértices (i.e equipamentos) denominados dispositivos seccionadores, que quando fechados, permitem a passagem do fluxo de energia.

A modelagem da rede elétrica e suas subestações na forma de grafos minimiza os problemas relacionados à geração automática de manobras para a configuração topológica de uma subestação particular, permitindo, a partir do uso de algoritmos elementares da teoria dos grafos, que a mesma técnica de geração automática de manobras seja usada para praticamente todas as configurações topológicas existentes.

No contexto deste trabalho, os algoritmos da teoria dos grafos mais importantes são os de caminhamento em grafos: (i) busca em largura (BFS); e (ii) busca em profundidade (DFS). Esses algoritmos viabilizam a análise da configuração topológica da rede elétrica (grafo), bem como a busca por equipamentos (nodos) e caminhos de conexão entre equipamentos (conjuntos de arestas). Detalhes sobre esses algoritmos clássicos da teoria dos grafos podem ser encontrados em [21].

Capítulo 3

Geração Automática de Manobras e Auditoria de Manobras

Este capítulo apresenta a solução elaborada no decorrer deste trabalho, usada para minimizar os problemas relacionados à geração manual de manobras. O capítulo está organizado em três grandes seções. As duas primeiras seções apresentam em detalhes os trabalhos desenvolvidos: (i) a técnica de geração automática de manobras, a solução principal do trabalho, bem como a apresentação detalhada de suas características; e (ii) a técnica de auditoria de manobras, subproduto da primeira técnica. Por fim, faz-se uma comparação entre as principais soluções estudadas na literatura para geração automática de manobras e a presente técnica, ressaltando as características inovadoras desta última.

3.1 Geração Automática de Manobras

Como previamente apresentado na Seção 2.5, o problema de geração automática de manobras pode ser definido, resumidamente, como: "*Determinar uma sequência particular de operações de manobras que respeite as regras de intertravamento para a realização de uma determinada tarefa em uma subestação.*"

A solução ideal para resolução deste problema deve satisfazer a alguns requisitos. Dentre os requisitos fundamentais, estão [6]:

1. As informações necessárias à geração de manobras, usadas pela solução, devem retratar o estado atual do sistema elétrico. A configuração topológica e o estado dos

equipamentos, por exemplo, devem ser recuperados em tempo real do sistema de supervisão da rede elétrica SCADA/EMS;

2. A segurança do sistema elétrico, bem como do pessoal envolvido na execução da manobra deve ser assegurada pela solução por meio da avaliação de regras de intertravamento elegíveis a qualquer subestação do sistema elétrico;
3. A solução deve ser aplicável a quaisquer tipos de configurações topológicas das subestações do sistema elétrico;
4. A solução deve demandar pouco ou nenhum esforço com configuração manual;
5. A solução deve ser escalável, ou seja, capaz de gerar manobras em no máximo 5 segundos, mesmo para subestações com milhares de equipamentos;
6. A solução não deve gerar manobras erradas, ou seja, deve ser capaz de informar caso não seja possível gerar uma manobra correta do ponto de vista elétrico, devido à limitações nos algoritmos ou por problemas na modelagem topológica.

A técnica apresentada neste trabalho resolve o problema de geração automática de manobras satisfazendo os principais requisitos definidos anteriormente e contribuindo com o estado da arte, uma vez que nenhuma outra técnica estudada é capaz de satisfazer a todos os requisitos; e com o estado da prática.

3.1.1 Informações de Tempo Real: Configuração Topológica e Disponibilidade de Equipamentos

Informações relevantes sobre a rede elétrica, como a configuração topológica das subestações e o estado dos equipamentos de seccionamento, são extraídas em tempo real do sistema de supervisão da rede elétrica SCADA/EMS [10]. A comunicação com o SCADA é feita por intermédio do *Smart Framework*, mais especificamente pela peça de software chamada *Smart Model* [12].

A Figura 3.1 ilustra a estrutura do processo de recuperação de informação do sistema elétrico em tempo real. Como pode ser visto, a informação é recuperada via *Smart Framework*, usado no sistema prova-de-conceito *Smart Switch*.

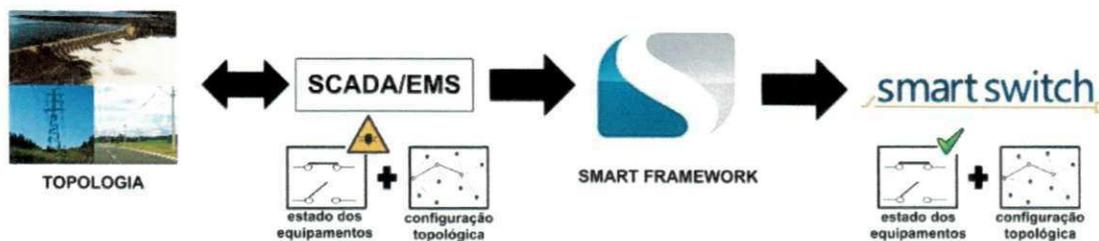


Figura 3.1: Processo de Recuperação de Informação de Tempo Real

Os estados dos equipamentos são recuperados a cada 5 segundos, enquanto que a configuração topológica da rede é atualizada uma vez por dia, tendo em vista que alterações na configuração topológica das subestações não são frequentes. Os estados assumem os valores *aberto* e *fechado*. É importante ressaltar que se um equipamento não é supervisionado pelo sistema de monitoramento SCADA/EMS, não é possível recuperar, em tempo real, o estado desse equipamento. Além disso, situações de impedimento, nas quais os equipamentos tem o estado *impedido* e não podem operar, não são recuperadas em tempo real. Este estado de impedimento é informado de forma manual.

3.1.2 Regras de Intertravamento Baseadas na Topologia da Rede Elétrica e nos Equipamentos

As regras de intertravamento são inseridas nas manobras para garantir a segurança operacional do sistema elétrico, dos equipamentos e, em especial, dos trabalhadores da companhia, eventualmente envolvidos na execução da manobra. Intertravamentos e decisões baseadas em ferramentas computacionais, incorporadas ao sistema de controle de uma subestação podem auxiliar o operador na escolha das decisões mais apropriadas para a composição de uma manobra [2], ajudando na prevenção de danos nos equipamentos e na propagação de falhas pelo sistema elétrico.

Os intertravamentos operacionais (i.e. intertravamentos elétricos) evitam, por exemplo, que uma chave seja fechada inapropriadamente, causando fluxo de corrente através dela e resultando em um arco voltaico. Essa operação, se realizada de forma indevida, pode causar sérios danos à chave e até mesmo ao sistema elétrico como um todo.

As regras de intertravamento modeladas por esta solução se fundamentam na configu-

ração topológica da rede elétrica – o que as torna genéricas, independentes da disposição dos equipamentos na topologia, e elegíveis a qualquer subestação do sistema; nos princípios elétricos; e nos estados atuais dos equipamentos. No contexto deste trabalho, disjuntores e chaves (incluindo chaves-de-aterramento) podem estar nos estados *aberto*, *fechado* ou *impedido* de operar.

Uma restrição é comum à operação de todos os equipamentos mencionados: Não é possível manusear um equipamento que esteja impedido de operar, por haver uma falha, ou estar em manutenção, por exemplo.

Os algoritmos que representam as regras de intertravamento para operação de um equipamento e os princípios elétricos destes equipamentos – disjuntor, chave-seccionadora, chave-de-aterramento – são apresentados a seguir. Para exemplificar os conceitos discutidos, também são apresentados alguns cenários de verificação de operação equipamentos.

Disjuntor

Para operar – fechar ou abrir – um disjuntor de forma segura, algumas restrições devem ser satisfeitas.

Operação: Fechar A ação de *fechar* uma chave-de-aterramento em circuito energizado conduz uma falta à terra, resultando em um fluxo excessivo de corrente. Esta operação pode danificar o equipamento ou colocar em perigo o pessoal que está fazendo o aterramento [2]. Por isso, um disjuntor *não deve ser fechado* se um dos seus terminais estiver conectado à terra e o outro estiver conectado a um equipamento energizado (*source*). O Algoritmo 3.1 apresenta a asserção que verifica se um disjuntor está aterrado.

Outras restrições, como: (i) um disjuntor não deve ser fechado se uma das chaves-seccionadoras associadas à ele estiver em movimento; e (ii) um disjuntor não deve ser fechado se conectará duas linhas de transmissão que não estão sincronizadas; citadas por Dhakal et al [2] são condições implícitas desta solução, tendo em vista seu escopo e domínio, e por isso, não estão presentes na asserção que verifica a possibilidade de fechar um disjuntor.

Algoritmo 3.1 Algoritmo que verifica se um disjuntor está aterrado

```
1: function ESTAAATERRADO (disjuntor)
2:   estaAterrado ← falso
3:   for cada terminal do disjuntor do
4:     if existe um caminho fechado entre o terminal e a terra then
5:       estaAterrado ← verdadeiro
6:     end if
7:   end for
8:   return estaAterrado
9: end function
```

O Algoritmo 3.2 descreve a asserção de verificação de operação – com o intuito de fechar – de um disjuntor.

Algoritmo 3.2 Algoritmo que verifica a possibilidade de fechar um disjuntor

```
1: function PODEFECHAR (disjuntor)
2:   podeFechar ← verdadeiro
3:   if disjuntor.estado = impedido OR ESTAAATERRADO(disjuntor) then
4:     podeFechar ← falso
5:   end if
6:   return podeFechar
7: end function
```

Operação: Abrir Do ponto de vista elétrico, um disjuntor sempre pode ser aberto. Nenhuma restrição elétrica, além do estado de impedimento do equipamento, condiciona esta operação.

Do ponto de vista operacional, um disjuntor não deve ser aberto se interromperá – inadvertidamente – o fluxo de energia elétrica [2]. Neste nível de abstração, não se faz essa

verificação. Esta condição foi considerada na elaboração dos algoritmos de geração de manobras, cuja prioridade é a continuidade do fornecimento de energia elétrica.

A asserção que verifica de um disjuntor por ser aberto, do ponto de vista elétrico, é apresentada no Algoritmo 3.3.

Algoritmo 3.3 Algoritmo que verifica a possibilidade de abrir um disjuntor

```
1: function PODEABRIR (disjuntor)
2:   podeAbrir ← verdadeiro
3:   if disjuntor.estado = impedido then
4:     podeAbrir ← falso
5:   end if
6:   return podeAbrir
7: end function
```

O arranjo topológico da Figura 3.2 será usado como base para os exemplos que serão apresentados nesta seção.

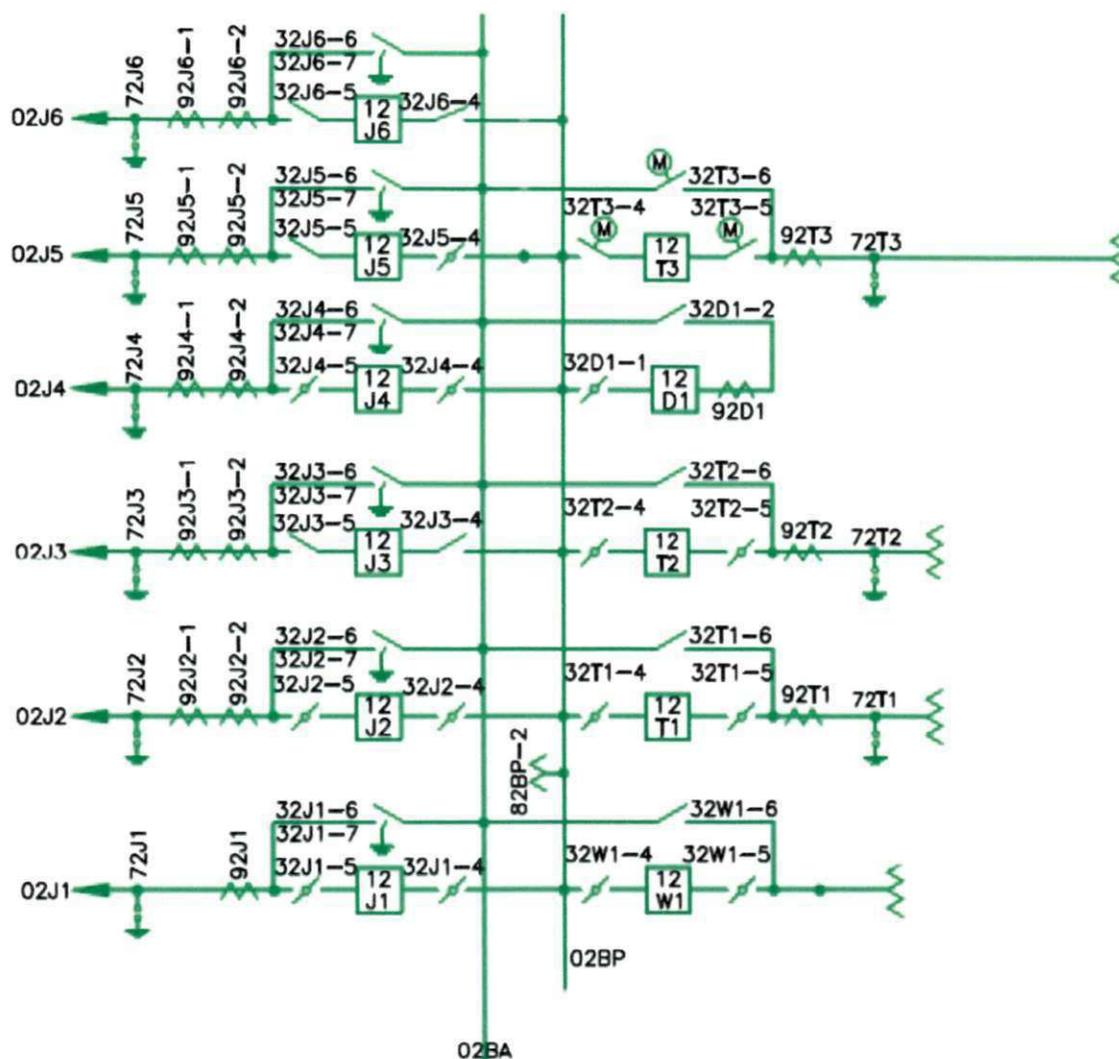


Figura 3.2: Arranjo de Barramento com Barramento Principal e Barramento de Transferência

Exemplo 1 Considere o arranjo de barramento da Figura 3.2. O disjuntor sob análise é o disjuntor – 12J6 – da linha de transmissão 02J6. Para simplificar a análise, as chaves-seccionadoras do outro terminal da linha de transmissão serão consideradas abertas, bem como o disjuntor. Além disso, é considerada a seguinte configuração topológica:

1. A linha de transmissão 02J6 está liberada para manutenção, tendo sido desenergizada, isolada e aterrada. Então, como resultado destas operações: o disjuntor 12J6 está aberto; bem como as chaves associadas à ele: 32J6-4 e 32J6-5; e a chave de transferência 32J6-6 desse disjuntor; já a chave-de-aterramento – 32J6-7 – está fechada.

Nota-se que, com esta configuração topológica, **sempre** é possível fechar o disjuntor. O disjuntor não está aterrado, tendo em vista que a chave-seccionadora – 32J6-5 – está aberta.

Agora imagine a seguinte situação: o operador, no intuito de colocar a linha de transmissão em operação novamente, não desfez – por algum motivo desconhecido – o aterramento, deixando a chave-de-aterramento 32J6-7 fechada; e fechou as chave-seccionadoras associadas ao disjuntor 12J6: 32J6-5 e 32J6-4. Com esta configuração, o disjuntor **não** pode ser fechado.

A técnica deste trabalho se detém ao que fora exposto. O cálculo e análise do fluxo de carga para verificação dos limites operacionais dos equipamentos do sistema elétrico quando da operação – abrir ou fechar – de um disjuntor, não são considerados.

Chave-Seccionadora

Uma chave-seccionadora não deve causar ou interromper corrente no momento de seu manuseio – abertura ou fechamento – da mesma forma que não deve gerar ou propagar uma falta no sistema [2].

Em Dhakal et. al [2] são usados os circuitos análogos – Equivalente de Thévenin e Norton de Circuitos – sugeridos por Hutchinson [17], para representar a lógica de intertravamento para chaves-seccionadoras. A presente técnica faz uso desta mesma representação da lógica de intertravamento para chave-seccionadora.

Em linhas gerais, a representação da lógica de intertravamento para chaves-seccionadoras são da seguinte forma:

- O circuito chamado *Equivalente de Thévenin* (adaptado para os propósitos deste trabalho) considera nula a impedância de todos os equipamentos da subestação e bloqueia a operação da chave se há possibilidade de fluir corrente através da chave, com o seu manuseio. A construção deste circuito é feita a partir do circuito original da subestação e considera geradores, linhas de transmissão energizadas (i.e um equipamento é considerado energizado se há um caminho fechado entre ele pelo menos um gerador) e o elemento terra como geradores de corrente. Os dispositivos de seccionamento (disjuntor e chave-seccionadora); as chaves-de-aterramento são mantidos como no circuito original, com seus respectivos estados (aberto ou fechado); os demais equipamentos são considerados como um fio, com impedância nula.

- O outro circuito, chamado *Equivalente de Norton*, também adaptado para os propósitos deste trabalho, representa um circuito no qual todas as admitâncias são descartadas e que permite a operação da chave se houver um caminho que conecte os terminais da chave – caminho de desvio da chave – com impedância zero.

Para verificar se a operação (abrir ou fechar) de uma chave-seccionadora é possível, verifica-se se a chave-seccionadora está energizada. Em caso positivo, faz-se a análise do par de circuitos equivalentes. Caso contrário, se a chave-seccionadora está desenergizada, ela pode ser manuseada. Para análise dos circuitos equivalentes, o primeiro circuito – Equivalente de Thévenin – é analisado. Mede-se a impedância do caminho de desvio da chave nesse circuito. Se a impedância resultante é infinita, a operação da chave é permitida, tendo em vista que manusear a chave não fará fluir corrente nela. Caso contrário, se a impedância resultante é zero, o segundo circuito – Equivalente de Norton – deve ser analisado.

A análise do Equivalente de Norton também está relacionada à impedância do caminho de desvio da chave. Neste caso, a operação da chave é permitida se a impedância medida é zero, tendo em vista que, nestas condições, a corrente sempre passará pelo caminho de desvio, deixando a chave livre para ser manuseada.

O Algoritmo 3.4 apresenta, na forma de pseudo-código, como se dá a construção do circuito equivalente de Thévenin no escopo deste trabalho. As funções e procedimentos invocados no decorrer do algoritmo são auto-explicativos, por isso, são dispensados maiores detalhes. Os detalhes da representação dos circuitos equivalentes mencionados, bem como informações da construção dos circuitos, podem ser encontrados no trabalho de Hutchinson [17].

Algoritmo 3.4 Algoritmo que constrói o circuito equivalente de Thévenin

```
1: function CONSTRUIRCIRCUITO EQUIVALENTE (topologia)
2:   circuitoEquivalente ← NIL
3:   for cada equipamento da topologia do
4:     if (equipamento.tipo = linhaDeTransmissao AND
        EXISTECAMINHOATEGERADOR(equipamento)) OR (equipamento.tipo = gerador)
        OR (TEMUMLADOATERRADO(equipamento)) then
5:       CONECTARAONODOESPECIAL(circuitoEquivalente, equipamento)
6:     else if equipamento.tipo ∈ (chave - seccionadora, chave - de -
        aterramento, disjuntor) then
7:       MANTERESTADOATUAL(circuitoEquivalente, equipamento)
8:     else
9:       CONSIDERARCOMOFIO(circuitoEquivalente, equipamento)
10:    end if
11:  end for
12:  return circuitoEquivalente
13: end function
```

O Algoritmo 3.5 representa a lógica de intertravamento das chaves-seccionadoras descrita anteriormente, baseada no par de circuitos análogos. Este algoritmo é usado para verificar se uma chave seccionadora pode ser operada (para abrir ou para fechar).

Algoritmo 3.5 Algoritmo que verifica se é possível operar sob uma chave

```
1: function PODEMANUSEAR(chaveSeccionadora, topologia)
2:   podeManusear ← falso
3:   if chaveSeccionadora.estado = impedido then
4:     podeManusear ← falso
5:   else if ESTAENERGIZADO(chaveSeccionadora) then
6:     podeManusear ← verdadeiro
7:   else
8:     circuitoEquivalenteThevenin ← CONSTRUIRCIRCUITOEQUIVALENTE(topologia)
9:     if EXISTECAMINHOENTRE(chaveSeccionadora.terminais, circuitoEquivalenteThevenin)
= falso then
10:       podeManusear ← verdadeiro
11:     else if EXISTECAMINHOENTRE(chaveSeccionadora.terminais, topologia)
then
12:       podeManusear ← verdadeiro
13:     else
14:       podeManusear ← falso
15:     end if
16:   end if
17:   return podeManusear
18: end function
```

Algoritmo 3.6 Algoritmo que verifica se há caminho entre os terminais de uma chave em um grafo

```

1: function EXISTECAMINHO (terminaisDaChave, grafo)
2:   existeCaminho ← falso
3:   if existe caminho fechado entre terminaisDaChave then
4:     existeCaminho ← verdadeiro
5:   end if
6:   return existeCaminho
7: end function

```

O arranjo de barramento da Figura 3.3 será usado como base para cenários-exemplos que ilustram os conceitos e algoritmos apresentados nesta seção.

