

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CENTRO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**



**SISTEMA PARA SELEÇÃO AUTOMÁTICA DE GRUPOS DE
AJUSTES EM RELÉS DE PROTEÇÃO**

José Giordane Silveira

Fortaleza
Novembro de 2011

José Giordane Silveira

**SISTEMA PARA SELEÇÃO AUTOMÁTICA DE GRUPOS
DE AJUSTES EM RELÉS DE PROTEÇÃO**

Dissertação submetida à Universidade Federal do Ceará como parte dos requisitos para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientadora:

Prof^a. Ph.D. Ruth Pastôra Saraiva Leão

Co-orientador:

Prof. Dr. Giovanni Cordeiro Barroso

Fortaleza

Novembro de 2011

Agradecimentos

Agradeço a conclusão deste trabalho primeiramente a Deus, que nos capacita, nos dá força e esperança para vencer os obstáculos impostos pelo dia-a-dia, por Ele ter posto ao meu lado pessoas especiais como instrumento de ajuda para a construção deste trabalho.

Aos professores da Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará, e em especial, aos meus orientadores, Prof^a Ruth Pastôra Saraiva Leão e Prof. Giovanni Cordeiro Barroso, pela orientação, compreensão, companheirismo, apoio, amizade e paciência.

Ao Prof. Dr. José Renato de Brito Sousa pela leitura atenta e sugestões valiosas.

Ao corpo de gestores da Coelce que, acreditando neste projeto, disponibilizou seu laboratório para realização dos ensaios necessários para o desenvolvimento deste trabalho e sem o qual a sua conclusão não seria possível.

Aos amigos da COELCE que me incentivaram a prosseguir nesta caminhada e apoiaram na condução do trabalho, em especial aos Engenheiros Marcus Superbus de Medeiros, Luiz Eduardo Formiga, Eudes Barbosa de Medeiros e Ana Lúcia Colaço.

À colega Eng^a Janaína Barbosa Almada pelo inestimável apoio no uso da ferramenta de simulação.

À minha esposa Marildes e aos meus filhos Gabriel, Larissa e Rafael que são a razão da minha perseverança.

Enfim, a todos os amigos e familiares pela cumplicidade e afeto compartilhados nesses anos de dedicação.

José Giordane Silveira

**SISTEMA PARA SELEÇÃO AUTOMÁTICA DE GRUPOS DE
AJUSTES EM RELÉS DE PROTEÇÃO**

Esta dissertação foi julgada adequada para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica, Área de Sistemas de Energia Elétrica e aprovada em sua forma final pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica na Universidade Federal do Ceará.

José Giordane Silveira

Banca Examinadora:

Profª. Ph.D. Ruth Pastôra Saraiva Leão
Presidente

Prof. Dr. Giovanni Cordeiro Barroso

Prof. Ph.D. Vinicius Denis Coury

Prof. Dr. José Renato de Brito Sousa

Fortaleza, Novembro de 2011.

RESUMO

Os modernos sistemas de medição, proteção, comando, controle e supervisão (MPCCS) têm contribuído de forma significativa para o aumento da segurança, confiabilidade e continuidade de serviço dos sistemas elétricos de potência. O sistema de proteção é parte relevante desse sistema multifuncional, o qual tem como objetivo principal manter a integridade do sistema elétrico quando submetido a um distúrbio, garantindo a segurança de pessoas e assegurando a continuidade de serviço da porção não envolvida no problema. Para tanto, o sistema de proteção deve atender a alguns requisitos básicos tais como: boa seletividade e coordenação, rapidez na atuação, sensibilidade para proteger a maior zona de proteção possível e confiabilidade. No sistema de proteção, um componente assume uma posição de destaque: o relé de proteção digital. É neste componente que são configurados os ajustes necessários para o correto funcionamento do esquema de proteção de um dado sistema elétrico. Os relés de proteção digitais são equipamentos multifuncionais, que possuem diversas funções de proteção, medição de grandezas elétricas, registros oscilográficos, supervisão, controle e comunicação. Além de todos estes recursos, os relés digitais dispõem de múltiplos grupos de ajustes que podem ser previamente configurados conforme necessidade operacional. A mudança de grupo de ajuste de um relé é um recurso amplamente utilizado pelas áreas de proteção das empresas do setor elétrico, possibilitando uma otimização do ajuste do sistema de proteção, compatibilizando-o às diversas topologias assumidas pelo sistema elétrico após uma falta ou retirada intencional de algum componente da rede. Atualmente este procedimento é realizado de forma manual, tornando-o vulnerável à falha humana, podendo ter como consequência desligamentos de grandes blocos de carga por falha de coordenação, com graves prejuízos para os indicadores da qualidade de serviço de duração e frequência de interrupção, DEC e FEC, e para a imagem da empresa. Neste trabalho é apresentado um sistema, baseado em Redes de Petri Coloridas, capaz de realizar a mudança automática entre grupos de ajustes de um sistema de proteção a partir da mudança de topologia do sistema elétrico. O sistema desenvolvido monitora a topologia da rede elétrica, em tempo real, a partir das informações de estado dos disjuntores. Para qualquer alteração na configuração da rede elétrica, que caracterize necessidade de alteração no sistema de proteção, automaticamente são enviados sinais de comando para os relés, alterando os grupos de ajustes ativos de um conjunto predefinido, de modo a se obter a melhor graduação de proteção possível para a porção correspondente do sistema elétrico afetado pela alteração de topologia.

ABSTRACT

The modern systems of measurement, protection, command, control and supervision (MPCCS) have contributed in a meaningful way to increase the security and reliability of the power systems. The most important part of this multifunctional system is the protection system, which has as the main goal to maintain the power system integrity when it is under a disturbance, assuring the people's safety as well as the continuation of the services to the part of the system not involved in the disturbance. For this, the protection system must fulfill some basic requirements such as: proper selectivity and coordination, prompt response, sensitivity to protect the largest zone as possible and reliability. In a system protection, one component takes on a prominent position, given its functional importance: the digital protection relay. It is in this device where the necessary adjustments are configured for proper operation of the protection scheme of a given electrical power system. The digital relays are devices that have several protection functions, with multiple levels of settings, measurements, oscillography, supervision, control and communication. Besides all these features, the digital relays have multiple groups of settings that can be previously configured and switched among them, according to operational needs. The changing of setting group in a relay is a very important resource at a protection system, extensively used by protection sectors of companies in the power sector, allowing the optimization of the protection system setting, making it compatible to a new topology taken on by the system after a fault or an intentional removal of some system component. Nowadays this procedure is performed manually, making it vulnerable to human errors that might occur as a consequence of an outage, with serious effect in the system performance indices. In this sense this work presents a system, based on Colored Petri Nets, able to automatically change the setting groups of a protection system when the power network topology changes. This system monitors in real time the status of the circuit breakers in order to take the decision whether a meaningful change in the network topology has taken place. If so, a command is automatically sent to the relays to change the active group setting so as to maintain a suitable coordination of the protection system.

Sumário

LISTA DE FIGURAS	IX
LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS.....	XII
CAPÍTULO 1	1
INTRODUÇÃO	1
1.1. MOTIVAÇÃO E OBJETIVO DO TRABALHO	2
1.2. TRABALHOS RELACIONADOS	3
1.3. ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO.....	5
CAPÍTULO 2	7
PROTEÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA	7
2.1. O SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA	7
2.2. FALTAS EM UM SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA	8
2.3. SISTEMA DE PROTEÇÃO	10
2.3.1. <i>Elemento de Disjunção.....</i>	<i>11</i>
2.3.2. <i>Transformadores de Instrumentos.....</i>	<i>12</i>
2.3.2.2 <i>Transformadores de Corrente – TC</i>	<i>13</i>
2.3.3. <i>Suprimento Auxiliar.....</i>	<i>14</i>
2.3.4. <i>Relés de Proteção.....</i>	<i>15</i>
2.4. EVOLUÇÃO DOS RELÉS DE PROTEÇÃO.....	16
2.5. SISTEMAS DIGITAIS PARA AUTOMAÇÃO DE SISTEMAS DE POTÊNCIA	20
CAPÍTULO 3	22
UTILIZAÇÃO DE MÚLTIPLOS GRUPOS DE AJUSTES.....	22
3.1. MÚLTIPLOS GRUPOS DE AJUSTES EM RELÉS DIGITAIS.....	22
3.2. INFLUÊNCIA DAS ALTERAÇÕES DA CONFIGURAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO NO ESTUDO DE GRADUAÇÃO	23
3.3. EXEMPLO DE UM ESTUDO DE GRADUAÇÃO UTILIZANDO MÚLTIPLOS GRUPOS DE AJUSTES	24
3.3.1. <i>Conceitos Básicos no Estudo de Graduação do Sistema de Proteção.....</i>	<i>25</i>
3.3.2. <i>Cálculo das Correntes de Curtos-circuitos para Condição Normal de Operação.....</i>	<i>26</i>
3.3.3. <i>Cálculo das Correntes de Curto-circuito para Condição de Contingência .</i>	<i>28</i>

3.3.4. Critérios para Estudos de Graduação da Proteção.....	29
3.3.5. Avaliação de Coordenação e Seletividade para as Configurações assumidas pelo Sistema	33
3.4. IMPORTÂNCIA DA UTILIZAÇÃO DE MÚLTIPLOS GRUPOS DE AJUSTES	42
CAPÍTULO 4	42
CONCEITOS BÁSICOS DE REDES DE PETRI.....	43
4.1. REDES DE PETRI	43
4.1.1. Teoria dos Grafos.....	43
4.1.2. Princípios Básicos de Redes de Petri.....	44
4.1.3. Redes de Petri.....	45
4.2. PROPRIEDADES E MÉTODOS DE ANÁLISE DE REDES DE PETRI	48
4.3. EXTENSÕES DAS REDES DE PETRI.....	48
4.1.1 Redes de Petri com Restrição de Tempo.....	49
4.1.2 Redes de Petri Coloridas	49
4.4. FERRAMENTA UTILIZADA PARA MODELAGEM E VALIDAÇÃO DO SAAP	52
CAPÍTULO 5	53
CONCEPÇÃO GERAL DO SAAP	53
5.1. O SISTEMA DE DIAGNÓSTICO DE FALTA (SDF).....	55
5.2. ACOPLAMENTO ENTRE AS REDES SDF E SAAP	56
5.3. PROCESSOS DO MODELO EM RPC.....	58
5.3.1 Mudança de Status do Disjuntor.....	58
5.3.2 Verificação de Transferência da Proteção	58
5.3.3 Alteração do Grupo de Ajuste Ativo	59
5.3.3.1 Condição de Contingência.....	60
5.3.3.2 Recomposição do Sistema.....	61
CAPÍTULO 6	63
SIMULAÇÃO E TESTE DO MODELO RPC DO SAAP	63
CAPÍTULO 7	73
CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	73
7.1. CONCLUSÕES	73
7.2. TRABALHOS FUTUROS	74
PUBLICAÇÕES.....	80

APÊNDICE A -	CÓDIGOS ANSI DE PROTEÇÃO	88
APÊNDICE B -	CODIFICAÇÃO OPERACIONAL	92
APÊNDICE C -	LEGENDA DAS VARIÁVEIS DO MODELO	95
APÊNDICE D -	ROTINA EM C ++.....	96

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 - Sistema Elétrico de Potência.....	7
Figura 2.2 - Registro Oscilográfico dos Sinais de Corrente.	9
Figura 2.3 - Registro Oscilográfico dos Sinais de Tensão.....	10
Figura 2.4 - Subsistemas do Sistema de Proteção.....	11
Figura 2.5 - Diagrama Funcional do Circuito de Comando de um Disjuntor.....	12
Figura 2.6 - Diagrama Trifilar de Conexão dos Transformadores de Instrumentos.....	13
Figura 2.7 - Banco de Baterias.....	14
Figura 2.8 - Principais componentes de um relé eletromecânico de corrente.	17
Figura 2.9 - Esquema de um relé de estado sólido.	18
Figura 2.10 - Esquemático de um Relé Numérico.....	19
Figura 2.11 - Diagrama de Blocos da Hierarquia Funcional de um SDA para Subestações...	20
Figura 3.1 - Múltiplos Grupos de Ajuste Visualizados na Tela do Aplicativo de Parametrização.....	23
Figura 3.2 - Diagrama Unifilar da Subestação de Maranguape.....	24
Figura 3.3 - Definição do Conceito de Coordenação e Seletividade.	25
Figura 3.4 - Relatório de Níveis de Curto-circuito na Barra em 13,8 kV na SED MRG.	26
Figura 3.5 - Contribuições de Corrente de Sequência Positiva para Curto-circuito Monofásico na Barra 9072.....	27
Figura 3.6 - Contribuições de Corrente de Sequência Zero.....	28
Figura 3.7 - Relatório de Níveis de Curto-circuito com a Perda do Transformador 02T2.....	29
Figura 3.8 - Relatório de Níveis de Curto-circuito com a Perda do Transformador 02T1.....	29
Figura 3.9 - Tela do ProteCAD com os Ajustes do Relé associados ao Religador 21C1.....	33
Figura 3.10 - Tela do ProteCAD com os Ajustes do Relé associados ao Disjuntor 11T1.....	34
Figura 3.11 - Coordenograma para um Defeito Trifásico na Saída do Alimentador.....	34
Figura 3.12 - Coordenograma para um Defeito Monofásico na Saída do Alimentador.	35
Figura 3.13 - Tela do ProteCAD com os Ajustes do Relé associados ao Religador 21C1.....	36
Figura 3.14 - Tela do ProteCAD com os Ajustes do Relé associados ao Disjuntor 11T1.....	36
Figura 3.15 - Coordenograma para um Defeito Trifásico na Saída do Alimentador.....	37
Figura 3.16 - Coordenograma para um Defeito Monofásico na Saída do Alimentador.	38
Figura 3.17 - Tela do ProteCAD com os Ajustes do Relé Associados ao Religador 21C1.....	39
Figura 3.18 - Tela do ProteCAD com os Ajustes do Relé Associados ao Disjuntor 11T1.	39
Figura 3.19 - Coordenograma para um Defeito Trifásico na Saída do Alimentador.....	40

Figura 3.20 - Coordenograma para um Defeito Monofásico na Saída do Alimentador.....	40
Figura 3.21 - Diagrama de Tempo para Curto-circuito Trifásico.....	41
Figura 3.22 - Diagrama de Tempo para Curto-circuito Monofásico.	41
Figura 4.1 - Ilustração de um Grafo Genérico.	43
Figura 4.2 - Ilustração de uma RP.	45
Figura 4.3 - Ilustração de Disparo de Transição de uma RP:	46
Figura 4.4 - Declaração de Tipos e Variações do Modelo.....	50
Figura 4.5 - Representação de uma Rede de Petri Colorida.	51
Figura 4.6 - Tela do CPNTools.....	52
Figura 5.1 - Topologia de Linhas Interligadas em Anel.	53
Figura 5.2 - Topologia Transformadores em Paralelo.	54
Figura 5.3 - Topologia de Linhas em Paralelo.....	54
Figura 5.4 - Estrutura do Módulo SDF.	56
Figura 5.5 - Diagrama de Blocos.	56
Figura 5.6 - Esquema de Acoplamento com a Rede SDF	57
Figura 5.7 - Sistema de Seleção de Grupos de Ajustes para Topologias em Paralelo.....	59
Figura 5.8 - Sistema de Seleção de Grupos de Ajustes para Topologias em Anel.	60
Figura 6.1 - Topologia do Experimento.....	63
Figura 6.2 - Bancada de Teste Utilizada no Experimento.	64
Figura 6.3 - Tela do CLP500 para Caso de Transformadores em Paralelo - Condição Normal.	64
Figura 6.4 - Tela do CLP500 Simulação de abertura 11T1 - Condição de Contingência.	65
Figura 6.5 - Ativação da Transição “Abertura”.....	66
Figura 6.6 - Atualização do Lugar "Status" com 11T1 Aberto.....	66
Figura 6.7 - Ativação da Transição "Altera Set".	67
Figura 6.8 - Atualização do Lugar “Set Ativo” 11T2 e 12T2 para SET2.....	67
Figura 6.9 - Tela do CLP500 Simulação de abertura 11T1 e 12T1 - Condição de Contingência.....	68
Figura 6.10 - Atualização do Lugar "Status" com a Abertura do 12T1.....	68
Figura 6.11 - Tela do CLP500 Simulação de fechamento do 12T1 – Recomposição.....	69
Figura 6.12 - Atualização do Lugar "Status" com o Fechamento do 12T1.	69
Figura 6.13 - Ativação da Transição "Fechamento".	70
Figura 6.14 - Atualização do Lugar "Status" com o Fechamento do 11T1.	71
Figura 6.15 - Ativação da Transição "Recompor".	71
Figura 6.16 - Atualização do Lugar “Set Ativo” 11T2 e 12T2 para SET1.....	72

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 - Estatística de Ocorrência de Faltas.....	10
Tabela 3.1 - Carregamento de Linhas de Sub-Transmissão.	30
Tabela 3.2 - Carregamento de Transformadores.....	31
Tabela 3.3 - Parâmetros da Fórmula do Tempo das Curvas IEC.....	32
Tabela 4.1 - Definição Formal de uma Rede de Petri.....	47

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANAFAS	Análise de Falhas Simultâneas
ANSI	<i>American National Standards Institute</i>
CCS	Centro de Controle do Sistema
Coelce	Companhia Energética do Ceará
EMS	<i>Energy Management System</i>
Icc	Corrente de Curto-Circuito
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IED	<i>Intelligent Electronic Devices</i>
IHM	Interface Homem Máquina
RP	Redes de Petri
RPC	Redes de Petri Coloridas
SAAP	Sistema para Seleção Automática de Ajustes de Proteção
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i> (Sistema Supervisório)
SDA	Sistema Digital de Automação
SDF	Sistema de Diagnóstico de Falhas
SED	Subestação de Distribuição
SEP	Sistema Elétrico de Potência

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

Os sistemas elétricos de potência estão entre os maiores e mais complexos sistemas, e como tal, exigem técnicas e estudos cada vez mais avançados e refinados para construí-los, mantê-los e operá-los.

Todo sistema elétrico de potência está equipado com um sistema de proteção capaz de promover o desligamento de porções do sistema, de modo a limitar os danos provocados pelas faltas, bem como proteger pessoas. Um sistema de proteção deve ser capaz de detectar condições anormais de operação do sistema elétrico de potência e iniciar uma ação de desconexão da porção defeituosa tão rapidamente quanto possível. A atuação de um sistema de proteção deve ser automática, rápida e de modo a restringir ao mínimo a porção do sistema a ser desligada ao retirar de operação a parte afetada pela falta. A rapidez de resposta é um elemento essencial em um sistema de proteção - tempos da ordem de alguns poucos milissegundos são normalmente requeridos. Em geral, a proteção não evita danos aos equipamentos, ela opera após a ocorrência de algum tipo de distúrbio que já pode ter provocado algum dano. As suas funções, portanto, são: limitar os danos, minimizar o perigo às pessoas, reduzir o estresse em outros equipamentos e, acima de tudo, manter a integridade e estabilidade do restante do sistema elétrico, facilitando o seu restabelecimento (SATO, 2005 a).

O sistema de proteção de uma rede elétrica é ajustado a partir do estudo de curto-circuito em regime permanente. Nesse estudo são consideradas as diversas topologias de contingência assumidas pelo sistema, sejam elas por necessidade operacional ou por degradação em condição de falta. O objetivo desse estudo é definir os ajustes para cada relé do sistema de proteção, de modo que seja obtida a melhor condição de coordenação e seletividade.

Coordenar um sistema de proteção é o processo pelo qual é imposta uma seletividade aos equipamentos, baseada em critérios pré-estabelecidos, de modo a obter a desconexão apenas do trecho defeituoso, satisfazendo as proposições abaixo:

- Permitir rapidez no isolamento do circuito defeituoso.
- Permitir a continuidade de fornecimento nos trechos não defeituosos.
- Facilitar a localização do defeito.
- Obter menor custo operacional sem prejudicar a confiabilidade do sistema.

- Permitir o restabelecimento do trecho defeituoso mediante faltas transitórias, reduzindo assim o tempo de interrupção.

Muitas vezes não é possível estabelecer um ajuste único que contemple todas as condições de contingência que a rede possa ser submetida, e que atenda às proposições mencionadas acima. Essa foi uma das maiores limitações enfrentada pelos profissionais das áreas de planejamento e estudo da proteção das empresas de energia elétrica quando da elaboração dos estudos para definição dos ajustes do sistema de proteção quando os relés de proteção ainda eram de tecnologia eletromecânica. Hoje, porém, com o advento do relé digital, que dispõe de múltiplos grupos de ajustes, a elaboração de estudo de graduação que contemple as diversas condições de contingência tornou-se possível.

Com a disponibilidade de múltiplos grupos de ajustes nos relés de proteção digitais, fica factível a elaboração de estudos de graduação que contemplem efetivamente as diversas condições operacionais que o sistema elétrico de potência poderá ser submetido. Isto significa que para cada condição de operação do sistema, que resulte em alteração na configuração assumida pelo sistema, poderá ser definido um grupo de ajustes correspondente, de modo que se possa obter uma melhor coordenação e seletividade para o sistema de proteção projetado.

Uma vez definidos os ajustes de todos os grupos, estes são previamente implantados em todos os relés que compõem o sistema de proteção do sistema elétrico, ficando ativo apenas um deles. A ativação de outro grupo de ajuste poderá ser efetivada a partir de um comando de seleção de grupo ativo.

1.1. MOTIVAÇÃO E OBJETIVO DO TRABALHO

A atividade de manutenção de uma concessionária de energia elétrica muitas vezes se depara com a inviabilidade de realização de seus serviços com o sistema energizado, sendo necessária a liberação (desenergização) de equipamentos ou até mesmo de porções do sistema elétrico. Com isso o sistema elétrico de potência passa a funcionar numa configuração alternativa chamada configuração de contingência. Por outro lado, muitas vezes o sistema é levado a operar em configuração de contingência em função de faltas em que, pela atuação do sistema de proteção, algum componente ou uma porção da rede é retirada de operação. Nessas condições, muitas vezes são necessárias realizações de alterações de ajustes no sistema de proteção de modo a garantir coordenação e seletividade da proteção.

As alterações dos ajustes de proteção são realizadas através da ativação de um determinado grupo de ajuste dentre vários grupos predefinidos durante estudos da proteção. A mudança de grupo de ajuste é normalmente efetivada por comando manual de seleção de grupo ativo. Neste ponto, os sistemas de potência deparam-se com um problema de ordem operacional, de como viabilizar a comutação entre os diversos grupos de ajuste compatibilizando-o à condição de contingência correspondente. Esta comutação entre grupos poderá ser realizada através de comando em modo local, diretamente nos relés de proteção, ou remotamente através de comandos efetuados a partir dos sistemas supervisórios da subestação ou do Centro de Controle do Sistema – CCS. A comutação por comando local é operacionalmente inviável, considerando que a maioria das subestações de distribuição não conta com a presença de operadores. A comutação por comando remoto, embora viável, apresenta como desvantagem a possibilidade de falha humana por esquecimento ou erro na seleção do grupo de ajuste correto para a configuração operacional que se apresenta. Muitas vezes a necessidade de execução deste comando ocorre no momento subsequente a uma falta no sistema elétrico de potência, momento este que é marcado por grande tensão e estresse para os operadores dos centros de comando e cuja principal preocupação é a recomposição do sistema.

Considerando o que foi exposto, o objetivo deste trabalho é apresentar um sistema baseado em Redes de Petri Coloridas capaz de realizar, de forma automática, a seleção do grupo de ajuste ativo nos relés do sistema de proteção, de modo a compatibilizar a topologia do sistema elétrico resultante após uma falta, ou após manobra de liberação de componentes para manutenção, ao grupo de ajuste correspondente, conforme definido no estudo de graduação, de modo a evitar as frequentes falhas humanas identificadas neste tipo de operação, quando realizada de forma manual.

1.2. TRABALHOS RELACIONADOS

A necessidade de sistemas de proteção mais rápidos, mais seletivos e mais seguros têm impulsionado os profissionais da arte e ciência da proteção e controle a projetar e implementar sistemas de proteção que se adaptem às variações de configurações próprias do sistema elétrico. Nesse sentido, alguns trabalhos com o intuito de atribuir alguma automação à estrutura de ajustes dos sistemas de proteção vêm sendo desenvolvidos. Em (COURY, 2008) é proposto o uso de agentes, que são processos baseados em softwares capazes de buscar informações em redes de comunicação, interagindo com equipamentos e realizando

tarefas em seu favor (neste caso os próprios relés), como instrumento para a adaptação de ajustes de relés de distância em linhas com três terminais. Os resultados mostraram que esta proposta altera os ajustes do relé para assegurar um correto desempenho sob uma grande variedade de condições operacionais, o que é uma melhoria se comparado aos relés com ajuste fixo. Além disso, foi observada uma diminuição considerável no tempo de extinção da falta com a utilização de um agente de primeira zona para transferência do sinal de abertura, evitando assim investimentos adicionais com a utilização de sistemas de teleproteção.