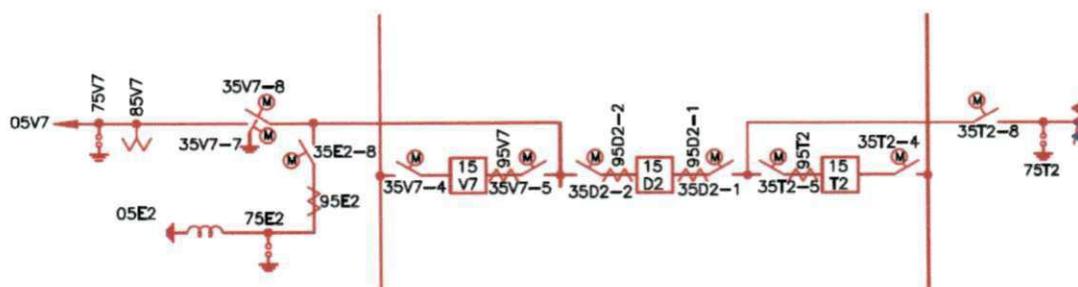


Figura 3.3: Arranjo de Barramento com Disjuntor e Meio

Exemplo 2 A chave-seccionadora sob análise é a 35E2-8, associada ao reator 05E2. Para análise, considere a configuração topológica padrão para este arranjo:

1. A linha de transmissão – 05V7 – está em operação normal, energizada, com todos os disjuntores (15V7, 15D2 e 15T2) e chaves-seccionadoras associadas à ela fechadas.
2. Reator atuando como regulador de tensão do sistema, ou seja, chave 32E2-8 fechada.

Considerando a linha de transmissão – 05V7 – em operação normal e energizada, a chave-seccionadora associada ao reator (35E2-8) **não** pode ser aberta.

Para que esta chave possa ser aberta, a linha de transmissão deve estar desenergizada, ou seja, além dos disjuntores do outro terminal da linha, não representados na Figura 3.3, os disjuntores – 15V7 e 15D2 – estão abertos.

Considerando a linha de transmissão – 05V7 – desenergizada, a chave-seccionadora sob análise (35E2-8) **pode** ser aberta.

Como dito anteriormente, o algoritmo para verificar se uma chave-seccionadora pode ser aberta tem a mesma estrutura do algoritmo para verificar se uma chave-seccionadora pode ser fechada e, em virtude disso não serão apresentados cenários que exemplificam se uma chave-seccionadora pode ser fechada.

Chave-de-Aterramento

"Um equipamento deve estar devidamente isolado antes de ser aterrado." [2].

Com base nesses intertravamentos operacionais, para que seja possível fechar uma chave-de-aterramento, o terminal da chave não conectado à terra deve estar isolado. Ou seja, para cada terminal a partir da chave terra, a primeira chave-seccionadora deve estar aberta.

Dhakal et. al. [2] também afirma que "Antes de energizar um equipamento aterrado, é necessário desfazer o aterramento do circuito". Para abrir uma chave-de-aterramento não são consideradas restrições operacionais e o aterramento de um equipamento pode ser desfeito a qualquer momento, desde que a chave-de-aterramento não esteja com estado impedido de operar.

O pseudo-código que representa a asserção para fechar uma chave-de-aterramento é apresentado a seguir:

Exemplo 3 A chave-de-aterramento sob análise é a 32J6-7 da Figura 3.2, usada tipicamente para aterrar a linha de transmissão 02J6. Esta chave, considerando o arranjo de topologia presente na Figura 3.2, está conectada às chaves-de-seccionamento 32J6-5 e 32J6-6.

Algoritmo 3.7 Algoritmo que verifica se é possível fechar uma chave-de-aterramento

```

1: function PODEFECHAR (chaveDeAterramento)
2:   podeFechar ← falso
3:   if chaveDeAterramento.estado = impedido then
4:     podeFechar ← falso
5:   else if ESTAISOLADO(chaveDeAterramento.terminalNaoConectadoATerra)
     = falso then
6:     podeFechar ← verdadeiro
7:   end if
8:   return podeFechar
9: end function

```

Para simplificar a análise, as chaves-seccionadoras do outro terminal da linha de transmissão são consideradas abertas, bem como o disjuntor. Além disso, é considerada a seguinte configuração topológica:

1. O disjuntor – 12J6 – da linha está liberado e isolado para manutenção. Por isso, o disjuntor está aberto; bem como as chaves-seccionadoras associadas à ele: 32J6-4 e 32J6-5;
2. Para ser liberado para manutenção, o disjuntor – 12J6 – foi previamente transferido e substituído pelo disjuntor de transferência 12D1: o disjuntor 12D1 está fechado; bem como as chaves-seccionadoras associadas à ele: 32D1-1 e 32D1-2; a chave-seccionadora de transferência – 32J6-6 – também está fechada;

Percebe-se que, com esta configuração topológica, **não** é possível fechar a chave-de-aterramento 32J6-7 e aterrar a linha de transmissão 02J6. Isto porque a linha de transmissão 02J6 não está completamente isolada: a chave de transferência 32J6-6 está fechada.

Exemplo 4 A chave-de-aterramento sob análise para este exemplo é a mesma do exemplo anterior: 32J6-7, sob as mesmas condições topológicas. Exceto:

1. O disjuntor – 12J6 – da linha não foi transferido antes de ser liberado para manutenção. Por isso, o disjuntor de transferência 12D1, as chaves-seccionadoras associadas a ele e a chave de transferência – 32J6-6 – estão abertos;

Com esta configuração topológica, a chave 32J6-7 **pode** ser fechada. Esta operação é possível tendo em vista a configuração topológica da rede, na qual a chave-seccionadora 32J6-6 está aberta, e a linha de transmissão 02J6 está completamente isolada, podendo ser aterrada.

O Algoritmo 3.8 representa a asserção que verifica se uma chave-de-aterramento pode ser aberta e é apresentado a seguir:

Algoritmo 3.8 Algoritmo que verifica se é possível abrir uma chave-de-aterramento

```
1: function PODEABRIR (chaveDeAterramento)
2:   podeAbrir ← falso
3:   if chaveDeAterramento.estado = impedido then
4:     podeAbrir ← falso
5:   end if
6:   return podeAbrir
7: end function
```

3.1.3 Algoritmos Genéricos para Geração de Operações de Manobras

Como apresentado na Seção 2.5.1, o sistema elétrico pode ser modelado como um grafo não dirigido. O grafo da topologia de uma subestação consiste de um conjunto de nodos e um conjunto de arestas, representando respectivamente os equipamentos e as conexões entre eles.

A solução apresentada neste trabalho faz uso de um conjunto de algoritmos genéricos fundamentados em estratégias de busca em grafos – Breadth-First Search (BFS) e Depth-First Search (DFS). Os algoritmos para geração automática de manobras em subestações são independentes da configuração topológica da rede, já que, para a geração das manobras, não são consideradas disposição ou ordem dos equipamentos na subestação, tampouco os tipos de arranjos elétricos. Por isso, é dispensável qualquer tipo de classificação de arranjos de barramento, de disjuntores, de chaves, etc [5].

Equipamentos da rede elétrica precisam de manutenção regular ou podem apresentar defeitos. Nessas circunstâncias, estes equipamentos devem ser *liberados da operação*; tornando possível a realização de testes e a atuação – em loco – de funcionários da companhia. Em outras palavras, a *liberação de um equipamento* consiste em (i) cortar a energia que flui neste equipamento (*desenergizar*); (ii) impedir que qualquer vestígio de corrente elétrica o alcance (*isolar*), garantindo a segurança do pessoal envolvido na manutenção; e (iii) conduzir elétrons remanescentes neste equipamento à terra (*aterrar*), se aplicável.

Após a liberação, a manutenção e a execução de testes neste equipamento, ele deve voltar à operação normal ou, em alguns casos, deve estar pronto para voltar a operar. Isso significa que o equipamento deve ser – se aplicável – novamente inserido na rede elétrica, ou seja, o equipamento deve ser normalizado. A *normalização* consiste, basicamente, em desfazer o que foi feito durante a liberação, ou seja: (i) desfazer o aterramento, permitindo que o equipamento seja energizado (*desaterrar*), se aplicável; (ii) desfazer o isolamento, de modo que, ao energizar, a corrente volte a fluir pelo equipamento (*desisolar*); e fazer com que o fluxo de energia flua pelo equipamento (*energizar*).

Dadas as características apresentadas, a técnica é dita genérica, uma vez que pode ser usada para a geração automática de manobras em qualquer subestação do sistema elétrico, inclusive para aquelas que apresentam arranjos atípicos.

Atualmente a solução é capaz de gerar *apenas* dois subconjuntos das operações de uma manobra: as operações de seccionamento e transferência da proteção, seguramente as operações mais frequentes e mais importantes de uma manobra. As ações de transferência de proteção fogem ao escopo deste trabalho. Outras *limitações* correntes da técnica são:

1. Gerar manobras automáticas para um único equipamento;
2. Gerar manobras automáticas para situações normais da topologia;
3. Não notificar todas as situações nas quais não é possível gerar manobras automáticas;
4. A geração de manobras é sensível a erros topológicos, ou seja, manobras erradas podem ser geradas se houver falha na modelagem da topologia.

Nas sub-seções seguintes serão apresentados os algoritmos para geração automática de manobras de liberação e normalização de equipamentos, dentre outras. A grande maioria

dos equipamentos da rede elétrica foram contemplados, com *exceção* de gerador e chave-de-aterramento. Cada um destes algoritmos, independente da manobra sendo gerada, faz a verificação das regras de intertravamento apresentadas na Seção 3.1.2. Esta verificação está implícita nas operações de fechar e abrir os dispositivos seccionadores ou chaves-de-aterramento.

Liberação de Disjuntor

Para liberação de um disjuntor, para retirá-lo de operação na rede elétrica, se faz necessário uma análise mais detalhada das consequências desta operação.

A principal restrição de intertravamento operacional para liberação de um disjuntor é: "um disjuntor não pode ser aberto se interromperá o fluxo de energia elétrica de forma inadvertida" [2]. Para satisfazer esta restrição operacional, *caminhos alternativos* para o fluxo de energia devem ser definidos.

O caminho alternativo para o fluxo de energia deve satisfazer algumas restrições:

1. O caminho alternativo deve conter apenas equipamentos seccionadores – disjuntores e chave-seccionadoras – que *não pertencem* ao conjunto de equipamentos que serão desligados ao liberar o disjuntor;
2. O caminho alternativo deve conter um *disjuntor de transferência* ou uma *chave-fusível* – chave-seccionadora de natureza similar a de um disjuntor, uma vez que tem abertura em carga –, para garantir que o equipamento ao qual o disjuntor está associado continuará protegido;
3. O caminho alternativo deve conter apenas uma chave de transferência, por questões de intertravamento;
4. O caminho alternativo *não* deve conter *equipamentos impedidos* de operar;
5. O caminho alternativo deve ser *energizável*, ou seja, todos os equipamentos deste caminho devem poder ser fechados;
6. O caminho alternativo, quando energizado, não deve conectar duas linhas de transmissão sem um disjuntor entre elas; evitando por exemplo, que transferências simultâneas

aconteçam em um mesmo arranjo de barramento principal e barramento de transferência.

Se houver mais de um caminho alternativo que satisfaça estas restrições, o menor caminho alternativo que contém disjuntor, se possível, deve ser escolhido. Por menor caminho entende-se: o caminho com menor número de equipamentos seccionadores.

Para *energizar* o caminho alternativo escolhido, reconfigurando o fluxo de energia, deve-se considerar os seguintes princípios:

1. Por restrições operacionais, chaves-seccionadoras devem ser fechadas antes dos disjuntores;
2. Se, ao fechar uma chave-seccionadora, o equipamento ao qual o disjuntor está associado ficará desprotegido – ou seja, existe um caminho entre o equipamento e um barramento sem disjuntor –, deve-se interromper o caminho que desprotege o equipamento, abrindo uma chave-seccionadora qualquer deste caminho, antes de fechar a chave-seccionadora em questão;
3. Chaves-seccionadoras mais próximas do barramento são fechadas primeiro.

O Algoritmo 3.12 apresenta o procedimento para a energização de um caminho alternativo.

O esquema de proteção do disjuntor que está sendo liberado influencia diretamente nas ações de seccionamento – abrir ou fechar – da energização do caminho alternativo, devendo o algoritmo de energização ser alterado. No entanto, estas alterações fogem do escopo deste trabalho.

Se existe um caminho alternativo para o fluxo de energia e este caminho foi energizado, a corrente fluirá por dois caminhos distintos, tornando possível interromper um desses caminhos sem que haja interrupção do fornecimento de energia elétrica; neste caso, o caminho a ser interrompido é o que contém o disjuntor a ser liberado. Caso contrário, se não for possível determinar um caminho alternativo, a liberação do disjuntor implicará na interrupção do fornecimento de energia elétrica.

Para interromper a corrente que passa pelo disjuntor a ser liberado, o disjuntor deve ser *desenergizado*, ou seja, o disjuntor deve ser aberto. Para impedir que qualquer vestígio de

corrente alcance o disjuntor durante, por exemplo, uma manutenção, o disjuntor deve ser *isolado*, ou seja, deve ter as chaves-seccionadoras associadas a ele abertas.

Por questões de intertravamento operacional, para abrir chaves-seccionadoras, a corrente deve ser previamente cortada a partir da abertura de disjuntores [2]. Então, o disjuntor é desenergizado *antes* de ser isolado.

O algoritmo para liberação de um disjuntor, bem como as rotinas auxiliares são descritos a seguir.

Algoritmo 3.9 Algoritmo para liberação de um disjuntor

```
1: procedure LIBERARDISJUNTOR (disjuntor, grafo)
2:   if ESTAFLUINDOENERGIA (disjuntor, grafo) then
   MANTERENERGIA BYPASSANDO DISJUNTOR (disjuntor, grafo)
3:   end if
4:   DEENERGIZAR (disjuntor, grafo)
5:   ISOLAR (disjuntor, grafo)
6: end procedure
```

Algoritmo 3.10 Algoritmo que verifica se está fluindo energia por um disjuntor

```
1: function ESTAFLUINDOENERGIA (disjuntor, grafo)
2:   estaFluindo ← falso
3:   if para cada terminal do disjuntor existe pelo menos um equipamento não seccionador
   energizado AND existe um caminho fechado entre os dois equipamentos que inclui o disjuntor
   then
4:     estaFluindo ← verdadeiro
5:   end if
6:   return estaFluindo
7: end function
```

Algoritmo 3.11 Algoritmo para manter o fluxo de energia sem utilizar o disjuntor que está sendo liberado

```
1: procedure MANTERENERGIABYPASSANDODISJUNTOR (disjuntor, grafo)
2:   ponto1 ← Equipamento não seccionador energizado encontrado a partir do primeiro terminal
3:   do disjuntor
4:   ponto2 ← Equipamento não seccionador energizado encontrado a partir do segundo terminal
5:   do disjuntor
6:   D ← Conjunto de equipamentos que serão desenergizados ao liberar o disjuntor
7:   caminhoAlternativo ← Caminho entre ponto1 e ponto2 que pode ser energizado; que
8:   contém disjuntor de transferência pronto para operar ou chave-fusível; que não contém
9:   equipamentos contidos em D; e que não contém equipamentos impedidos de operar
10:  if caminhoAlternativo ≠ NIL then
11:    ENERGIZAR (caminhoAlternativo)
12:  end if
13: end procedure
```

Algoritmo 3.12 Algoritmo para energizar um caminho

```
1: procedure ENERGIZAR (caminho)
2:   while caminho não está fechado do
3:      $F \leftarrow$  conjunto de equipamentos seccionadores do caminho que podem ser fechados   ▷
       conjunto ordenado: chaves e depois disjuntores
4:     if  $F$  é um conjunto vazio then
5:        $q \leftarrow$  equipamento do caminho que ainda não foi fechado
6:       identifique os caminhos que contém  $q$  e que desprotegem o equipamento ao qual o
       disjuntor está associado
7:       abra alguma chave-seccionadora deste caminho diferente de  $q$  que esteja fechada, se
       houver
8:        $F \leftarrow q$ 
9:     end if
10:     $k \leftarrow$  equipamento seccionador de  $F$ 
11:    Feche o equipamento seccionador  $k$ 
12:  end while
13: end procedure
```

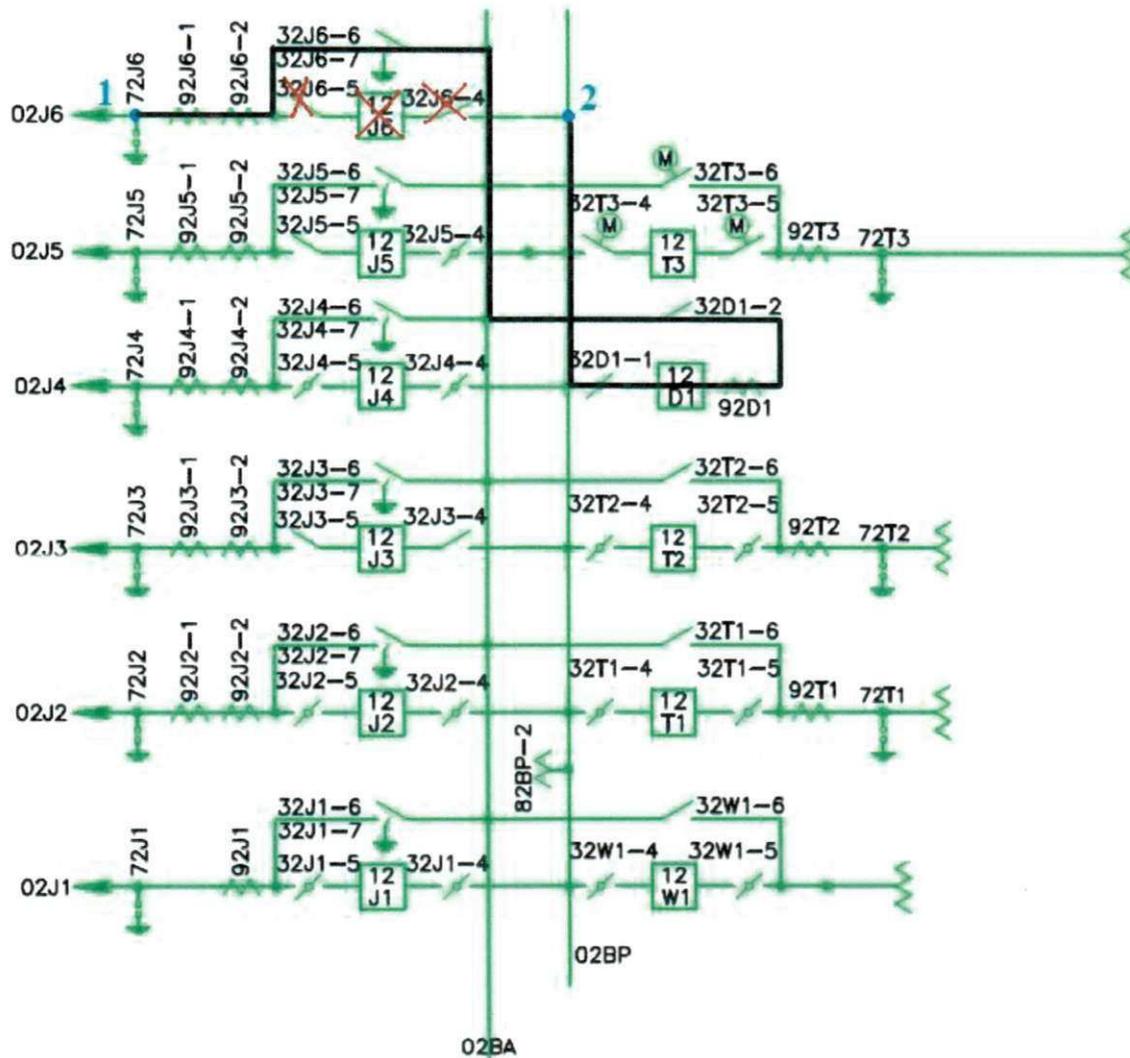


Figura 3.4: Arranjo de Barramento com Barramento Principal e Barramento de Transferência

Exemplo 1 Considere o arranjo de barramento apresentado na Figura 3.4, usado para ilustrar o processo de geração automática da manobra para liberação do disjuntor 12J6, associado à linha de transmissão 02J6. Para a geração da manobra de liberação, são consideradas as seguintes configurações topológicas:

1. A linha de transmissão 02J6 está em operação normal, energizada e conduzindo energia de uma subestação para outra;
2. A energia está passando pelo fluxo normal de energia: o disjuntor 12J6 está fechado; e as chaves-seccionadoras – 32J6-4 e 32J6-5 – associados a ele, também estão fechadas;

3. Os equipamentos de transferência de fluxo, tais como disjuntores – 12D1 – e chaves de transferência – 32J6-6 – estão fora de operação, ou seja, abertos.

Dada esta configuração topológica, com a linha de transmissão em operação normal e os equipamentos do fluxo normal de energia fechados, pode-se concluir que está fluindo energia por meio do disjuntor 12J6, do barramento principal – ponto 1 destacado em azul – para a linha de transmissão 02J6 – ponto 2, também destacado em azul.

Como dito anteriormente, para manter o fornecimento de energia elétrica entre os pontos 1 e 2, é preciso encontrar um caminho de fluxo alternativo entre esses dois pontos que não inclua os equipamentos do fluxo atual, marcados com um xis vermelho – o disjuntor 12J6 e as chaves associadas a ele 32J6-4 e 32J6-5.

O caminho alternativo encontrado, que satisfaz a todas as restrições elencadas anteriormente, é composto pelos equipamentos: 32J6-6, 32D1-2, 12D1 e 32D1-1, e faz com que o fluxo de energia passe também pela barra de transferência 02BA, energizando-a.

Com a energização do caminho alternativo de fluxo e a desenergização do caminho de fluxo atual, percebe-se que o disjuntor 12J6 está devidamente liberado e isolado, podendo passar por manutenção e testes; e que a linha de transmissão continua em operação normal, transmitindo energia de uma subestação a outra.

Normalização de Disjuntor

Após a realização da liberação e execução da manutenção e de testes no disjuntor, este equipamento deve ser reintegrado à rede elétrica, voltando a operar. Esta reintegração é denominada *normalização*.

A normalização de um *disjuntor* significa fazer com que a energia elétrica volte a fluir por ele. Esta manobra é considerada dependente das ações realizadas na liberação, uma vez que consiste em desfazer as ações de seccionamento realizadas durante a manobra para liberação.

Como se sabe, a solução deste trabalho é independente dos tipos de arranjos, bem como das ações realizadas em manobras anteriores e baseia-se apenas na configuração atual da topologia. Por isso, se infere, a partir da configuração topológica atual, como se deu a liberação – com ou sem reconfiguração do fluxo de energia –, e como a normalização será realizada. Se

houve reconfiguração do fluxo de energia, através de um *caminho alternativo* ao disjuntor, além do fluxo voltar a passar pelo disjuntor, este caminho deve ser desenergizado.

Assim como na liberação, a principal restrição para a normalização é que o fornecimento de energia não deve ser interrompido de forma inadvertida. Para satisfazer esta restrição, se houve reconfiguração do fluxo de energia, o caminho usado para tal deve ser desenergizado somente depois da energia voltar a fluir pelo disjuntor que está sendo normalizado. O Algoritmo 3.14 apresenta quais ações são necessárias para fazer com que a energia passe a fluir pelo disjuntor.

Para determinar o caminho que fará a energia voltar a fluir pelo disjuntor, deve-se respeitar as seguintes condições:

1. O caminho deve conter o *disjuntor a ser normalizado*;
2. O caminho *não* deve conter *equipamentos impedidos* de operar;
3. O caminho deve ser *energizável*, ou seja, todos os equipamentos deste caminho devem poder ser fechados.

Para *energizar* este caminho são usados princípios idênticos aos descritos no Algoritmo 3.12, responsável pela energização de um caminho.

Com a energização do caminho, colocando o disjuntor novamente em operação, se houve reconfiguração do fluxo de energia durante a liberação deste disjuntor, existem dois caminhos por onde o fluxo de energia está passando. Por isso, deve-se interromper o fluxo alternativo ao disjuntor, já que ele foi reintegrado à rede elétrica, operando normalmente. O Algoritmo 3.15 mostra como o fluxo de energia é interrompido. Para determinar o caminho por onde o fluxo está passando e interromper este fluxo de energia, deve-se considerar os seguintes princípios:

1. O caminho *não* deve conter equipamentos seccionadores pertencentes ao caminho a ser energizado;
2. O caminho deve conter um *disjuntor de transferência* ou uma *chave-fusível*;
3. O caminho deve conter apenas uma chave de transferência;

4. O caminho deve estar conectado, ou seja, todos os equipamentos seccionadores devem ter estado *fechado*;
5. Os disjuntores devem ser abertos antes das chaves-seccionadoras, por questões de intertravamento operacional [2];
6. O caminho deve conter uma barra de transferência que, ao final da normalização deve estar *desenergizada*;

O Algoritmo 3.13 apresenta quais as etapas necessárias para a normalização de um disjuntor.

Algoritmo 3.13 Algoritmo para normalização de um disjuntor

```
1: procedure NORMALIZARDISJUNTOR (disjuntor, grafo)  
2:   FAZERENERGIAFLUIRPELODISJUNTOR (disjuntor)  
3:   INTERROMPERFLUXOATUAL (grafo)  
4: end procedure
```

Algoritmo 3.14 Algoritmo responsável por fazer o fluxo de energia fluir pelo disjuntor

```
1: procedure FAZERENERGIAFLUIRPELODISJUNTOR (disjuntor)  
2:   ponto1 ← Equipamento não seccionador energizado encontrado a partir do primeiro terminal  
3:   do disjuntor  
4:   ponto2 ← Equipamento não seccionador energizado encontrado a partir do segundo terminal  
5:   do disjuntor  
6:   caminho ← Caminho entre ponto1 e ponto2 que pode ser energizado; que contém o  
7:   disjuntor; que não contém equipamentos impedidos de operar  
8:   ENERGIZARCAMINHO (caminho)  
9: end procedure
```

Algoritmo 3.15 Algoritmo responsável por interromper o fluxo atual de energia, previamente determinado pela liberação do disjuntor

```
1: procedure INTERROMPERFLUXOATUAL (grafo)
2:   ponto1 ← Equipamento não seccionador energizado encontrado a partir do primeiro terminal
3:   do disjuntor
4:   ponto2 ← Equipamento não seccionador energizado encontrado a partir do segundo terminal
5:   do disjuntor
6:   caminhoDoFluxoAtual ← Caminho fechado entre ponto1 e ponto2 que não contém os
7:   equipamentos seccionadores do caminho; que contém disjuntor de transferência ou
8:   chave fusível
9:   DESENERGIZAR (caminhoDoFluxoAtual)
10: end procedure
```

Algoritmo 3.16 Algoritmo responsável por desenergizar um caminho

```
1: procedure DESENERGIZAR (caminho)
2:   barraDeTransferencia ← Barra de transferência contida no caminho
3:   C ← Conjunto de caminhos que energizam a barraDeTransferencia    ▷ Conjunto
   ordenado: caminhos que contém disjuntor ou chave-fusível têm
   prioridade
4:   for para cada caminho em C do
5:     Abra todos os equipamentos seccionadores do caminho que podem ser abertos, priorizando disjuntor e c
6:     if ESTAENERGIZADO(barraDeTransferencia) = falso then
7:       break
8:     end if
9:   end for
10: end procedure
```

Liberação de Chave-Seccionadora

De forma análoga ao que acontece para os disjuntores, a *liberação* de uma chave-seccionadora, retirando-a de operação deve ser bem analisada.

Visando satisfazer a restrição operacional apresentada por Dhakal et. al.: "*não se deve interromper o fluxo de energia de forma inadvertida*", devem ser determinados *caminhos alternativos*, de forma análoga à liberação de disjuntores. Os princípios para *determinar e energizar* um caminho alternativo, no contexto da liberação de uma chave-seccionadora, são os mesmos mencionados na Seção 3.1.3 para a liberação de um disjuntor.

Se não é possível determinar um caminho alternativo para o fluxo de energia, este fluxo, inevitavelmente, será interrompido. No entanto, diferente do que acontece para os disjuntores, uma chave-seccionadora não pode ser aberta enquanto houver corrente fluindo por meio desta, sem que haja outro caminho para o fluxo de corrente [2]. Por isso, se faz necessário

interromper a carga na chave-seccionadora a partir da abertura de disjuntores, como apresentado no Algoritmo 3.18. Esta operação pode resultar na interrupção de corrente em outras partes do sistema. Tendo em vista que a continuidade do fornecimento de energia é sempre prioridade, a corrente deve ser restabelecida assim que possível. O Algoritmo 3.19 é o responsável por restabelecer a corrente interrompida para a chave ser manuseada.

Se houver um caminho alternativo, após a energização do mesmo, a chave-seccionadora pode ser aberta sem que seja necessário abrir o disjuntor associado à ela, já que há outro caminho para o fluxo de corrente. No entanto, esta prática não é recomendada por questões de *segurança*. Então, sempre que for possível, antes de abrir uma chave-seccionadora, deve-se cortar a corrente nesta chave abrindo o disjuntor associado à ela. O método `DEENERGIZAR(chave)` é responsável por esta operação e o método `ABRIR(chave)`, como o próprio nome diz, é responsável por abrir a chave-seccionadora que está sendo liberada.

Para finalizar a liberação e permitir a manutenção do equipamento, bem como os testes, a chave-seccionadora deve ser *isolada*. Para determinar o conjunto de chaves-seccionadoras que devem ser abertas para isolar a chave-seccionadora, deve-se considerar:

1. A chave-seccionadora deve ter *estado* fechado;
2. A chave-seccionadora deve ser alcançável a partir do terminal chave-seccionadora que está sendo liberada, ou seja, deve haver um caminho fechado entre estas duas chaves-seccionadoras.

O Algoritmo 3.20 é o responsável pelo isolamento de uma chave-seccionadora.

Algoritmo 3.17 Algoritmo para liberação de uma chave-seccionadora

```
1: procedure LIBERARCHAVESECCIONADORA (chave, grafo)
2:   if PODEMANUSEAR(chave) = false then
3:     ponto1 ← Equipamento não seccionador energizado encontrado a partir do primeiro
4:     terminal da chave
5:     ponto2 ← Equipamento não seccionador energizado encontrado a partir do primeiro
6:     terminal da chave
7:     D ← Conjunto de equipamentos que serão desenergizados ao liberar a chave
8:     caminhoAlternativo ← Caminho entre ponto1 e ponto2 que pode ser energizado;
9:     que contém disjuntor de transferência pronto para operar ou chave-fusível; que
10:    não contém equipamentos contidos em D; e que não contém equipamentos impedidos
11:    de operar
12:    if caminhoAlternativo = NIL then
13:      INTERROMPERCARGA (chave)
14:    else if
15:      thenENERGIZAR (caminhoAlternativo)
16:    end if
17:  end if
18:  DESENERGIZAR (chave)
19:  ABRIR (chave)
20:  RESTABELEECERCORRENTECORTADA
21:  ISOLAR (chave)
22: end procedure
```

Algoritmo 3.18 Algoritmo para interromper carga em um equipamento através da abertura dos disjuntores adjacentes a ele

```
1: procedure INTERROMPERCARGA (equipamento)
2:    $D \leftarrow$  Conjunto de disjuntores adjacentes à equipamento
3:   while PODEMANUSEAR(equipamento) = false do
4:     abra um disjuntor do conjunto  $D$ 
5:   end while
6: end procedure
```

Algoritmo 3.19 Algoritmo para restabelecer, se possível, a corrente cortada para que a chave-seccionadora fosse aberta

```
1: procedure RESTABELECECORRENTECORTADA (chave)
2:    $D \leftarrow$  Conjunto de disjuntores adjacentes a chave
3:   for para cada disjuntor em  $D$  do
4:     if ao fechar o disjuntor flui energia por ele then
5:       feche o disjuntor
6:     end if
7:   end for
8: end procedure
```

Algoritmo 3.20 Algoritmo para isolar uma chave-seccionadora

```
1: procedure ISOLAR (chave)
2:    $C \leftarrow$  Conjunto de chaves-seccionadoras alcançáveis a partir dos terminais da chave
3:   que tem estado fechado
4:   for cada chave – seccionadora de  $C$  do
5:     abra a chave – seccionadora
6:   end for
7: end procedure
```

Normalização de Chave-Seccionadora

Após manutenção, correção de defeitos e testes, a chave-seccionadora que foi liberada deve ser reinserida no sistema elétrico. De forma análoga ao que acontece para a normalização de disjuntor na Seção 3.1.3, a *normalização* de uma chave-seccionadora consiste em desfazer as ações realizadas durante a liberação, porém, neste caso, não necessariamente o fluxo de energia voltará a fluir pela chave-seccionadora. Isso depende, além da configuração topológica, do tipo de chave-seccionadora que está sendo normalizada.

Tendo em vista que a técnica deste trabalho não classifica, tampouco toma decisões baseadas nos tipos de equipamentos, deve-se inferir por meio da configuração topológica atual: (i) se há um caminho por onde está passando atualmente o fluxo de energia; e (ii) se o fluxo de energia passará pela chave-seccionadora que está sendo normalizada, ou não.

Mais uma vez, para atender a restrição operacional de não interromper o fluxo de energia, se há um caminho por onde atualmente flui o fluxo de energia, então existem equipamentos não seccionadores energizados em cada um dos terminais da chave-seccionadora e o fluxo de energia deve voltar a fluir por esta chave-seccionadora. Os princípios para *determinar* e *energizar* o caminho que contém a chave-seccionadora que voltará a operar, bem como *determinar* e *desenergizar* o caminho por onde flui o fluxo atual de energia, são análogos aos descritos na Seção 3.1.3 para a normalização de disjuntor.

Se não há caminho por onde flui atualmente o fluxo de energia, não será possível determinar o caminho que contém a chave-seccionadora que está sendo normalizada. Seja porque não existem equipamentos não seccionadores *energizados* para cada um dos terminais da chave, seja porque não é possível determinar um caminho *aberto* entre estes dois equipa-

mentos. Portanto, para concluir a normalização desta chave, é preciso *desfazer o isolamento e energizar* a chave-seccionadora. Para tal, são fechados os equipamentos seccionadores adjacentes à chave-seccionadora, bem como a própria chave.

O Algoritmo 3.22 é o responsável por determinar e fechar os equipamentos seccionadores adjacentes à chave. O Algoritmo 3.23 é auto-explicativo e é responsável por fechar a chave-seccionadora que está sendo normalizada. No entanto, para que estes dispositivos seccionadores sejam fechados, é preciso verificar se esta ação é *factível*. Em outras palavras, é necessário verificar se o fechamento do dispositivo conduz a uma configuração topológica aceitável do ponto de vista elétrico e operacional. O Algoritmo 3.24 é o responsável por verificar se a ação de fechar um dispositivo é factível.

O Algoritmo 3.21 apresenta as etapas necessárias para a normalização de uma chave.

Algoritmo 3.21 Algoritmo para normalização de chave-seccionadora

```
1: procedure NORMALIZARCHAVESECCIONADORA (chave)
2:   ponto1 ← Equipamento não seccionador energizado encontrado a partir do primeiro terminal
3:   da chave
4:   ponto2 ← Equipamento não seccionador energizado encontrado a partir do primeiro terminal
5:   da chave
6:   caminhoParaEnergizar ← Caminho entre ponto1 e ponto2 que contém a chave; que contém
7:   apenas equipamentos seccionadores abertos
8:   if caminhoParaEnergizar ≠ NIL then
9:     ENERGIZAR (caminhoParaEnergizar)
10:    caminhoDoFluxoAtual ← Caminho fechado entre ponto1 e ponto2 que não contém os
11:    equipamentos seccionadores do caminho; que contém disjuntor de transferência ou
12:    chave fusível
13:    DESENERGIZAR (caminhoDoFluxoAtual)
14:  else if
15:    then FECHAR EQUIPAMENTOS SECCIONADORES ADJACENTES (chave)
16:    FECHAR CHAVE (chave)
17:  end if
18: end procedure
```

Algoritmo 3.22 Algoritmo para fechar os equipamentos seccionadores adjacentes à chave-seccionadora

```
1: procedure FECHAR EQUIPAMENTOS SECCIONADORES ADJACENTES (chave)
2:    $S \leftarrow$  Conjunto de equipamentos seccionadores adjacentes à chave que estão abertos   ▷
   Conjunto ordenado: chaves-seccionadoras têm prioridade
3:   for cada equipamento de  $S$  do
4:     if EHFACTIVELFECHAR(equipamento) then
5:       fechar equipamento
6:     end if
7:   end for
8: end procedure
```

Algoritmo 3.23 Algoritmo para fechar uma chave-seccionadora

```
1: procedure FECHAR CHAVE (chave)
2:   if EHFACTIVELFECHAR(chave) then
3:     fechar chave
4:   else
5:     INTERROMPER CARGA (chave)
6:     fechar chave
7:   end if
8: end procedure
```

Algoritmo 3.24 Algoritmo que verifica se ao fechar uma chave, algum equipamento ficará sem a proteção de um disjuntor

```
1: function EHFACTIVELFECHAR (equipamento)
2:   ehFactive ← falso
3:   if equipamento.tipo = DISJUNTOR then ehFactive ← verdadeiro
4:   else if equipamento.tipo = CHAVE_SECCIONADORA then
5:     considere a chave fechada
6:     C ← Conjunto com todos os caminhos entre um equipamento e um barramento que estão
7:     fechados na mesma tensão da chave
8:     if cada caminho de C contém um disjuntor diferente dos demais caminhos then
9:       ehFactive ← verdadeiro
10:    end if
11:  end if
12:  return ehFactive
13: end function
```

Liberação de Terminal de Linha de Transmissão

Por definição, normalmente, uma linha de transmissão é composta por dois terminais: (i) terminal lado de; e (ii) terminal lado para. As manobras para o terminal de uma linha de transmissão são necessárias quando é preciso atuar apenas sob um dos lados de uma linha, como por exemplo, liberação do terminal lado de. A liberação do terminal de uma linha de transmissão é equivalente à *desenergizar uma linha de transmissão em vazio*.

Como previamente definido na Seção 3.1.3, a liberação de um equipamento consiste em (i) desenergizar; (ii) isolar; e (iii) aterrar, se aplicável. No contexto do terminal de linha de transmissão, a liberação consiste apenas das duas primeiras operações – desenergizar e isolar

– como apresentado no Algoritmo 3.25. Para aterrar o terminal da linha, seria necessário que toda a linha de transmissão estivesse desenergizada e isolada, ou seja, que ambos os terminais estivessem nestas condições. Nesta manobra, apenas um dos terminais está desenergizado e isolado.

Afim de determinar o conjunto de disjuntores que devem ser abertos para *desenergizar* um dos terminais de uma linha de transmissão, deve-se considerar:

1. O disjuntor deve ter *estado* fechado;
2. O disjuntor deve pertencer a mesma *subestação* do terminal da linha de transmissão;
3. O disjuntor deve ter o mesmo nível *tensão* do terminal da linha de transmissão;
4. O disjuntor deve ser *alcançável* a partir do terminal da linha de transmissão, ou seja, deve haver um caminho fechado entre o terminal e o disjuntor.

O Algoritmo 3.26 é o responsável por cortar a corrente que flui pelo terminal de linha de transmissão, realizando a desenergização.

Para determinar o conjunto de chaves-seccionadoras que devem ser abertas para *isolar* um dos terminais de uma linha de transmissão, deve-se considerar:

1. A chave-seccionadora deve ter *estado* fechado;
2. A chave-seccionadora deve pertencer a mesma *subestação* do terminal da linha de transmissão;
3. A chave-seccionadora deve ter o mesmo nível *tensão* do terminal da linha de transmissão;
4. A chave-seccionadora deve ser *alcançável* a partir do terminal da linha de transmissão, ou seja, deve haver um caminho fechado entre o terminal e a chave.

O Algoritmo 3.27 é o responsável por abrir as chaves adjacentes ao terminal de linha de transmissão, realizando o isolamento do mesmo.

Algoritmo 3.25 Algoritmo para liberação do terminal de uma linha de transmissão

```
1: procedure LIBERARTERMINALDELT (terminal)
2:   DESENERGIZARTERMINAL (terminal)
3:   ISOLARTERMINAL (terminal)
4: end procedure
```

Algoritmo 3.26 Algoritmo para desenergizar o terminal de uma linha de transmissão

```
1: procedure DESENERGIZARTERMINAL (terminal)
2:    $D \leftarrow$  Conjunto de disjuntores alcançáveis a partir do terminal que tem estado fechado
3:   for cada disjuntor em  $D$  do
4:     if PODEABRIR (disjuntor) then
5:       abrir disjuntor
6:     end if
7:   end for
8: end procedure
```

Algoritmo 3.27 Algoritmo para isolar o terminal de uma linha de transmissão

```
1: procedure ISOLARTERMINAL (terminal)
2:    $C \leftarrow$  Conjunto de chaves alcançáveis a partir do terminal que tem estado fechado
3:   for cada chave em  $C$  do
4:     if PODEMANUSEAR (chave) then
5:       abrir chave
6:     end if
7:   end for
8: end procedure
```

Normalização de Terminal de Linha de Transmissão

Por padrão, como definido na Seção 3.1.3, a normalização de um equipamento consiste em: (i) desfazer o aterramento; (ii) desfazer o isolamento; e (iii) energizar o equipamento. No contexto do terminal de linha de transmissão, a única operação que não se aplica é a desfazer o aterramento, visto que na liberação o terminal de linha não é aterrado.

Com o intuito de determinar o conjunto de chaves-seccionadoras que devem ser fechadas para *desfazer o isolamento* de um dos terminais de uma linha de transmissão, deve-se considerar os mesmos princípios usados para isolar um terminal como mostrado na Seção 3.1.3, exceto pelo estado da chave:

1. A chave-seccionadora deve ter *estado* aberto;

O Algoritmo 3.29 é o responsável por fechar as chaves adjacentes ao terminal de linha de transmissão, desfazendo o isolamento do mesmo.

Para determinar o conjunto de disjuntores que devem ser fechados para *energizar* um dos terminais de uma linha de transmissão, deve-se considerar os mesmos princípios usados para desenergizar um terminal como mostrado na Seção 3.1.3, exceto pelo estado do disjuntor:

1. O disjuntor deve ter *estado* aberto;

O Algoritmo 3.26 é o responsável por fechar os disjuntores e fazer com que o fluxo de energia volte a passar pelo terminal da linha de transmissão.