Em (KHORASHADI-ZADEH, 2008) é apresentada uma proposta baseada na filosofia de decisão adaptativa da proteção para o sistema elétrico de potência, que permite a modificação de ajustes do sistema de proteção utilizando lógica Fuzzy com base em um conjunto de fatores de tempo real como: índice de estado do sistema, falta de equipamentos e índice de impacto na tomada de decisão. A avaliação inicial mostra que o esquema proposto pode dar um ganho de confiabilidade, podendo evitar ou mitigar a propagação de distúrbios presentes nos sistemas de proteção não adaptativos.

Em (AMODA, 2007) é apresentado um esquema de proteção adaptativa das funções de sobrecorrente para mudanças no sistema de alimentação. O esquema de proteção de sobrecorrente se adapta às mudanças de topologia do sistema de alimentação, adequando os ajustes dos relés em função do fluxo de potência, de modo a atender os requisitos operacionais e de proteção. Um algoritmo de definição dos ajustes da proteção foi desenvolvido para um sistema de energia com duas barras. O algoritmo e os esquemas gerais foram testados e validados no software CAPE (*Computer Aided Protection Engineering*) com resultados satisfatórios.

Em (LI, 2006) tem-se o desenvolvimento de um sistema de proteção adaptativa, aplicado a um sistema de distribuição de 35 kV. O trabalho utiliza tecnologia de adaptação de três estágios, considerando a mudança de topologia da rede, o modo de operação e o tipo de falta. Os resultados de exemplos analisados e testados indicam que este sistema tem como características, a elevada capacidade adaptativa e a rápida resposta de definição. Sua aplicação pode melhorar a sensibilidade e seletividade de relés de proteção, dando um ganho de segurança e confiabilidade, além de melhorar a flexibilidade operacional e o modo de estabilidade do sistema de distribuição de energia.

Em (FOUNTAS, 1997) é proposta uma abordagem utilizando uma extensão do modelo baseado na teoria de Redes de Petri, *Hierarchical Time-Extended Petri Nets* (H-EPNS), de forma a oferecer suporte aos profissionais que atuam nas áreas de planejamento da operação do sistema elétrico, de modo a permitir uma análise qualitativa da viabilidade dos procedimentos seguidos no momento de recomposição do sistema após grandes

desligamentos. No estágio atual de desenvolvimento, esta ferramenta tem se revelado com um potencial promissor para fornecer uma análise qualitativa do problema. Como objetivo futuro, é proposto um ambiente integrado de H-EPNS em conjunto com uma poderosa ferramenta de análise, o SCADNEMS database, que ajudaria os operadores de sistema a lidar com o problema de forma mais eficiente e coordenada.

1.3. ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

O trabalho está organizado em sete capítulos. No primeiro capítulo é apresentada uma introdução à proteção do sistema elétrico de potência, contextualizando o tema da seleção de grupos de ajustes de relés de proteção como recurso de otimização dos estudos de graduação da proteção de sistemas elétricos.

No segundo capítulo é descrito um sistema de proteção, com seus componentes, sendo enfatizado como principal componente o relé de proteção, sobre o qual é descrito todo o histórico de evolução, desde o relé eletromecânico até o relé digital, com todas as facilidades associadas, inclusive a disponibilidade de múltiplos grupos de ajustes de proteção. Neste capítulo é apresentada também uma breve descrição da arquitetura funcional de um sistema digital para automação de subestação (SDA).

No terceiro capítulo é apresentada a influência das alterações da configuração do sistema elétrico no estudo de graduação, bem como a importância da utilização de múltiplos grupos de ajustes para a obtenção de uma graduação de qualidade para o sistema de proteção. Por fim é apresentado um exemplo prático de um estudo de graduação enfatizando a necessidade de utilização de múltiplos grupos de ajustes.

No quarto capítulo são introduzidos os conceitos relacionados às redes de Petri (RPs) e às redes de Petri Coloridas (RPCs), bem como os métodos de análise de RPs, sendo finalizado com uma apresentação resumida da ferramenta computacional de modelagem e análise de RPCs denominada CPNTools.

No quinto capítulo é apresentado o modelo do Sistema de Seleção Automática de Ajustes de Proteção – SAAP em RPC, bem como sua integração com um Sistema de Diagnóstico de Falhas, explicando o funcionamento da RPC para cada um dos seus principais blocos: mudança de estado do disjuntor, verificação de transferência de proteção e alteração do grupo de ajuste ativo. Neste último bloco é descrito o funcionamento da RPC para a condição de contingência, ou seja, quando da degradação do sistema elétrico por perda de

uma linha ou um transformador que compõe um arranjo em paralelo ou em anel, e quando da sua recomposição.

No sexto capítulo é descrito um experimento realizado em laboratório para teste funcional do modelo implementado em RPC do Sistema de Seleção Automática de Ajustes de Proteção – SAAP. O teste utiliza quatro relés digitais de proteção, representando a proteção de dois transformadores ligados em paralelo e integrados a um sistema supervisor.

No sétimo e último capítulo estão as conclusões e sugestões de trabalhos futuros, buscando uma continuidade da linha de pesquisa de recomposição automática de sistemas elétricos de potência.

Por fim, encontram-se as referências bibliográficas estudadas e consultadas durante a elaboração deste trabalho, os artigos publicados e os Apêndices. No apêndice A estão apresentados os códigos ANSI de proteção. No apêndice B está representada a codificação utilizada pelas concessionárias de energia para identificar os equipamentos de proteção e manobra do sistema elétrico. No Apêndice C está apresentada uma legenda com as variáveis utilizadas no modelo RPC do SAAP. Por fim, no Apêndice D, está a rotina desenvolvida em C++ para implementação do modelo RPC do SAAP, que foi utilizada nas simulações para teste do modelo.

CAPÍTULO 2

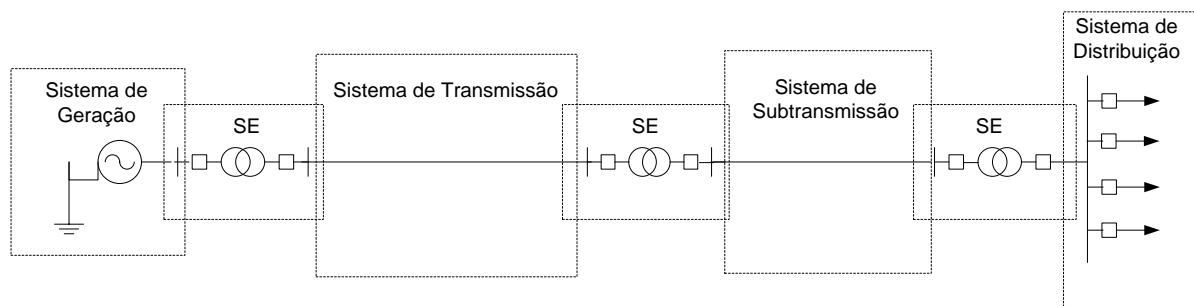
PROTEÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA

2.1. O SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA

A energia elétrica é um dos recursos fundamentais para a sociedade moderna, devendo estar disponível quando demandada e atender ao padrão de qualidade requerido para a operação eficiente do sistema elétrico e da carga do consumidor. A qualidade, a confiabilidade e a segurança do suprimento da energia elétrica são garantidas através de planejamento, projeto, construção e operação de uma rede elétrica complexa, composta por geradores, transformadores, linhas de transmissão e de distribuição e equipamentos auxiliares.

O sistema elétrico de potência - SEP é tradicionalmente dividido em três componentes básicos como mostrado na Figura 2.1: sistema de geração, sistema de transmissão e sistema de distribuição, cada um deles interligados por subestações.

Figura 2.1 - Sistema Elétrico de Potência.



Fonte: O autor.

Os níveis de tensão maior ou igual a 230 kV normalmente caracterizam um sistema de transmissão. A faixa de tensão entre 69 kV e 138 kV é normalmente classificada como subtransmissão. Tal classificação não é rígida, porque a tensão de 138 kV também pode ser enquadrada como sendo de transmissão. Isso ocorre porque há linhas de transmissão em 138 kV que são importantes para dar continuidade de fluxo de energia na eventualidade de contingências em linhas de tensão superior paralelas a elas. O sistema de subtransmissão é a continuidade do sistema de transmissão e tem a finalidade de transmitir energia às pequenas cidades ou agrupamentos de cidades, ao interior de grandes centros urbanos e a consumidores industriais de grande porte (COURY, 2007). Esse sistema reparte espacialmente, entre as

subestações de distribuição, grandes volumes de energia recebidos de subestações de transmissão.

O sistema de distribuição é responsável pela entrega da energia elétrica aos consumidores. No Brasil esta atividade de competência do poder público, normalmente é delegada através de concessão às empresas concessionárias distribuidoras de energia elétrica. A rede de distribuição no Brasil em geral opera com tensões na classe de 15 kV, normalmente com 13,8 kV. Esta rede cobre as áreas dos grandes centros de consumo (residências, comércio, indústrias de pequeno e médio porte, etc.) e está conectada às subestações através dos transformadores de distribuição, sendo este o último estágio de redução da tensão, formando a rede de baixa tensão cujos valores normalmente são 127/220V ou 220/380V para as redes monofásicas e trifásicas respectivamente.

2.2. FALTAS EM UM SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA

Sob o ponto de vista do consumidor, o sistema elétrico parece comportar-se sempre em estado permanente: constante, imperturbável e de capacidade inesgotável. Entretanto, os sistemas elétricos estão expostos a condições adversas e imprevisíveis que podem levar a situações de falha ou má operação decorrentes de variações aleatórias das cargas, de faltas oriundas de causas naturais, e em alguns casos por resultados de falhas de equipamentos ou humanas. Apesar das perturbações, o sistema elétrico se mantém num estado quase permanente graças a dois fatores básicos: o tamanho das cargas ou dos geradores individuais, muito pequeno em relação ao tamanho do sistema, e a ação rápida e adequada dos equipamentos de proteção quando da ocorrência de perturbações (SATO, 2005b).

Segundo a ABNT (NBR5460, 1992), falta é uma ocorrência acidental e súbita em um elemento de um sistema elétrico, que pode resultar em falha do próprio elemento e/ou de outros elementos associados, enquanto falha é o término da aptidão de um elemento do sistema elétrico de desempenhar a função dele exigida.

Uma falta pode ser resultado de um fenômeno interno ou externo ao sistema, cujas causas podem ser:

- Aumento repentino da carga;
- Sobretensões no sistema;
- Descargas atmosféricas;
- Animais na rede ou em subestações;
- Vandalismo;
- Vegetação em contato com a rede;

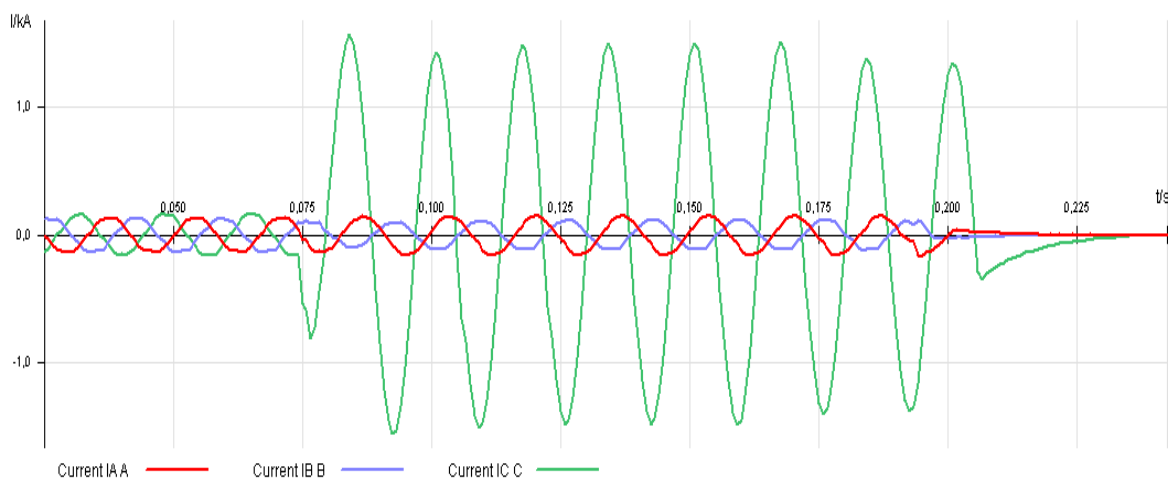
- Contaminação dos isoladores por poluição ou maresia.

Na ocorrência destes problemas, podem surgir as seguintes consequências:

- Danos ao sistema devido aos efeitos dinâmicos e térmicos da corrente de falta;
- Descontinuidade do sistema;
- Perda de sincronismo;
- Redução das margens de estabilidade do sistema;
- Desligamento de áreas que não estão sob falta, por vezes desencadeando efeito cascata.

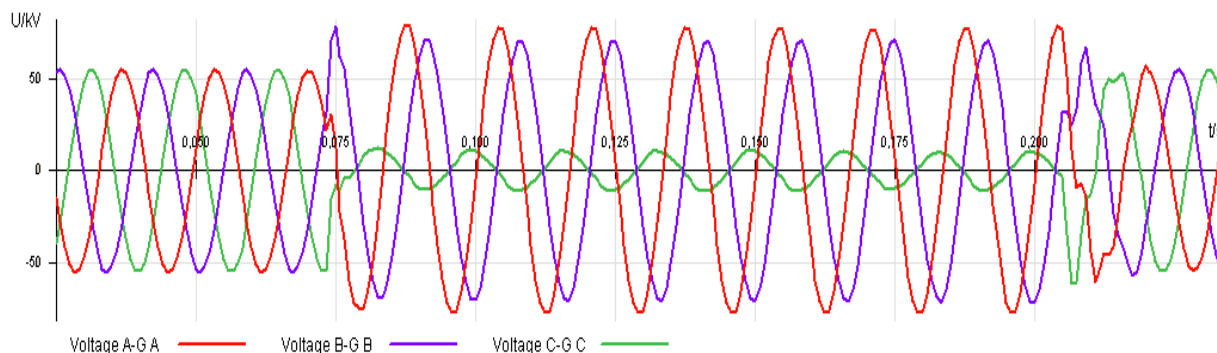
As faltas podem ser do tipo permanente ou transitória. As faltas permanentes, como o próprio nome indica, são do tipo irreversíveis, ou seja, após a abertura do disjuntor, o fornecimento de energia não poderá ser restabelecido sem que seja realizada intervenção humana. As faltas temporárias ou transitórias são aquelas em que o sistema poderá ser restabelecido automaticamente sem problemas. Na Figura 2.2 e na Figura 2.3 podem ser observadas as alterações na forma das ondas de corrente e tensão, respectivamente, em decorrência de um defeito monofásico, fase C– terra, no sistema elétrico de potência.

Figura 2.2 - Registro Oscilográfico dos Sinais de Corrente.



Fonte: Arquivos de Registros de Faltas da Coelce

Figura 2.3 - Registro Oscilográfico dos Sinais de Tensão.



Fonte: Arquivos de Registros de Faltas da Coelce

As faltas podem ser monofásicas, bifásicas, bifásicas à terra e trifásicas, sendo observado estatisticamente que em sistemas de distribuição com estrutura aérea, a frequência de ocorrência é como apresentada na Tabela 2.1.

Tabela 2.1 - Estatística de Ocorrência de Faltas.

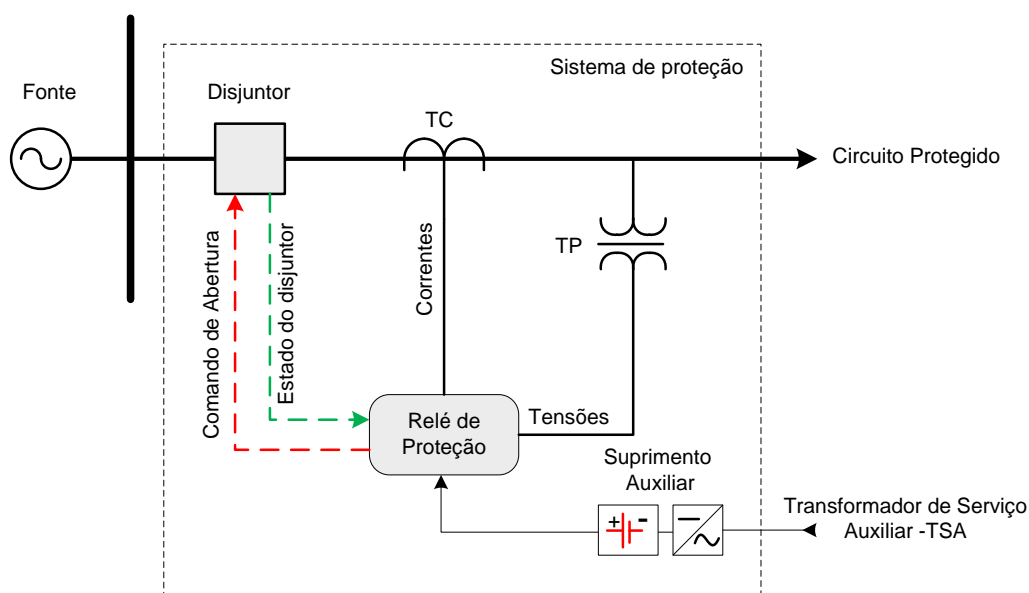
	% de Ocorrência	Permanentes (%)	Transitórias (%)
Trifásicas	2	95	5
Bifásicas	11	70	30
Fase-terra	79	20	80
Outros	8	-	-

Fonte: Apostila de Proteção de Sistemas Elétricos – UFRN, 2000, p1-3.

2.3. SISTEMA DE PROTEÇÃO

O sistema elétrico de uma subestação está exposto a faltas de origem interna ou externa, tais como: curtos-circuitos, sobretensões, subtensões, sobre-frequências, subfrequências, sobrecargas, desequilíbrios, oscilações, elevação de temperatura em transformadores, falha de equipamentos, etc. (ANDERSON, 1998; CAMINHA, 1981). Para mitigação dos efeitos das faltas, o sistema elétrico é dotado de um sistema de proteção composto por um conjunto de subsistemas integrados que interagem entre si com o objetivo de produzir a melhor atuação sobre o sistema elétrico, isolando a área defeituosa, sem que esta comprometa o restante do sistema elétrico de potência (SEP). Estes subsistemas são formados basicamente por relés, disjuntores, transformadores de medidas e pelo sistema de suprimento auxiliar de energia, como ilustrado na Figura 2.4.

Figura 2.4 - Subsistemas do Sistema de Proteção.



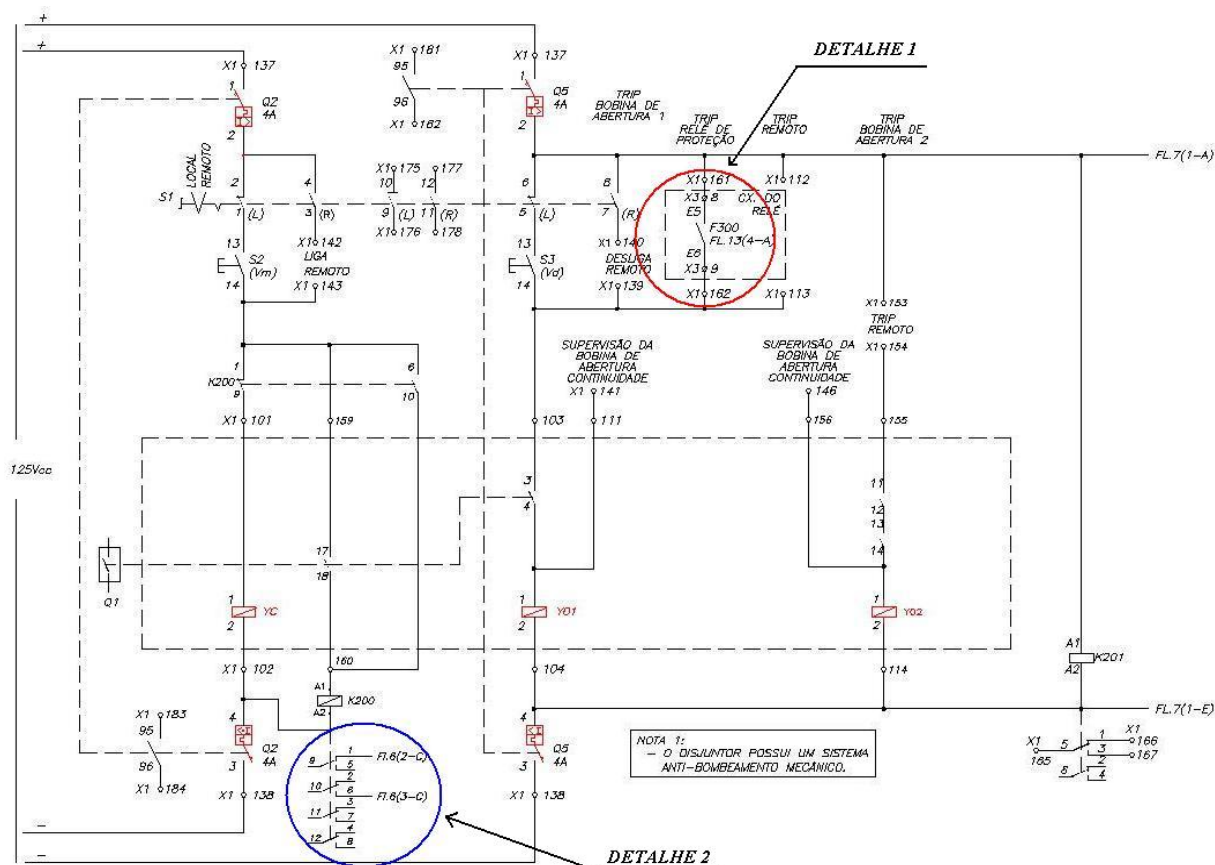
Fonte: O autor.

2.3.1. Elemento de Disjunção

Disjuntor é o equipamento que interrompe a passagem de corrente e isola o trecho defeituoso do resto do sistema elétrico, através de comando resultante dos sinais de desligamento provenientes do relé de proteção. Os disjuntores são constituídos basicamente por duas partes fisicamente distintas. A primeira, denominada de câmara de interrupção, é o local onde se efetuam as ações elétricas de abertura e fechamento do circuito de potência. Nessa câmara, um ou mais pares de contatos realizam, sob a ação de um mecanismo de acionamento, a abertura ou o fechamento dos contatos, eliminando o arco voltaico estabelecido entre eles, gerado durante os processos de manobras ou chaveamentos. A extinção do arco voltaico é realizada pela presença de um componente dielétrico existente no interior da câmara (óleo, gás SF-6, vácuo, etc.). A segunda parte construtiva de um disjuntor é o seu mecanismo de acionamento conjugado ao circuito de comando. É nesta porção do equipamento que se processam as ordens operacionais de abertura e os desligamentos comandados pelos relés de proteção, através da inserção de uma saída digital no circuito de abertura (detalhe 1 na Fig.2.5) ou de fechamento do mesmo, bem como, onde são originados os sinais de estado aberto ou fechado, através da ligação dos contatos auxiliares do disjuntor às entradas digitais do relé de proteção (detalhe 2 na Fig.2.5), associado a este disjuntor. Essas operações são realizadas através de sinais elétricos que são recebidos nas bobinas de abertura (BA), ou de fechamento (BF), as quais, em geral, são alimentadas por um sistema de

suprimento auxiliar de tensão contínua. Na Figura 2.5 está representado o circuito de comando de um disjuntor.

Figura 2.5 - Diagrama Funcional do Circuito de Comando de um Disjuntor.



Fonte: Diagrama funcional disjuntor ABB isolado a vácuo 15 kV – 630A – 16 kA.

2.3.2. Transformadores de Instrumentos

São equipamentos que realizam a redução dos níveis de tensão e corrente, reproduzindo fielmente as formas de onda presentes no sistema elétrico, isolando os equipamentos a estes conectados, sem que haja perda de informação. É através dos transformadores de corrente (TCs) e dos transformadores de potencial (TPs) que as respectivas grandezas elétricas de corrente e tensão do sistema elétrico de potência são continuamente adquiridas pelos relés de proteção.