Algoritmo 3.28 Algoritmo para normalização do terminal de uma linha de transmissão

```
1: procedure NORMALIZAR_TERMINALDELT (terminal)
2:   DESISOLAR_TERMINAL (terminal)
3:   ENERGIZAR_TERMINAL (terminal)
4: end procedure
```

Algoritmo 3.29 Algoritmo para desfazer o isolamento do terminal de uma linha de transmissão

```
1: procedure DESISOLARTERMINAL (terminal)
2:    $C \leftarrow$  Conjunto de chaves-seccionadoras alcançáveis a partir do terminal que tem estado aberto;
3:   que não são chaves de transferência
4:   for cada chave em  $C$  do
5:     if PODEMANUSEAR (chave) then
6:       fechar chave
7:     end if
8:   end for
9: end procedure
```

Algoritmo 3.30 Algoritmo para energizar o terminal de uma linha de transmissão

```
1: procedure ENERGIZARTERMINAL (terminal)
2:    $D \leftarrow$  Conjunto de disjuntores alcançáveis a partir do terminal que tem estado aberto
3:   for cada disjuntor em  $D$  do
4:     if PODEFECHAR (disjuntor) then
5:       fechar disjuntor
6:     end if
7:   end for
8: end procedure
```

Liberação de Linha de Transmissão

Tendo em vista que uma linha de transmissão é composta por dois terminais – terminal do lado de e terminal do lado para, a *liberação* de uma *linha de transmissão* nada mais é que liberar ambos os terminais da linha. A diferença é que no contexto da liberação de uma linha de transmissão, o *aterramento* do equipamento é aplicável, e pode ser requerido que, ao final da liberação da linha de transmissão se realize a *complementação do bay*.

A operação de *complementação de um bay* acontece – tipicamente – em arranjos de barramento de disjuntor e meio, com o intuito de garantir a segurança do sistema, restabelecendo a redundância e a tolerância à falhas inerentes a este tipo de arranjo. Para tal, os disjuntores pertencentes ao arranjo de disjuntor e meio que foram abertos durante a desenergização da linha de transmissão são fechados, retomando a redundância do arranjo.

Para determinar o conjunto de disjuntores que devem ser fechados para a *complementação de bay*, deve-se considerar:

1. O disjuntor deve ter *estado* aberto;
2. O disjuntor deve pertencer ao arranjo de disjuntor e meio; Ou seja, deve ter cada um dos seus terminais conectado a um barramento;
3. O disjuntor será fechado se, ao ser fechado, faz parte do esquema de redundância do arranjo; ou seja, existe um caminho fechado entre dois barramentos que inclui o disjuntor.

O Algoritmo 3.36 representa esta operação.

A liberação de uma linha de transmissão se dá a partir da composição dos métodos: *DESENERGIZARLT(linhaDeTransmissao)*, *ISOLARLT(linhaDeTransmissao)* e *ATERRARLT(linhaDeTransmissao)*. Os dois primeiros, por sua vez, são compostos pelos métodos: *DESENERGIZARterminal(linhaDeTransmissao,terminal)* e *ISOLAR(linhaDeTransmissao,terminal)* usados na liberação de um dos terminais da linha de transmissão e por isso, previamente apresentados na Seção 3.1.3. O último método, responsável pelo aterramento da linha transmissão é composto pelo método para aterrar terminal, como pode ser visto no Algoritmo 3.35.

Para determinar o conjunto de chaves-de-aterramento que devem ser fechadas para *aterrar* o terminal de uma linha de transmissão, deve-se considerar:

1. A chave-de-aterramento deve ter *estado* aberto;
2. A chave-de-aterramento deve pertencer a mesma *subestação* do terminal da linha de transmissão;
3. A chave-de-aterramento deve ter o mesmo nível de *tensão* do terminal da linha de transmissão;
4. A chave-de-aterramento deve ser *alcançável* a partir do terminal da linha de transmissão, ou seja, deve haver um caminho fechado entre o terminal e a chave-de-aterramento.

A liberação de uma linha de transmissão é representada pelo Algoritmo 3.31.

Algoritmo 3.31 Algoritmo para liberação de uma linha de transmissão

```
1: procedure LIBERARLINHADETRANSMISSAO (linhaDeTransmissao, complementarBay)
2:   DEENERGIZARLT (linhaDeTransmissao)
3:   ISOLARLT (linhaDeTransmissao)
4:   ATERRARLT (linhaDeTransmissao)
5:   if complementarBay then
6:     COMPLEMENTARBAY (linhaDeTransmissao)
7:   end if
8: end procedure
```

Algoritmo 3.32 Algoritmo para desenergizar uma linha de transmissão

```
1: procedure DESENERGIZARLT (linhaDeTransmissao)
2:   DESENERGIZARTERMINAL (linhaDeTransmissao,
   linhaDeTransmissao.terminalLadoPara)
3:   DESENERGIZARTERMINAL (linhaDeTransmissao,
   linhaDeTransmissao.terminalLadoDe)
4: end procedure
```

Algoritmo 3.33 Algoritmo para isolar uma linha de transmissão

```
1: procedure ISOLARLT (linhaDeTransmissao)
2:   ISOLARTERMINAL (linhaDeTransmissao, linhaDeTransmissao.terminalLadoPara)
3:   ISOLARTERMINAL (linhaDeTransmissao, linhaDeTransmissao.terminalLadoDe)
4: end procedure
```

Algoritmo 3.34 Algoritmo para aterrar uma linha de transmissão

```
1: procedure ATERRARLT (linhaDeTransmissao)
2:   ATERRARTERMINAL (linhaDeTransmissao.terminalLadoPara)
3:   ATERRARTERMINAL (linhaDeTransmissao.terminalLadoDe)
4: end procedure
```

Algoritmo 3.35 Algoritmo para aterrar o terminal de uma linha de transmissão

```
1: procedure ATERRARTERMINAL (terminal)
2:    $C \leftarrow$  Conjunto de chaves-de-aterramento alcançáveis a partir do terminal que tem estado aberto
3:   for cada chave – de – aterramento em  $C$  do
4:     if PODEFECHAR (chave – de – aterramento) then
5:       fechar chave – de – aterramento
6:     end if
7:   end for
8: end procedure
```

Algoritmo 3.36 Algoritmo para complementação de bay de uma linha de transmissão

```
1: procedure COMPLEMENTAR BAY (equipamento)
2:    $D \leftarrow$  Conjunto de disjuntores pertencentes ao arranjo de disjuntor e meio
3:   alcançáveis a partir do equipamento
4:   if o conjunto de disjuntores  $D$  faz redundância no arranjo de disjuntor e meio then
5:     for cada disjuntor em  $D$  do
6:       if PODEFECHAR disjuntor ( ) then
7:         fechar disjuntor
8:       end if
9:     end for
10:   end if
11: end procedure
```

Normalização de Linha de Transmissão

O mesmo fundamento usado para liberação da linha de transmissão se aplica a normalização da linha de transmissão. Ou seja, a normalização de uma linha de transmissão consiste em normalizar ambos os terminais da linha. A diferença é que no contexto da normalização de linha – dado que na liberação ocorre o aterramento da linha – deve-se *desfazer o aterramento* para que seja possível energizar o equipamento.

A normalização de uma linha de transmissão se dá a partir da composição dos métodos: `DESATERRARLT(linhaDeTransmissao)`, `DEISOLARLT(linhaDeTransmissao)` e `ENERGIZARLT(linhaDeTransmissao)`. Os dois últimos, por sua vez, são compostos pelos métodos: `DEISOLARLTERMINAL(linhaDeTransmissao,terminal)` e `ENERGIZARLTERMINAL(linhaDeTransmissao,terminal)` usados na normalização de um dos terminais da linha de transmissão e por isso, previamente apresentados na Seção 3.1.3. O primeiro método, responsável por desfazer o aterramento da linha transmissão é composto pelo método para desfazer o aterramento de um terminal, como pode ser visto no Algoritmo 3.39.

Para determinar o conjunto de chaves-de-aterramento que devem ser abertas para *desfazer o aterramento* do terminal de uma linha de transmissão, deve-se considerar os mesmos princípios usados para aterrar um terminal como mostrado na Seção 3.1.3, exceto pelo estado da chave-de-aterramento:

1. A chave-de-aterramento deve ter *estado* fechado;

A normalização de uma linha de transmissão é representada pelo Algoritmo 3.37.

Algoritmo 3.37 Algoritmo para normalização de uma linha de transmissão

```
1: procedure NORMALIZARLINHADETRANSMISSAO (linhaDeTransmissao)
2:   DESATERRARLT (linhaDeTransmissao)
3:   DEISOLARLT (linhaDeTransmissao)
4:   ENERGIZARLT (linhaDeTransmissao)
5: end procedure
```

Algoritmo 3.38 Algoritmo para desaterrar uma linha de transmissão

```
1: procedure DESATERRARLT (linhaDeTransmissao)
2:   DESATERRARTERMINAL (linhaDeTransmissao, linhaDeTransmissao.terminalLadoPara)
3:   DESATERRARTERMINAL (linhaDeTransmissao, linhaDeTransmissao.terminalLadoDe)
4: end procedure
```

Algoritmo 3.39 Algoritmo para desaterrar o terminal de uma linha de transmissão

```
1: procedure DESATERRARTERMINAL (linhaDeTransmissao, terminal)
2:   for cada chave - de - aterramento em C do
3:     if PODEABRIR (chave - de - aterramento) then
4:       abrir chave - de - aterramento
5:     end if
6:   end for
7: end procedure
```

Algoritmo 3.40 Algoritmo para desfazer o isolamento uma linha de transmissão

```
1: procedure DESISOLARLT (linhaDeTransmissao)
2:   DESISOLARTERMINAL (linhaDeTransmissao.terminalLadoDe)
3:   DESISOLARTERMINAL (linhaDeTransmissao.terminalLadoPara)
4: end procedure
```

Algoritmo 3.41 Algoritmo para energizar uma linha de transmissão

```
1: procedure ENERGIZAR (linhaDeTransmissao)  
2:   ENERGIZARTERMINAL (linhaDeTransmissao.terminalLadoDe)  
3:   ENERGIZARTERMINAL (linhaDeTransmissao.terminalLadoPara)  
4: end procedure
```

Transferência de Linha de Transmissão entre Barramentos

Arranjos de barramento que tem configuração de *barramento duplo*, *disjuntor simples e chaves seccionadoras para seleção de barramento* permitem que os barramentos estejam energizados simultaneamente, o que os difere, por exemplo, de arranjos com configuração de barramento principal e barramento de transferência, no qual o segundo é usado *apenas* para transferência de carga. Uma vez que os dois barramentos deste arranjo de barramento duplo estão acoplados via disjuntor de transferência e energizados, os equipamentos conectados ao arranjo – aqui daremos ênfase às linhas de transmissão – podem por meio de chaves-seccionadoras de seleção, escolher a qual dos barramentos se conectará.

Este tipo de arranjo de barramento é usado para aumentar a tolerância a falhas. Por exemplo, quando ocorre a limpeza de um barramento, devido a ação do sistema de proteção em resposta a uma falha no sistema, somente as linhas de transmissão – ou outros equipamentos – conectadas a este barramento serão desconectadas, interrompendo só uma parte do fluxo de energia e afetando menos os consumidores.

O algoritmo desenvolvido para esta manobra não precisa conhecer nomes ou disposição das chaves de seleção, tampouco saber o tipo de configuração do barramento.

Para a manobra de transferir uma linha de transmissão entre barras, é preciso identificar:

1. A *barra origem* na qual a linha de transmissão está conectada. Por conectado entende-se que há um caminho formado por equipamentos seccionadores fechados entre a linha de transferência e barra;
2. A *barra destino* na qual a linha será conectada, que deve estar conectada à barra origem via *disjuntor de transferência*. Neste caso, para que as barras de origem e destino sejam consideradas conectadas, o caminho fechado entre elas deve conter um disjuntor de transferência;
3. O *caminho para barra origem* formado por equipamentos seccionadores fechados que conecta a linha de transmissão à barra origem.
4. O *caminho para barra destino*, tipicamente aberto, formado por equipamentos seccionadores que farão a conexão da linha de transmissão com barra destino.

Para que seja possível transferir a linha de transmissão da barra de origem para a barra de destino, é preciso satisfazer as seguintes algumas restrições enumeradas a seguir e apresentadas no Algoritmo 3.44:

1. Deve existir *pelo menos* uma *barra destino* conectada via disjuntor de transferência à barra de origem;
2. O *caminho* que conecta as barras de origem e destino deve conter pelo menos um *disjuntor de transferência*, e deve estar *fechado*.
3. O disjuntor de transferência do caminho entre as barras origem e destino *não* deve estar sendo usado para *transferência* de um equipamento.

Por fim, considerando que as restrições acima elencadas foram atendidas e os caminhos para a barra origem e para barra destino foram identificados, deve-se conectar o caminho até a barra destino antes de desconectar o caminho para barra origem, respeitando o princípio de não interromper fluxo de carga. O Algoritmo 3.43, mais especificamente suas subrotinas – Algoritmo 3.45 e Algoritmo 3.46 – representam estas operações.

O Algoritmo 3.42 apresenta quais as ações necessárias para a transferência de uma linha de transmissão entre barramentos.

Algoritmo 3.42 Algoritmo para transferência de uma linha de transmissão entre barramentos

```
1: procedure TRANSFERIRLINHAENTREBARRAMENTOS (linhaDeTransmissao)
2:   barraOrigem ← Barra na qual a linha de transmissão está conectada
3:   barraDestino ← Barra acoplada à barraOrigem via disjuntor de transferência
4:   TRANSFERIREQUIPAMENTOENTREBARRAS (linhaDeTransmissao, barraOrigem, barraDestino)
5: end procedure
```

Algoritmo 3.43 Algoritmo para transferir um equipamento da barra de origem para a barra de destino

```
1: procedure TRANSFERIREQUIPAMENTOENTREBARRAS (linhaDeTransmissao, barraOrigem,
   barraDestino)
2:   if PODETRANSFERIREQUIPAMENTOENTREBARRAS(barraOrigem,barraDestino)
   then
3:     CONECTAREQUIPNABARRADESTINO (linhaDeTransmissao, barraDestino)
4:     DESCONECTAREQUIPDABARRAORIGEM (linhaDeTransmissao, barraOrigem)
5:   else
6:     informar operação indisponível
7:   end if
8: end procedure
```

Algoritmo 3.44 Algoritmo que verifica se a transferência de uma linha entre barras é uma operação possível

```
1: function PODETRANSFERIREQUIPAMENTOENTREBARRAS (barraOrigem,  
   barraDestino)  
2:   podeTransferir ← falso  
3:   caminhoEntreBarras ← Caminho que contém disjuntor de transferência não usado para  
4:   transferência entre barraOrigem e a barraDestino  
5:   if barra ≠ NIL AND caminhoEntreBarras ≠ NIL then  
6:     podeTransferir ← verdadeiro  
7:   end if  
8:   return podeTransferir  
9: end function
```

Algoritmo 3.45 Algoritmo para conectar um equipamento na barra destino

```
1: procedure CONECTAREQUIPNABARRADESTINO (equipamento, barraDestino)  
2:   caminhoConectarEquipBarraDestino ← Menor caminho entre o equipamento e a barraDestino  
3:   que não deixa o equipamento desprotegido  
4:   conectar caminhoConectarEquipBarraDestino  
5: end procedure
```

Algoritmo 3.46 Algoritmo para desconectar um equipamento da barra origem

```
1: procedure DESCONNECTAREQUIPDABARRAORIGEM (equipamento, barraOrigem)
2:    $C \leftarrow$  Conjunto de caminhos que conectam o equipamento à barraOrigem
3:   for cada caminho em C do
4:     desconectar caminho
5:   end for
6: end procedure
```

Liberação de Barramento

A *liberação* de um barramento é uma manobra análoga à ação do sistema de proteção quando da propagação de uma falha no sistema, resultando em uma *limpeza de barramento*. Em outras palavras, todos os equipamentos ligados ao barramento devem ser desconectados por meio da abertura dos disjuntores associados a estes equipamentos, ou seja, o barramento deve ser *desenergizado*. No contexto da liberação de um barramento, além de desenergizar, deve-se *isolar e aterrar* o barramento – se possível, para que seja seguro fazer a manutenção e executar testes no barramento.

Antes de desenergizar o barramento, no entanto, se for possível, deve-se fazer a *transferência* de todos os equipamentos conectados a este barramento para outro barramento, de forma que não haja interrupção no fluxo de energia. Caso contrário, a interrupção do fornecimento de energia é inevitável. O Algoritmo 3.44 descreve a asserção que verifica se a configuração do barramento dá suporte a esta operação. Convém lembrar que para esta verificação não são usadas informações do tipo de barramento, apenas informações da configuração topológica atual, como fora apresentado na Seção 3.1.3. Para transferir os equipamentos entre as barras é usado o Algoritmo 3.43, também definido previamente.

Para desenergizar um barramento, são identificados e desconectados todos os caminhos que conduzem energia até o barramento, como apresentado no Algoritmo 3.49 de forma análoga ao que ocorre na normalização de disjuntor, como discutido na Seção 3.1.3.

Os métodos ISOLAR(*barra*) e ATERRAR(*barra*) são usados, respectivamente, para abrir as chaves adjacentes ao barramento, de forma que nenhum vestígio de energia chegue ao equipamento; e fechar as chaves-de-aterramento, conduzindo elétrons remanescentes no barramento à terra. Esses métodos são auto-explicativos e, por isso, são dispensados detalhes sobre eles.

Algoritmo 3.47 Algoritmo para liberação de barramento

```
1: procedure LIBERARBARRAMENTO (barra)
2:   if ESTAENERGIZADO (barra) then
3:     outraBarra ← Barra do arranjo associada a barra
4:     equipamentosParaTransferir ← Conjunto dos equipamentos que estão conectados a barra
5:     TRANSFERIRTODOSEQUIPAMENTOS (barra, outraBarra, equipamentosParaTransferir)
6:     DEENERGIZARBARRA (barra)
7:   end if
8:   ISOLAR (barra)
9:   ATERRAR (barra)
10: end procedure
```

Algoritmo 3.48 Algoritmo para transferir uma lista de equipamentos associada a uma determinada barra

```
1: procedure TRANSFERIRTODOSEQUIPAMENTOS (barra, outraBarra, equipamentos)
2:   for cada equipamento de equipamentos do
3:     TRANSFERIREQUIPAMENTOENTREBARRAS (equipamento, barra, outraBarra)
4:   end for
5: end procedure
```

Algoritmo 3.49 Algoritmo para desenergizar um barramento

```
1: procedure DESENERGIZARBARRA (barra)
2:    $C \leftarrow$  Conjunto de caminhos que energizam a barra       $\triangleright$  Conjunto ordenado:
      caminhos que contém disjuntor ou chave-fusível têm prioridade
3:   for para cada caminho em  $C$  do
4:     Abra todos os equipamentos seccionadores do caminho que podem ser abertos, dando
      prioridade aos disjuntores
5:   end for
6: end procedure
```

Normalização de Barramento

Com base na definição de normalização apresentada na seção 3.1.3 a *normalização* de um barramento consiste em desfazer o que fora feito durante a liberação do barramento. Por isso, esta manobra é composta por (i) desaterrar, se houve aterramento; (ii) desfazer o isolamento; (iii) desfazer a transferência de equipamentos, se houve transferência entre barras; e (iv) energizar o barramento.

Para *desfazer a transferência dos equipamentos* de uma barra para outra, é preciso inferir quais ações foram executadas na liberação. Para tal, a configuração topológica atual é analisada e deve-se identificar:

1. A *barra associada* à barra que deve ser normalizada;
2. Se a barra associada está *energizada*, existem equipamentos energizados conectados à ela. Portanto, é *provável* que estes equipamentos sejam transferidos para a outra barra.

Baseando-se apenas na configuração topológica atual, não é possível saber quais equipamentos estavam conectados a cada barramento no momento antes da liberação, se é que essas

barras estavam sendo usadas simultaneamente. Então, deve ser informado de forma *manual*, no momento da normalização, quais equipamentos devem ser reconectados na barra que está sendo normalizada. Caso nenhum equipamento seja informado, considera-se que todos os equipamentos que estão conectados na barra associada devem ser reconectados à barra da manobra. O Algoritmo 3.50 ilustra o que fora mencionado, bem como as demais ações para a normalização de um barramento. A transferência dos equipamentos, se necessária, é provida pelo Algoritmo 3.43 apresentado na Seção 3.1.3.

Os métodos responsáveis por desfazer o aterramento – *DESATERRAR(barra)*, desfazer o isolamento – *DEISOLAR(barra)* e energizar – *ENERGIZAR(barra)* são auto-explicativos e por isso, serão poupados os detalhes referentes a eles.

Algoritmo 3.50 Algoritmo para normalização de um barramento

```
1: procedure NORMALIZARBARRAMENTO (barra, equipamentosParaTransferir)
2:   DESATERRAR (barra)
3:   DESISOLAR (barra)
4:   outraBarra ← Barra do arranjo associada à barra
5:   if ESTAENERGIZADO (outraBarra) then
6:     if equipamentosParaTransferir = NIL then
7:       equipamentosParaTransferir ← Conjunto dos equipamentos que estão conectados
8:       a outraBarra
9:     end if
10:    TRANSFERIRTODOSEQUIPAMENTOS (outraBarra, barra, equipamentosParaTransferir)
11:  else
12:    ENERGIZAR (barra)
13:  end if
14: end procedure
```

Liberação de Transformador

A *liberação de um transformador* (i.e. trafo) consiste em (i) desenergizar; (ii) isolar; e (iii) aterrar o trafo, se possível. Além disso, é possível que seja necessário executar ações de regulação de TAP para ajustar transformadores em paralelo. Um transformador é formado por um ou mais enrolamentos, como descrito na Seção 2.1.3. Por isso, liberar um transformador implica na *liberação de cada um dos enrolamentos* deste equipamento.

Para *desenergizar* um trafo e, conseqüentemente, o conjunto de seus enrolamentos, deve-se considerar:

1. Os enrolamentos de maior tensão devem ser desenergizados antes dos enrolamentos de menor tensão;
2. Para desenergizar um enrolamento, por padrão, devem ser identificados os primeiros disjuntores alcançáveis a partir de cada um dos terminais do enrolamento;
3. Os disjuntores devem ter *estado* fechado.

O Algoritmo 3.52 descreve como se dá a desenergização de um conjunto de enrolamentos de um trafo.

De forma similar, para *isolar* um trafo, o conjunto de seus enrolamentos devem ser isolados sob as seguintes considerações:

1. Os enrolamentos de menor tensão devem ser isolados antes dos enrolamentos de maior tensão;
2. Para isolar um enrolamento, por padrão, devem ser identificadas as primeiras chaves-seccionadoras alcançáveis a partir de cada um dos terminais do enrolamento;
3. As chaves-seccionadoras devem ter *estado* fechado.

O Algoritmo 3.53 descreve como se dá o isolamento de um conjunto de enrolamentos de um trafo.

Por fim, para *aterrar* um trafo, o conjunto de seus enrolamentos devem ser aterrados um a um, considerando:

1. Os enrolamentos de menor tensão devem ser aterrados antes dos enrolamentos de maior tensão;

2. Para aterrar um enrolamento, devem ser identificadas as primeiras chaves-de-aterramento alcançáveis a partir de cada um dos terminais do enrolamento;
3. As chaves-de-aterramento devem ter *estado* aberto.

O Algoritmo 3.54 descreve como acontece o aterramento de um conjunto de enrolamentos de um trafo.

Os transformadores de alta tensão, como por exemplo os transformadores de 500KV, são normalmente transformadores trifásicos. Estes transformadores são constituídos internamente de três transformadores que podem ser ligados de diferentes formas. Neste caso, a liberação de um transformador trifásico requer que os três transformadores internos sejam liberados. O Algoritmo 3.51 para liberação de um transformador não está preparado para gerar manobra para esta situação.

A solução deste trabalho se detém à geração automática de operações de seccionamento, portanto, as ações de regulação de TAP não são geradas pela versão atual do Algoritmo 3.51 para liberação de trafo.

No contexto da liberação de um trafo, pode ser requerido que, ao final da liberação do transformador, se realize a *complementação do bay*. Esta operação foi previamente definida na Seção 3.1.3 e detalhada pelo Algoritmo 3.36. Esta operação consiste, basicamente, em retomar a redundância existente nos arranjos de barramento de disjuntor e meio.

Algoritmo 3.51 Algoritmo para liberação de um transformador

```
1: procedure LIBERARTRANSFORMADOR (transformador, complementarBay)
2:   enrolamentos ← Conjunto de enrolamentos do transformador
3:   DESENERGIZARENROLAMENTOS (enrolamentos)
4:   ISOLARENROLAMENTOS (enrolamentos)
5:   if complementarBay then
6:     COMPLEMENTARBAY (transformador)
7:   end if
8:   ATERRARENROLAMENTOS (enrolamentos)
9: end procedure
```

Algoritmo 3.52 Algoritmo para desenergizar cada um dos enrolamentos de um transformador

```
1: procedure DEENERGIZARENROLAMENTOS (enrolamentos)
2:   Ordenar o conjunto enrolamentos da menor para a maior tensão
3:   for cada enrolamento em enrolamentos do
4:      $D \leftarrow$  Conjunto de disjuntores alcançáveis a partir de cada terminal do enrolamento com
5:     estado fechado
6:     for cada disjuntor em  $D$  do
7:       abrir disjuntor
8:     end for
9:   end for
10: end procedure
```

Algoritmo 3.53 Algoritmo para isolar cada um dos enrolamentos de um transformador

```
1: procedure ISOLARENROLAMENTOS (enrolamentos)
2:   Ordenar o conjunto enrolamentos da maior para a menor tensão
3:   for cada enrolamento em enrolamentos do
4:      $C \leftarrow$  Conjunto de chaves-seccionadoras alcançáveis a partir de cada terminal do
5:     enrolamento com estado fechado
6:     for cada chave em  $C$  do
7:       abrir chave
8:     end for
9:   end for
10: end procedure
```

Algoritmo 3.54 Algoritmo para aterrarr cada um dos enrolamentos de um transformador

```
1: procedure ATERRAR (enrolamentos)
2:   Ordenar o conjunto enrolamentos da maior para a menor tensão
3:   for cada enrolamento em enrolamentos do
4:      $C \leftarrow$  Conjunto de chaves-de-aterramento alcançáveis a partir de cada terminal do
5:     enrolamento com estado aberto
6:     for cada chave – de – aterramento em  $C$  do
7:       fechar chave – de – aterramento
8:     end for
9:   end for
10: end procedure
```

Normalização de Transformador

Para *normalização de um transformador*, são considerados os mesmos princípios estabelecidos para a liberação de um transformador na Seção 3.1.3. Ou seja, a normalização de um trafo é o mesmo que normalizar *cada um dos enrolamentos* do trafo: (i) desfazendo aterramento dos enrolamentos, se houve aterramento; (ii) desfazendo isolamento dos enrolamentos; e (iii) energizando os enrolamentos. O Algoritmo 3.55 apresenta uma visão geral do que fora exposto sobre a normalização de um transformador.

Para *desfazer o aterramento* de um transformador e, conseqüentemente, do conjunto de seus enrolamentos, deve-se considerar:

1. Os enrolamentos de maior tensão devem ser desaterrados antes dos enrolamentos de menor tensão;

2. Para desfazer o aterramento, devem ser identificadas as chaves-de-aterramento alcançáveis a partir de cada um dos terminais do enrolamento;
3. As chaves-de-aterramento devem ter *estado* fechado.

O Algoritmo 3.56 descreve como se desfaz o aterramento de um conjunto de enrolamentos de um trafo.

Para *desfazer o isolamento* de um transformador e, conseqüentemente, do conjunto de seus enrolamentos, deve-se considerar:

1. Os enrolamentos de menor tensão devem ser desaterrados antes dos enrolamentos de maior tensão;
2. Para desfazer o aterramento, devem ser identificadas as chaves-seccionadoras alcançáveis a partir de cada um dos terminais do enrolamento;
3. As chaves-seccionadoras devem ter *estado* aberto.

O Algoritmo 3.57 descreve como se desfaz o isolamento de um conjunto de enrolamentos de um trafo.

Para *energização* de um transformador e, conseqüentemente, do conjunto de seus enrolamentos, são considerados:

1. Os enrolamentos de maior tensão devem ser energizados antes dos enrolamentos de menor tensão;
2. Para energizar, devem ser identificados os primeiros disjuntores alcançáveis a partir de cada um dos terminais do enrolamento;
3. Os disjuntores devem ter *estado* aberto.

O Algoritmo 3.58 descreve como energizar um conjunto de enrolamentos de um trafo.

Algoritmo 3.55 Algoritmo para normalização de um transformador

```
1: procedure NORMALIZARTRANSFORMADOR (transformador)
2:   enrolamentos  $\leftarrow$  Conjunto de enrolamentos do transformador
3:   DESATERRARENROLAMENTOS (enrolamentos)
4:   DESISOLARENROLAMENTOS (enrolamentos)
5:   ENERGIZARENROLAMENTOS (enrolamentos)
6: end procedure
```

Algoritmo 3.56 Algoritmo para desaterrar cada um dos enrolamentos de um transformador

```
1: procedure DESATERRARENROLAMENTOS (enrolamentos)
2:   Ordenar o conjunto enrolamentos da maior para a menor tensão
3:   for cada enrolamento em enrolamentos do
4:     C  $\leftarrow$  Conjunto de chaves-de-aterramento alcançáveis a partir de cada terminal do
5:     enrolamento com estado fechado
6:     for cada chave - de - aterramento em C do
7:       abrir chave - de - aterramento
8:     end for
9:   end for
10: end procedure
```

Algoritmo 3.57 Algoritmo para desfazer o isolamento de cada um dos enrolamentos de um transformador

```
1: procedure DESISOLARENROLAMENTOS (enrolamentos)
2:   Ordenar o conjunto enrolamentos da menor para a maior tensão
3:   for cada enrolamento em enrolamentos do
4:      $C \leftarrow$  Conjunto de chaves-seccionadoras alcançáveis a partir de cada terminal do
5:     enrolamento com estado aberto
6:     for cada chave – seccionadora em  $C$  do
7:       fechar chave – seccionadora
8:     end for
9:   end for
10: end procedure
```

Algoritmo 3.58 Algoritmo para energizar cada um dos enrolamentos de um transformador

```
1: procedure ENERGIZARENROLAMENTOS (enrolamentos)
2:   Ordenar o conjunto enrolamentos da maior para a menor tensão
3:   for cada enrolamento em enrolamentos do
4:      $D \leftarrow$  Conjunto de disjuntores alcançáveis a partir de cada terminal do enrolamento com
5:     estado aberto
6:     for cada chave – seccionadora em  $C$  do
7:       fechar chave – seccionadora
8:     end for
9:   end for
10: end procedure
```

Liberação de Reator

A *liberação de um reator* acontece de forma similar à liberação de outros equipamentos já apresentados, com desenergização do equipamento; e isolamento. O que diferencia a liberação de reator das outras manobras de liberação já apresentadas é, em especial, o fato de que:

1. Ao *desenergizar* um reator, se houver um disjuntor associado a ele, o *disjuntor* deve ser *desenergizado e isolado*.

O disjuntor é liberado junto com o reator para impedir que na normalização deste reator, a regulação do sistema seja reinserida de forma indevida.

No entanto, a liberação de um reator bastante semelhante à liberação de chave-seccionadora, apresentada na Seção 3.1.3, no tocante à forma de isolar o equipamento:

1. Ao *isolar* um reator, se alguma chave-seccionadora não pode ser aberta, deve-se *interromper a carga* na chave, abrindo disjuntores adjacentes à ela, até que a chave possa ser aberta;
2. Considerando que a prioridade é o fornecimento de energia, se houve corte na carga, deve-se sempre tentar *restabelecer a corrente cortada*.

Para melhor entendimento dos itens apresentados anteriormente, o Algoritmo 3.60 apresenta em detalhes como acontece a desenergização descrita no Item 1; assim como o Algoritmo 3.61 mostra detalhes sobre o isolamento de um reator, descrito no Item 1. O Item 2, no entanto, foi previamente descrito na Seção 3.1.3 e é representado pelo Algoritmo 3.19.

Assim como acontece na liberação de linha de transmissão (Seção 3.1.3) e liberação de transformador (Seção 3.1.3), no contexto da liberação de reator também pode ser requerido que, ao final da liberação, se realize a *complementação de bay* para retomar a tolerância a falhas típico dos arranjos de barramento de disjuntor e meio.

O Algoritmo 3.59 dá uma visão geral da liberação de um reator.

Algoritmo 3.59 Algoritmo para liberação de um reator

```
1: procedure LIBERARREATOR (reator, complementarBay)
2:   DEENERGIZARREATOR (reator)
3:   ISOLAR (reator)
4:   RESTABELECCERCORRENTECORTADA
5:   if complementarBay then
6:     COMPLEMENTARBAY (reator)
7:   end if
8: end procedure
```

Algoritmo 3.60 Algoritmo para desenergização de um reator

```
1: procedure DEENERGIZARREATOR (reator)
2:    $D \leftarrow$  Conjunto de disjuntores alcançáveis a partir dos terminais do reator que tem estado fechado
3:   for cada disjuntor em  $D$  do
4:     if PODEABRIR (disjuntor) then
5:       DEENERGIZAR (disjuntor)
6:       ISOLAR (disjuntor)
7:     end if
8:   end for
9: end procedure
```

Algoritmo 3.61 Algoritmo para isolar um reator

```
1: procedure ISOLARREATOR (reator)
2:    $C \leftarrow$  Conjunto de chaves-seccionadoras alcançáveis a partir dos terminais do reator que tem
3:   estado fechado
4:   for cada chave – seccionadora em  $C$  do
5:     if PODEMANUSEAR (chave – seccionadora) then
6:       abrir chave – seccionadora
7:     else
8:       INTERROMPERCARGA (chave – seccionadora)
9:     end if
10:  end for
11: end procedure
```

Normalização de Reator

O reator é um equipamento de regulação do sistema elétrico, como apresentado na Seção 2.1.3. Por isso, a *normalização* deste equipamento não o reintegra à rede elétrica, deixando-o sem operar. A normalização, no contexto do reator, deixa o equipamento pronto para operar. Exceto se for informado de forma *manual* que o reator deve voltar a operar, inserindo a regulação no sistema elétrico (flag *inserirRegulacao* com valor verdadeiro). Por isso, o conceito de desisolar o reator é aplicável aos disjuntores associados a ele, se existir.

Salvo pelo que fora exposto, a normalização do reator é semelhante às demais e consiste em (i) desisolar; e (ii) energizar o equipamento, se for o caso. Os conceitos de desisolar – por meio do método $DEISISOLAR(reator)$ – e energizar um equipamento – por meio do método $ENERGIZAR(reator)$ – já foram muito bem trabalhados em seções anteriores e, por isso, não serão detalhados nesta seção.

O Algoritmo 3.62 apresenta em linhas gerais como se dá a normalização de um reator.

Algoritmo 3.62 Algoritmo para normalização de um reator

```
1: procedure NORMALIZARREATOR (reator, inserirRegulacao)
2:   DESISOLAR (reator)
3:   if inserirRegulacao then
4:     ENERGIZAR (reator)
5:   end if
6: end procedure
```

Liberação de Banco de Capacitor

A liberação de banco de capacitor é composta tal como está descrito na Seção 3.1.3 – (i) desenergização; (ii) isolamento e (iii) aterramento do equipamento, se possível. Enquanto a desenergização e o aterramento, providos respectivamente pelos métodos `DEENERGIZAR(bancoDeCapacitor)` e `ATERRAR(bancoDeCapacitor)`, são operações padrões, realizadas tal como para a maioria dos equipamentos, o isolamento tem algumas peculiaridades.

Para definir o conjunto de chaves-seccionadoras que serão abertas para isolar o equipamento, além dos princípios básicos descritos determinar o conjunto de chaves-seccionadoras para isolar uma chave (Seção 3.1.3), deve-se considerar:

1. O caminhamento se dá a partir de cada um dos terminais do banco de capacitor até encontrar o primeiro barramento.

O Algoritmo 3.64 apresenta como se dá o isolamento de um banco de capacitor; e o Algoritmo 3.63 apresenta em linhas gerais como se dá a liberação de um banco de capacitor.

Algoritmo 3.63 Algoritmo para liberação de um banco de capacitor

```
1: procedure LIBERARBANCODECAPACITOR (bancoDeCapacitor)
2:   DEENERGIZAR (bancoDeCapacitor)
3:   ISOLARBANCODECAPACITOR (bancoDeCapacitor)
4:   ATERRAR (bancoDeCapacitor)
5: end procedure
```

Algoritmo 3.64 Algoritmo para isolar um banco de capacitor

```
1: procedure ISOLARBANCODECAPACITOR (bancoDeCapacitor)
2:    $C \leftarrow$  Conjunto de chaves-seccionadoras alcançáveis a partir dos terminais do bancoDeCapacitor
3:   até encontrar o primeiro barramento; que tem estado fechado
4:   for cada chave – seccionadora de  $C$  do
5:     abrir chave – seccionadora
6:   end for
7: end procedure
```

Normalização de Banco de Capacitor

Banco de capacitor é um equipamento de regulação de tensão tal qual reator e compensadores, como definido na Seção 2.1.3. De forma análoga ao que acontece com os reatores, a *normalização de um banco de capacitor* não o coloca em operação novamente, apenas o deixa preparado para isto. A não ser que, seja requerido *manualmente* – via flag *inserirRegulacao* – que o banco de capacitor volte a operar, fazendo a regulação da tensão no sistema elétrico.

Exceto pelo fato de não colocar o banco de capacitor novamente em operação, a normalização do banco de capacitor é similar à outras manobras de normalização, ou seja, (i) desfazer aterramento – por meio do método `DESATERRAR(bancoDeCapacitor)`; (ii) desfazer o isolamento – por meio do método `DEISOLAR(bancoDeCapacitor)`; e (iii) energizar o banco de capacitor – por meio do método `ENERGIZAR(bancoDeCapacitor)`.

Algoritmo 3.65 Algoritmo para normalização de um banco de capacitor

```
1: procedure NORMALIZARBANCODECAPACITOR (bancoDeCapacitor, inserirRegulacao)
2:   DESATERRAR (bancoDeCapacitor)
3:   DEISOLAR (bancoDeCapacitor)
4:   if inserirRegulacao then
5:     ENERGIZAR (bancoDeCapacitor)
6:   end if
7: end procedure
```

Liberação de Compensador Síncrono

A *liberação de compensador síncrono*, visando retirar o equipamento de operação para realização de manutenção, correção de falhas ou execução de testes, é composta assim como mostra o Algoritmo 3.66, por: (i) desenergizar; e (ii) isolar compensador síncrono. Não sendo aplicável, neste contexto, o aterramento do compensador.

Para *desenergizar* o compensador síncrono, são usados os mesmos princípios estabelecidos para a grande maioria das manobras de liberação apresentadas: abrir os disjuntores com estado fechado alcançáveis a partir de cada um dos terminais do compensador. Serão dispensados detalhes sobre o algoritmo para desenergizar banco de capacitor, tendo em vista que é igual ao que fora apresentado.

Para *isolar* o compensador, o princípio é o mesmo usado para isolar o banco de capacitor apresentado na Seção 3.1.3. Então, para não repetir o que está descrito

no Algoritmo 3.64, não serão dados detalhes do método ISOLARCOMPENSADORSSINCRONO(*compensador Sincrono*).

Algoritmo 3.66 Algoritmo para liberação de um compensador síncrono

```
1: procedure LIBERARCOMPENSADORSSINCRONO (compensador Sincrono)
2:   DEENERGIZAR (compensador Sincrono)
3:   ISOLARCOMPENSADORSSINCRONO (compensador Sincrono)
4: end procedure
```

Normalização de Compensador Síncrono

O compensador síncrono é um equipamento responsável por regular tensão do sistema elétrico, por isso, a *normalização de compensador síncrono*, tal qual as de outros equipamentos reguladores, não insere o equipamento na rede elétrica, exceto de isso for requerido *manualmente*.

A normalização deste equipamento é composta por (i) desfazer isolamento – por meio do método DESISOLAR(*compensador Sincrono*); e (ii) energizar o compensador síncrono – por meio do método ENERGIZAR(*compensador Sincrono*), se requerido.

Para determinar o conjunto de disjuntores que devem ser fechados, visando energizar o compensador síncrono, são usados os mesmos princípios estabelecidos para energização da grande maioria dos outros equipamentos. Para determinar o conjunto de chaves-seccionadoras que serão fechadas para desfazer o isolamento do compensador, além dos princípios já apresentados para outros equipamentos, deve-se considerar:

1. A chave-seccionadora, por padrão, *deve* ser a que está depois do disjuntor;
2. O caminhamento se dá a partir de cada um dos terminais do banco de capacitor até encontrar o primeiro barramento.

O Algoritmo 3.67 apresenta em linhas gerais como se dá a normalização de um compensador síncrono. Os métodos que compõem esse algoritmo, no entanto, não serão detalhados tendo em vista que já foram apresentados anteriormente.

Algoritmo 3.67 Algoritmo para normalização de um compensador síncrono

```
1: procedure NORMALIZARCOMPENSADORSSINCRONO (compensadorSincrono,  
   inserirRegulacao)  
2:   DESISOLAR (compensadorSincrono)  
3:   if inserirRegulacao then  
4:     ENERGIZAR (compensadorSincrono)  
5:   end if  
6: end procedure
```

Algoritmo 3.68 Algoritmo para desfazer o isolamento de um compensador síncrono

```
1: procedure DESISOLARCOMPENSADORSSINCRONO (compensadorSincrono)  
2:    $C \leftarrow$  Conjunto de chaves-seccionadoras alcançáveis a partir dos terminais do compensadorSincrono  
3:   até encontrar o primeiro barramento; que tem estado aberto e estão localizadas após o disjuntor  
4:   for cada chave – seccionadora em  $C$  do  
5:     fechar chave – seccionadora  
6:   end for  
7: end procedure
```

Liberação de Compensador Estático

Com base no que diz a Seção 3.1.3, a *liberação de compensador estático* é considerada uma manobra de liberação típica, ou seja, composta por (i) desenergizar; (ii) isolar; e (iii) aterrar

o equipamento.