2.3.2.1 Transformadores de Tensão – TP

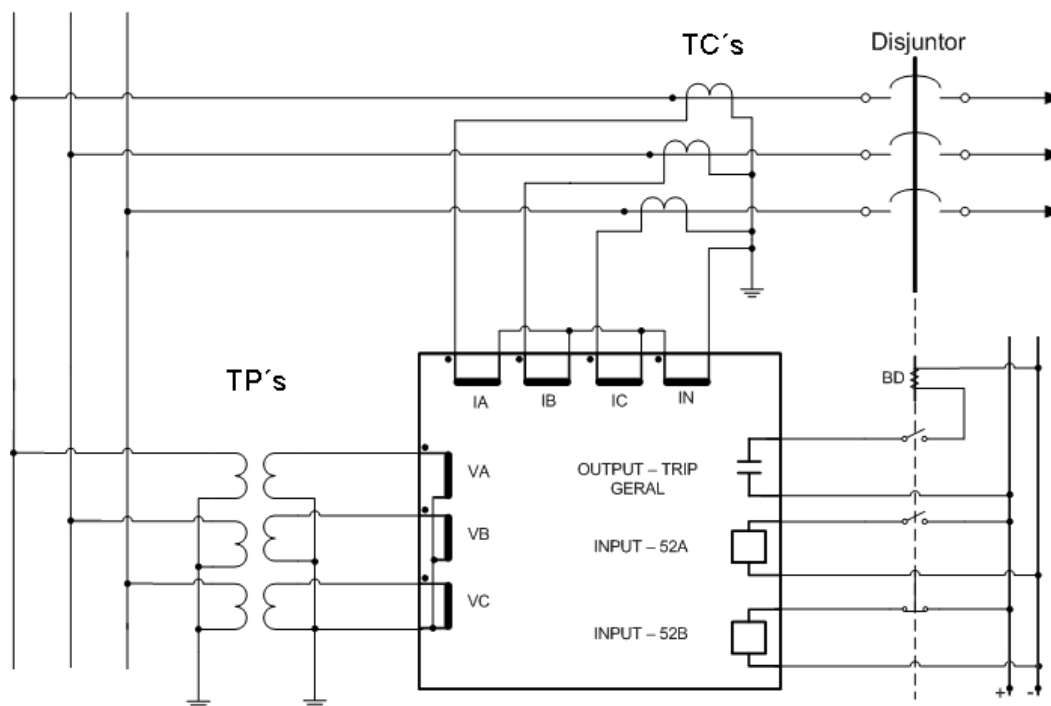
É um transformador de instrumento que tem como principal função fornecer no seu secundário uma tensão proporcional à tensão primária, com certo grau de precisão, dentro de uma faixa especificada para a tensão primária, promovendo o isolamento entre as tensões de

primário e secundário. A tensão secundária nominal usualmente é 115 volts, havendo a possibilidade de $115/\sqrt{3}$. A tensão primária nominal depende da tensão entre fases, ou entre fase e neutro do circuito em que o TP será aplicado.

2.3.2.2 Transformadores de Corrente – TC

Transformador de Corrente (TC) é um transformador de instrumento, cujo enrolamento primário é ligado em série com o circuito elétrico de potência, reproduzindo proporcionalmente em seu circuito secundário a corrente do circuito primário de maneira reduzida, com sua posição fasorial mantida, de forma adequada para o uso em instrumentos de proteção e medição. Em regime permanente, o TC conduz uma corrente de carga variável, porém, normalmente inferior ao valor nominal da corrente primária do equipamento. A especificação da corrente primária normalmente dependerá da corrente do circuito ao qual o TC será conectado e do nível de curto-circuito no ponto em que o TC será conectado (TC de Proteção). A corrente secundária é normalmente padronizada em 1A ou 5A. Na Figura 2.6 é apresentado um diagrama trifilar com as conexões típicas de um conjunto de TCs e um conjunto de TPs ligados a um relé de proteção. Nessa mesma figura podem-se observar as conexões primárias dos TCs ligadas em série com o SEP, enquanto os TPs são ligados em paralelo.

Figura 2.6 - Diagrama Trifilar de Conexão dos Transformadores de Instrumentos.



Fonte: O autor.

2.3.3. Suprimento Auxiliar

Existe uma fonte auxiliar que promove o fornecimento de energia à estrutura de proteção em caso de falha do sistema supridor, de modo a garantir o funcionamento dos demais subsistemas de proteção durante as faltas. Normalmente o sistema de suprimento auxiliar é composto de um transformador de serviço auxiliar (TSA), de um retificador e de um banco de baterias. Este sistema muitas vezes tem configuração redundante, de modo a assumir uma confiabilidade compatível à exigência do sistema suprido.

O TSA normalmente é responsável pelo suprimento de potência para os aparatos próprios da subestação, como: iluminação, alimentação dos circuitos de força de motores de ventilação do transformador de potência, alimentação dos circuitos de força de motores do comutador de tapes do transformador de potência, alimentação do sistema de aquecimento e desumidificação de painéis, alimentação do retificador, etc.

O retificador é responsável pela reposição da carga do banco de baterias (Fonte:) que em regime estacionário está em flutuação com a tensão de saída do retificador. O banco de baterias é projetado com capacidade de energia suficiente para alimentar todo o sistema de proteção e de comando da subestação, seja em condições normais de operação, seja em condições de falta no sistema elétrico de potência.

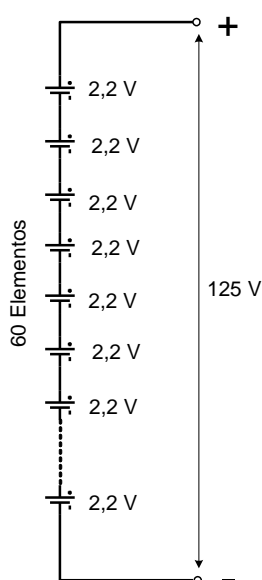


Figura 2.7 - Banco de Baterias.



Fonte: Arquivos fotográficos das instalações da Coelce.

2.3.4. Relés de Proteção

Não há como falar em proteção do SEP sem se referir aos relés de proteção. Os relés de proteção são dispositivos compactos que possuem características de projeto e funcionamento voltadas para detecção de condições anormais de operação, que excedam limites previamente definidos em seus ajustes, e na inicialização de ações corretivas que possibilitem e facilitem o retorno do SEP a seu estado normal. Tais equipamentos, sejam analógicos ou digitais, são responsáveis pela análise das grandezas elétricas associadas à rede elétrica e pela lógica necessária à tomada de decisão pelo sistema de proteção, caso algum distúrbio seja detectado.

Na realidade, os relés de proteção são considerados os mais importantes componentes do sistema de proteção, uma vez que a decisão lógica de desligamento da parte defeituosa do sistema elétrico é feita por estes equipamentos. Por causa de sua função no sistema de potência, os relés devem ser equipamentos extremamente confiáveis e robustos, pois sua atuação é somente exigida em condições anormais de operação, não sendo requeridos durante a operação normal do SEP. É importante salientar que a tomada de decisão de um relé de proteção, efetivada com o envio do sinal de abertura (*trip*) do disjuntor, é determinada pelo tipo de função que o relé está executando e de suas configurações, já que cada aplicação exige uma parametrização específica de acordo com a topologia da rede elétrica, da filosofia de proteção adotada e da porção do sistema que se deseja proteger. A parte do sistema elétrico a qual o relé deverá atuar no sentido de protegê-la é conhecida como zona de proteção (BARBOSA, 2008).

O funcionamento dos relés depende diretamente dos transformadores de medidas a eles associados, ou seja, dos sinais fornecidos nos secundários dos transformadores de corrente e/ou transformadores de tensão que são a base de operação dos relés. Sobre os sinais aquisitados, sejam diretamente ou através de combinações, são efetuadas as operações de comparação com os limiares previamente estabelecidos.

Embora a principal função do relé seja mitigar os efeitos dos curtos-circuitos e de outras condições anormais de operação, estes exercem uma função importante na determinação do tipo de distúrbio que está ocorrendo no sistema, bem como da sua localização, possibilitando uma análise mais ampla do problema e suas possíveis soluções (BARBOSA, 2008).

Os equipamentos para aplicação em sistemas de proteção, incluindo os relés, devem observar algumas características básicas para a realização satisfatória da proteção do sistema. As propriedades demandadas para o sistema de proteção são:

- Sensibilidade: é a capacidade de o sistema de proteção detectar todos os tipos de faltas, mesmo aquelas que ocorrem em locais remotos do sistema de potência, ou eventos potencialmente perigosos que produzam somente pequenas variações nas correntes e tensões do sistema.
- Velocidade de operação: é a capacidade do sistema de proteção eliminar as faltas ou situações anormais no menor tempo possível, com a finalidade de minimizar os danos às pessoas e aos equipamentos.
- Seletividade: é a capacidade do sistema de proteção identificar claramente e isolar somente a parte do sistema afetada pela falta, com a finalidade de minimizar a perda do fornecimento em áreas não afetadas.
- Simplicidade: mínimo de equipamentos de proteção e circuitos elétricos associados para executar os objetivos da filosofia de proteção desejada.
- Confiabilidade: é a característica de um sistema de proteção de executar suas funções adequadamente durante um período de tempo específico. O sistema é considerado confiável quando ele opera corretamente. Ele é seguro quando opera somente para aquelas condições em que foi designado para operar. Um sistema de proteção que opera para uma condição que parece com uma falta, mas não é uma falta, não é considerado um sistema seguro.

É importante observar que algumas dessas premissas citadas são diretamente influenciadas pelo comportamento dos relés presentes no sistema de proteção. As mudanças das características do SEP e de suas cargas, como p.ex. a presença de harmônicos, podem interferir no funcionamento dos relés e provocar possíveis erros de atuação. Desta forma, fica claro que os dispositivos de proteção são dependentes de uma evolução contínua para assegurar os níveis de confiabilidade e segurança exigidos.

Os relés têm as suas funções de proteção identificadas por números, de acordo com a *American National Standards Institute* (ANSI). A lista vai de 1 a 99 conforme apresentado no apêndice A, e em alguns casos após o número da proteção existe uma ou duas letras representando uma característica adicional da proteção.

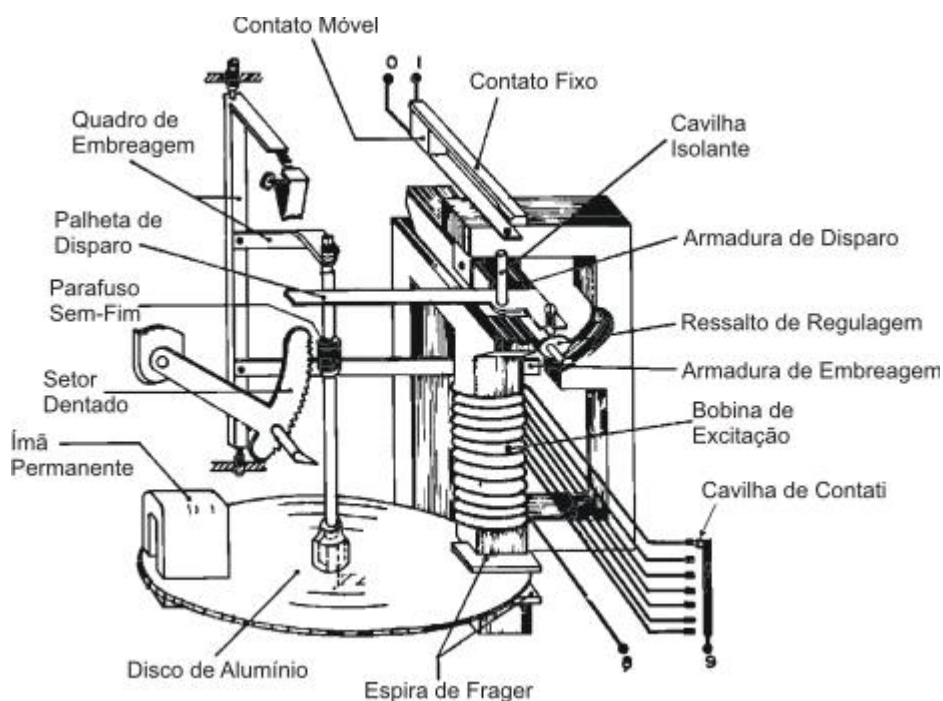
2.4. EVOLUÇÃO DOS RELÉS DE PROTEÇÃO

A presença de relés de proteção é essencial ao funcionamento do SEP moderno, sendo sua operação diretamente dependente da filosofia de proteção adotada e dos tipos comercialmente disponíveis. Desta forma, a evolução contínua desses dispositivos é uma

consequência da necessidade do estabelecimento de novas condições operacionais, aumentando a confiabilidade e reduzindo os prejuízos causados por problemas que ocorrem na rede elétrica.

Os primeiros relés desenvolvidos com finalidades específicas para atuações pela variação de alguma grandeza elétrica eram baseados, geralmente, na atuação de forças produzidas pela interação eletromagnética entre as correntes e o fluxo magnético sobre um condutor móvel. Normalmente constituídos por um disco ou um cilindro, como se fossem um motor, estes dispositivos, devido à sua principal característica de operação, são conhecidos como relés de proteção eletromecânicos. Entretanto, alguns desses equipamentos utilizam a força produzida pela expansão de metais causada pelo aumento de temperatura devido à passagem da corrente elétrica. Na Fonte: estão ilustrados os principais componentes que constituem um relé eletromecânico (BARBOSA, 2008).

Figura 2.8 - Principais componentes de um relé eletromecânico de corrente.

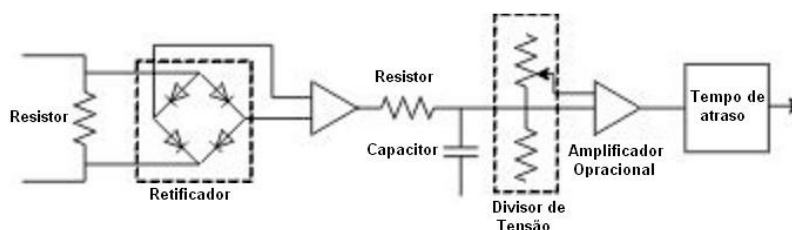


Fonte: Relés Numéricos de Proteção. São Carlos, set. 2008.

É importante salientar que os relés eletromecânicos atuam por forças criadas pela combinação de sinais de entrada (correntes, tensões, etc.), energia armazenada em molas espirais ou em dispositivos de amortecimento de choques e vibração. Tais equipamentos podem utilizar múltiplos sinais de entrada, porém só executam um determinado tipo de função, ou seja, são monofuncionais.

A expansão, o aumento da complexidade e a mudança das características das cargas no SEP moderno demandam por um sistema de proteção cada vez mais confiável e seguro, o que reflete no acréscimo de velocidade e de sofisticadas características dos relés de proteção. Nesse sentido, com o desenvolvimento dos componentes semicondutores e de estudos das suas aplicabilidades, iniciou-se o projeto de relés de proteção mais rápidos que utilizavam componentes discretos ou integrados, ao contrário dos eletromecânicos que aplicavam componentes mecânicos, sendo posteriormente conhecidos como relés de estado sólido ou estático. Na Figura 2.9 é mostrada uma configuração de um relé de estado sólido para a função de sobrecorrente instantânea, na qual se evidencia a utilização de componentes eletrônicos e o atraso na resposta do relé (BARBOSA, 2008).

Figura 2.9 - Esquema de um relé de estado sólido.



Fonte: Relés Numéricos de Proteção. São Carlos, set. 2008.

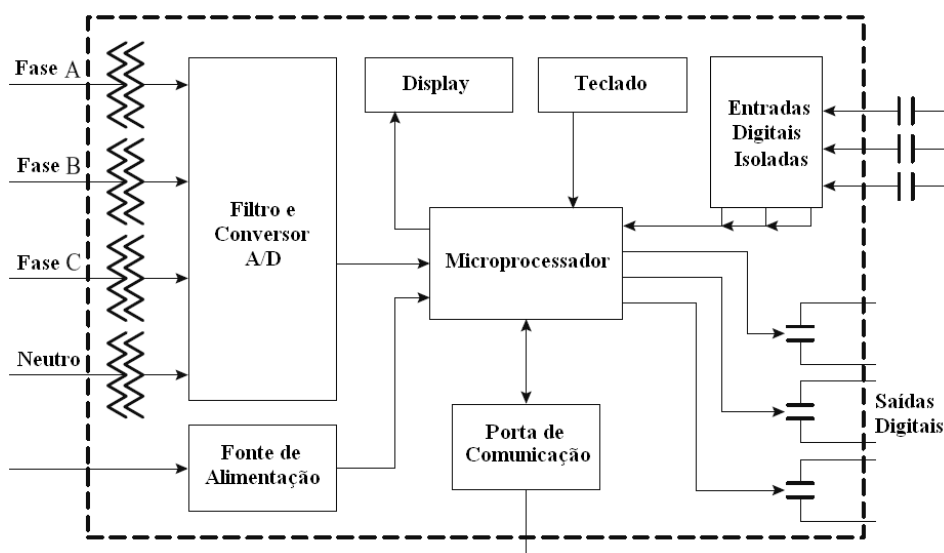
Além do aumento de velocidade na tomada de decisão, a implantação destes novos equipamentos eletrônicos possibilitou a diminuição do espaço físico das cabines de proteção nas subestações, o aumento da flexibilidade nas filosofias de proteção e a alteração das características dos relés pelo ajuste dos elementos lógicos. Todavia, os relés eletrônicos apresentavam alguns problemas em relação ao ambiente de instalação, uma vez que a capacidade de tolerância à temperatura e à umidade era limitada, além da necessidade de fonte extra de suprimento de energia, requerendo a implantação de sistemas adicionais de alimentação.

Com a crescente evolução tecnológica e a utilização de microprocessadores, os relés de proteção sofreram uma significativa evolução, tanto nos aspectos construtivos quanto na sua concepção de funcionamento, o que possibilitou um aumento considerável no desempenho e na confiabilidade dos sistemas de proteção.

Os relés microprocessados ou numéricos, assim como os ditos convencionais (eletromecânicos), usam correntes e tensões provenientes do SEP como sinais de entrada. Nos relés numéricos os sinais analógicos de entrada são amostrados e condicionados para o

início do processamento do relé. Na Figura 2.10 é ilustrado um diagrama funcional simplificado do relé numérico, incluindo as principais etapas do fluxo da informação obtida dos transdutores, desde os filtros passa-baixa na entrada até o processamento efetivo através da utilização de microprocessadores (BARBOSA, 2008).

Figura 2.10 - Esquemático de um Relé Numérico.



Fonte: Protection of Electricity Distribution Networks – IET. 2004, p40.

Nessa nova geração de equipamentos, diferentemente das antecessoras, a decisão de abertura do disjuntor (*trip*) é definida pelo resultado de operações matemáticas, o que possibilita a integração de várias funções em um único equipamento. Além da realização de múltiplas funções, os relés microprocessados trazem algumas vantagens adicionais como (BARBOSA, 2008):

- Auto- Checagem e confiabilidade: o relé computadorizado pode ser programado para monitorar continuamente os subsistemas de *hardware* e *software*, de modo a detectar possíveis falhas na operação e o consequente disparo de alertas, possibilitando sua retirada sem o comprometimento da proteção por este fornecida.
- Integração de sistemas e ambiente digital: os sistemas digitais possibilitam uma maior integração entre seus componentes, o que permite uma maior flexibilidade e velocidade na obtenção das informações registradas pelos equipamentos, além da possibilidade de troca de informações entre os dispositivos para a melhor tomada de decisão, por exemplo, a coordenação lógica;
- Flexibilidade funcional e adaptabilidade: talvez uma das principais características dos relés modernos é a capacidade de alteração dos seus parâmetros de configuração de

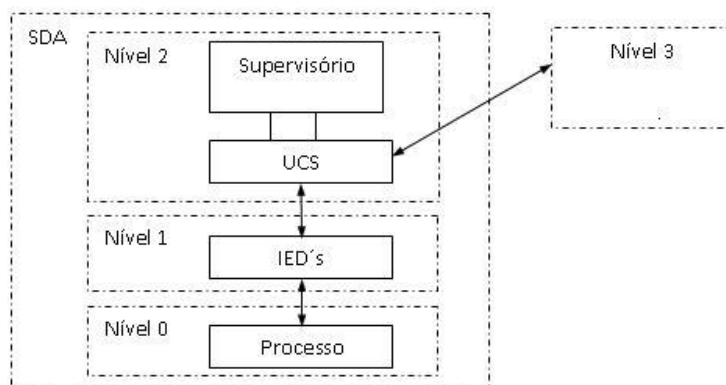
acordo com a topologia atual da rede, ou seja, se o relé está programado para uma determinada característica de operação do sistema elétrico, e esta muda, o relé tem a capacidade de identificar o tipo de mudança realizada e adotar parâmetros que melhor se adaptem àquela nova situação, através de múltiplos grupos de ajustes.

- Considerações de custo-benefício: o avanço e a disseminação da microeletrônica na aplicação de relés de proteção têm orientado uma redução substancial nos custos dos circuitos digitais, embora, as despesas associadas com os *softwares* tenham aumentado. Todavia, é possível observar que os relés numéricos executam diversas funções em uma mesma plataforma, o que diminui a razão do custo/benefício, diferentemente dos tradicionais relés eletromecânicos.

2.5. SISTEMAS DIGITAIS PARA AUTOMAÇÃO DE SISTEMAS DE POTÊNCIA

Com o avanço tecnológico na área de informática e comunicações, as empresas de energia elétrica, ao longo do tempo, foram implantando sistemas de aquisição de dados, supervisão e controle (SCADA/EMS) nos centros de controle de sistemas (CCS). Inicialmente as Unidades Terminais Remotas (UTR), localizadas nas subestações, realizavam a interface entre o sistema SCADA do CCS e os relés eletromecânicos e/ou eletrônicos, disjuntores e seccionadores. Com a redução dos custos da tecnologia microprocessada e a consolidação no mercado dos relés de tecnologia digital, surgiram os sistemas digitais para automação de subestação (SDA). Na Figura 2.11 é apresentado um diagrama de bloco simplificado de um SDA para uma subestação com os respectivos níveis funcionais.

Figura 2.11 - Diagrama de Blocos da Hierarquia Funcional de um SDA para Subestações.



Fonte: Sistema de Diagnóstico de Falhas integrado ao Sistema de Supervisão e Controle – UFC, Nov.2008, p29.

Os SDAs de subestação, conforme apresentado na Figura 2.11, são compostos de três níveis funcionais:

- Nível 0: corresponde ao processo – vãos, disjuntores e seccionadores;
- Nível 1: constituído pelos IEDs - *Intelligent Eletronic Devices*, tais como, relés, intertravamentos e automatismos locais;
- Nível 2: composto da unidade de controle de subestação (UCS), sistema SCADA e comunicação com o Nível 1 (IEDs).

Os diversos SDAs de subestações são integrados a um sistema supervisório central (SCADA do Centro de Controle do Sistema – CCS), este corresponde ao Nível 3 dentro da hierarquia de comando do sistema. As funções do sistema SCADA são efetuar comandos e receber informações de mudanças de estados do sistema elétrico e de falhas e atuações de equipamentos e dispositivos de proteção e controle da subestação, tais como atuação das funções de proteção, estado dos disjuntores, falhas de relés e disjuntores, etc., mantendo a supervisão do sistema elétrico e enviando informação aos operadores. A partir das informações recebidas, os operadores realizam o diagnóstico das ocorrências no sistema elétrico.

CAPÍTULO 3

UTILIZAÇÃO DE MÚLTIPLOS GRUPOS DE AJUSTES

Neste capítulo é apresentado o impacto das alterações da configuração do sistema elétrico na graduação do sistema de proteção, bem como a importância da utilização de múltiplos grupos de ajustes para a obtenção de uma graduação de qualidade.

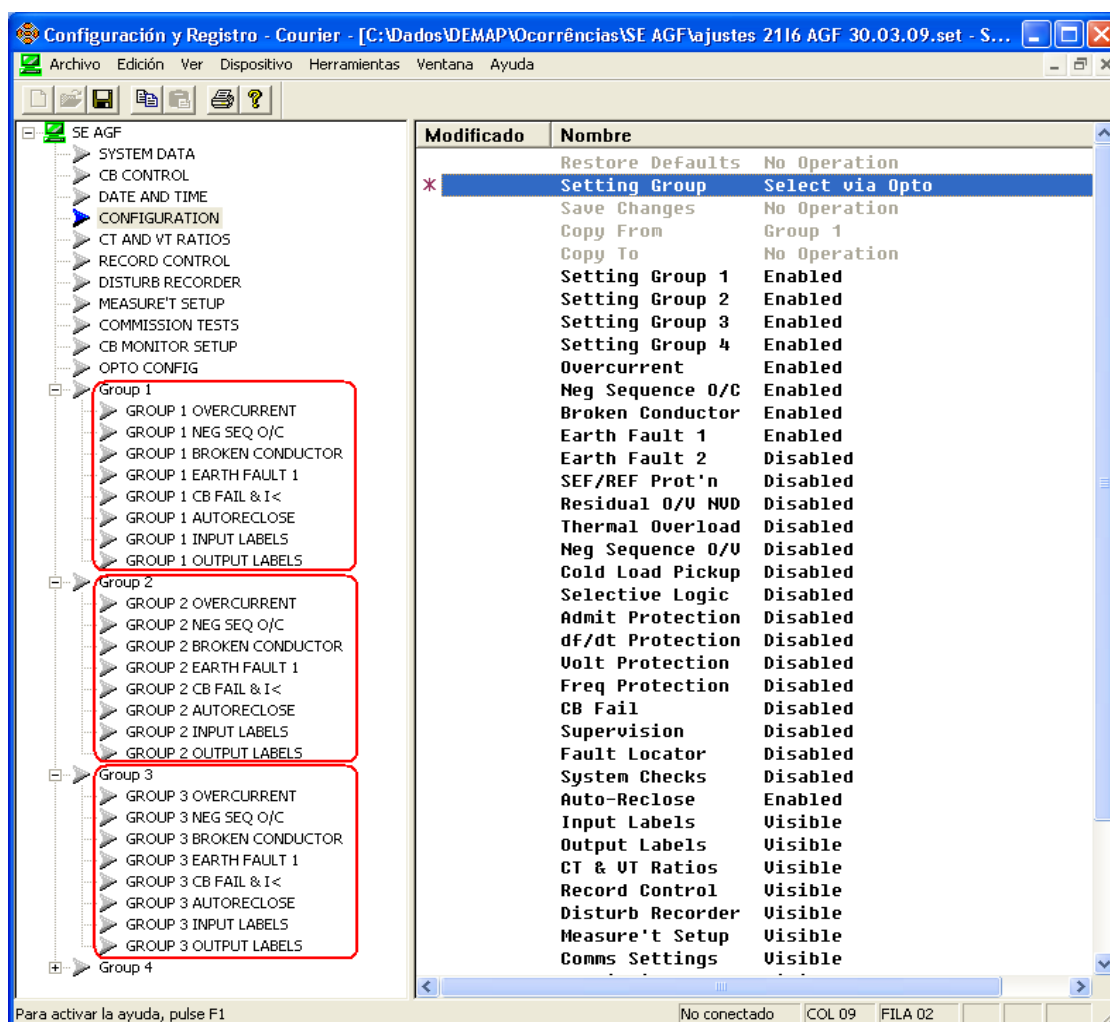
3.1. MÚLTIPLOS GRUPOS DE AJUSTES EM RELÉS DIGITAIS

Nas últimas décadas os dispositivos de proteção passaram por uma renovação tecnológica onde os antigos relés eletromecânicos deram lugar a dispositivos eletrônicos inteligentes (IEDs) multifunção, com funções principalmente de proteção, e a disponibilidade de múltiplos grupos de ajustes, que permite a implementação de avançados esquemas de proteção (APOSTOLOV, 2005). Cada grupo de ajuste contém as mesmas funções de proteção para utilização pelo usuário, como pode ser visto na Figura 3.1, de modo a otimizar a aplicação destes relés, dentro dos esquemas de proteção elaborados pelos profissionais de estudo de graduação e planejamento da proteção. Vale ressaltar que, quando um grupo é selecionado como ativo, os ajustes impostos aos demais grupos são desconsiderados. Cada grupo de ajuste deve conter os ajustes correspondentes às condições operacionais previamente estudadas e definidas para seu respectivo uso no estudo de graduação. As condições operacionais comumente consideradas nos estudos de graduação são as seguintes:

- Condição normal - nessa condição o sistema opera normalmente com pleno uso dos recursos operacionais, e
- Condição de contingência – nessa condição o sistema opera com restrição de algum dos seus recursos, uma linha, um transformador ou outro componente que restrinja a confiabilidade ou a capacidade de fornecimento do sistema.