Todas estas operações, representadas pelos métodos `DESENERGIZAR(compensadorEstatico)`, `ISOLAR(compensadorEstatico)` e `ATERRAR(compensadorEstatico)` estão no Algoritmo 3.69. Tendo em vista a similaridade com os demais algoritmos para a manobra de liberação, não serão apresentados detalhes dos algoritmos correspondentes a cada método.

Algoritmo 3.69 Algoritmo para liberação de um compensador estático

```
1: procedure LIBERARCOMPENSADORESTATICO (compensadorEstatico)
2:   DESENERGIZAR (compensadorEstatico)
3:   ISOLAR (compensadorEstatico)
4:   ATERRAR (compensadorEstatico)
5: end procedure
```

Normalização de Compensador Estático

Compensador estático é um equipamento de regulação de tensão tal qual reator e banco de capacitor, como definido na Seção 2.1.3. De forma análoga ao que acontece com os estes equipamentos, a *normalização de um banco de capacitor* não o coloca em operação novamente, apenas o deixa preparado para isto. A não ser que, seja requerido *manualmente* – via flag *inserirRegulacao* – que o compensador volte a operar, fazendo a regulação da tensão no sistema elétrico.

Exceto pelo fato de não colocar o compensador estático novamente em operação, a normalização deste equipamento é similar à outras manobras de normalização, ou seja, (i) desfazer aterramento – por meio do método `DESATERRAR(compensadorEstatico)`; (ii) desfazer o isolamento – por meio do método `DEISOLAR(compensadorEstatico)`; e (iii) energizar o banco de capacitor – por meio do método `ENERGIZAR(compensadorEstatico)`.

O Algoritmo 3.70 apresenta de forma geral como se dá a normalização de um compensador estático. Não serão apresentados detalhes dos demais algoritmos, dada a similaridade deles com os demais algoritmos usados para normalizar um equipamento em manobras anteriores.

Algoritmo 3.70 Algoritmo para normalização de um compensador estático

```
1: procedure NORMALIZARCOMPENSADORESTATICO (compensadorEstatico, inserirRegulacao)
2:   DESATERRAR (compensadorEstatico)
3:   DESISOLAR (compensadorEstatico)
4:   if inserirRegulacao then
5:     ENERGIZAR (compensadorEstatico)
6:   end if
7: end procedure
```

3.2 Auditoria de Manobras

Uma manobra é definida como "uma sequência de operações que devem ser executadas na rede elétrica com o objetivo de reconfigurá-la para que não haja interrupção no fornecimento de energia". Toda e qualquer manobra deve ser bem planejada antes de ser executada. Operações inadequadas, mesmo que mínimas, podem afetar negativamente grande parte do sistema elétrico [7] e colocar em risco os operadores da subestação.

Antes da execução de uma manobra na rede, é preciso uma análise prévia do sistema elétrico para avaliar possíveis consequências desta manobra, garantindo que as operações da manobra não resultarão em situações indesejadas, como por exemplo, sobrecarga e sobretenção de equipamentos, ou colocarão as pessoas envolvidas na manobra em situações de perigo de vida.

Atualmente, a análise das manobras, bem como a geração destas, é feita de forma manual pelos operadores ou supervisores da operação, conforme apresentado na Seção 2.4. Falhas na análise das manobras eventualmente podem acontecer e operações inadequadas podem ser executadas, resultando em situações anormais da rede elétrica, diminuindo a segurança do sistema elétrico e do pessoal envolvido na manobra.

A auditoria de manobras é responsável por analisar – de forma automática – a sequência de operações de seccionamento e aterramento das manobras; e dar um parecer quanto à correteza desta manobra. A técnica de auditoria de manobras é um subproduto da solução principal deste trabalho – a geração automática de manobras, e baseia-se totalmente nas regras de intertravamento apresentadas na Seção 3.1.2.

A auditoria de manobras funciona da seguinte forma: Dada uma manobra, ou seja, uma sequência (S) de operações de seccionamento e aterramento, entende-se que auditar uma manobra corresponde à auditar cada uma das operações desta manobra. Auditar uma operação, no entanto, é considerar que todas as operações anteriores à esta que está sob análise foram realizadas e, com base nesta configuração topológica, verificar se a operação corrente pode ser realizada.

Seja $S = \{O_1, O_2, O_3, \dots, O_n\}$, $n \geq 1$ uma manobra composta por n operações de seccionamento ou aterramento (O).

Se a operação O_n é possível, considera-se esta operação realizada na topologia da rede elétrica para que se possa verificar se a operação $O_{(n+1)}$ pode ser realizada. Como pode-se observar, a operação seguinte é sempre dependente das operações anteriores a ela. Se alguma das n operações não pode ser realizada, a manobra S é considerada incorreta e a operação O , que não pode ser realizada, é apontada como uma operação impeditiva da manobra. Se uma manobra é dita incorreta, significa que, com base nas regras elétricas, se executada, esta manobra pode afetar negativamente o sistema elétrico.

Os principais benefícios do uso da auditoria, no contexto da geração e execução de manobras, são:

- Auxiliar o operador na geração e análise das manobras, bem como das possíveis consequências desta manobra na rede elétrica;
- Minimizar a probabilidade de ocorrência de erros de caráter técnico ou de digitação presentes na manobra;
- Reduzir o tempo de geração de manobras;
- Aumentar a confiabilidade das manobras que são executadas e, conseqüentemente, a segurança do sistema elétrico e dos operadores da subestação.

Por ser fundamentada em regras de intertravamento que tomam por base somente a configuração topológica da subestação, a auditoria de manobras é elegível a qualquer subestação do sistema, mesmo as subestações com disposição topológica atípica.

A auditoria de manobras é uma das funcionalidades do sistema prova de conceito *Smart Switch*. Este sistema provê esta funcionalidade de três formas diferentes, elencadas a seguir:

1. Na geração manual de manobras, analisando cada operação a ser realizada;
2. Na geração automática de manobras, porém de forma transparente; neste contexto, apenas as operações que podem ser realizadas, de acordo com a auditoria, são apresentadas;
3. Na auditoria de manobras que foram geradas manualmente por operadores ou supervisores da operação, sem auxílio do sistema; ou foram geradas automaticamente e passaram por algum tipo de edição.

Cada uma das possíveis formas de auditar manobras e suas operações serão apresentadas nas sub-seções seguintes.

3.2.1 Auditoria de Manobras Geradas Manualmente

Na *geração manual de manobras*, é possível usar a interface gráfica do sistema SmartSwitch para gerar uma seqüência de operações de seccionamento ou de aterramento para diversos equipamentos da rede elétrica.

A cada operação requerida, seja ela de *abrir* ou de *fechar* um equipamento, o módulo de auditoria é acionado para verificar se esta operação, considerando a configuração topológica atual, pode ser realizada. Ou seja, são verificadas as restrições de intertravamento para o dispositivo elétrico que se deseja operar. Se uma operação de seccionamento ou aterramento é possível, a ação correspondente a esta operação é gerada e adicionada à manobra e o estado do equipamento é imediatamente alterado. Por exemplo, se a operação de seccionamento para fechar um disjuntor é requerida e esta operação pode ser realizada, o estado final do disjuntor, após a geração desta ação, será *fechado*. Caso contrário, se por restrições elétricas, a operação de um equipamento não pode ser realizada, é informada a impossibilidade de se operar este equipamento e a razão pela qual esta operação não pode ser realizada.

3.2.2 Auditoria de Manobras Geradas Automaticamente

Na *geração automática de manobras*, quando se deseja, por exemplo, gerar uma manobra para liberação ou normalização de um disjuntor, o módulo de auditoria é acionado de maneira similar ao que acontece na geração manual de manobras: verificando cada uma das operações de seccionamento ou aterramento que serão geradas. Porém, neste contexto, a verificação acontece de forma transparente.

Dada a transparência da atuação da técnica de auditoria no contexto da geração automática de manobras, é importante ressaltar que em alguns casos, se uma operação não pode ser realizada até que outros equipamentos sejam manuseados e possibilitem esta operação, todas estas operações necessárias para a realização da operação inicial devem ser geradas. Um exemplo desta situação é a liberação de uma chave-seccionadora associada a um reator de linha de transmissão, em um arranjo no qual o reator não tem um disjuntor associado a ele. Se a linha de transmissão está energizada e operando normalmente, para que seja possível abrir a chave, é necessário que se corte a carga nesta chave, ou seja, que a linha seja desenergizada. Essa desenergização acontece com o manuseio dos disjuntores, resultando em um conjunto de operações de seccionamento do tipo abrir; incluindo a abertura da chave-seccionadora que antes não podia ser manuseada.

3.2.3 Edição de Manobras

É completamente natural que se deseje *alterar* informações da manobra gerada de forma automática, ou manual – sem uso do sistema SmartSwitch. Inclusive, é aceitável que se deseje inserir operações complementares. No entanto, é possível que, no momento da edição, erros sejam inseridos na manobra. Estes erros podem ser ocasionados por falha na digitação ou na análise das consequências desta manobra. Por isso, a auditoria das manobras editadas ou geradas manualmente é imprescindível para garantir a confiabilidade destas manobras, e consequentemente, a segurança do sistema elétrico.

3.3 Trabalhos Relacionados

A partir da análise da *literatura* relacionada à *geração automática de manobras* é possível identificar e sumarizar os requisitos de uma solução ideal para o problema, elencados na Seção 3.1.

Brand, Kopainsky e Wimmer [16], foram os pioneiros na modelagem de regras de intertravamento elegíveis a quaisquer subestações do sistema elétrico, de forma que não seja necessária uma programação diferente para cada subestação do sistema. No entanto, não fazem a geração automática de manobras. De forma análoga, Dakhal et. al. [2, 22–24] na versão final de seus trabalhos de geração automática de manobras, fazem uso de regras generalizáveis para a geração de manobras e de intertravamentos elétricos independentes da configuração topológica dos arranjos da subestação.

Os trabalhos presentes na literatura para solucionar o problema de geração automática de manobras se baseiam, na grande maioria, em *sistemas especialistas*. Essas soluções serão descritas e comparadas quanto aos requisitos da solução presente neste trabalho. Por fim, uma tabela comparando as principais técnicas estudadas na literatura e a solução deste trabalho será apresentada, evidenciando as características inovadoras deste trabalho.

Islam e Chowdhury [25] apresentam um *sistema especialista* que propõe um plano de restauração do sistema (i.e. manobra) baseado em planos de restauração anteriores. Estes planos foram coletados junto a uma companhia de energia e armazenados numa *base de conhecimento*, chamada biblioteca de casos. As *restrições das subestações* (i.e. regras de intertravamento) são consideradas e representadas por *expressões lógicas*. A máquina de inferência do sistema especialista é a responsável por verificar essas restrições e gerar as ações dos planos com base na biblioteca de casos. Esta solução, no entanto, *não é genérica* e possui *alto grau de manutenção*. As regras da base de conhecimento estão fortemente vinculadas aos arranjos das subestações, tendo em vista que as restrições são representadas por expressões booleanas. Diante disso, a técnica muito sensível a qualquer mudança topológica.

Ananthapadmanabha e Kulakarni [26] apresentam um *sistema baseado em conhecimento* (i.e. sistema especialista) capaz de gerar automaticamente *manobras ótimas*. A inovação deste trabalho é a utilização de *processos estocásticos e probabilidade condicional* para ajudar na inferência destas manobras. Para atender este objetivo, é criada uma matriz contendo

todos os caminhos alternativos possíveis que satisfazem a tarefa da manobra. Para cada caminho alternativo é calculada a probabilidade do caminho alternativo ser ótimo considerando o caminho atual, o número de caminhos existentes, e outros atributos. Explorando os resultados da matriz de caminhos alternativos e da matriz de probabilidades destes caminhos, a máquina de inferência determina a manobra ótima. Similar ao que acontece com outros sistemas especialistas, esta solução *não* é capaz de lidar com toda e qualquer subestação do sistema de forma independente da configuração topológica dos arranjos, exigindo grande esforço de manutenção. Concomitantemente, *não* é capaz de gerar manobras para subestações com elevado número de equipamentos.

Em vários trabalhos [2, 22–24], Dhakal, Sachdev e Sidhu apresentam um sistema com *regras*, construído com base em um conjunto de componentes e no paradigma de linguagem de programação *orientada a objeto*. Os trabalhos iniciais descrevem uma técnica extremamente arraigada à topologia da rede elétrica e dependente de informações externas, inseridas *manualmente*. Com o tempo e a evolução do trabalho, as regras empregadas para a geração automática de manobras e a forma de representação e avaliação das regras de intertravamento passaram a ser generalizáveis, ou seja, independentes da topologia. Na versão final do seu trabalho, Dhakal faz uso dos *circuitos equivalentes de Thévenin e Norton* para a verificação de regras de intertravamento elétrico em chaves seccionadoras. Além disso, é feita a análise do fluxo de potência depois da execução da manobra, verificando se os valores operacionais dos equipamentos foram mantidos dentro dos limites. A maioria das informações relacionadas à topologia deve ser inserida *manualmente*, o que aumenta consideravelmente o esforço de manutenção. Além disso, esta solução não é capaz de lidar com subestações que contém elevado número de equipamentos.

Para comparar as técnicas apresentadas e a solução deste trabalho, usaremos *critérios* relacionados à escalabilidade da solução; segurança do sistema; grau de manutenção; grau de inserção manual de informações; e por fim, grau de automação da técnica:

1. Capacidade de lidar com qualquer subestação do sistema, independente da sua configuração topológica;
2. Capacidade de lidar com qualquer subestação do sistema, independente da quantidade de equipamentos existentes;

3. Capacidade de satisfazer as regras de intertravamento; e sua forma de representação;
4. Considera restrições de balanceamento de carga, e limites operacionais dos equipamentos, atreladas ao cálculo do fluxo de carga;
5. Capacidade de informar se uma manobra eletricamente correta não pode ser gerada por limitações dos algoritmos ou da modelagem topológica;
6. Capacidade de inferir regras de intertravamento a partir da configuração topológica;
7. Grau de manutenção das regras de intertravamento;
8. Grau de manutenção da topologia da rede elétrica;
9. Grau de inserção manual de informações;
10. Grau de automação da técnica.

A partir da tabela , que apresenta a comparação entre as técnicas existentes na literatura (Técnicas I, II e III) e a técnica apresentada neste trabalho (Técnica IV), pode-se concluir que a técnica desenvolvida neste trabalho é relevante e de cunho inovador, principalmente no que diz respeito à escalabilidade, segurança da operação, e baixo grau de manutenção.

Critérios	Técnica I	Técnica II	Técnica III	Técnica IV - Abordagem atual
Critério 1	não	não	média	sim
Critério 2	sim (SaskPower)	não	não	sim
Critério 3	–	–	sim; expressões booleanas	sim; configuração topológica e prin- cípios elétricos
Critério 4	não	não	sim; limites operacio- nais	não
Critério 5	não	não	não	em desenvolvi- mento
Critério 6	–	–	sim	sim
Critério 7	–	–	médio	mínimo
Critério 8	médio	alto	alto	mínimo
Critério 9	alto	baixo	alto	mínimo
Critério 10	médio	médio	alto	alto

Tabela 3.1: Tabela comparativa entre as principais técnicas da literatura e a técnica deste trabalho.

Capítulo 4

Avaliação

Este capítulo apresenta a metodologia usada para validar a técnica apresentada neste trabalho; e os resultados alcançados a partir do uso desta técnica de geração automática de manobras. As manobras geradas automaticamente passam por duas formas de análise: (i) validação interna – por meio da *comparação* de manobras geradas automaticamente com manobras padrões elaboradas manualmente; (ii) validação externa – por meio do *sistema prova-de-conceito* Smart Switch; e *avaliação* de especialistas.

Para verificação da corretude da técnica, as manobras geradas automaticamente, para as mais diversas situações, são comparadas às manobras padrões existentes nos roteiros de manobras (RTMs) elaboradas manualmente pelos operadores e/ou supervisores da operação da Companhia Hidroelétrica do São Francisco – CHESF; e são avaliadas por especialistas – engenheiros da CHESF e membros da equipe de pesquisa. A Figura 4.1 ilustra o processo de validação. Mais detalhes sobre cada forma de validação serão apresentados nas subseções seguintes.

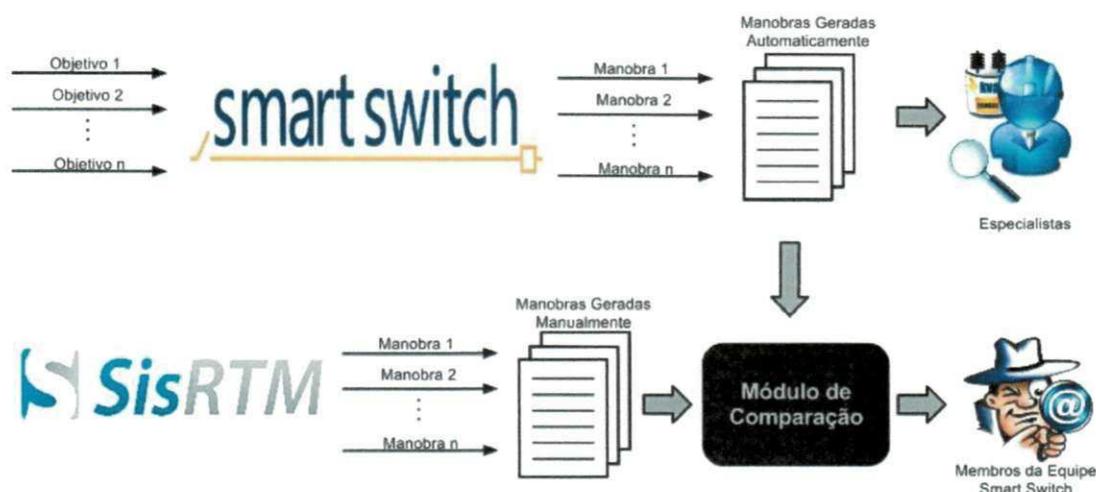


Figura 4.1: Processo de Validação da Técnica

4.1 Validação Interna

As manobras geradas automaticamente são comparadas às manobras padrão elaboradas manualmente pelos operadores e/ou supervisores da CHESF. Essas manobras padronizadas estão descritas em documentos operacionais chamados Roteiro de Manobra (RTM). Cada roteiro contém as sequências de operações (i.e. manobras) para liberação e normalização de um único equipamento da rede elétrica, elaboradas e aprovadas por um engenheiro do setor de pré-operação da companhia. Os RTMs são gerados com base em situações *normais* da rede elétrica, ou seja, as manobras presentes nestes documentos *não* consideram situações atípicas, a exemplo de equipamentos com defeito e impedidos de operar.

Os RTMs, no entanto, são adequados para a comparação por estarem armazenados em uma base de dados digital – Sistema de Roteiro de Manobras (sisRTM), além de serem documentos estruturados e padronizados, o que facilita muito a comparação automática. Esta comparação provê uma boa referência da cobertura da solução no universo da companhia colaboradora, tendo em vista que a maioria dos equipamentos da rede elétrica da CHESF possui um roteiro de manobra associado a ele.

O processo de validação é simples: as operações de seccionamento e de aterramento são extraídas das manobras dos roteiros presentes na base de dados fornecida pela CHESF (sisRTM) e são comparadas às operações das manobras geradas automaticamente. As duas

manobras satisfazem o mesmo objetivo, sob as mesmas condições da rede elétrica. A Figura 4.2 ilustra este processo.

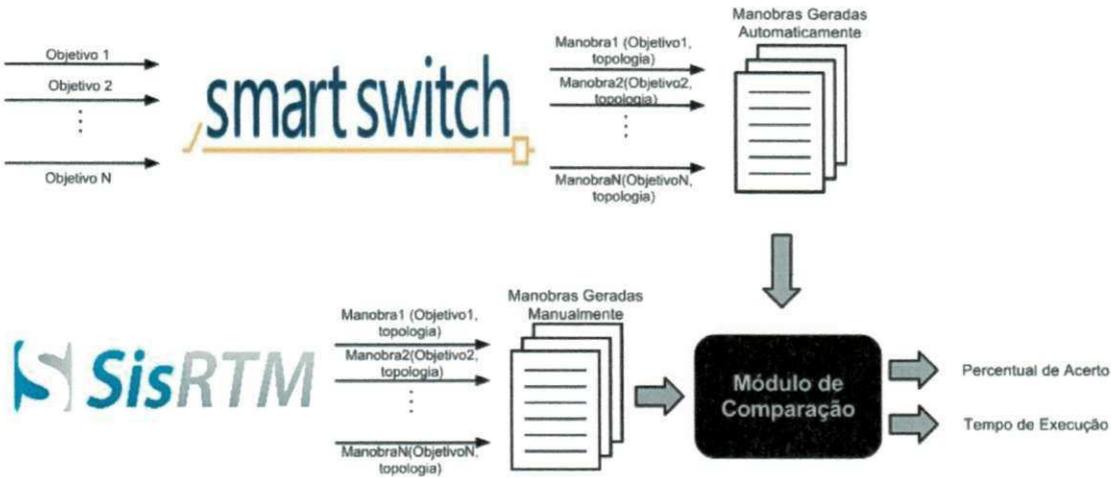


Figura 4.2: Processo de Validação da Técnica por meio da Comparação

No contexto deste trabalho, o módulo de comparação de manobras e extração do tempo de execução foi executado para manobras de liberação e normalização de apenas dois equipamentos seccionadores: disjuntores e chaves-seccionadoras.

4.1.1 Normalização da Topologia

Para que a comparação faça sentido, é preciso que as manobras que serão comparadas estejam sob as mesmas condições, ou seja, satisfaçam o mesmo objetivo e considerem a mesma configuração topológica. Os RTMs são elaborados com base em situações normais de topologia. Cada subestação da CHESF tem um RTM denominado "CONFIGURAÇÃO NORMAL", que informa o estado padrão de todos os equipamentos desta subestação: equipamentos energizados, equipamentos que têm estado aberto/fechado, equipamentos liberados por padrão, entre outros. Para considerar a mesma configuração topológica, a informações topológicas usadas pelo sistema prova-de-conceito SmartSwitch para geração das manobras foi *normalizada*, refletindo a configuração normal de cada subestação.

Além das informações da configuração normal de cada subestação da rede elétrica, foram considerados os seguintes padrões para os equipamentos seccionadores:

- Todas as chaves-seccionadoras do fluxo normal de energia são consideradas fechadas;

- Todas as chaves-seccionadoras do fluxo alternativo de energia, usadas tipicamente para transferência de carga, são consideradas abertas;
- Todos os disjuntor de transferência são considerados abertos;
- Todas as chaves-seccionadoras que são associadas a um disjuntor de transferência são consideradas fechadas.

Podem existir RTMs que consideram a configuração normal topologia um pouco diferente das demais, como por exemplo, uma subestação que, por padrão, tem um disjuntor que está sempre liberado (i.e. fora de operação) por padrão. Para se ter uma ideia, nesse caso, se requerida a manobra de liberação deste disjuntor, nenhuma operação de seccionamento deve ser gerada. Estes são denominados *casos de exceção* ao que fora definido como padrão, mas que também são considerados na normalização da topologia.

A normalização da topologia foi facilmente realizada graças ao acesso aos equipamentos da topologia, a partir da modelagem da rede da CHESF – via SmartModel; e ao conhecimento desta modelagem por parte dos membros do grupo de pesquisa relacionados ao Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento SmartSwitch.

4.1.2 Roteiros Ignorados da Comparação

A solução apresentada neste trabalho possui limitações, ou seja, existem algumas situações de geração de manobras para as quais os algoritmos para geração automática de manobras ainda não estão preparados. Além disso, outro impedimento para a geração automática de algumas manobras está relacionado à modelagem da topologia; seja porque o equipamento não está modelado, seja porque a modelagem contém erros. Neste contexto, os RTMs relacionados a estas situações foram ignorados da comparação. No total, foram ignorados 44 roteiros. Com a continuidade deste trabalho por parte dos demais membros do grupo de pesquisa e a adaptação dos algoritmos existentes, todos estes roteiros deverão ser reinseridos na comparação.

Os cenários para os quais não se pode gerar manobras pelo formato atual da técnica são: (i) liberação e normalização disjuntores em um arranjo com barramentos simultaneamente energizados; e (ii) manobras cujas operações seccionadoras dependem diretamente do sistema de proteção.

Com o intuito de melhorar o funcionamento dos sistemas de informação que atuam diretamente com as informações da rede elétrica da CHESF, todos os problemas topológicos identificados foram reportados à companhia para correção.

4.1.3 Resultados e Análise

Os resultados mais relevantes da comparação são as métricas de *percentual de acerto* da técnica e a *mediana do tempo de execução* da geração automática. O outro resultado da comparação, é o *relatório de erros*, que contém os casos cujas manobras comparadas não coincidiram. Este relatório é analisado por membros da equipe de pesquisa para realização de estudos futuros e/ou correções na técnica.

O módulo de comparação de manobras e extração do tempo de execução foi executado apenas para dois equipamentos, os equipamentos seccionadores (i) disjuntor; e (ii) chave-seccionadora.

Disjuntor

Para disjuntor, foram comparados exatos 1322 RTMs que contemplam as manobras de liberação e normalização desse equipamento e foram realizadas duas comparações, a primeira considerando a ordem das operações seccionadoras e a segunda desconsiderando esta ordem.

A primeira comparação realizada, que considerou a ordem das operações seccionadoras, teve um percentual de acerto de 81,5%. Após observar as saídas de erros, percebeu-se que a maioria dos erros de comparação estavam associados à ordem das operações sob chaves-seccionadoras no momento de fazer – durante a liberação – ou desfazer – durante a normalização – o isolamento do disjuntor. Sabe-se que, do ponto de vista elétrico, a ordem dessas ações de seccionamento no momento de isolar ou desfazer o isolamento de um disjuntor, não importa. Por isso, realizou-se uma nova comparação, desta vez sem considerar a ordem das operações seccionadoras das chaves, o que elevou o percentual de acerto em quase 10%, como pode ser visto na Tabela 4.1. Esta tabela apresenta os dados de corretude para as comparações considerando a ordem, em primeiro momento, e depois desconsiderando esta ordem; e os dados dos tempos de execução – em milissegundos – dos algoritmos de geração automática de manobras.

Manobra	Percentual de Acerto (com ordem)	Percentual de Acerto (sem ordem)	Mediana do Tempo de Execução
Liberação de Disjuntor	81,5%	91,1%	14ms
Normalização de Disjuntor	83,5%	90,4%	16ms

Tabela 4.1: Resultados da validação da técnica para liberação e normalização de disjuntor.

Chave-Seccionadora

No contexto da companhia colaboradora, as manobras de chaves não são regulamentadas. Por não haver RTMs para estes equipamentos, a comparação das manobras não pode ser realizada e, por isso, os especialistas da Companhia Hidrelétrica do São Francisco são os responsáveis pela análise de corretude deste equipamento, mesmo em situações padrões de manobras. Para coletar dados sobre o desempenho dos algoritmos de geração de manobras para liberação e normalização de chaves-seccionadoras, os algoritmos foram executados para *todas* as chaves-seccionadoras da rede elétrica da CHESF para obtenção dos tempos de execução. A Tabela 4.2 apresenta os dados obtidos.

Manobra	Mediana do Tempo de Execução
Liberação de Chave-Seccionadora	21,68ms
Normalização de Chave-Seccionadora	15,6ms

Tabela 4.2: Resultados da validação da técnica para liberação e normalização de chave-seccionadora.

As principais metas estabelecidas como *resultados desejáveis* para a técnica de geração automática de manobras consiste na geração de manobras estritamente corretas do ponto de vista elétrico e na minimização do tempo de geração das manobras, que deve ser inferior a 5 segundos. Além disso, a cobertura dessas manobras geradas deve ser a maior possível, porém, caso não seja possível gerar uma manobra devido às limitações dos algoritmos, deve-se notificar o usuário.

Análise de Corretude

Com base nos dados apresentados na Tabela 4.1, pode-se concluir que a geração automática de manobras para disjuntores está correta quase na totalidade dos casos. Em cerca de 90% dos casos – 91,1% de acerto na liberação e 90,4% de acerto na normalização – a geração automática acerta todas as operações seccionadoras que devem ser executadas na manobra. Os principais erros detectados não estão relacionados à corretude do ponto de vista elétrico, mas à situações que envolvem questões administrativas específicas de cada uma das subestações da companhia e que, por isso, não serão tratados imediatamente.

Em contrapartida, os erros que estão relacionados à influência da transferência da proteção nas operações seccionadoras das manobras de disjuntores e chaves seccionadoras já estão sendo corrigidos, porém, não fazem parte do escopo deste trabalho. Dada a generalidade dos algoritmos, as alterações nos algoritmos são triviais. O maior trabalho em relação a esta alteração está associado ao estudo do sistema de proteção dos equipamentos.

Análise de Desempenho

Para análise de desempenho dos algoritmos de geração automática de manobras, a métrica usada é o *tempo de execução*. De forma geral, o tempo de execução para a geração de manobras, com o uso do processo automático, foi bastante inferior aos 5 segundos estabelecidos como tempo máximo, ficando na casa dos milissegundos.

A partir da análise do histograma do tempo de execução para a liberação de disjuntor, apresentado na Figura 4.3, percebe-se que praticamente todas as manobras geradas para liberação de disjuntor demoraram menos de 50 milissegundos para serem executadas. Percebe-se ainda, que algumas manobras demoraram entre 50 e 100 milissegundos, no entanto, não é uma parcela significativa dos dados.

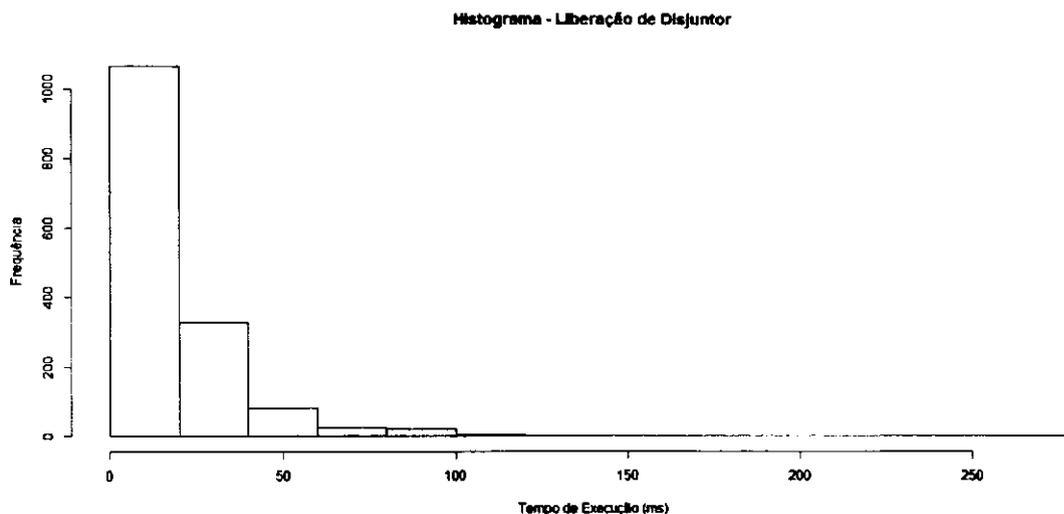


Figura 4.3: Histograma dos tempos de execução para liberação de disjuntor

A análise do histograma da normalização de disjuntor, apresentado na Figura 4.4, mostra que praticamente todas as manobras para normalização de um disjuntor demoraram menos de 100 milissegundos. A maior parte destas manobras, no entanto, tem tempo de execução inferior a 50 milissegundos.

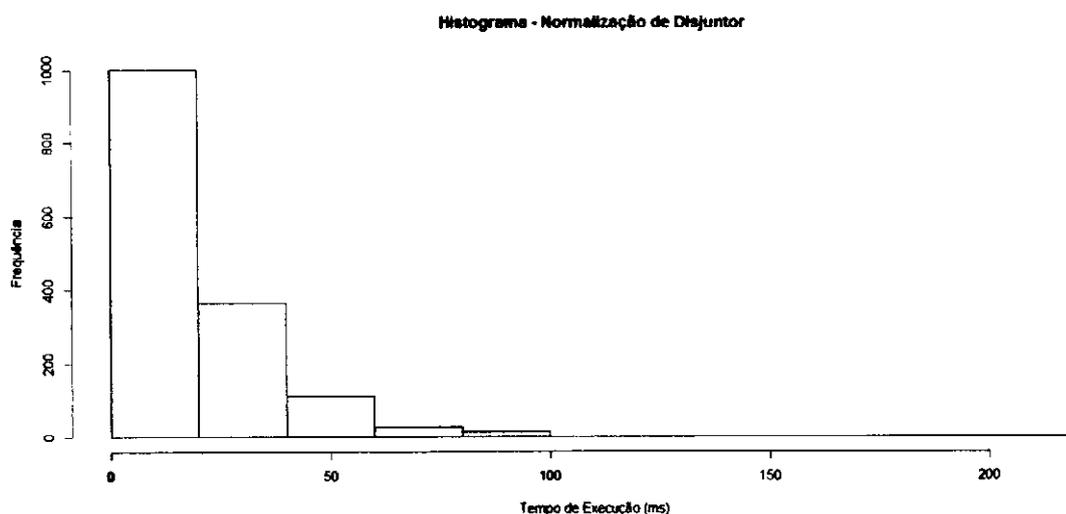


Figura 4.4: Histograma dos tempos de execução para normalização de disjuntor

Para a liberação de chaves-seccionadoras, a partir da análise do histograma para esta manobra, apresentado na Figura 4.5, pode-se afirmar que o tempo máximo para a geração

de manobras de praticamente todas as chaves da rede elétrica da CHESF, não chega a 100 milissegundos.

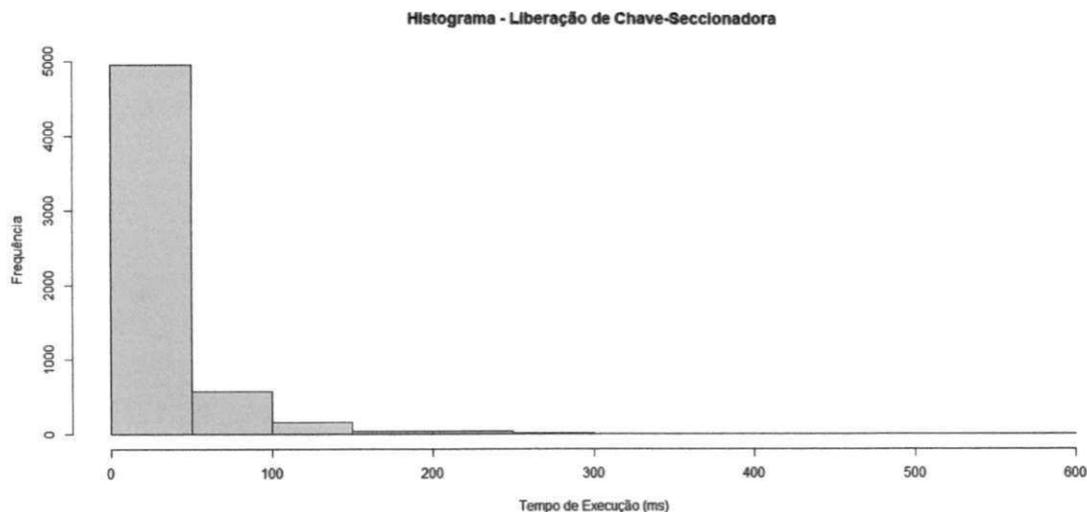


Figura 4.5: Histograma dos tempos de execução para liberação de chave-seccionadora

A partir da análise do histograma do tempo de execução para a normalização de chave-seccionadora, apresentado na Figura 4.6, percebe-se que, assim como os outros histogramas, a maior frequência de manobras está nos níveis mínimos de tempo de execução, no entanto, neste caso, há uma maior distribuição entre o tempo mínimo e o máximo, o que não acontece nos demais. A partir daí, conclui-se que, de forma geral, a geração de manobras para normalização de chaves-seccionadoras é mais demorada.

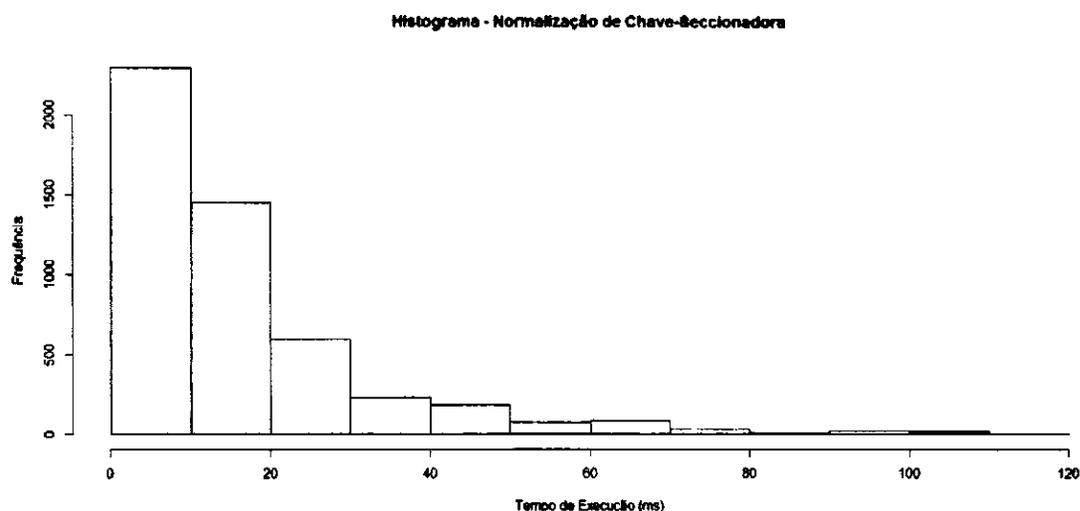


Figura 4.6: Histograma dos tempos de execução para normalização de chave-seccionadora

Para uma visão geral, apresenta-se a análise do boxplot das manobras de liberação e normalização para disjuntor e chave, apresentado na Figura 4.7. Este gráfico ratifica o que fora apresentado para os histogramas e deixa claro os tempos máximos de execução para geração destas manobras. Para liberação de disjuntor, a manobra mais custosa demorou 265 milissegundos para ser gerada; a manobra de normalização de disjuntor que mais demorou para ser gerada levou 214 milissegundos. Para liberação de chave-seccionadora, no entanto, o pior caso é bem mais alto que os anteriores, alcançando 576 milissegundos; entretanto, a normalização de chave, tem o menor índice dentre os piores casos, demorando 112 milissegundos. Esta discrepância é devido, principalmente, à complexidade computacional dos algoritmos, associados aos algoritmos de caminhamento em grafos.

Pode-se perceber ainda que, de forma geral, o tempo de geração da grande maioria das manobras para liberação e normalização de disjuntores e chaves-seccionadoras demoram entre 14 e 22 milissegundos, o que é extremamente inferior ao teto estabelecido (5 segundos).

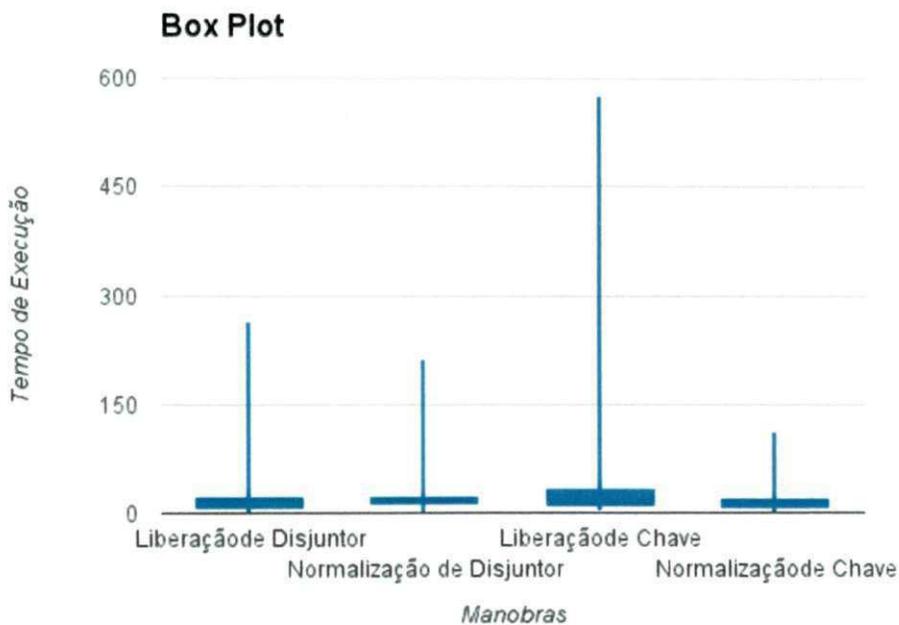


Figura 4.7: Boxplot do tempo de execução para as manobras de liberação e normalização para disjuntor e chave-seccionadora

Se for considerado que, com o avanço deste trabalho, será possível a geração de manobras automáticas para *mais de um equipamento* da rede elétrica, o baixo tempo de execução para a geração de manobras para liberação e normalização dos equipamentos disjuntor e chaves-seccionadoras, que são os mais frequentemente usados da rede e que têm os algoritmos para geração de manobras mais complexos em termos computacionais, pode-se intuir que o tempo de geração das manobras que contemplarão vários equipamentos não alcançará o tempo limite estabelecido de 5 segundos.

4.2 Validação Externa

A segunda forma de validação deste trabalho baseia-se no *sistema prova-de-conceito* denominado SmartSwitch, que implementa a técnica como forma de validá-la no contexto de uma companhia elétrica real (Companhia Hidroelétrica do São Francisco – CHESF). O público alvo do SmartSwitch são os operadores e supervisores de operação da CHESF.

Foi selecionado um grupo de *especialistas* na geração de manobras para avaliação desse

sistema. Eles são responsáveis por avaliar o sistema com relação a sua *usabilidade* e à *corretude das manobras* geradas. Esses usuários utilizam o sistema SmartSwitch e fornecem *feedback* da experiência através do preenchimento de um formulário de avaliação.

4.2.1 Sistema prova-de-conceito: SmartSwitch

O SmartSwitch é um sistema para geração de manobras; sejam elas geradas de forma automática – por meio da implementação da técnica descrita neste trabalho – ou manual, por meio da interação com a interface gráfica. Além da geração, o sistema também é responsável pela auditoria de manobras. Trata-se de um sistema de interface *web*, o que facilita o acesso por parte dos operadores e viabiliza o aprendizado dos mesmos.