É no estudo de coordenação que se definem os ajustes que serão imputados a cada um dos parâmetros, de cada função de proteção, de cada grupo de ajuste, de cada relé que compõe o sistema de proteção associado à porção do SEP que foi considerado no referido estudo de graduação.

Figura 3.1 - Múltiplos Grupos de Ajuste Visualizados na Tela do Aplicativo de Parametrização.



Fonte: Tela do aplicativo Micom S1 da Areva.

3.2. INFLUÊNCIA DAS ALTERAÇÕES DA CONFIGURAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO NO ESTUDO DE GRADUAÇÃO

As alterações de configurações do SEP resultantes da retirada intencional ou acidental, por ocorrência de curto-circuito, de um ou mais componentes do SEP, provoca uma alteração ou rearranjo do fluxo de potência por consequência das alterações das impedâncias que compõem o sistema. Muitas vezes estas alterações têm impacto significativo nos valores dos curtos-circuitos em pontos específicos e são decisivas para a definição dos valores dos ajustes do sistema de proteção. Por exemplo, uma subestação que em condição normal opera com dois transformadores de potência em paralelo. A retirada de operação de um dos transformadores pode representar uma alteração significativa no nível de curto-circuito no barramento secundário. Isto acontece devido à alteração da impedância do vão de transformação que dobra de valor com a saída de operação de um dos transformadores. Para

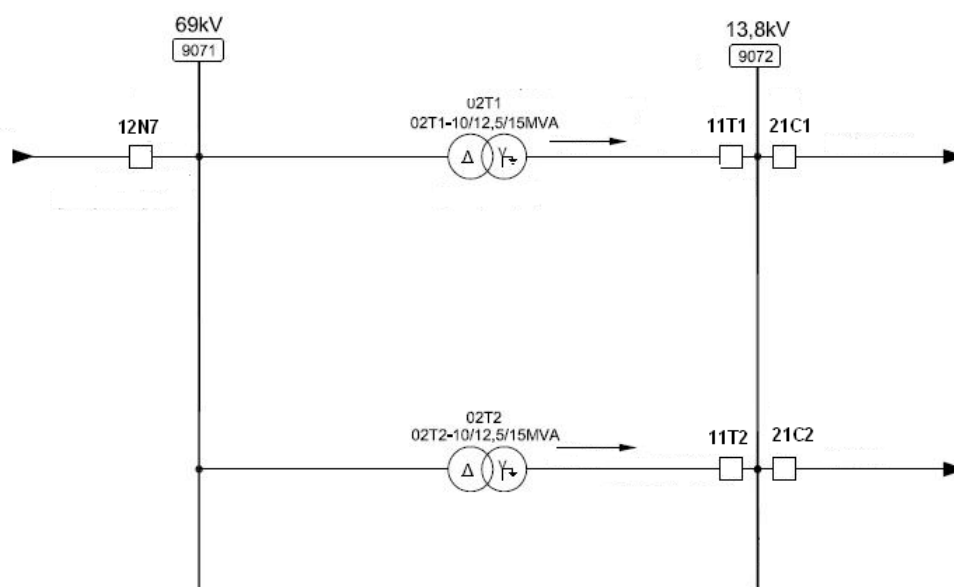
esses casos, dificilmente será possível estabelecer uma graduação que, com apenas um ajuste, seja capaz de promover a coordenação entre os elementos de proteção que estão a jusante do transformador.

3.3. EXEMPLO DE UM ESTUDO DE GRADUAÇÃO UTILIZANDO MÚLTIPLOS GRUPOS DE AJUSTES

Para mostrar a importância da utilização de múltiplos grupos de ajustes é apresentado um estudo de graduação baseado em um caso real, que mostra um sistema cuja configuração normal é composta por dois transformadores (69kV/13,8kV) operando em paralelo, e a condição operacional de contingência estudada é representada pela perda (retirada de operação) de um deles.

A instalação utilizada no estudo foi o vão de transformação da subestação de distribuição de Maranguape – SED MRG, da Companhia de Energia do Ceará (Coelce), cujo diagrama unifilar é mostrado na Figura 3.2.

Figura 3.2 - Diagrama Unifilar da Subestação de Maranguape.



Fonte: Diagramas unifilares das Subestações da Coelce.

Neste estudo de graduação elaborado sobre uma base real, ver-se-á a dificuldade de se estabelecer a coordenação e por consequência a seletividade se o sistema de proteção não dispuser de múltiplos grupos de ajustes.

3.3.1. Conceitos Básicos no Estudo de Graduação do Sistema de Proteção

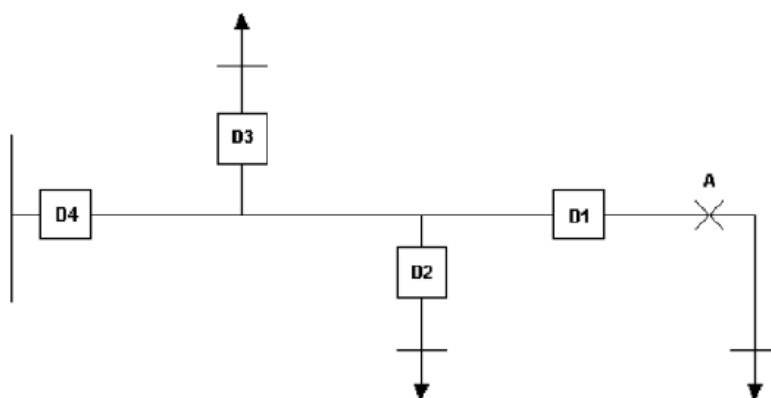
Nesta seção serão apresentados os principais conceitos pertinentes ao estudo de graduação do sistema de proteção. Para o melhor entendimento do estudo apresentado nas seções subsequentes se faz necessário o conhecimento dos seguintes conceitos, segundo (JUNIOR PARADELO, 2006):

Zona de proteção primária: Corresponde aos trechos de rede situados a jusante da instalação de um determinado dispositivo de proteção, onde na ocorrência de um defeito qualquer (temporário ou permanente), o dispositivo resultará sensibilizado.

Proteção de Retaguarda: É o dispositivo de proteção que está situado a montante daquele que está instalado na zona de proteção primária. Para um defeito no ponto A como mostrado na F, a proteção primária corresponde ao dispositivo D1 e a proteção de retaguarda corresponde ao dispositivo D4.

Coordenação e seletividade: Dois dispositivos de proteção estão coordenados, quando na ocorrência de um defeito, houver primeiramente a atuação daquele que estiver mais próximo do ponto de defeito. De acordo com a F, na ocorrência de um defeito no ponto A, o dispositivo mais próximo (D1) deverá atuar e isolar seletivamente somente o trecho de rede defeituoso. Nestas condições, o restante do alimentador continuará energizado e alimentando os demais trechos de rede que não apresentam defeito.

Figura 3.3 - Definição do Conceito de Coordenação e Seletividade.



Fonte: Proteção de sobrecorrente em sistemas de distribuição de energia elétrica através de abordagem probabilística – USP, 2006, p48.

Pick-up: É entendido por pick-up o valor de corrente/tensão que sensibiliza a proteção, causando o início da operação em relés eletrônicos e digitais, ou causando a partida dos

contatos móveis em relés eletromecânicos; o valor de pick-up é o valor determinado para o relé operar.

Tempo de rearme: É o tempo que um dispositivo automático leva para retornar a sua posição de repouso. No caso dos relés digitais, corresponde ao tempo que ele leva para voltar a condição de repouso após um comando de *reset*. Já para os seccionalizadores é o tempo que o equipamento leva para zerar as contagens realizadas e finalmente para um religador é o tempo que ele leva para retornar a contagem zero do número de ciclos de religamento, após uma seqüência completa ou incompleta de operações do mesmo.

Trip: É denominado *trip* ou disparo, o momento em que o relé de proteção fecha seus contatos de saída quando da manutenção da corrente de falta por um determinado tempo, definido por uma curva necessária para essa atuação.

3.3.2. Cálculo das Correntes de Curtos-circuitos para Condição Normal de Operação

Neste estudo foi utilizado o software de Análise de Falhas Simultâneas – ANAFAS (ROMERO, 1993) para a elaboração do estudo de curto-circuito, compilando uma base de dados real. Os valores obtidos das correntes de curto-circuito para um defeito na barra de 13,8 kV da subestação de Maranguape, considerando a configuração normal, com os dois transformadores operando em paralelo, são apresentados no relatório de níveis de curto-circuito mostrado na Figura 3.4.

Figura 3.4 - Relatório de Níveis de Curto-circuito na Barra em 13,8 kV na SED MRG.

IDENTIFICACAO									
T R I F A S I C O					M O N O F A S I C O				
NUM.	NOME	VBAS	MOD (kA)	ANG (gr)	X/R	MOD (kA)	ANG (gr)	X/R	
9072	MARANGUA	13.8	13.8	7.82	-83.33	8.55	8.87	-84.96	11.34

Fonte: Imagem capturada do software ANAFAS.

Na Figura 3.5 são apresentadas as correntes de contribuições que fluem por cada um dos dois transformadores para um curto-circuito trifásico na barra de 13,8 kV (9072) da Subestação Maranguape, vistas na tela de saída do ANAFAS.

Figura 3.5 - Contribuições de Corrente de Sequência Positiva para Curto-circuito Monofásico na Barra 9072.

```

REGIONAL - DMG/FTZ

TENSOES E CORRENTES DE CONTRIBUICAO

Bar. 9072 (MARANGUA13.8) TEN.(pu)
  mod.  ang.  mod.  ang.
  A 0.000  0.0  Z 0.000  0.0
  B 0.000  0.0  P 0.000  0.0
  C 0.000  0.0  N 0.000  0.0

Bar. 9071 (MARANGUA 69) TEN.(pu)  Cir. 1T(02T1 ) CORR.( A ) p/ 9072
  mod.  ang.  mod.  ang.  mod.  ang.  mod.  ang.
  A 0.674  36.7  Z 0.000  0.0  A 3907 -83.3  Z 0 0.0
  B 0.674 -83.3  P 0.674  36.7  B -3907 -23.3  P 3907 -83.3
  C 0.674 156.7  N 0.000  0.0  C -3907 -143.3  N 0 0.0

Bar. 9071 (MARANGUA 69) TEN.(pu)  Cir. 2T(02T2 ) CORR.( A ) p/ 9072
  mod.  ang.  mod.  ang.  mod.  ang.  mod.  ang.
  A 0.674  36.7  Z 0.000  0.0  A 3917 -83.3  Z 0 0.0
  B 0.674 -83.3  P 0.674  36.7  B -3917 -23.3  P 3917 -83.3
  C 0.674 156.7  N 0.000  0.0  C -3917 -143.3  N 0 0.0

<ENTER> OK <ESC> Cancela

```

Fonte: Imagem capturada do software ANAFAS.

Pode-se observar que, somando os valores das correntes de contribuição de sequência positiva de cada um dos transformadores apresentados na Figura 3.5 tem-se exatamente o valor da corrente de curto-circuito trifásico apresentado no relatório (Figura 3.4) de níveis de curto-circuito (condição normal), conforme o cálculo que segue:

$$\begin{array}{r}
 \text{Corrente de contribuição do transformador 02T1 para defeito na barra (9072)} \quad 3.907\text{A} \\
 \text{Corrente de contribuição do transformador 02T2 para defeito na barra (9072)} \quad + \quad 3.917\text{A} \\
 \hline
 \text{Corrente de curto-circuito trifásico na barra de 13,8kV} \quad = \quad 7.824\text{A}
 \end{array}$$

Na Figura 3.6 são apresentadas as correntes de contribuições que fluem por cada um dos dois transformadores para um curto-circuito fase-terra na barra de 13,8 kV (9072) da Subestação Maranguape, vistas na tela de saída do ANAFAS.

Figura 3.6 - Contribuições de Corrente de Sequência Zero.

CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
ANAFAS - Programa de Análise de Falhas Simultâneas

REGIONAL - DMG/FTZ

Bar.	0 (-REFERENCIA-)	TEN. (pu)		Cir.	1H(02T1)	CORR. (A) p/ 9072			
	mod.	ang.	mod.	ang.	mod.	ang.	mod.	ang.	
A	1.000	0.0	Z 0.000	0.0	A	1462	-85.0	Z 1462	-85.0
B	1.000	-120.0	P 1.000	0.0	B	1462	-85.0	P 0	0.0
C	1.000	120.0	N 0.000	0.0	C	1462	-85.0	N 0	0.0

Bar.	0 (-REFERENCIA-)	TEN. (pu)		Cir.	2H(02T2)	CORR. (A) p/ 9072			
	mod.	ang.	mod.	ang.	mod.	ang.	mod.	ang.	
A	1.000	0.0	Z 0.000	0.0	A	1495	-85.0	Z 1495	-85.0
B	1.000	-120.0	P 1.000	0.0	B	1495	-85.0	P 0	0.0
C	1.000	120.0	N 0.000	0.0	C	1495	-85.0	N 0	0.0

<ENTER> Continua ...

Fonte: Imagem capturada do software ANAFAS.

Pode-se observar que, somando o triplo dos valores das correntes de contribuição de sequência zero (Figura 3.6) de cada um dos transformadores ($3I_0=I_n$) tem-se exatamente o valor da corrente de curto-circuito monofásico apresentado no relatório (Figura 3.4) de níveis de curto-circuito (condição normal), conforme o cálculo que segue:

Contribuição do transformador 02T1 para defeito na barra (9072)		3 x 1.462A
Contribuição do transformador 02T2 para defeito na barra (9072)	+	3 x 1.495A
Corrente de curto-circuito monofásico na barra de 13,8kV	=	8.871A

3.3.3. Cálculo das Correntes de Curto-circuito para Condição de Contingência

Os relatórios mostrados na Figura 3.7 e na Figura 3.8 foram gerados considerando a retirada de operação de cada um dos transformadores, 02T2 e 02T1 respectivamente. Pode-se

observar que nessa condição, com apenas um transformador, o nível de curto-circuito na barra de 13,8 kV é reduzido significativamente quando comparado com o nível de curto-circuito na barra de 13,8 kV na condição com os dois transformadores operando em paralelo. Isso se deve ao fato de que, na retirada de operação de um dos transformadores o valor da impedância equivalente do circuito se eleva impondo assim uma redução da corrente de curto-circuito na barra de 13,8 kV da SED Maranguape.

Figura 3.7 - Relatório de Níveis de Curto-circuito com a Perda do Transformador 02T2.

IDENTIFICACAO			T R I F A S I C O			M O N O F A S I C O		
NUM.	NOME	VBAS	MOD (kA)	ANG (gr)	X/R	MOD (kA)	ANG (gr)	X/R
9072	MARANGUA13.8	13.8	4.68	-86.02	14.37	5.04	-87.14	20.02

Fonte: Imagem capturada do software ANAFAS.

Figura 3.8 - Relatório de Níveis de Curto-circuito com a Perda do Transformador 02T1.

IDENTIFICACAO			T R I F A S I C O			M O N O F A S I C O		
NUM.	NOME	VBAS	MOD (kA)	ANG (gr)	X/R	MOD (kA)	ANG (gr)	X/R
9072	MARANGUA13.8	13.8	4.69	-86.01	14.34	5.08	-87.12	19.87

Fonte: Imagem capturada do software ANAFAS.

De posse dos valores das correntes de curtos-circuitos na barra de 13,8 kV (9072) da SED MRG com os dois transformadores em paralelo, dos valores das contribuições que fluem pelos transformadores 02T1 e 02T2 e dos valores das correntes de curto circuito para a perda de cada um dos transformadores, pode-se elaborar o estudo de graduação do sistema de proteção.

3.3.4. Critérios para Estudos de Graduação da Proteção

Para elaboração de um estudo de graduação, alguns critérios devem ser considerados de modo a garantir sensibilidade, seletividade e coordenação da proteção para o ajuste proposto, sem, no entanto, restringir a liberação do fluxo de potência nos transformadores e linha. Um ajuste definido adequadamente deve liberar ao máximo a capacidade de transferência de potência através de linhas e transformadores, porém obedecendo aos limites de sensibilidade da proteção, caso contrário não estaria atendendo a sua principal função que é proteger o sistema. A seguir são apresentados alguns critérios utilizados no estudo de

graduação, como: critérios de sensibilidade para ajuste da proteção de sobrecorrente, limites de carregamento, intervalo do tempo de coordenação entre dois relés e parâmetros de ajustes da função de proteção de sobrecorrente.

3.3.4.1 Critérios de Sensibilidade

Um dos principais requisitos dos sistemas de proteção é a sensibilidade. A observância deste requisito é de fundamental importância para definição de um ajuste efetivo para a proteção de sobrecorrente. A seguir são postos os critérios básicos de sensibilidade utilizados para definição dos ajustes de sobrecorrente de fase e neutro:

- Múltiplo do curto-circuito de fase mínimo admitido = 2,4.
- Múltiplo do curto-circuito neutro mínimo admitido = 4,0.
- É necessário também que haja sensibilidade pelo menos da primeira barra remota. Na falha da proteção principal de uma determinada barra, a falha deve ser percebida pelo menos pela proteção da primeira barra que está a montante, também comumente chamada de proteção de retaguarda.

O “múltiplo” representa a relação entre o valor da corrente de curto-circuito e o valor da corrente de ajuste da proteção de sobrecorrente. Em outras palavras, o múltiplo significa quantas vezes o valor da corrente de defeito é maior que a corrente de ajuste.

3.3.4.2 Limites de Carregamento

Na Tabela 3.1 são apresentados os limites de corrente de carregamento para diferentes tipos de cabos utilizados em linhas de transmissão. Estes valores norteiam, no estudo de graduação, os limites superiores dos ajustes da corrente de partida das proteções de sobrecorrente temporizada associadas às linhas.

Tabela 3.1 - Carregamento de Linhas de Sub-Transmissão.

CABO	CAPACIDADE DE CONTINGÊNCIA (A)	CAPACIDADE DE LIBERAÇÃO EM (A)
556,5 MCM(Dahlia) / Cabo Nexans 315-A 6201-37	753,14	$753,14/0,9 = 837$
Cabo Alubar 160-Al 6201-19/3,27 ou 266,8 MCM(Partridge)	359,83	$359,83/0,9 = 400$
1/0 AWG(Raven)	192,47	$192,47/0,9 = 214$

Fonte: Critérios de carregamento Coelce.

Na Tabela 3.2 são mostrados os limites de corrente de carregamento para os transformadores de diferentes potências, admitindo-se uma sobrecarga momentânea de 50% da corrente nominal. Esses valores são importantes para a definição dos limites superiores dos ajustes da corrente de partida das proteções de sobrecorrente temporizada associadas aos transformadores.

Tabela 3.2 - Carregamento de Transformadores.

POTÊNCIA	CAPACIDADE DE LIBERAÇÃO EM 13,8 kV (A)	CAPACIDADE DE LIBERAÇÃO EM 69 kV (A)
5/6,25 MVA	$((6,25/0,1195) \times 1,5) \times 5 = 392$	$((6,25/0,1195) \times 1,5) = 78$
10/12,5/15 MVA	$((15/0,1195) \times 1,5) \times 5 = 941$	$((15/0,1195) \times 1,5) = 188$
20/26,6/33,2 MVA	$((33,2/0,1195) \times 1,5) \times 5 = 2084$	$((33,2/0,1195) \times 1,5) = 417$

Fonte: Critérios de carregamento Coelce.

3.3.4.3 Intervalo de Tempo de Coordenação entre Dois Relés de Proteção

De uma forma geral, para se estabelecer coordenação entre relés é necessário que o tempo de atuação do relé responsável pela proteção de retaguarda seja maior do que o tempo de atuação do relé de proteção principal adicionado de um valor denominado por intervalo de coordenação ou margem de coordenação, conforme a inequação 3.1. O valor normalmente utilizado como margem de coordenação é de 0,3 segundos.

$$T_{\text{relé retaguarda}} \geq T_{\text{relé principal}} + \text{Margem de Coordenação} \quad (3.1)$$

3.3.4.4 Parâmetros de Ajustes da Função de Proteção de Sobrecorrente

O objetivo final do estudo de graduação, como dito anteriormente, é definir adequadamente os valores dos parâmetros de ajustes dos relés envolvidos no estudo. Os referidos parâmetros para as funções de sobrecorrente de tempo inverso (51/51N) são: Iop (TAPE), Tipo de curva, Curva, TM (dial).

- **Iop ou TAPE:** É a corrente secundária a partir da qual a função de proteção inicia (*pick-up*) a contagem de tempo para sua atuação, também denominada de *tape* de operação;

- **Tipo de curva:** Nesse parâmetro escolhe-se a família de curva para utilização da função inversa (tempo x corrente), que dependendo de disponibilidade no relé podem ser curvas seguindo o padrão IEC, IEEE/ANSI, etc.;
- **Curva:** Nesse parâmetro pode-se escolher dentro da família definida no parâmetro anterior a curva para utilização pela função de sobrecorrente temporizada. Para a família IEC têm-se os seguintes grupos de curvas: NI-Normalmente Inversa, MI-Muito Inversa e EI-Extremamente Inversa.
- **TM:** É o múltiplo de tempo ou dial de curva. Este parâmetro define a curva, individualizando-a dentro de um conjunto de curvas de um determinado grupo.

As curvas características são padronizadas de acordo com a *International Electrotechnical Commission 255-3* (IEC 255-3, 1992), em normal inversa, muito inversa, extremamente inversa, tempo longo inversa e moderadamente inversa. As mais utilizadas são as curvas IEC normal inversa, muito inversa e extremamente inversa.

A equação padrão para as curvas normal inversa, muito inversa, extremamente inversa de acordo com IEC 255-3 é dada em (3.2).

$$t = \frac{k \times TM}{\left(\frac{I_{cc}}{I_{pu}}\right)^{\alpha} - 1} \quad (3.2)$$

Em que:

t tempo de atuação em segundos;

TM múltiplo de tempos (curva);

I_{cc} corrente de falta;

I_{pu} corrente de ajuste ($I_{pick-up}$).

k e α constantes e variam de acordo com o tipo de curva, conforme IEC 255-3, cujos valores estão apresentados na Tabela 3.3. Essas constantes determinam a inclinação da característica tempo x corrente do relé.

Tabela 3.3 - Parâmetros da Fórmula do Tempo das Curvas IEC.

Curva	k	α
IEC – NI (normalmente inversa)	0,14	0,02
IEC – MI (muito inversa)	13,5	1
IEC – EI (extremamente inversa)	80	2

Fonte: Noma IEC 255-3.