O SmartSwitch é considerado um software pequeno, com alguns poucos milhares de linhas de código, agrupados em módulos reusáveis de algoritmos. Para ser preciso, são 19035 linhas de código em 108 classes. Essa *modularização* só é possível graças a capacidade da técnica de geração automática de manobras, abordada neste trabalho, de lidar com os mais diversos tipos de arranjos, em qualquer nível de tensão, sem a necessidade de classificação destes arranjos. O sistema reflete ainda outras características inovadoras da técnica que implementa, sendo considerado um sistema *escalável* – capaz de gerar manobras para subestações com dezenas de milhares de equipamentos – e de *tempo real* – a geração de manobras acontece em tempo inferior a 5 segundos.

Afim de validar e verificar o sistema, foram elaborados cerca de 4400 testes de aceitação e 446 testes de unidade. Estes testes garantem a integridade do sistema quanto à ausência de bugs e à conformidade em relação aos requisitos do sistema.

Para um visão geral do SmartSwitch, com foco nas suas funcionalidades, é apresentada a visão lógica do documento de arquitetura de software do sistema Smart Switch [27]. Essa visão se baseia nas estruturas estáticas e no comportamento dinâmico do sistema e apresenta como estão dispostos os componentes do sistema, bem como se dá a comunicação com outros sistemas.

Como mostrado na Figura 4.8, o sistema SmartSwitch é dividido em dois componentes: SmartSwitchCore e SmartSwitchView. A técnica presente neste trabalho está inteiramente inserida no primeiro componente; já o segundo componente é responsável pela lógica relativa à interface web do sistema. O SmartSwitchCore é também responsável pelo gerenciamento

de usuários e *snapshots* da topologia; além da comunicação com outros sistemas, cada um deles com funções específicas [27]:

- O *SmartModel* é o módulo responsável pelo gerenciamento da topologia em tempo real, mantendo informações como os estados dos equipamentos e grandezas elétricas. Logo, é desse sistema que o SmartSwitch recebe informações da configuração topológica;
- O *SmartUnifilar* é o módulo responsável pela conversão dos arquivos dos unifilares que estão em formato SigDraw, para formatos visualizáveis em navegadores web. Logo, é de onde o SmartSwitch recebe os unifilares das subestações;
- O *SisRTMCore* é o módulo do sistema sisRTM responsável pelo gerenciamento de *login* de usuários e de manobras. Logo, é a partir deste sistema que se dá o *login* no SmartSwitch; e é possível recuperar uma manobra do sisRTM – por exemplo, para auditoria; ou salvar uma manobra gerada automaticamente na base de roteiros do sisRTM.

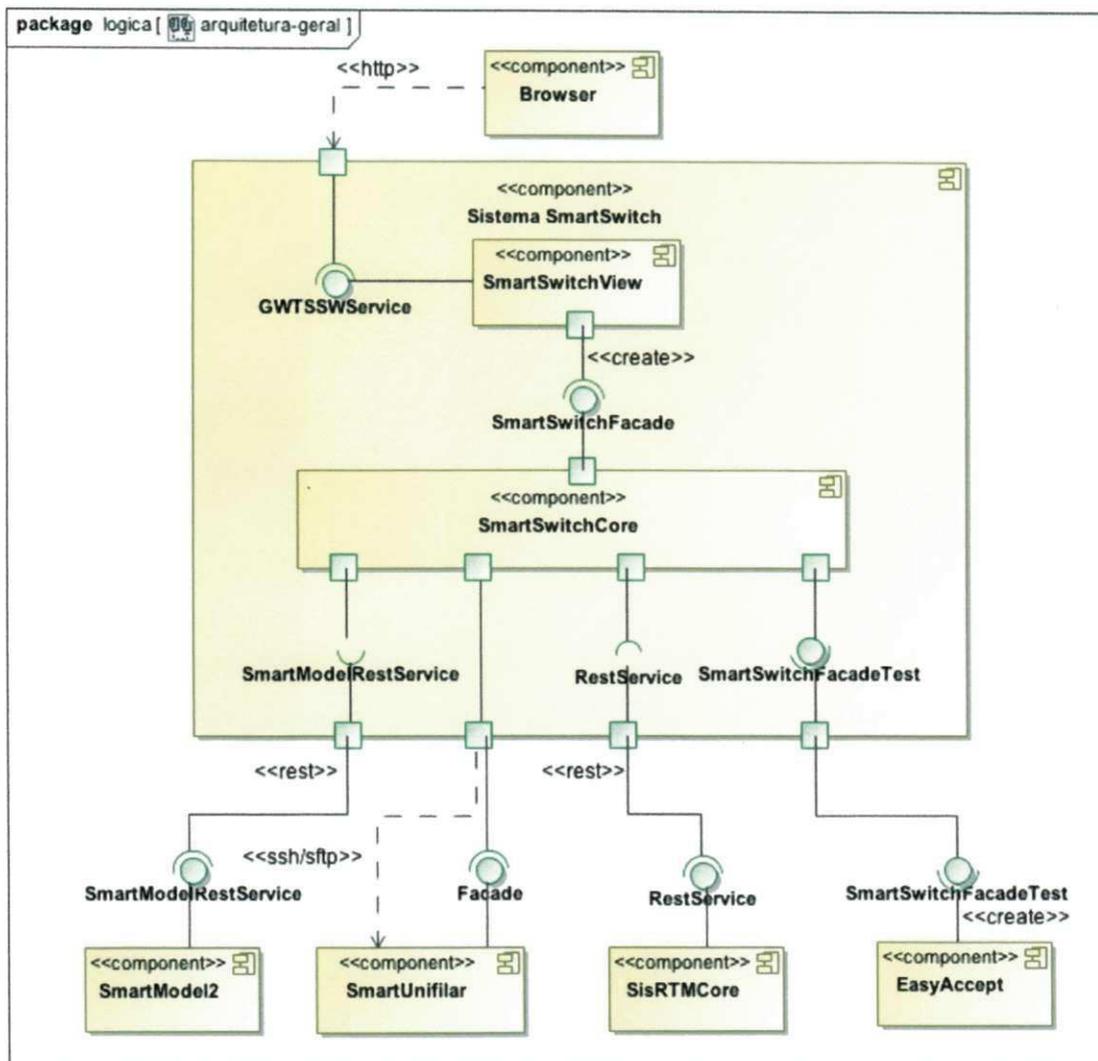


Figura 4.8: Arquitetura Geral do Sistema Smart Switch

Todas as funcionalidades do sistema SmartSwitch que fogem do escopo deste trabalho, nas quais estão inseridas o gerenciamento de *snapshots* e usuários, bem como a comunicação com outros sistemas, além de outras, são de responsabilidade de outros membros da equipe de pesquisa, ligados exclusivamente ao desenvolvimento do sistema prova-de-conceito.

4.2.2 Resultados e Análise

A segunda versão do sistema foi instalada em Dezembro de 2012, contemplando apenas a geração automática de manobras para liberação e normalização de chaves-seccionadoras e disjuntores. A última versão, contemplando manobras para os demais tipos de equipamen-

tos, foi liberada em Fevereiro de 2013. Os primeiros relatos dos operadores indicam *total correitude* da técnica e boa aceitação quanto ao uso da ferramenta por parte dos operadores e supervisores da operação. A grande maioria dos ajustes pedidos pelos usuários referem-se à interface gráfica do sistema.

As características de cunho inovador da técnica, como o uso de informações topológicas de tempo real, regras de intertravamento baseadas na topologia e algoritmos genéricos, fazem com que seja necessário o *mínimo de manutenção*, principalmente *manual*, no sistema prova-de-conceito. Esta particularidade facilita fortemente a adoção da solução em centros de controle e instalações com fortes restrições de recursos humanos.

Se, por exemplo, uma nova subestação for inserida na topologia da rede elétrica, nenhuma alteração ou configuração manual é necessária para que a sistema SmartSwitch faça a geração de manobras automáticas ou a auditoria de manobras. Nenhuma configuração manual por parte do usuário é necessária para que o sistema: (i) tenha conhecimento da configuração topológica da nova subestação; (ii) tenha conhecimento das atualizações de estados dos equipamentos da nova subestação; ou (iii) faça adequadamente a verificação das regras de intertravamento elétrico existentes.

Capítulo 5

Considerações Finais

5.1 Conclusões

A técnica de geração automática de manobras deste trabalho foi desenvolvida com o intuito de minimizar os problemas existentes no processo de geração manual de manobras. Os dois problemas críticos deste processo manual são: a demora no processo de elaboração e análise das manobras e a alta probabilidade de ocorrerem erros, que juntos, causam perdas monetárias associadas à interrupção do fornecimento de energia e à indisponibilidade de equipamentos, além de diminuir a segurança do sistema elétrico e do pessoal envolvido na execução da manobra.

Os requisitos necessários à solução, no contexto deste trabalho, são: (i) utilizar informações de tempo-real da topologia e dos estados dos equipamentos; (ii) usar regras de intertravamento baseadas na configuração topológica da rede elétrica; (iii) ser aplicável a qualquer subestação do sistema elétrico, independente dos arranjos topológicos ou da quantidade de equipamentos; (iv) ter configuração manual mínima; (v) ser escalável, podendo lidar com uma imensa quantidade de equipamentos em uma subestação e gerando manobras em no máximo 5 segundos; e (vi) ser capaz de identificar quando uma manobra não pode ser gerada, seja por limitações dos algoritmos ou por erros na modelagem da topologia. A técnica descrita neste trabalho satisfaz estes requisitos, embora ainda tenha algumas limitações em relação ao último item. No Capítulo 3 estão detalhadas cada uma das características da técnica. A Tabela 3.1 apresenta as similaridades e as diferenças entre as principais técnicas de geração automática estudadas e a técnica desenvolvida neste trabalho, ressaltando as carac-

terísticas inovadoras desta dissertação.

As principais inovações da presente técnica são o uso de informações de tempo real, o uso de algoritmos genéricos baseados em algoritmos clássicos da teoria dos grafos e o esforço mínimo para configuração manual, devido principalmente ao uso de regras de intertravamento baseadas na configuração topológica da rede.

A validação da técnica é feita em parceria com uma das maiores companhias de geração e transmissão de energia elétrica do Brasil, a qual fornece manobras padrão para comparação e avalia a técnica, por meio de um sistema prova-de-conceito (SmartSwitch). A comparação das manobras padrões elaboradas manualmente com as manobras geradas automaticamente apresentou alta taxa de corretude da técnica de geração automática. Cerca de 91% das manobras geradas automaticamente para comparação corresponderam às manobras geradas manualmente, contemplando todas as operações de seccionamento, independente dos cenários. De acordo com a avaliação feita pelos especialistas da CHESF, através do uso de um sistema prova-de-conceito, as manobras geradas automaticamente estão totalmente de acordo com os princípios elétricos. Além disso, o sistema SmartSwitch teve ampla aceitação nos centros de controle e instalações. Esta aceitação é devida, principalmente, à necessidade mínima de manutenção do sistema.

Os principais benefícios associados à automação do processo de geração de manobras são: maior agilidade no ciclo geração/execução das manobras; e redução da probabilidade de ocorrência de erros nas operações das manobras. Juntos, esses fatores aumentam a confiabilidade das manobras a serem executadas e garantem a integridade e a segurança do sistema elétrico, além de diminuir os prejuízos financeiros associados à indisponibilidade de equipamentos e à interrupção do fornecimento de energia elétrica.

A solução atual é capaz de gerar apenas um subconjunto das operações de uma manobra, resolvendo parte do problema de geração automática de manobras. Este subconjunto é composto pelas operações de seccionamento e aterramento; estas operações são, seguramente, as mais frequentes de uma manobra. Outras limitações decorrentes da técnica são: (i) gerar manobras para um único equipamento; (ii) não gerar operações de seccionamento que dependem do conhecimento do sistema de proteção; e (iii) não notificar todas as situações nas quais não é possível gerar manobras automaticamente, por restrições dos algoritmos ou problemas na modelagem da topologia.

5.2 Contribuições

Em resumo, o presente trabalho apresenta as seguintes contribuições:

- Solução genérica baseada na modelagem da topologia a partir da teoria dos grafos, sendo elegível a qualquer subestação do sistema elétrico, mesmo as subestações que apresentam configuração topológica atípica e que contém dezenas de milhares de equipamentos;
- As manobras geradas são estritamente corretas do ponto de vista elétrico, garantindo a integridade do sistema elétrico;
- Diminuição significativa do tempo de geração de manobras, minimizando as perdas associadas à interrupção do fornecimento de energia e à indisponibilidade de equipamentos e, conseqüentemente, as perdas monetárias relacionadas a estes fatores;
- Disponibilização, na forma de pseudo-código, dos algoritmos desenvolvidos durante este trabalho, que certamente podem servir de base para extensão e desenvolvimento de projetos futuros, bem como para a melhoria deste;
- Disponibilização de uma ferramenta aplicável à CHESF, que contribui diretamente para a eficácia do processo de geração de manobras nos setores de operação e pré-operação e auxilia fortemente os operadores e supervisores responsáveis pela geração de manobras;
- Relato da avaliação da técnica no contexto de uma companhia elétrica real (CHESF).

5.2.1 Lista de Publicações

No decorrer deste trabalho, alguns trabalhos foram publicados, evidenciando ainda mais a relevância do mesmo. As publicações são enumeradas a seguir:

1. Artigo completo na língua inglesa intitulado "*A Zero-Maintenance System to Automatically Generate Substation Switching Sequences*", publicado e apresentado na *PAC World Conference – Latin America (2010)*. Este artigo descreve a nova abordagem para geração automática de manobras em subestações elétricas e os primeiros resultados advindos da avaliação de especialistas.

2. Artigo completo na língua inglesa intitulado "*Automatic Generation of Substation Switching Sequences*", publicado no *CIGRÉ Lisbon Symposium, 2013*. Este artigo apresenta avanços na técnica de geração automática de manobras, a exemplo da geração de operações seccionadoras que dependem diretamente do sistema de proteção, bem como novos resultados da correção da técnica, advindos da comparação de manobras padrão com as manobras geradas automaticamente.

5.3 Trabalhos Futuros

Nesta seção são apresentadas algumas sugestões de trabalhos futuros. Tais sugestões de trabalhos visam aumentar a abrangência da solução e investigar caminhos em aberto.

Em relação a modelagem, utilizou-se a modelagem da topologia realizada pelo Smart-Model, como forma de viabilizar e simplificar o desenvolvimento da técnica de geração automática. No entanto, a forma de modelagem relacionada às barras e às suas conexões com equipamentos seccionadores, dificultou um pouco a elaboração dos algoritmos para geração de manobras, principalmente no que diz respeito ao desempenho. Sugere-se então que esta modelagem seja melhorada ou ainda, que outras formas de modelagem da topologia sejam usadas. Além disso, alguns algoritmos da teoria dos grafos não utilizados no decorrer deste trabalho, podem ser úteis; a exemplo do algoritmo de menor caminho entre dois nodos.

Com base no escopo e nas limitações deste trabalho, é de extrema importância a continuidade desta pesquisa, de forma a permitir:

1. A geração automática de manobras com todas as operações de uma manobra, além das operações de seccionamento e aterramento que são geradas atualmente. Estas outras operações são operações de controle, de ajuste de tap de transformadores e, se aplicável, operações administrativas;
2. Melhorias nos algoritmos de geração automática de manobras atuais, para que operações de seccionamento sejam geradas corretamente com base no sistema de proteção dos equipamentos;
3. Geração de manobras automáticas para mais de um equipamento da rede elétrica por vez. Para tal, sugere-se o uso dos algoritmos da teoria dos grafos que tratam de co-

bertura mínima, como o algoritmo de definição da árvore de cobertura mínima, para determinar uma área. As mesmas regras de intertravamento usadas atualmente para um equipamento, devem ser aplicadas a esta área. Se faz necessário um maior estudo a respeito desse assunto, para que se defina, por exemplo, os atributos para identificar uma árvore de cobertura mínima;

4. Identificação total dos cenários para os quais a técnica não está preparada para gerar manobras corretas do ponto de vista elétrico. Sugere-se que, a partir da configuração topológica modelada e de uma lista de pré-condições, se consiga identificar grande parte destes casos. As premissas podem ser expressas na forma de expressões regulares, com regras que dizem por exemplo que "se há um arranjo de barramento com barramento principal e disjuntor de transferência, deve haver uma barra de transferência modelada". Além das pré-condições, pode-se estabelecer um grupo de pós-condições responsáveis por verificar se o estado final da topologia, após a geração de uma manobra, é aceitável, baseando-se nos princípios elétricos.

Referências Bibliográficas

- [1] BRAND, K.-P.; LOHMANN, V.; WIMMER, W. *Substation automation handbook*. Utility Automation Consulting Lohmann, 2003.
- [2] DHAKAL, P. *Computer aided design of substation switching schemes*. 2000. Tese (Doutorado em Física) - University of Saskatchewan, 2000.
- [3] GOLDEMBERG, J.; LUCON, O. Energia e meio ambiente no brasil, Novembro 2006. In Estudos Avançados 21.
- [4] DO NASCIMENTO AQUINO, D. Recursos hídricos disponíveis no brasil para geração de energia elétrica, Novembro 2012.
- [5] CRISPIM, C. F.; SAUVÉ, J.; NICOLLETTI, P.; DOS SANTOS, D. S.; NETO, E. R. A zero-maintenance system to automatically generate substation switching sequences. in PAC World Conference - Latin America, Outubro 2012.
- [6] SAUVÉ, J. P. Formulário de projeto: Smart switch - gerador automático de programas de manobras no sistema eletroenergético, 2007.
- [7] SACHDEV, M.; DHAKAL, P.; SIDHU, T. Automated design of substation switching systems, 1997. In Developments in Power System Protection, Sixth International Conference on (Conf. Publ. No. 434).
- [8] ZHANG, Z. Z.; HOPE, G.; MALIK, O. A knowledge-based approach to optimize switching in substations. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 5, p. 103 – 109, 1990.

- [9] LONG, F.; XIA, W.; LIAO, X. Process simulation modeling for sequence switching strategy in substations, 2009. In International Conference on Mechatronics and Automation, 2009. ICMA 2009.
- [10] GRIGSBY, L. *The electric power engineering handbook*. CRC Press LLC, 1998.
- [11] FREITAS, R.; CRISPIM, C. F.; SAUVÉ, J.; NICOLLETTI, P.; DOS SANTOS, D. S.; NETO, E. R. Automatic generation of substation switching sequences, 2013. CIGRÉ Lisbon Symposium.
- [12] NETO, E. R. Uma ferramenta robusta de tratamento de eventos em redes elétricas, 2004. Mestrado em Ciência da Computação.
- [13] MILLER, R. H.; MALINOWSKI, J. H. *Power system operation*. McGraw-Hill, Inc, 1993.
- [14] MEIER, A. V. *Electric power systems: a conceptual introduction*. John Wiley & Sons, Inc., 2006.
- [15] BLUME, S. *Electric power system basics for the nonelectrical professional*. Wiley-IEEE Press, 2007. v. 32.
- [16] KOPAINSKY, J.; WIMMER, W.; BRAND, K. Topology-based interlocking of electrical substations. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 1, n. 3, p. 118–126, 1986.
- [17] HUTCHINSON, G. Interlocking in large electricity-supply substations: a fundamental approach. *Electrical Engineers, Proceedings of the Institution of*, v. 113, n. 6, p. 1063–1074, 1966.
- [18] GROSS, J.; YELLEN, J. *Handbook of graph theory*. CRC, 2003.
- [19] DEO, N. *Graph theory with applications to engineering and computer science*. PHI Learning Pvt. Ltd., 2004.
- [20] OLIVEIRA, A.; MAGRINI, L.; MELONI, M.; JARDINI, J. Sistema elaborador de sequenciamento de manobras. Seminário Nacional de Operadores do Sistema Elétrico.

- [21] CORMEN, T. H.; LEISERSON, C. E.; RIVEST, R. L.; STEIN, C. *Algoritmos: Teoria e prática*. Elsevier, 2002. Tradução da 2ª edição [americana].
- [22] DHAKAL, P.; SACHDEV, M. A computer-based substation switching scheme, 1995. WESCANEX 95. Communications, Power, and Computing. Conference Proceedings., IEEE. Vol. 1. IEEE.
- [23] SACHDEV, M.; DHAKAL, P.; SIDHU, T. A configuration independent substation switching scheme, 1996. Electrical and Computer Engineering, 1996. Canadian Conference on. Vol. 1. IEEE.
- [24] SACHDEV, M. S.; DHAKAL, P.; SIDHU, T. S. A computer-aided technique for generating substation interlocking schemes. *Power Delivery, IEEE Transactions on*, v. 15, n. 2, p. 538–544, 2000.
- [25] ISLAM, S.; CHOWDHURY, N. A case-based windows graphic package for the education and training of power system restoration. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 16, p. 181–187, 2001.
- [26] ANANTHAPADMANABHA, T.; KULAKARNI, A.; RAO, A.; CHAR, J.; RAO, K.; PARTHASARATHY, K. Knowledge-based methodology for intelligent sequence switching, fault identification and service restoration of distribution system. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, v. 19, n. 2, p. 119–124, 1997.
- [27] JOSÉ, L.; SAUVÉ, J.; NETO, E. R.; CRISPIM, C. F.; NICOLLETTI, P. S. Smart switch: Documento de arquitetura de software, Janeiro 2013.