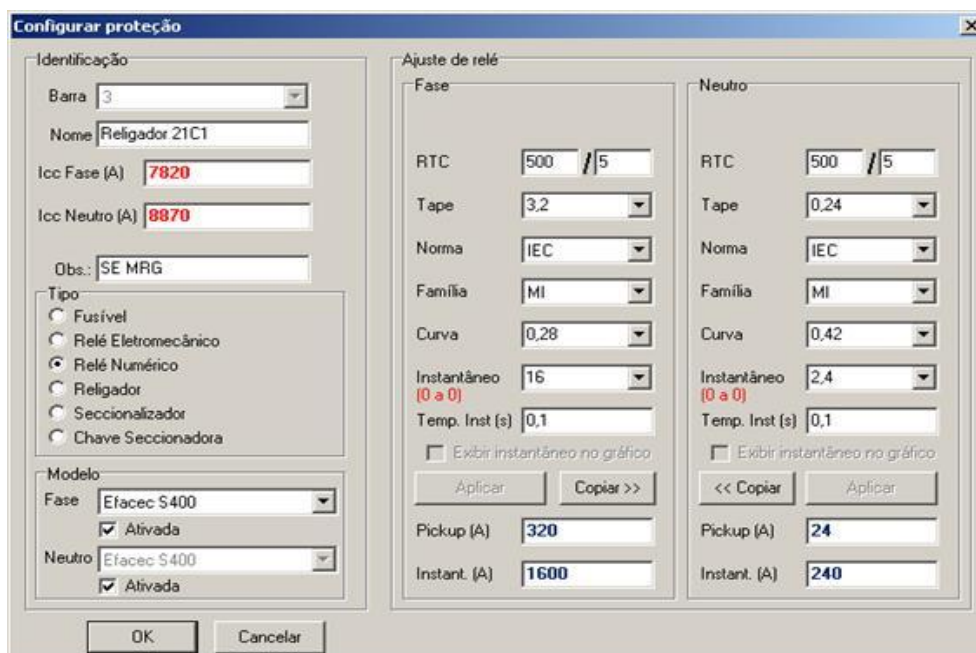
3.3.5. Avaliação de Coordenação e Seletividade para as Configurações assumidas pelo Sistema

A análise de coordenação entre os dispositivos de proteção é muito ampla e extensa apresentando diversas combinações e topologias (MAMEDE FILHO, 1994). Esta é a etapa final do estudo da graduação da proteção, é nesta etapa que serão definidos os ajustes para avaliação de coordenação e seletividade entre os religadores e os disjuntores de média tensão dos transformadores da SED–MRG para as diversas configurações assumidas pela referida subestação. Nesta etapa será utilizado um aplicativo chamado ProteCad, desenvolvido pela área de proteção da Coelce, que elabora os cálculos de tempo e desenha os coordenogramas para cada conjunto de elementos de proteção ingressados em sua interface.

3.3.4.1 Condição Normal de Operação – Dois Transformadores Operando em Paralelo

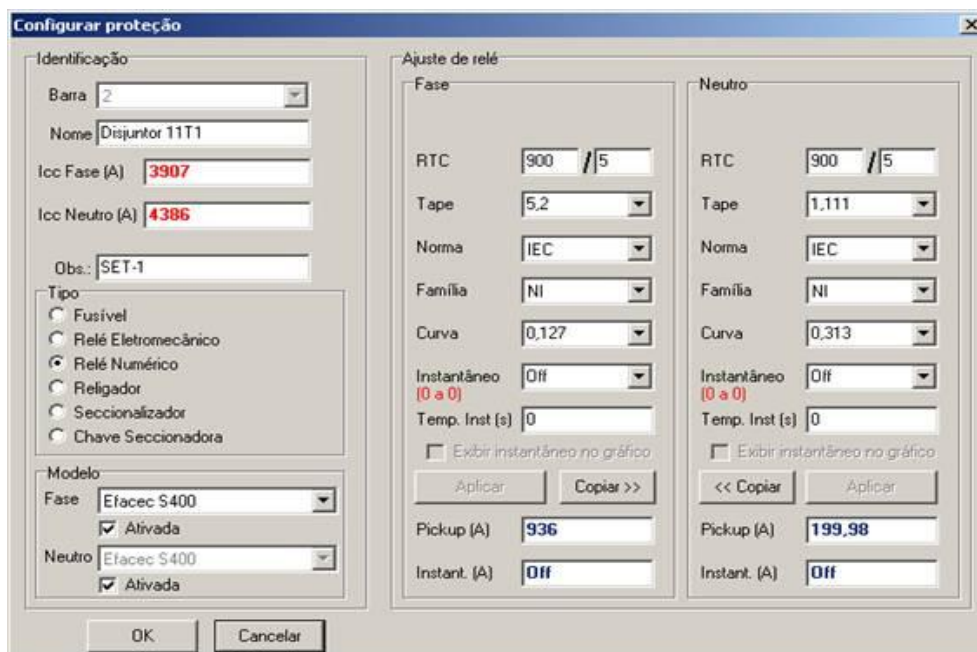
Os ajustes escolhidos para os relés Efacec TPU S400 associados ao religador 21C1 e ao disjuntor 11T1 da SE MRG são mostrados nas Figura 3.9 e 3.10, numa tela de entrada de ajuste do ProteCad. Os curtos-circuitos trifásicos e fase-terra, vistos pelo relé também são apresentados nas referidas figuras.

Figura 3.9 - Tela do ProteCAD com os Ajustes do Relé associados ao Religador 21C1.



Fonte: Imagem capturada do software ProteCAD.

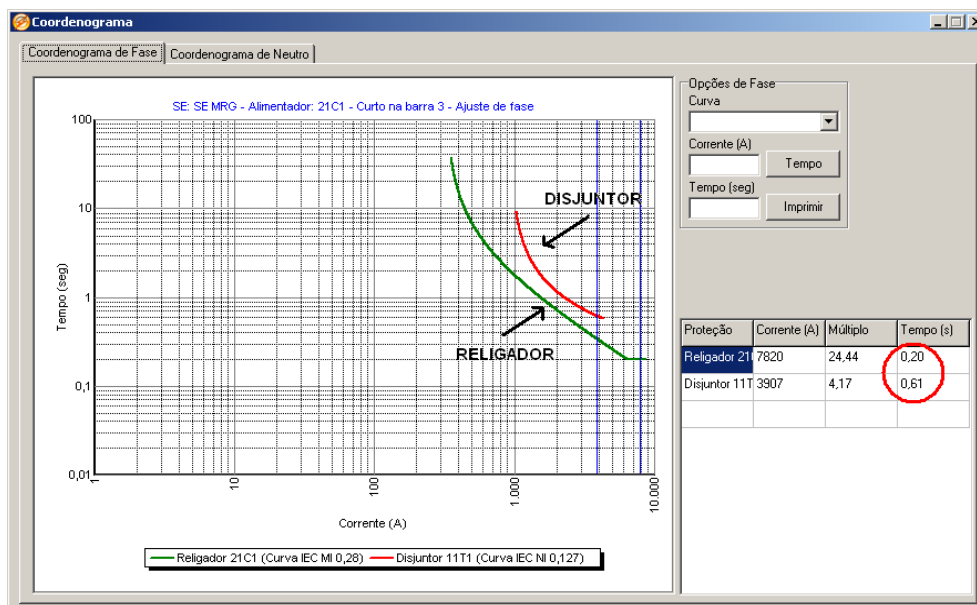
Figura 3.10 - Tela do ProteCAD com os Ajustes do Relé associados ao Disjuntor 11T1.



Fonte: Imagem capturada do software ProteCAD.

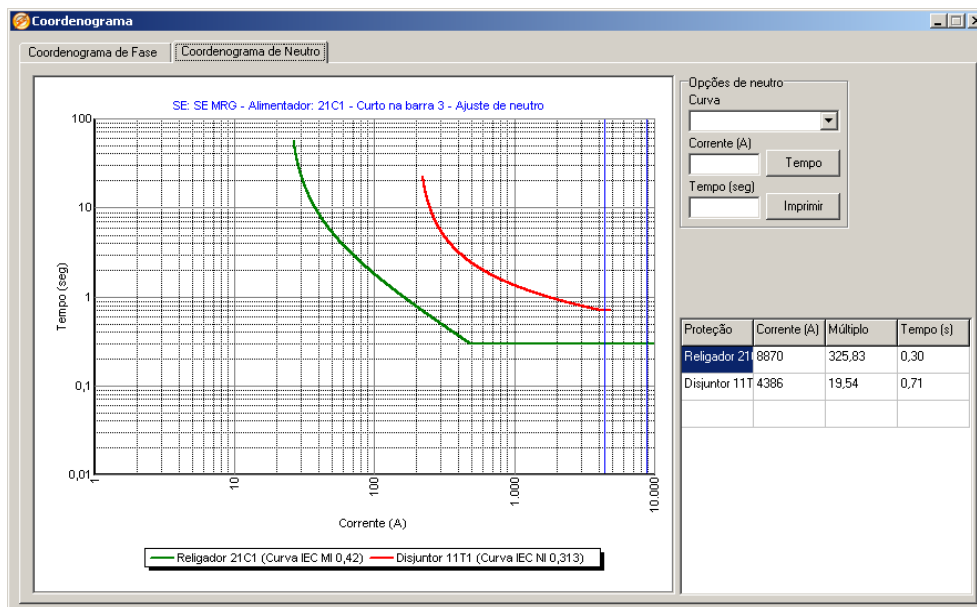
Pode-se observar nos coordenogramas das proteções de sobrecorrente de fase e neutro apresentados respectivamente nas Figuras 3.11 e 3.12 que para os ajustes propostos existe coordenação entre os tempos de atuação do relé associado ao religador 21C1 e os tempos de atuação do relé associado ao disjuntor 11T1, pois a diferença entre os tempos de proteção do disjuntor e os tempos de atuação do religador é sempre maior que 0,3 segundos, desde o início da sensibilidade até o valor do curto-circuito trifásico e fase-terra respectivamente, em regime de geração máxima.

Figura 3.11 - Coordenograma para um Defeito Trifásico na Saída do Alimentador.



Fonte: Imagem capturada do software ProteCAD.

Figura 3.12 - Coordenograma para um Defeito Monofásico na Saída do Alimentador.



Fonte: Imagem capturada do software ProteCAD.

3.3.4.2 Condição de Contingência – Operação com Apenas um dos Transformadores e Utilizando Apenas um Grupo de Ajuste

Com os mesmos ajustes anteriormente avaliados na subseção 3.1.4.1, na Figura 3.13 e na Figura 3.14 são mostradas as telas de entrada de dados do ProteCad, desta vez com os valores de curtos-circuitos trifásicos e fase-terra, vistos pelos respectivos relés associados ao religador 21C1 e ao disjuntor 11T1 para a condição de operação da subestação com o transformador 02T2 desligado. Pode-se observar que nesta condição os valores de curto-circuito foram reduzidos de quase 9 kA para valores da ordem de 5 kA devido à retirada de operação do transformador.

Figura 3.13 - Tela do ProteCAD com os Ajustes do Relé associados ao Religador 21C1.

Fonte: Imagem capturada do software ProteCAD.

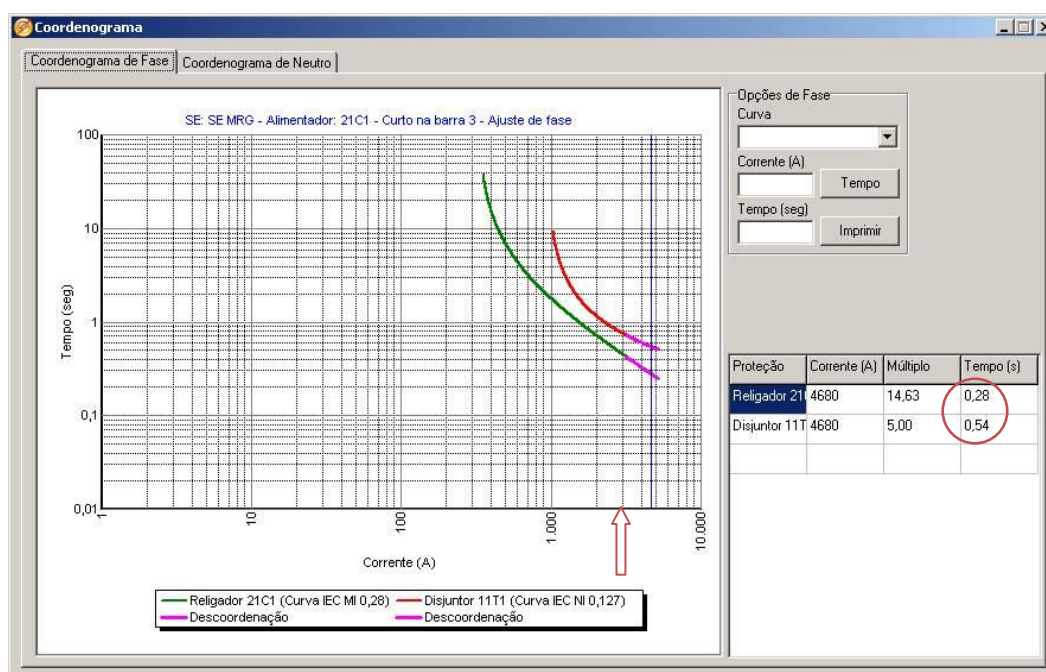
Figura 3.14 - Tela do ProteCAD com os Ajustes do Relé associados ao Disjuntor 11T1.

Fonte: Imagem capturada do software ProteCAD.

Na Figura 3.15 está apresentado o coordenograma da proteção de sobrecorrente de fase para a condição operacional com apenas um transformador. Nele pode-se observar que há

descoordenação para valores de curtos-circuitos fase-fase acima de 3000 A, conforme indicado em detalhe no coordenograma. Na perda do transformador 02T2, os ajustes do relé associado ao disjuntor 11T1 produzem tempos de atuação que não coordenam com os tempos de atuação do relé associado ao religador 21C1, pois a diferença entre os tempos de proteção do disjuntor e os tempos de atuação do religador é menor que 0,3 segundos, para curtos-circuitos acima de 3000 A, situação em que haveria perda de seletividade entre os referidos equipamentos.

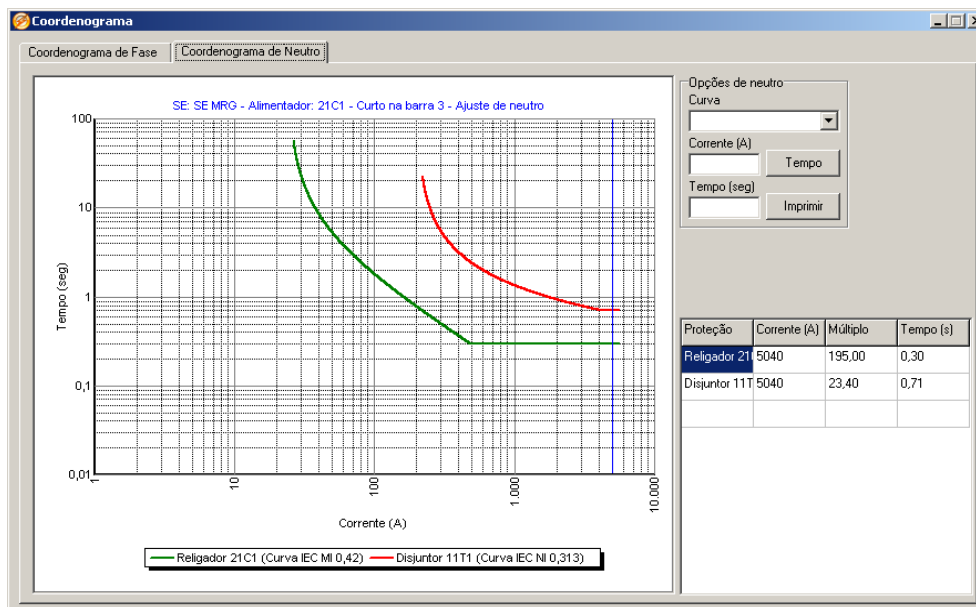
Figura 3.15 - Coordenograma para um Defeito Trifásico na Saída do Alimentador.



Fonte: Imagem capturada do software ProteCAD.

Pode-se observar no coordenograma da proteção de sobrecorrente de neutro apresentado na Figura 3.16 que, para os ajustes propostos, embora haja descoordenação do elemento de fase da proteção de sobrecorrente temporizada, existe coordenação entre os tempos de atuação do relé associado ao religador 21C1 e os tempos de atuação do relé associado ao disjuntor 11T1, desde o início da sensibilidade até o valor do curto-circuito fase-terra em regime de geração máxima.

Figura 3.16 - Coordenograma para um Defeito Monofásico na Saída do Alimentador.



Fonte: Imagem capturada do software ProteCAD.

3.3.4.3 Condição de Contingência – Operação com Apenas Um dos Transformadores e Utilizando Dois Grupos de Ajustes.

Como o objetivo de resolver a descoordenação identificada na proteção de sobrecorrente temporizada de fase quando da retirada de operação de um dos transformadores, é definido um novo ajuste que será ativado especificamente nesta condição operacional. O novo ajuste será definido para implantação no relé associado ao disjuntor do secundário do transformador em um segundo grupo de ajuste. No primeiro grupo de ajuste será implantado exatamente o ajuste anteriormente avaliado, porém o mesmo será ativado somente para a condição operacional normal, ou seja, com os dois transformadores operando em paralelo.

Nas Figura 3.17 e 3.18 são mostradas as telas de entrada de dados do ProteCad com os ajustes dos relés associados ao religador e ao disjuntor para avaliação de coordenação entre os relés. O ajuste mostrado na Figura 3.17 corresponde ao ajuste do grupo 2, que corresponde à condição operacional de contingência, com esse ajuste é esperada a correção da descoordenação apresentada na Figura 3.16.

Figura 3.17 - Tela do ProteCAD com os Ajustes do Relé Associados ao Religador 21C1.

Fonte: Imagem capturada do software ProteCAD.

Figura 3.18 - Tela do ProteCAD com os Ajustes do Relé Associados ao Disjuntor 11T1.

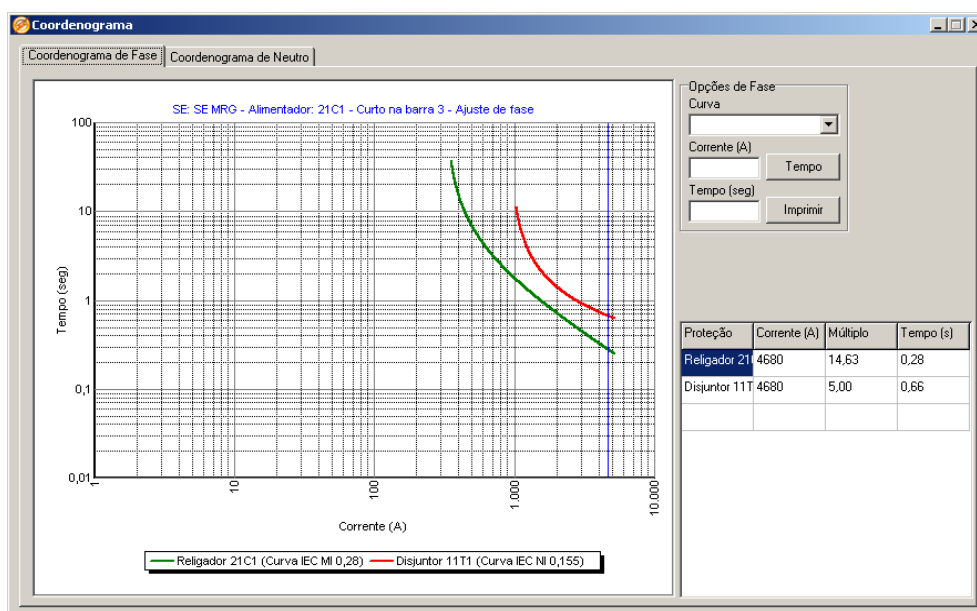
Fonte: Imagem capturada do software ProteCAD.

Pode-se observar nos coordenogramas apresentados na Figura 3.19 e na Figura 3.20 que, com os novos ajustes propostos (grupo 2) para o relé associado ao disjuntor 11T1, é restabelecida a coordenação entre os tempos de atuação do relé associado ao religador 21C1 e

os tempos de atuação do relé associado ao disjuntor 11T1, desde o início da sensibilidade até o valor dos curtos-circuitos trifásico e fase-terra respectivamente, em regime de geração máxima. Portanto, fica resolvido o problema de descoordenação apresentado pelo ajuste do grupo1.

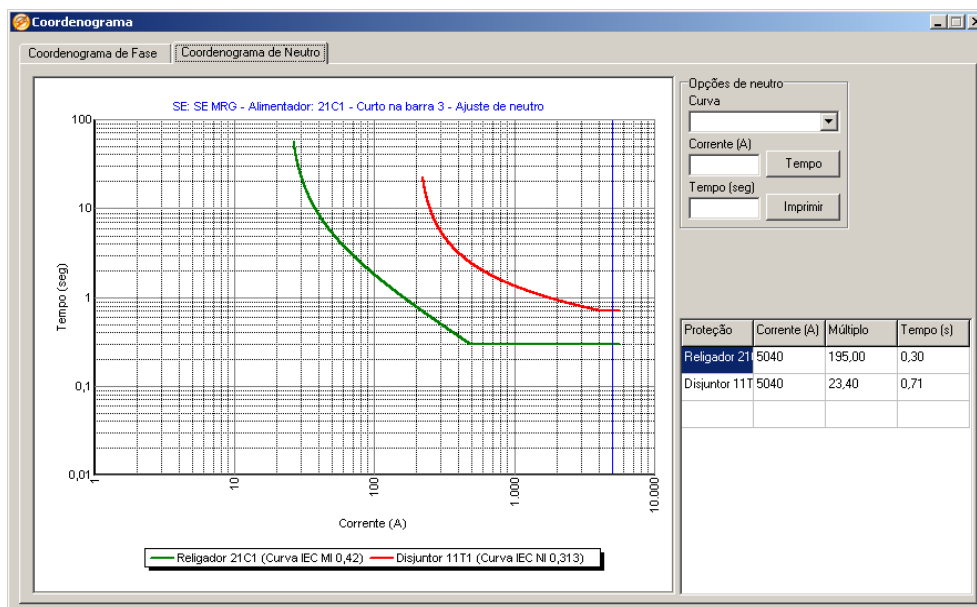
Neste ponto fica clara a vantagem do uso de múltiplos grupos de ajustes, visto que em algumas situações como a estudada, fica praticamente impossível estabelecer coordenação em condições de contingência, com apenas um grupo de ajuste.

Figura 3.19 - Coordenograma para um Defeito Trifásico na Saída do Alimentador.



Fonte: Imagem capturada do software ProteCAD.

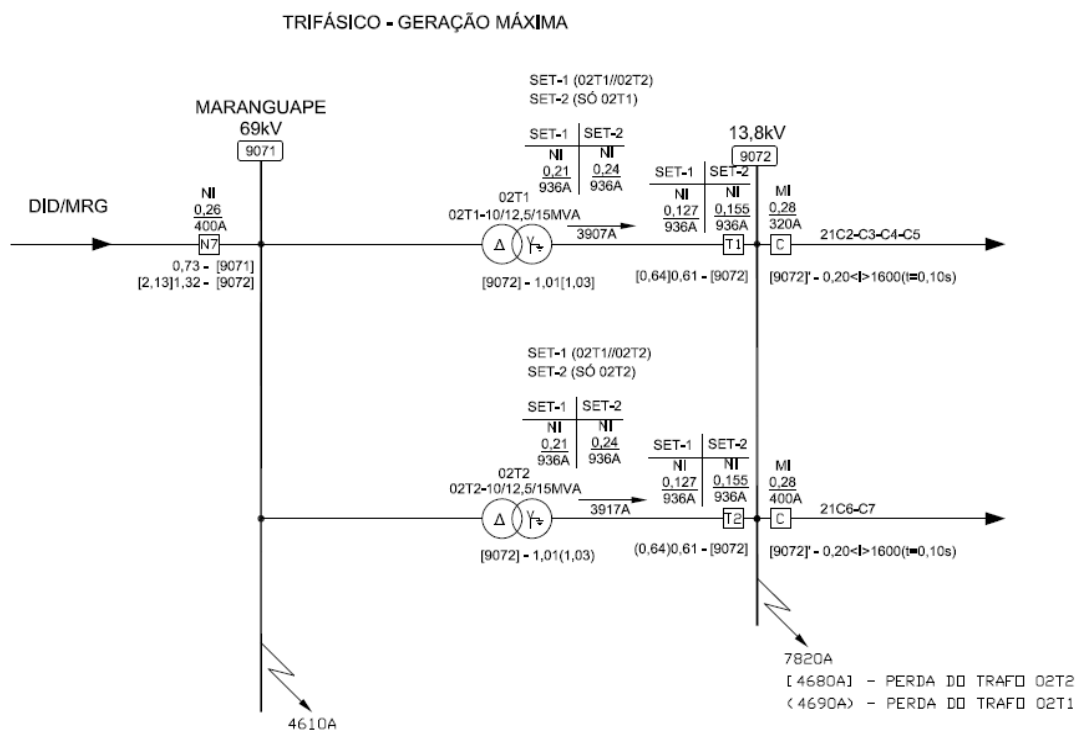
Figura 3.20 - Coordenograma para um Defeito Monofásico na Saída do Alimentador.



Fonte: Imagem capturada do software ProteCAD.

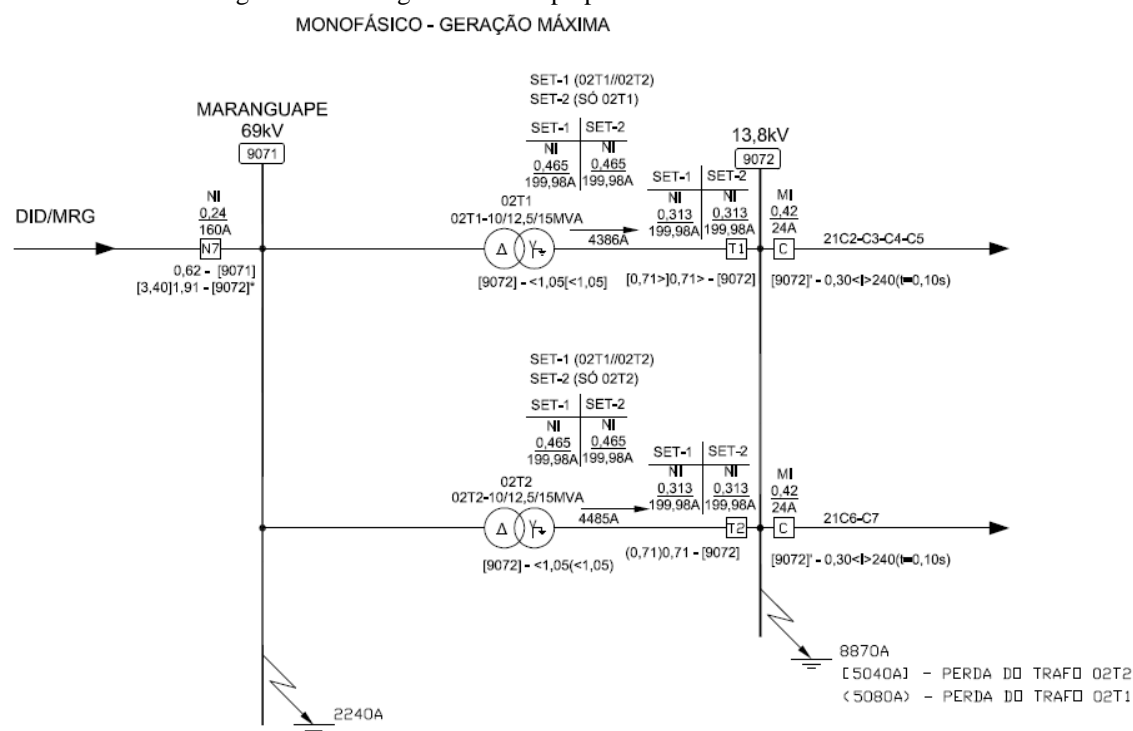
Após a elaboração do estudo de graduação, obtêm-se os diagramas de tempo mostrados nas Figuras 3.21 e 3.22 onde são apresentados sobre o diagrama unifilar do sistema elétrico estudado os tempos de atuação da proteção para curtos-circuitos em diversos pontos do sistema de modo a facilitar a análise de coordenação e seletividade.

Figura 3.21 - Diagrama de Tempo para Curto-circuito Trifásico.



Fonte: O autor.

Figura 3.22 - Diagrama de Tempo para Curto-circuito Monofásico.



Fonte: O autor.

3.4. IMPORTÂNCIA DA UTILIZAÇÃO DE MÚLTIPLOS GRUPOS DE AJUSTES

No exemplo mostrado na seção 3.3 foram analisadas duas configurações bastante comuns no sistema da Coelce: dois transformadores de potências iguais e impedâncias muito parecidas, com a perda de um deles. Entretanto, existem situações em que os dois transformadores de potência são diferentes e trabalham em paralelo. Neste caso, pode ser necessário até três grupos de ajustes para atender a condição de perda de cada um dos transformadores: grupo 1 para condição operacional normal com os dois transformadores em paralelo, grupo 2 para condição operacional de perda do transformador de maior potência e grupo 3 para condição operacional de perda do transformador de menor potência. Em muitos outros arranjos há também duas ou mais linhas em paralelo, circuitos de transmissão em anel etc., situações estas em que se faz necessário usar mais de um grupo de ajustes para o caso de perda de uma das linhas.

A maioria dos relés numéricos dispõe de três ou mais grupos de ajustes. Desta forma, a utilização de múltiplos grupos de ajustes é solução para uma grande gama de aplicações.

Quando não é usado mais de um grupo de ajustes para diferentes configurações, acomodam-se situações para a proteção em que uma configuração pode ser bem atendida e em outra não. Esta configuração alternativa pode ficar com tempos altos para eliminação de defeitos ou baixa sensibilidade ou até descoordenação ou a combinação de duas ou três possibilidades como citadas anteriormente.

Quando usamos mais de um grupo de ajustes com comutação entre eles através de comando manual, o procedimento é eficiente para mudanças de configurações programadas, porém, para uma situação de perda “intempestiva” de um transformador ou de uma linha, o componente remanescente só não ficará deficiente em termos de proteção se este for contemplado por um mecanismo de seleção automática de ajuste.

CAPÍTULO 4

CONCEITOS BÁSICOS DE REDES DE PETRI

Neste capítulo são apresentados os conceitos relacionados às redes de Petri, redes de Petri Coloridas, bem como seus métodos de análises.

4.1. REDES DE PETRI

4.1.1. Teoria dos Grafos

A Teoria de Grafos é um ramo da matemática com larga aplicação em teoria de grupo, teoria de matriz, análise numérica, probabilidade, topologia e combinatória (EVANS, 1992).

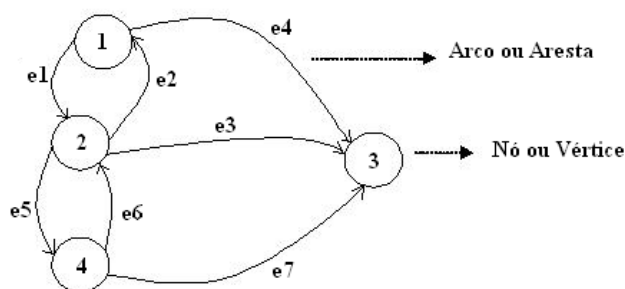
No decorrer dos anos a Teoria de Grafos transcendeu o ramo da matemática e passou a ser aplicada na proposição de uma variedade de problemas envolvendo diversos campos, tais como física, psicologia, sociologia, antropologia, linguística, economia, química, genética, planejamento de transporte, gerenciamento, marketing, educação, informática, engenharia elétrica, engenharia civil e arquitetura entre outras (EVANS, 1992).

Um grafo é um modelo matemático aplicado para qualquer sistema envolvendo uma relação binária. Pode ser modelada como grafo qualquer situação em que é possível ser listado um conjunto de elementos e o relacionamento entre pares de elementos.

Um grafo é constituído por um conjunto de elementos denominados de nós ou vértices e por um conjunto de elementos denominados de arcos ou arestas (VELOSO, 1986).

O grafo G pode ser representado graficamente conforme ilustrado na Erro! Fonte de referência não encontrada.

Figura 4.1 - Ilustração de um Grafo Genérico.



A representação matemática do grafo G da Figura 4.1 é dada por:

$$V = \{1, 2, 3, 4\},$$

$$E = \{(1,2), (2,1), (2,3), (1,3), (2,4), (4,2), (4,3)\} \text{ ou } E = \{e_1, e_2, e_3, e_4, e_5, e_6 \text{ e } e_7\}.$$

em que V é o conjunto de nós (vértices) e E o conjunto de arcos (arestas).

Uma rede é um grafo com um ou mais números associados a cada arco ou aresta. Estes números podem representar distância, custo, confiabilidade, corrente elétrica, ou outros parâmetros relevantes (VELOSO, 1986).

Ao longo do tempo, a teoria de grafos evoluiu, proporcionando o desenvolvimento de vários tipos de grafos, dentre os quais os grafos bipartidos e direcionados que foram utilizados no desenvolvimento da teoria de Redes de Petri, as quais são apresentadas a seguir.

4.1.2. Princípios Básicos de Redes de Petri

As Redes de Petri (RPs) são uma ferramenta matemática e gráfica, capaz de modelar, analisar, controlar, validar e implementar muitos sistemas, especialmente sistemas que possam ser interpretados como sistemas a eventos discretos (PETERSON 1981; MURATA, 1989). Os sistemas a eventos discretos possuem estados bem definidos e a mudança de estado acontece quando da ocorrência de um evento. Os sistemas a eventos discretos são modelados de forma que as variáveis de estado variam bruscamente em instantes determinados e que os valores das variáveis nos estados seguintes podem ser calculados diretamente a partir dos valores precedentes sem ter que considerar o tempo entre estes dois instantes (CARDOSO, 1997).

Segundo LIU (1997), a teoria de RPs descreve relações entre condições e eventos capazes de analisar procedimentos dinâmicos de sistemas. Um evento, do ponto de vista de um sistema elétrico de potência, é uma ocorrência de origem interna ou externa, que altera as características do fluxo de energia, provocando mudanças de estado do sistema e afetando seu funcionamento (NBR 5460, 1992). Estado é a condição ou situação em que se encontra o sistema elétrico em um dado instante (BRAND, 1988; DAS, 2000).

O sistema elétrico de potência, sob o ponto de vista das grandezas elétricas, é caracterizado como um sistema contínuo no tempo, no entanto, o mesmo pode ser interpretado como um sistema a eventos discretos, considerando-se o comportamento de alguns elementos que compõem este sistema, que mudam de estado de forma bem definida

quando da ocorrência de eventos no sistema elétrico. Por exemplo, uma falta no sistema elétrico provoca a mudança do estado do relé de *pronto para atuar* para *atuado*. A atuação do relé provoca a mudança do estado do disjuntor de *fechado* para *aberto* e o disjuntor interrompe a falta mudando o estado do sistema elétrico de *energizado* para *desenergizado*. Devido a esta característica do sistema elétrico, RPs vêm sendo pesquisadas e aplicadas em diversas áreas da engenharia elétrica.

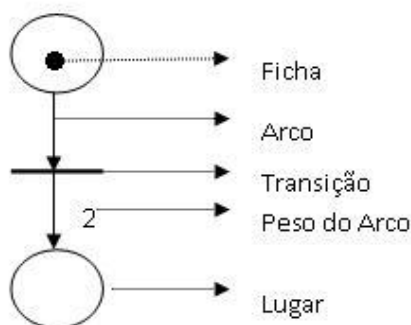
4.1.3. Redes de Petri

As RPs possuem dois tipos de nós chamados, respectivamente, Lugar e Transição que são conectados por arcos. Os lugares são representados por círculos ou elipses, as transições são representadas por retângulos ou barras e os arcos são representados por setas.

As RPs são caracterizadas também pela presença de fichas em seus lugares, indicando que a condição associada àqueles lugares é satisfeita ou verdadeira. As fichas são associadas aos lugares e são representadas por um ponto. Um lugar com k fichas significa que k itens de dados ou recursos estão disponíveis. Os arcos podem ter um número inteiro positivo associado chamado de peso do arco. Quando este número não está explícito no arco, indica que o peso do arco é um. O peso do arco indica a quantidade de fichas que pode ser adicionada ou retirada de um lugar.

Uma RP é um tipo de grafo bipartido¹ e direcionado², em que os arcos nunca ligam dois nós do mesmo tipo. Na Figura 4.2 são apresentados os elementos gráficos que compõem uma rede de Petri.

Figura 4.2 - Ilustração de uma RP.



Fonte: Sistema de Diagnóstico de Falhas integrado ao Sistema de Supervisão e Controle – UFC, Nov.2008, p20.

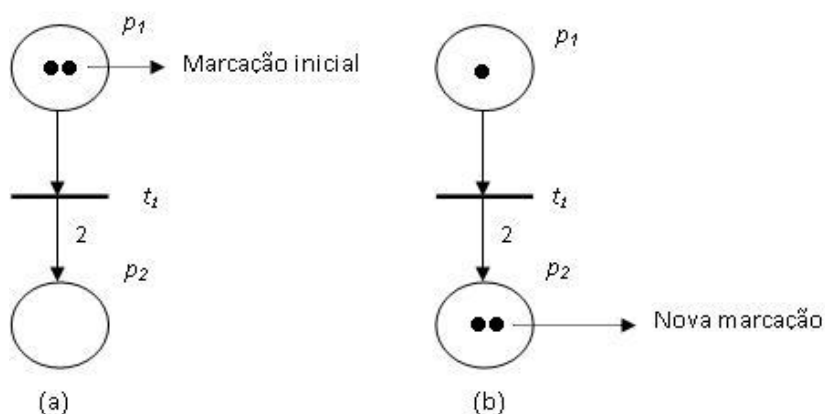
¹ Bipartido indica que o grafo é composto de dois tipos de nós conectados por arcos.

² Direcionado denota que os arcos têm origem e destino.

Nas RPs, usualmente a ocorrência de um evento está associada ao disparo de uma transição, e os lugares de entrada e saída da transição representam, respectivamente, as pré-condições e pós-condições associadas à ocorrência do evento. Os arcos de entrada de uma transição t_j têm origem em um ou mais lugares de entrada p_i de t_j e terminam na transição t_j ; os arcos de saída têm origem na transição t_j e terminam em um ou mais lugares de saída p_i de t_j . Conforme a Figura 4.3, o lugar p_1 é entrada de t_1 visto que um arco se origina em p_1 e termina em t_1 . O lugar p_2 é saída de t_1 visto que um arco de peso 2 se origina em t_1 e termina em p_2 .

Figura 4.3 - Ilustração de Disparo de Transição de uma RP:

(a) Estado Inicial da RP antes do Disparo; (b) Estado da RP após o Disparo.



Fonte: Sistema de Diagnóstico de Falhas integrado ao Sistema de Supervisão e Controle – UFC, Nov.2008, p22.

As fichas são usadas nas RPs para modelar a dinâmica do sistema. O estado de uma RP é representado por um número k_i de fichas contidas em cada lugar p_i , chamada marcação, conforme apresentado na Figura 4.3.

O estado do sistema, ou marcação da rede, é dado pela distribuição de fichas nos lugares da RP e cada lugar representa um estado parcial do sistema. A mudança de estado é representada pelo movimento de fichas na RP, que acontece quando ocorre o disparo de transições. Cada evento que ocorre no sistema modelado está associado a um disparo de transição no modelo RP. O disparo de uma transição significa que o seu evento correspondente ocorreu. Uma transição é dita habilitada se cada lugar de entrada da transição contém um número de fichas maior ou igual ao peso do arco que o conecta à transição. Quando ocorre o disparo de uma transição, fichas são removidas dos lugares de entrada da transição e fichas são adicionadas aos lugares de saída. A quantidade de fichas removidas e acrescentadas depende do peso do arco. A nova marcação resultante do disparo da transição representa o novo estado do sistema.

A marcação inicial M_0 representa o estado inicial da rede de Petri. Uma marcação é um vetor M , com m componentes representando o número de lugares na rede. A p -ésima componente de M , denotada por M_p , representa o número de fichas no lugar p . A definição formal de uma RP é dada em (MURATA, 1989).

Tabela 4.1 - Definição Formal de uma Rede de Petri.

A rede de Petri é uma 5-upla, $PN = (P, T, F, W, M_0)$ em que:	
$P = \{p_1, p_2 \dots p_m\}$	É um conjunto finito de lugares;
$T = \{t_1, t_2 \dots t_n\}$	É um conjunto finito de transições;
$F \subseteq (P \times T) \cup (T \times P)$	É um conjunto de arcos (fluxo de relações);
$W: F \rightarrow \{1, 2, 3 \dots\}$	É uma função peso;
$W(p, t)$	Peso do arco que liga o lugar à transição;
$W(t, p)$	Peso do arco que liga a transição ao lugar;
$M_0: P \rightarrow N^*$	É a marcação inicial, em que N denota os números naturais e M_0 a marcação inicial;
$P \cap T = \emptyset$ e $P \cup T \neq \emptyset$	

Fonte: Sistema de Diagnóstico de Faltas integrado ao Sistema de Supervisão e Controle – UFC, Nov.2008, p22.

O comportamento dinâmico das RPs obedece à regra de disparo de transições, a saber:

- a) uma transição é dita habilitada se cada lugar de entrada p de t é marcado com pelo menos $w(p, t)$ fichas, em que $w(p, t)$ é o peso do arco de p para t ;
- b) uma transição habilitada pode ou não disparar;
- c) o disparo de uma transição t remove $w(p, t)$ fichas de cada lugar de entrada p de t , e adiciona $w(t, p)$ fichas a cada lugar de saída p de t , em que $w(t, p)$ é o peso do arco direcionado de t para p .

A RP apresentada na Figura 4.3 ilustra a regra de disparo através da modelagem do comportamento dinâmico de um sistema e sua evolução. A Figura 4.3(a) apresenta o estado inicial do sistema. A mudança de estado, que acontece através do disparo da transição t_1 , é apresentada na Figura 4.3(b).

Na Figura 4.3(a), existem duas fichas no lugar p_1 e nenhuma ficha no lugar p_2 . A marcação da rede é $M_0 = [2, 0]^T$. Nesta marcação a transição t_1 está habilitada e pode disparar. Conforme apresentado na Figura 4.3(b) no disparo da transição t_1 , fichas são removidas de seu lugar de entrada p_1 e fichas são adicionadas ao seu lugar de saída p_2 ,

originando uma nova marcação ou estado do sistema $M_1 = [1, 2]^T$. Como pode ser observado neste exemplo, a quantidade de fichas removidas do lugar de entrada e adicionada ao lugar de saída depende diretamente do peso dos arcos.

4.2. PROPRIEDADES E MÉTODOS DE ANÁLISE DE REDES DE PETRI

A aplicação de RPs na modelagem de sistemas tem a vantagem de permitir verificar as propriedades dos modelos construídos através dos métodos de análise formais *Grafo de Ocorrência* (*Árvore* ou *Grafo de Alcançabilidade*), *Matriz de Incidência* e *Equação de Estado* e *Técnicas de Redução e Decomposição* (MURATA, 1989; JENSEN,1992; JENSEN,1997).

A análise das propriedades das RPs através desses métodos pode revelar informações importantes sobre a estrutura e comportamento do sistema modelado, como por exemplo detectar bloqueio no sistema, permitindo ao projetista realizar modificações e as correções antes da implementação.

4.3. EXTENSÕES DAS REDES DE PETRI

Em geral, os sistemas do mundo real são complexos e possuem vários processos com características similares, mas não idênticos. As RPs possuem apenas um tipo de ficha, isto significa que o estado de um lugar é descrito por um único tipo de dado, que pode ser inteiro ou booleano. O fato das RPs não manipularem tipos de dados diferentes, dificulta a modelagem de sistemas grandes e complexos (JENSEN, 1997).

Utilizando RPs para modelagem de sistemas com estas características é necessário construir várias sub-redes independentes com estruturas basicamente idênticas para processos similares. Isto pode tornar o modelo extremamente grande, dificultando o desenvolvimento do projeto e a visualização dos modelos na sua totalidade. Além disso, pode ser difícil observar similaridades e diferenças entre as redes individuais que representam as partes similares (FOUNTAS, 1997a; MURATA, 1989; PETERSON, 1981; VALAVANIS, 1990). Outro fato é que as RPs não tratam de restrições de tempo, características inerentes aos sistemas reais.

Para contornar estes problemas foram desenvolvidas extensões às RPs, capazes de descrever sistemas mais complexos de forma mais compacta, entre as quais estão as Redes de Petri Coloridas e as redes de Petri com restrições de tempo (JENSEN, 1997).

4.1.1 Redes de Petri com Restrição de Tempo

A modelagem com RPs permite verificar somente as propriedades qualitativas relacionadas aos aspectos estruturais e comportamentais nos sistemas modelados, não sendo possível analisar as características temporais de sistemas. As propriedades quantitativas de sistemas relacionadas ao tempo são essenciais para análise de muitos sistemas do mundo real, como, por exemplo, coordenação e ciclo de operação de proteções dos sistemas elétricos, análise de desempenho de sistemas em tempo real, etc. (JENKINS, 1992).

Visando contornar esta limitação, foram propostas diversas extensões às RPs, que diferem basicamente quanto à localização da restrição de tempo que pode ser associada aos lugares, transições, fichas e arcos, e quanto ao tipo ou natureza das especificações de restrições de tempo que podem ser com atrasos fixos, intervalos, atrasos aleatórios, etc.

Quanto à abordagem, as extensões temporizadas de RPs são classificadas em determinística e estocástica. A modelagem com as extensões determinísticas são bastante utilizadas em sistemas em tempo real, porém não são adequadas para análise de desempenho e representação de incertezas. As extensões estocásticas são adequadas para modelagem de sistemas cuja duração dos eventos varia de maneira probabilística bem definida. Este tipo de rede é bastante utilizado para análise de desempenho de sistemas e determinação de índice de desempenho (JENKINS, 1992).

Veremos a seguir que a Rede de Petri Colorida, devido a sua flexibilidade, se adapta melhor à proposta do Sistema de Seleção Automática de Ajuste de Proteção – SAAP desenvolvido neste trabalho.

4.1.2 Redes de Petri Coloridas

As Redes de Petri Coloridas (RPCs) fazem parte da classe de rede de Petri de alto nível. As vantagens das redes de Petri de alto nível sobre os outros tipos de RPs são sua capacidade de modelar sistemas complexos, prover modelos com alto nível de abstração e melhor capacidade de representação gráfica. As RPCs, ao contrário das RPs, são capazes de representar um sistema através de um modelo gráfico mais compacto e estruturas de dados mais poderosas (JENSEN 1992, 1994, 1997, 1998).

As RPCs são ferramentas orientadas para especificação, projeto, simulação, validação e implementação de sistemas que possam ser interpretados como a eventos discretos e são

consideradas uma das mais poderosas linguagens para aplicação em sistemas que contêm processos concorrentes (JENSEN, 1992, 1994, 1997, 1998).

A modelagem com RPCs tem a flexibilidade de utilizar diferentes tipos de dados e possui recursos para manipular os dados de forma mais complexa, possibilitando assim a construção de redes mais compactas. Isto é possível porque as RPCs utilizam os conceitos de *valores de fichas* e *tipos de dados*. Por razões históricas, para distinguir das RPs, as *fichas* são chamadas *fichas coloridas* e os *tipos de dados* são denominados *conjunto de cores*. Nas RPCs, cada *ficha* representa um *valor* e a cada lugar é associado um *tipo de dado*. Nas RPCs cada ficha pode ser modificada pela ocorrência de transições. Além disso, em substituição ao peso do arco, utilizado nas RPs, as RPCs têm associadas aos arcos inscrições de arco. As inscrições de arcos são expressões que especificam os dados que “migrarão” através das mesmas. Da mesma forma, associadas às transições pode-se ter inscrições denominadas guardas, que são expressões booleanas, com a função de restringir a ocorrência de transições a determinadas condições. Estas inscrições determinam dinamicamente quantas e quais fichas devem ser removidas ou adicionadas aos lugares associados. A marcação inicial de uma RPC também é determinada pelas inscrições associadas aos lugares. O uso do conjunto de cores em RPC é análogo ao uso de tipos de dados em linguagem de programação (JENSEN, 1992).

O processo de desenvolvimento dos modelos de RPC engloba duas etapas distintas. Na primeira etapa são identificados e declarados na página *Declaração* os elementos que compõem a rede, que correspondem à definição de tipos de dados (conjuntos de cores) e variáveis. Na etapa seguinte são criadas as estruturas das redes, determinando assim como os estados e eventos se relacionam, e quais estados são gerados a partir desta relação.

As RPCs são compostas essencialmente por uma estrutura e um conjunto de declarações e expressões. Na Figura 4.4 é apresentado um exemplo de *Declaração* de um modelo RPC.

Figura 4.4 - Declaração de Tipos e Variações do Modelo.

```

▼ Declarations
  ▼ Standard declarations
    ▼ colset UNIT = unit;
    ▼ colset INT = int;
    ▼ colset BOOL = bool;
    ▶ colset DATA
    ▼ colset STRING = string;
    ▼ colset MNEMONICO1 = product DATA * DATA * DATA *INT;
    ▼ colset MNEMONICO3 = product DATA * DATA * DATA*DATA;
    ▼ var x,y,y1,a,z,z1,w:DATA;
    ▼ var k,k1:INT;
  ..

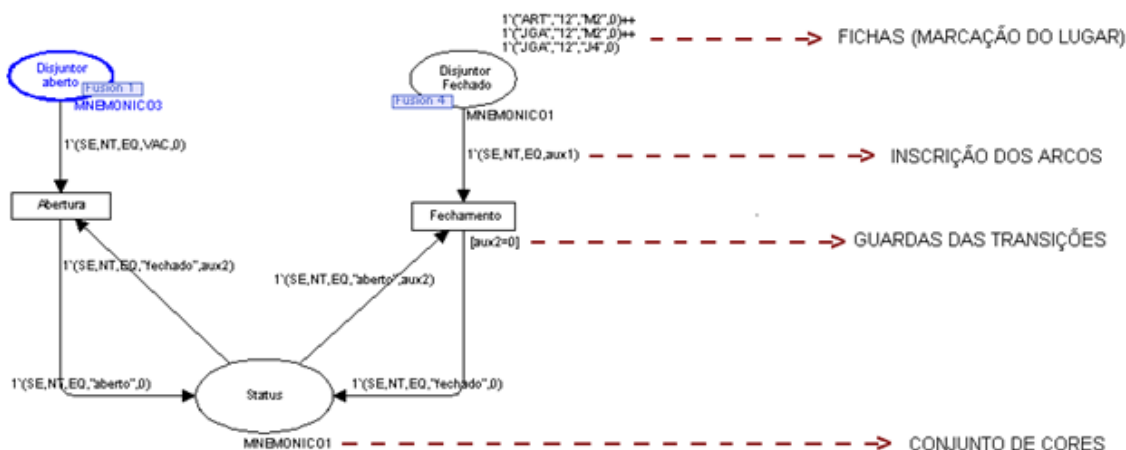
```

Fonte: Imagem capturada do software CPNTools .

Na *Declaração* apresentada na Figura 4.4 são definidos os tipos de dados e variáveis utilizadas no modelo RPC apresentado na Figura 4.5. A palavra reservada *colset*, apresentada na Figura 4.4, define os tipos de dados utilizados nos modelos. O tipo *MNEMONICO1*, declarado na página *Declaração*, define um *tipo de dado* composto por três variáveis do tipo *DATA*, que representam um conjunto de *strings* e uma variável do tipo *INT* que representa um número inteiro. Portanto, o tipo de dado *MNEMONICO1* é composto por três conjuntos de *strings* e um de número inteiro.

No modelo de RPC apresentado na Figura 4.5 as fichas do lugar “Disjuntor aberto” são compostas pelas variáveis: subestação, classe de tensão do equipamento (AT ou MT), identificação do disjuntor e a uma variável auxiliar para definição do estado aberto ou fechado.

Figura 4.5 - Representação de uma Rede de Petri Colorida.



Fonte: Imagem capturada do software CPNTools .

Ao chegarem fichas no lugar “Disjuntor aberto”, que atendam à inscrição do arco, a transição “*Abertura*” fica habilitada e pode ser disparada. O disparo só poderá acontecer se a expressão de guarda da transição for verdadeira. A marcação de uma RPC é representada pela distribuição de fichas nos lugares. Durante a execução de uma RPC cada lugar pode conter um número variável de fichas e cada uma destas fichas leva um dado valor que pertence ao tipo associado ao lugar.

A regra de ocorrência (disparo) das transições define que uma transição está habilitada se e somente se:

- (1) Houver fichas suficientes nos lugares de entrada e houver uma ligação entre as variáveis associadas aos arcos e os valores de fichas contidos nos lugares de entrada;
- (2) A função guarda é verdadeira.

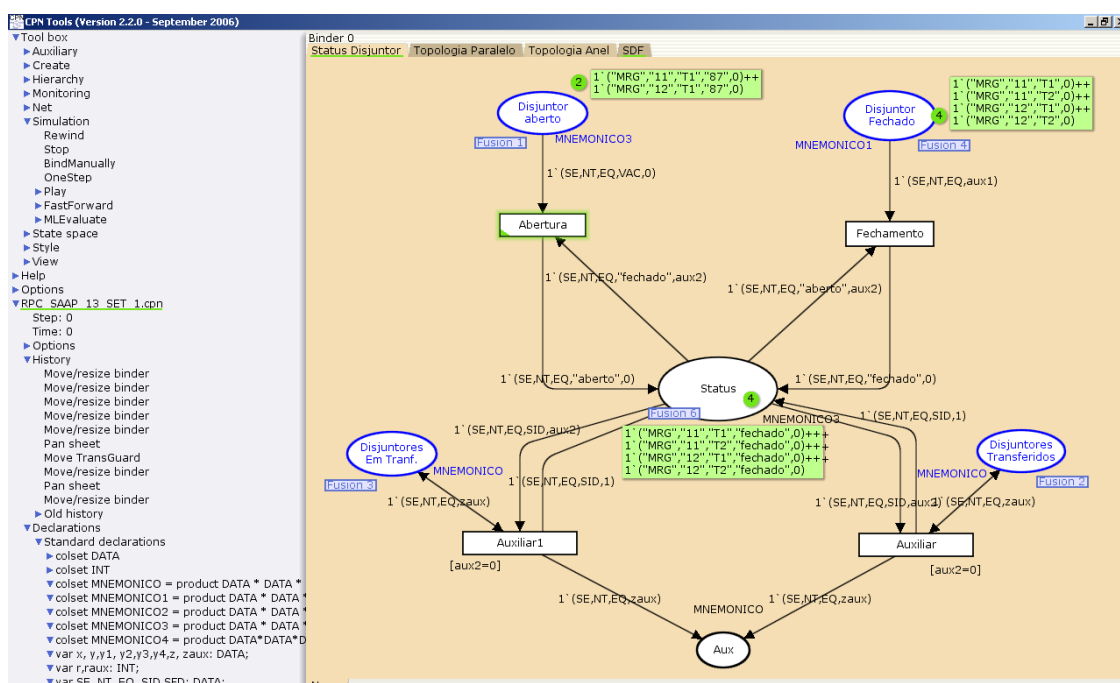
A transição habilitada pode ou não ocorrer. Quando a transição ocorre, de acordo com as inscrições de arcos de entrada e saída das transições, um multiconjunto de fichas é removido de cada lugar de entrada da transição e outro multiconjunto de fichas é adicionado a cada lugar de saída.

4.4. FERRAMENTA UTILIZADA PARA MODELAGEM E VALIDAÇÃO DO SAAP

Para o desenvolvimento do Sistema de Seleção Automática de Ajuste de Proteção – SAAP proposto, apresentado no Capítulo 5, foi utilizada a ferramenta computacional CPN Tools (JENSEN, 2007) executada sobre o sistema operacional Windows. Esta ferramenta foi escolhida primeiramente por estar disponível gratuitamente para as entidades de pesquisas e universidades, e em segundo lugar por utilizar uma linguagem de alto nível, capaz de modelar sistemas de forma mais compacta e adequada para modelagem de sistemas complexos como os sistemas elétricos de potência. Além disso, o CPNTools é um programa de fácil manuseio, através do qual é possível projetar, simular e analisar sistemas.

O CPNTools possui um editor gráfico que permite criar e manipular Redes de Petri Coloridas, um verificador de sintaxe para validar as RPCs, um simulador que permite a execução das RPCs no modo automático ou interativo, um gerador de grafo de ocorrências para realizar análise formal de sistemas modelados e um analisador de desempenho de sistemas. Na Figura 4.6 é mostrada, à direita, a tela do editor gráfico e à esquerda o menu de comandos e funções a partir do qual o usuário opera o programa.

Figura 4.6 - Tela do CPNTools



Fonte: Imagem capturada do software CPNTools.

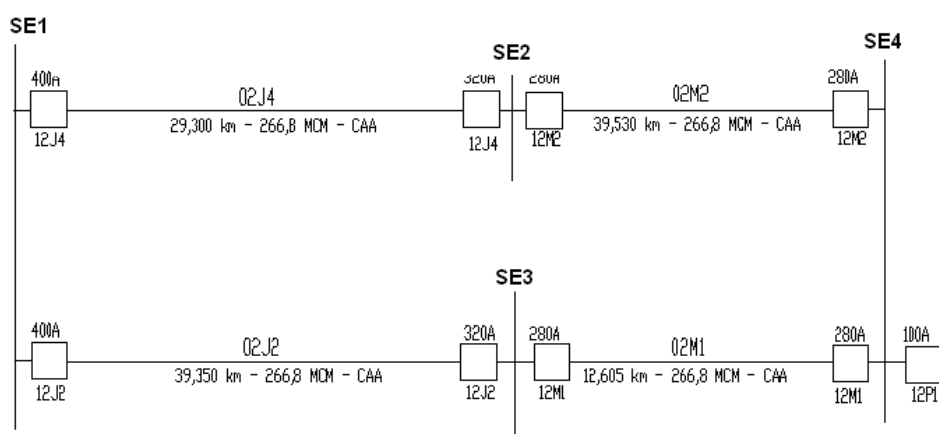
CAPÍTULO 5

CONCEPÇÃO GERAL DO SAAP

Embora o sistema elétrico de potência seja reconhecido como um sistema contínuo no tempo, muitos eventos que ocorrem no SEP têm característica bipolar, o que torna possível interpretá-lo como um sistema a eventos discretos. LIN, 2006 em “*A Survey on the Applications of Petri Net Theory in Power Systems*”, apresenta uma pesquisa sobre aplicações de redes de petri em sistemas elétricos de potência, e conclui que as RPs se apresentam como uma ferramenta de modelagem efetiva para resolver problemas em diversas áreas relacionadas a sistemas elétricos de potência. No desenvolvimento deste trabalho foram utilizadas as Redes de Petri Coloridas como ferramenta de modelagem.

Na Figura 5.1 é mostrada uma rede com arranjo de quatro linhas interligadas em anel através das barras de 69 kV de quatro subestações. Nesse tipo de arranjo, quando há o desligamento de algum disjuntor, retirando de operação qualquer uma das linhas que compõem o anel, há uma redistribuição do fluxo de potência, o que normalmente implica na necessidade de modificação nos ajustes do sistema de proteção associado aos componentes remanescentes.

Figura 5.1 - Topologia de Linhas Interligadas em Anel.

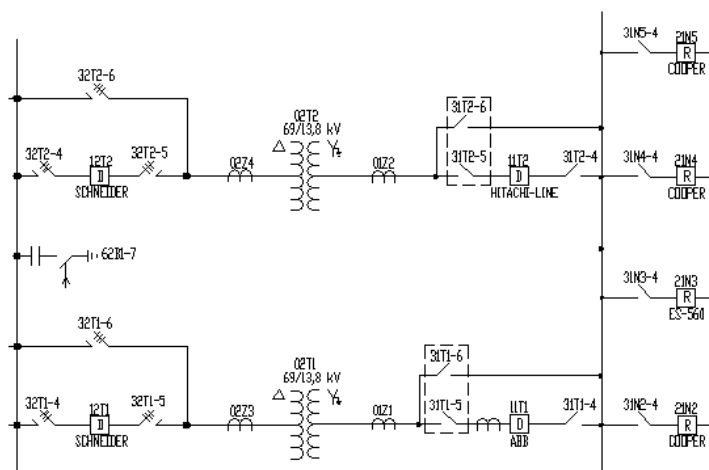


Fonte: Diagramas de linhas da Coelce.

Na Figura 5.2 e na Figura 5.3 são apresentados arranjos com componentes do SEP interligados em paralelo como transformadores e linhas respectivamente. Nesse tipo de arranjo, o fluxo de potência, em condições normais de operação, fica dividido em duas parcelas com correntes inversamente proporcionais à impedância de cada componente (transformador ou linha). Quando há o desligamento de algum disjuntor, retirando de operação um dos dois

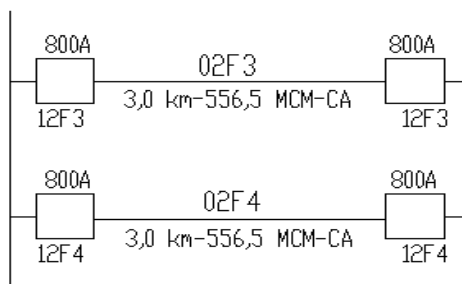
componentes, há a elevação do fluxo de potência no componente remanescente além da redução do nível de curto-circuito na barra jusante ao componente. Em decorrência da alteração da topologia do sistema há a necessidade de modificação nos ajustes do sistema de proteção associado ao componente remanescente.

Figura 5.2 - Topologia Transformadores em Paralelo.



Fonte: Diagramas de linhas da Coelce.

Figura 5.3 - Topologia de Linhas em Paralelo.



Fonte: Diagramas de linhas da Coelce.

O modelo do Sistema de Seleção Automática de ajuste de proteção (SAAP), desenvolvido em RPC, é composto por três redes. A primeira delas modela a determinação do status do disjuntor. As outras duas modelam respectivamente as topologias de linhas em anel e de transformadores ou linhas em paralelo. As alterações de status dos disjuntores identificadas em cada uma das redes devem disparar os comandos de alteração de seleção entre os grupos de ajustes, compatibilizando o ajuste do sistema de proteção à condição operacional correspondente.

O desenvolvimento deste trabalho foi baseado nas topologias tipicamente utilizadas nas empresas de distribuição, cujos arranjos adotados nos quais há necessidade de mudança de grupos de ajustes foram os mencionados anteriormente.

O modelo RPC foi elaborado em quatro etapas definidas como: detecção de mudança no estado do disjuntor, verificação de transferência do disjuntor, degradação e retorno ao estado normal de operação.

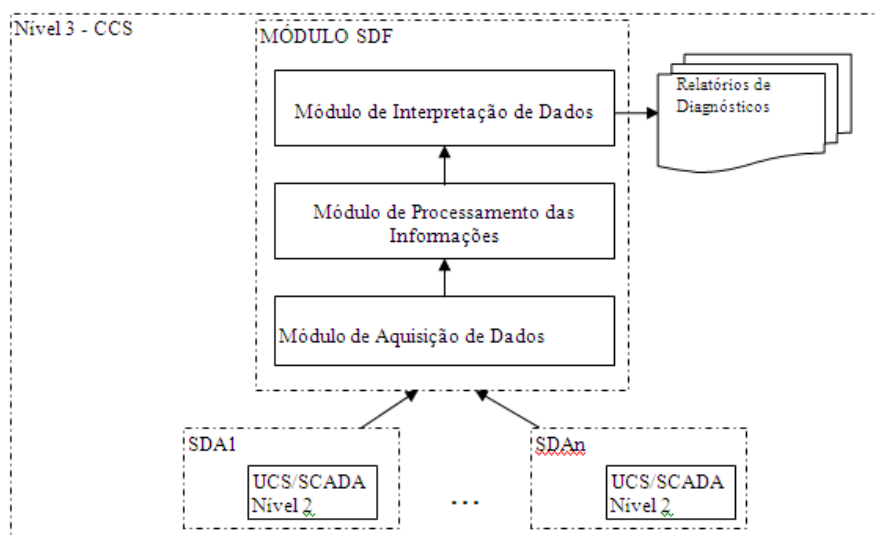
O modelo proposto denominado RPC-SAAP está acoplado a um Sistema de Diagnóstico de Falhas (SDF). O SDF é um sistema modelado a partir de Redes de Petri Coloridas, que auxilia os operadores do sistema elétrico, fornecendo um diagnóstico rápido e confiável de eventos, auxiliando a tomada de decisão de forma a minimizar o tempo de restabelecimento do sistema elétrico quando da ocorrência de uma falta (MEDEIROS, 2008).

5.1. O SISTEMA DE DIAGNÓSTICO DE FALTA (SDF)

Quando o sistema elétrico experimenta qualquer distúrbio uma avalanche de alarmes é disponibilizada no sistema supervisor do centro de operação dificultando ao operador a identificação da causa do distúrbio. O grande volume de informações disponibilizado pelos sistemas supervisórios em condição de falta no sistema elétrico é de pouco valor se não possibilitar um rápido diagnóstico para uma rápida e efetiva tomada de decisão. Baseado nos dados disponibilizados pelo sistema supervisor foi desenvolvido um Sistema Automático de Diagnóstico de Falhas (SDF), capaz de filtrar as informações que chegam aos operadores do sistema elétrico de potência tornando a tarefa de diagnóstico de falta menos estressante, mais rápida e menos susceptível a erros.

A estrutura de um módulo SDF, conforme apresentado na Figura 5.4, é composto basicamente dos seguintes módulos funcionais: módulo de aquisição de dados, módulo de processamento das informações e módulo de interpretação de dados. O Módulo de Aquisição de Dados tem a função de capturar e filtrar os dados reportados pelo Sistema Digital de Automação (SDA), referentes às informações de ocorrências no sistema elétrico. Os dados filtrados correspondem à marcação inicial do modelo da Rede de Petri Colorida (RPC) do SDF. O Módulo de Processamento das Informações executa o SDF a partir dos dados que chegam do módulo de aquisição de dados, enviando o resultado do processamento para o módulo de interpretação de dados. O Módulo de Interpretação de Dados recebe os resultados do módulo de processamento da informação e emite os relatórios de diagnósticos de faltas ocorridas no sistema elétrico apresentando o diagnóstico para o operador de sistema, no Centro de Controle do sistema - CCS.

Figura 5.4 - Estrutura do Módulo SDF.

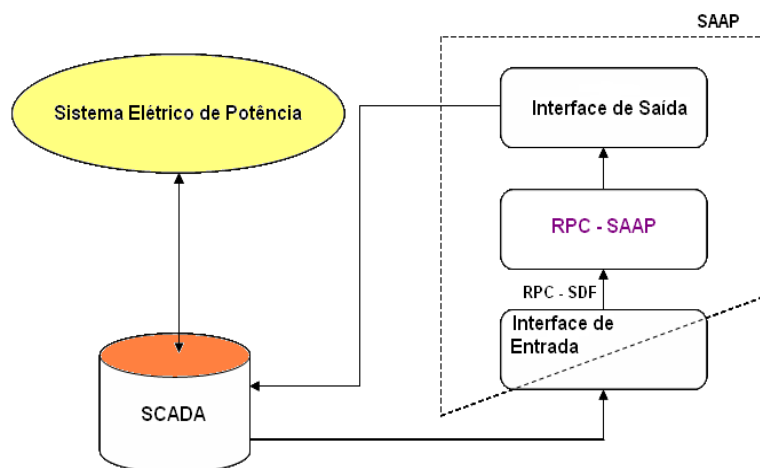


Fonte: Sistema de Diagnóstico de Falhas integrado ao Sistema de Supervisão e Controle – UFC, Nov.2008, p55.

5.2. ACOPLAMENTO ENTRE AS REDES SDF E SAAP

O sistema SDF, apresentado na Figura 5.5 em diagrama de blocos, também modelado em RPC (RPC-SDF), é utilizado como interface de entrada para o modelo RPC-SAAP, através do compartilhamento de quatro lugares, os quais podem ser vistos na Figura 5.6 como lugares de fusão das duas redes. Dois deles são usados como lugares de entrada da RPC-SAAP: lugares “Disjuntor aberto” e “Disjuntor Fechado”. Os outros dois lugares de fusão com a RPC-SDF são: lugares “Disjuntores Em Trasnf.” e “Disjuntores Transferidos”, foram usados para verificação da condição de transferência - disjuntor liberado para manutenção.

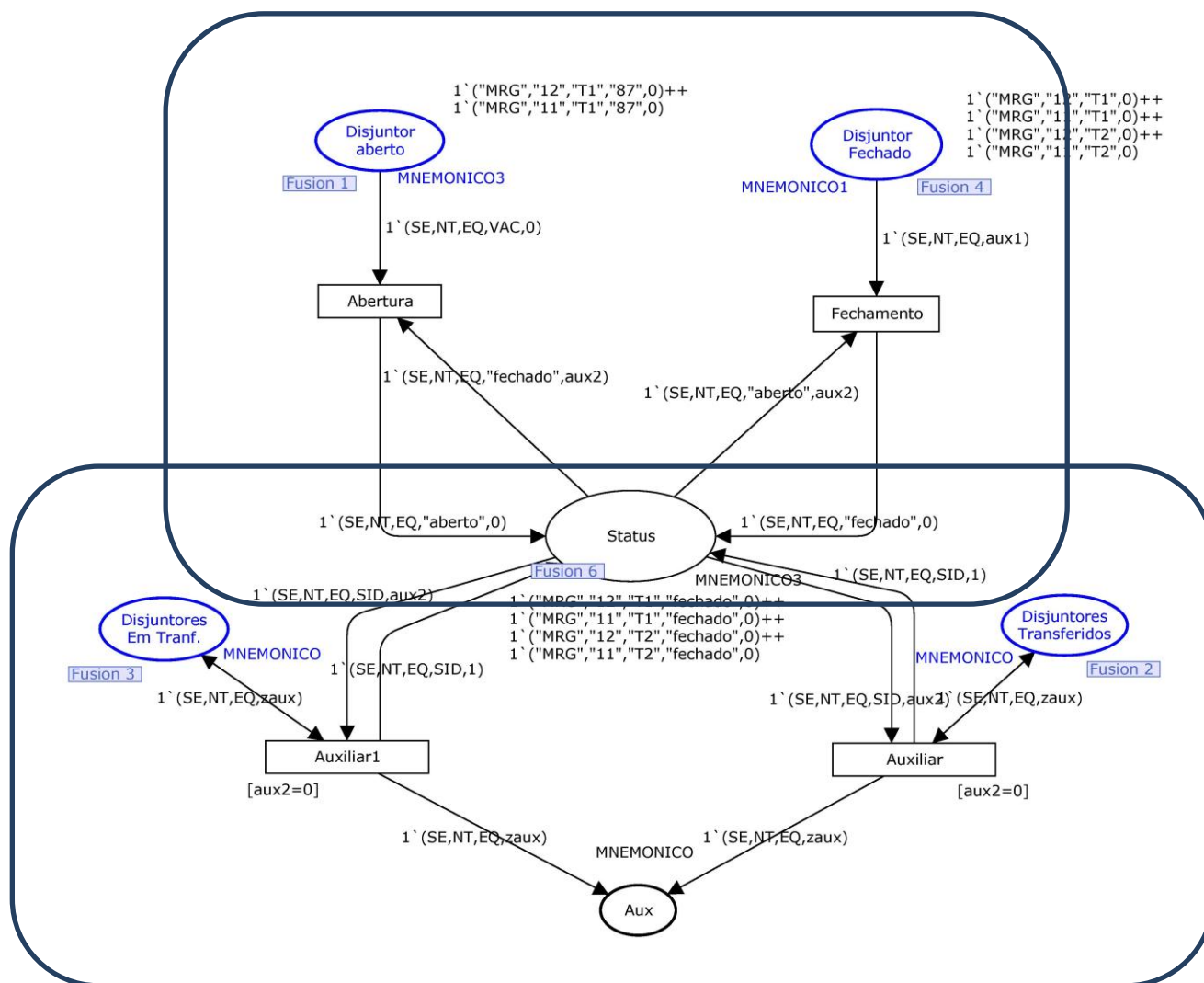
Figura 5.5 - Diagrama de Blocos.



Fonte: O autor.

Na Figura 5.6 é apresentado o modelo da RPC-SAAP com seus lugares, transições, arcos e declarações. Através das fichas que chegam aos lugares “Disjuntor aberto” e “Disjuntor Fechado” (quando da ocorrência de uma falta no sistema elétrico) é possível realizar a mudança de grupos de ajustes dos relés associados aos disjuntores afetados.

Figura 5.6 - Esquema de Acoplamento com a Rede SDF .



Fonte: Imagem gerada pelo software CPNTools.

5.3. PROCESSOS DO MODELO EM RPC

Dois lugares da RPC SAAP formam a base do modelo proposto, o lugar Status e o lugar Lista Contingências, que representam respectivamente, o sistema de supervisão de disjuntores ligado ao SCADA e uma base de dados em que armazena todas as contingências possíveis de ocorrerem no sistema.

5.3.1 Mudança de Status do Disjuntor

A primeira etapa do processo de alteração de ajuste ativo ocorre quando qualquer disjuntor muda de estado, isso pode acontecer por atuação da proteção ou por comando manual de abertura. As primeiras transições habilitadas, “Abertura” e “Fechamento” (cercadura superior da Figura 5.6) se referem às mudanças de estado dos disjuntores, que geralmente ocorrem do estado fechado para o aberto, por comando manual de abertura ou por atuação de alguma proteção, indicando possível condição de contingência. Esta é definida como uma situação momentânea, que ocorre ocasionalmente, principalmente devido à falta ou à liberação de equipamentos para intervenção em vãos de linhas de transmissão ou de transformadores que integram circuitos paralelos, alterando a topologia normal de operação. O oposto acontece quando o sistema retorna ao seu estado normal, ou seja, os disjuntores abertos retornam para o estado fechado, neste caso somente por comando manual de fechamento. Se as transições “Abertura” e “Fechamento” forem disparadas, as fichas do lugar “Status”, que representam o estado de todos os disjuntores do sistema, são atualizadas.

Verificação de Transferência da Proteção

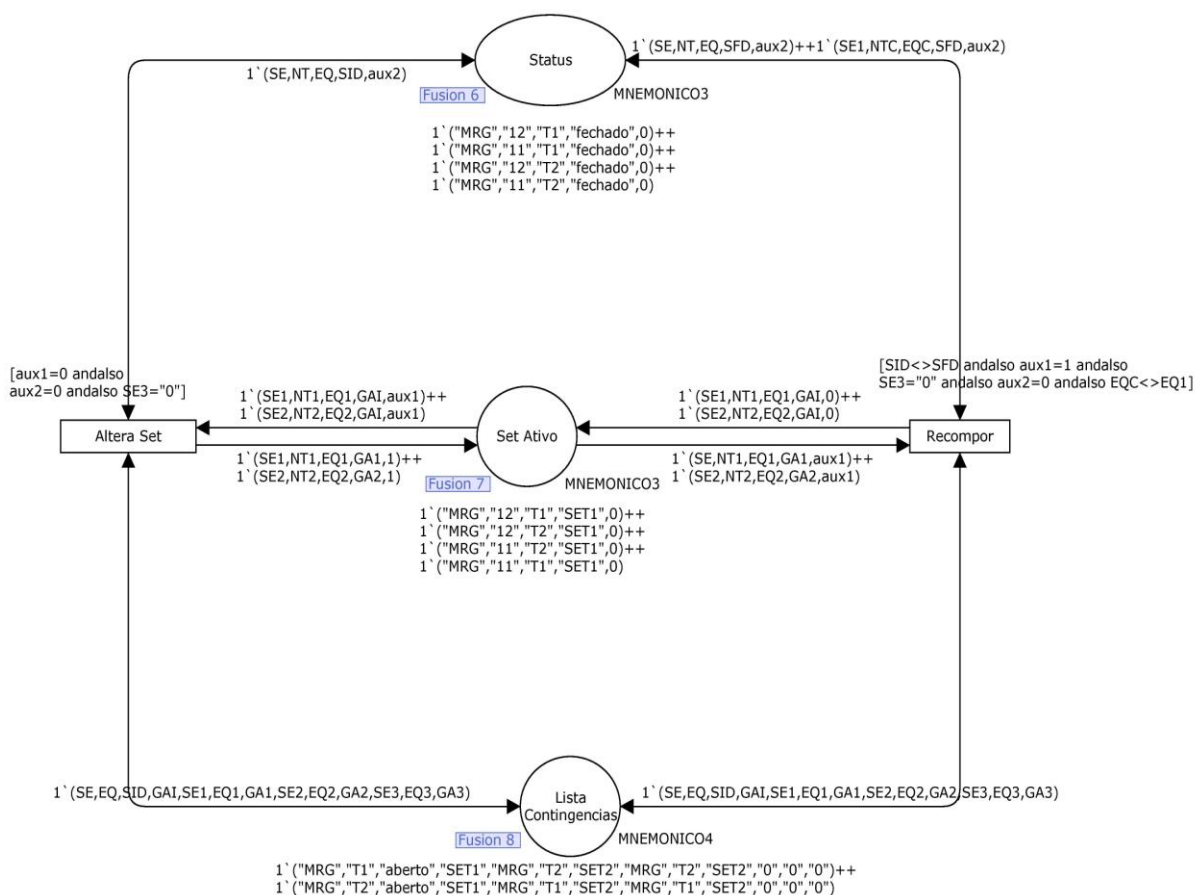
O passo seguinte é a necessidade de verificação da transferência do disjuntor. Nas subestações de distribuição é usual a utilização de um arranjo composto por um disjuntor de transferência que viabiliza a disponibilização dos disjuntores para manutenção, assumindo a posição do disjuntor liberado. Durante as manobras para liberação de um determinado disjuntor (conexão de linhas ou transformadores) o seu sistema de proteção assumirá momentaneamente a condição de “em transferência”. Nesse instante o disjuntor de transferência ficará em paralelo com o disjuntor que está sendo liberado e ambos aptos a receberem os sinais de disparo da proteção. Se na verificação do estado do relé for detectada a condição de disjuntor transferido (cercadura inferior da Figura 5.6) o estado do disjuntor não deverá influenciar na alteração de grupo ativo dos relés listados, pois o fluxo de potência

não será alterado, ocorrendo somente a transferência das funções de comando e proteção de um disjuntor para outro.

5.3.3 Alteração do Grupo de Ajuste Ativo

A rede RPC da Figura 5.7 representa o modelo de seleção de grupos de ajustes para topologia de linhas e transformadores em paralelo.

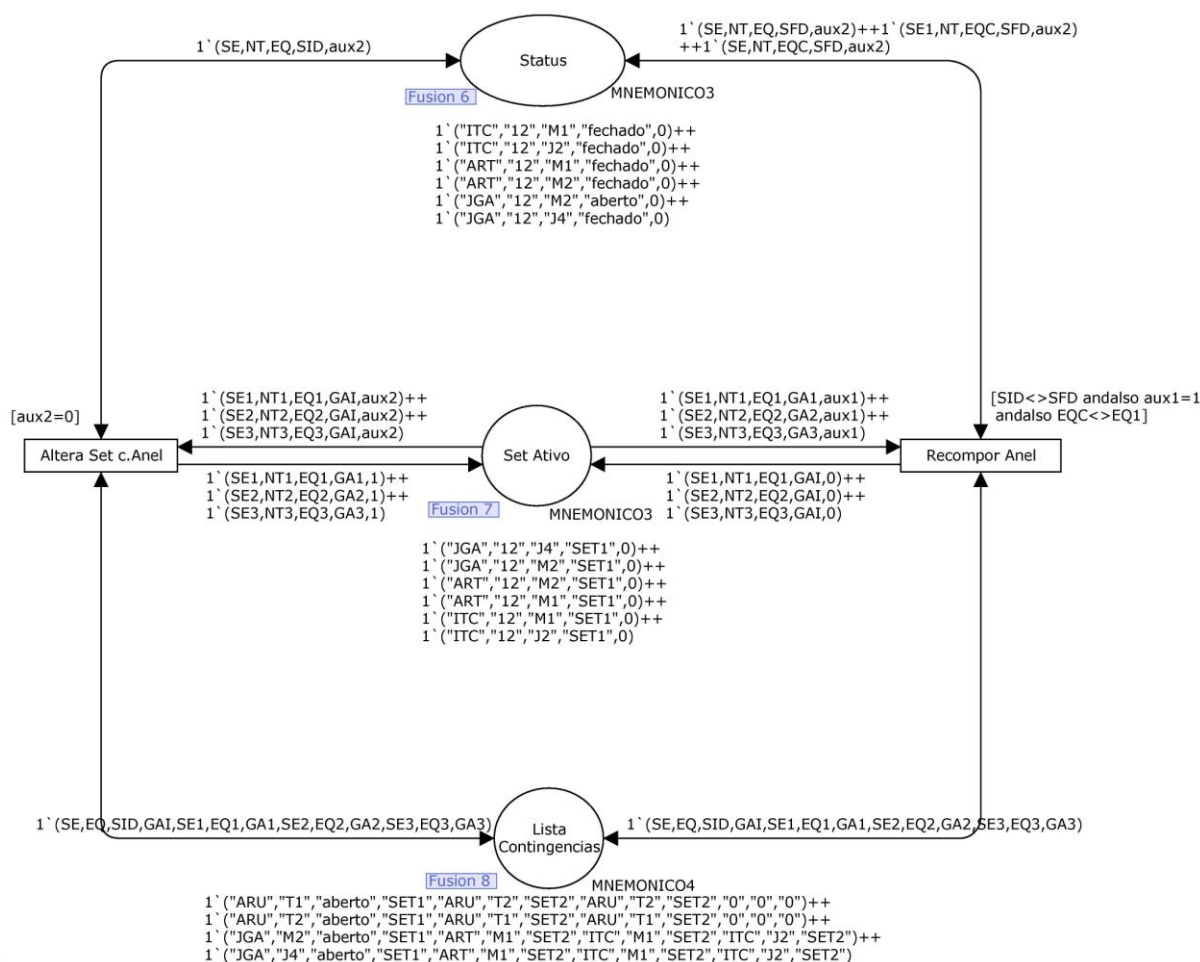
Figura 5.7 - Sistema de Seleção de Grupos de Ajustes para Topologias em Paralelo.



Fonte: Imagem gerada pelo software CPNTools.

O modelo de rede para a topologia em anel é semelhante ao de topologia com elementos em paralelo, com o distintivo apenas da expressão associada aos arcos que interligam as transições “Altera Set” e “Recompor” ao lugar “Set Ativo”, conforme pode ser observado na Figura 5.8.

Figura 5.8 - Sistema de Seleção de Grupos de Ajustes para Topologias em Anel.



Fonte: Imagem gerada pelo software CPNTools.

Conhecendo-se a topologia do sistema elétrico, é possível identificar se há contingência ou não, através do estado dos disjuntores. Por isso foi criado na rede, um lugar “Lista Contingências”, semelhante a um banco de dados, no qual se relacionam todas as contingências que foram previamente estudadas e motivadoras de alteração de grupos de ajustes. Essa lista torna possível o automatismo da seleção, pois a alteração de grupos de ajustes só irá ocorrer se estiverem associados o disjuntor e seu estado, indicando também quais relés deverão ser afetados.

5.3.3.1 Condição de Contingência

Na rede mostrada na Figura 5.7, a verificação de contingência é feita através de comparação entre as variáveis ‘SE’, ‘EQ’ e ‘SID’ que indicam subestação, equipamento e

status, respectivamente. Se o novo status representar uma contingência, a transição “Altera Set” fica habilitada, pronta para mudar o grupo de ajuste dos relés listados no lugar Lista de Contingências. Os lugares “Lista Contingências” e “Set Ativo” estão fundidos nas redes da RPC-SAAP, que foram divididas de acordo com a topologia do sistema, devido ao número de relés cujos ajustes serão modificados pela contingência advinda.

Quando a topologia é relacionada a paralelismo de transformadores ou linhas, somente dois relés mudam de ajuste. Nos casos de topologia em anel, três ou mais relés poderão mudar o grupo de ajuste ativo. Como o lugar “Lista Contingências” é comum às duas redes (topologia em paralelo e topologia em anel) foi necessário estabelecer a guarda SE3= “0” associada ao par de transições, “Altera Set” e “Recompôr”, da topologia em paralelo, a fim de impedir a habilitação das mesmas nos casos de contingências de arranjos em anel, limitando a alteração de ajustes apenas a dois relés.

As variáveis que indicam os relés que deverão alterar o ajuste durante a contingência são SE1, SE2, SE3 (subestações), NT1, NT2, NT3 (nível de tensão dos equipamentos), EQ1, EQ2, EQ3 (equipamentos), GA1, GA2 e GA3 (grupos de ajustes habilitados nos relés).

5.3.3.2 Recomposição do Sistema

A última etapa, ou recomposição do sistema, ocorre quando cessa a condição de contingência e o sistema retorna à sua topologia normal de operação. Nesse caso, outra alteração no estado dos disjuntores deve ocorrer, e, em seguida, o grupo de ajuste deve variar de acordo com a situação atual do sistema. Esse grupo de ajuste é representado pela ficha correspondente no lugar “Lista Contingências”. A transição “Recompôr” (Figura 5.7) verifica se os disjuntores a montante e a jusante do equipamento afetado pela contingência estão fechados, e não apenas aquele que causou a contingência. Se isso ocorrer é porque o fluxo pelo componente (linha ou transformador) já foi restabelecido, e os relés que tiveram seus grupos de ajustes alterados deverão retornar para as condições anteriores. As variáveis SEC, NTC e EQC são utilizadas para especificar esses outros disjuntores. A variável aux2 (Figura 5.6) foi utilizada para testar a condição de transferência dos disjuntores nos arcos que ligam o lugar “Status” às transições “Auxiliar” e “Auxiliar1”. No arco de retorno ao lugar “Status”, a variável assume o valor 1, dessa forma, a guarda aux2=0 impede que essas transições fiquem constantemente habilitadas.

A variável k (Figura 5.7) foi utilizada de forma semelhante nos arcos que conectam o lugar “Set Ativo” às transições “Altera Set” e “Recompôr”, sendo que a transição “Altera

Set” só será habilitada se $aux1=0$, enquanto que a transição “Recompor” só será habilitada se $aux1=1$.

O modelo apresentado neste capítulo, composto pelas redes representadas nas Figuras 5.6 e 5.7, foi utilizado para elaboração do algoritmo em linguagem de programação C++, apresentado no apêndice D, para implementação da simulação em laboratório descrita no capítulo 6.

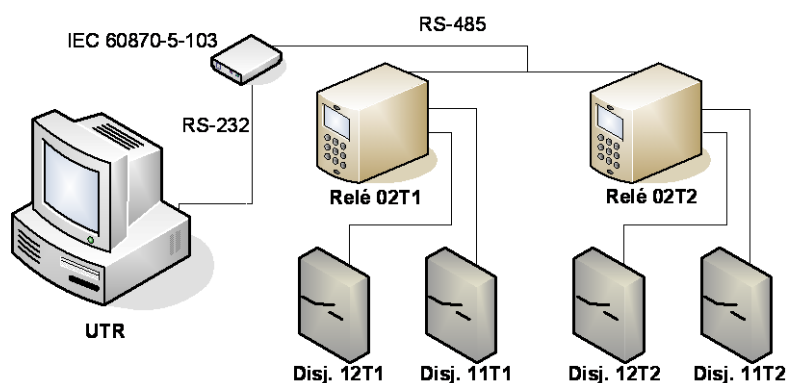
CAPÍTULO 6

SIMULAÇÃO E TESTE DO MODELO RPC DO SAAP

Para a seleção automática de grupos de ajustes de relés é necessária uma supervisão constante do sistema para verificação de mudanças topológicas no sistema elétrico. Essa visualização completa só é possível no nível III do sistema de automação, ou seja, no CCS – Centro de Controle do Sistema – que concentra informações de todo o sistema elétrico. São fundamentais para o procedimento de seleção de grupos de ajuste os dados de status dos disjuntores e os grupos de ajustes ativos nos relés de proteção.

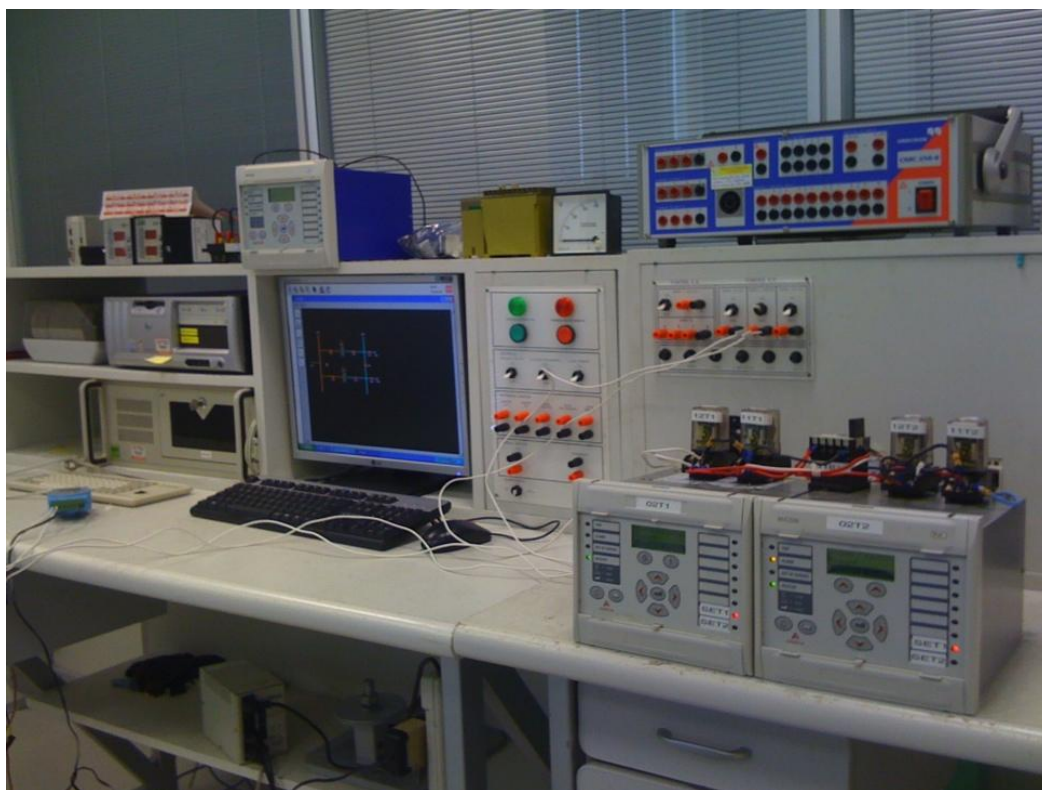
Para demonstrar a aplicação da ferramenta SAAP foi montada em laboratório uma bancada de teste para simulação e validação, composta por uma UTR (unidade terminal remota) integrada a uma IHM (interface homem máquina), um conversor de comunicação RS485/RS232, dois relés digitais multifunção que recebem informação de status de relés biestáveis que representam os disjuntores de conexão de entrada e saída de cada um dos transformadores. O esquema de montagem pode ser visto na Figura 6.1 e a bancada de teste na Figura 6.2. O caso em estudo representa o monitoramento de uma única subestação cujo diagrama unifilar corresponde ao apresentado na Figura 5.2 (dois transformadores em paralelo). Durante a realização da simulação, foi avaliado o desempenho do modelo elaborado para componentes em paralelo, sendo observada a alteração automática do grupo de ajuste ativo quando um dos transformadores é retirado de operação, bem como a alteração automática para o grupo de ajuste original quando da recomposição do sistema pelo retorno em operação do transformador. O software da IHM que reúne todas as informações e envia comandos à UTR é o CLP500, Figura 6.3 e Figura 6.4. Esse software possui um banco de dados em que todos os comandos e as variáveis de supervisão e de controle de equipamentos são definidos e armazenados.

Figura 6.1 - Topologia do Experimento.



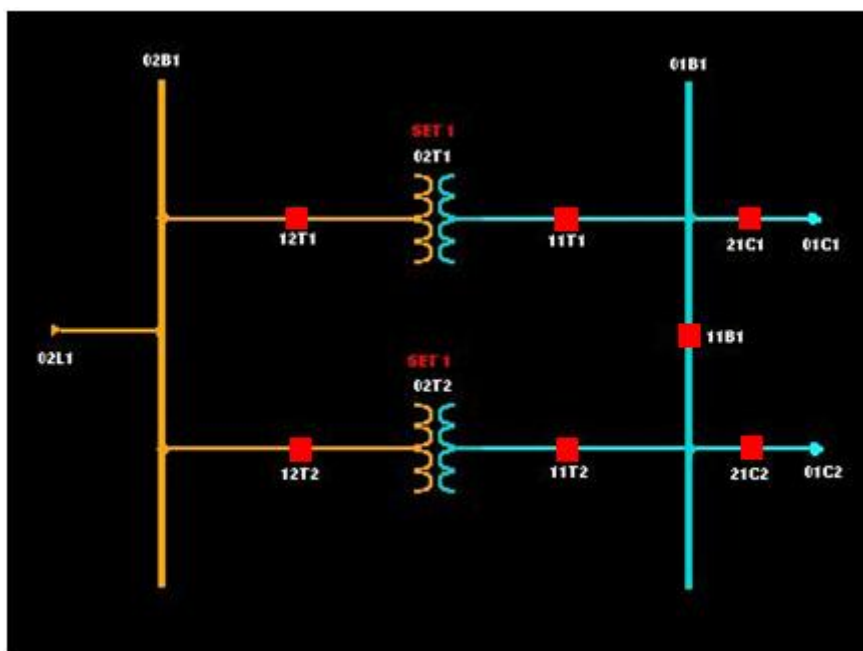
Fonte: O autor.

Figura 6.2 - Bancada de Teste Utilizada no Experimento.



Fonte: Arquivos fotográficos das instalações da Coelce.

Figura 6.3 - Tela do CLP500 para Caso de Transformadores em Paralelo - Condição Normal.



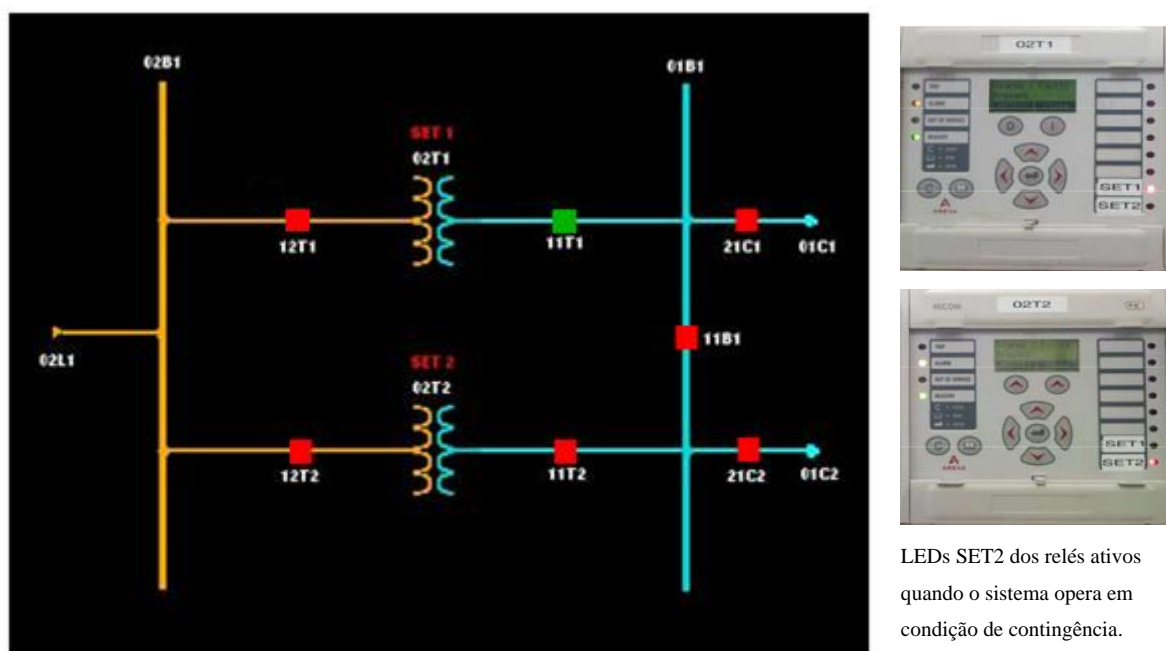
LEDs SET1 dos relés ativos quando o sistema opera em condição normal.

Fonte: Imagem capturada do supervisório CLP 500 da EFACEC .

Uma rotina em C++ executada dentro do CLP500 foi utilizada para realizar a seleção automática de ajustes.

Quando o sistema está em operação normal, os relés associados aos transformadores permaneceram configurados no grupo de ajuste SET1, configuração compatível com o indicado pelos LEDs de sinalização no painel frontal dos relés, apresentados na Fonte. Durante a simulação foi realizado um comando de abertura do disjuntor 11T1 pela IHM. Efetivada a abertura do disjuntor 11T1, o transformador 02T1 sai de operação ficando apenas energizado em “vazio”, neste momento ocorre automaticamente a alteração na seleção do grupo de ajuste ativo do SET1 para SET2 no relé associado aos disjuntores do transformador 02T2, observando-se a alteração pela sinalização nos LEDs do painel frontal do relé apresentados na Fonte.

Figura 6.4 - Tela do CLP500 Simulação de abertura 11T1 - Condição de Contingência.



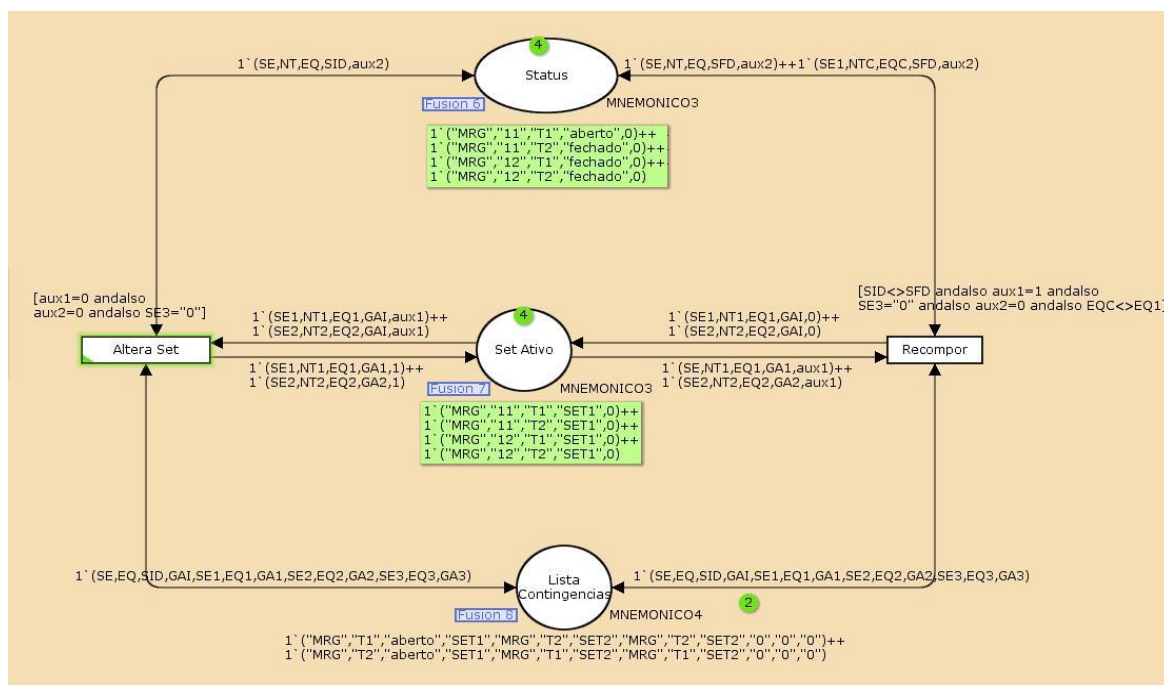
LEDs SET2 dos relés ativos quando o sistema opera em condição de contingência.

Fonte: Imagem capturada do supervisor CLP 500 da EFACEC .

Nas Figuras 6.5, 6.6, 6.7 e 6.8 pode-se observar a dinâmica no modelo em RPC para a operação de abertura do disjuntor 11T1 e conseqüente alteração automática do grupo de ajuste de proteção. Na Figura 6.5 é mostrada a ativação da transição “Abertura” quando o lugar disjuntor aberto é ocupado pela ficha que representa a sinalização de abertura do disjuntor 11T1. Depois de disparada a transição “Abertura” o lugar “Status” é atualizado com a ficha correspondente ao estado de disjuntor aberto para o 11T1, conforme é mostrado na Figura 6.6.

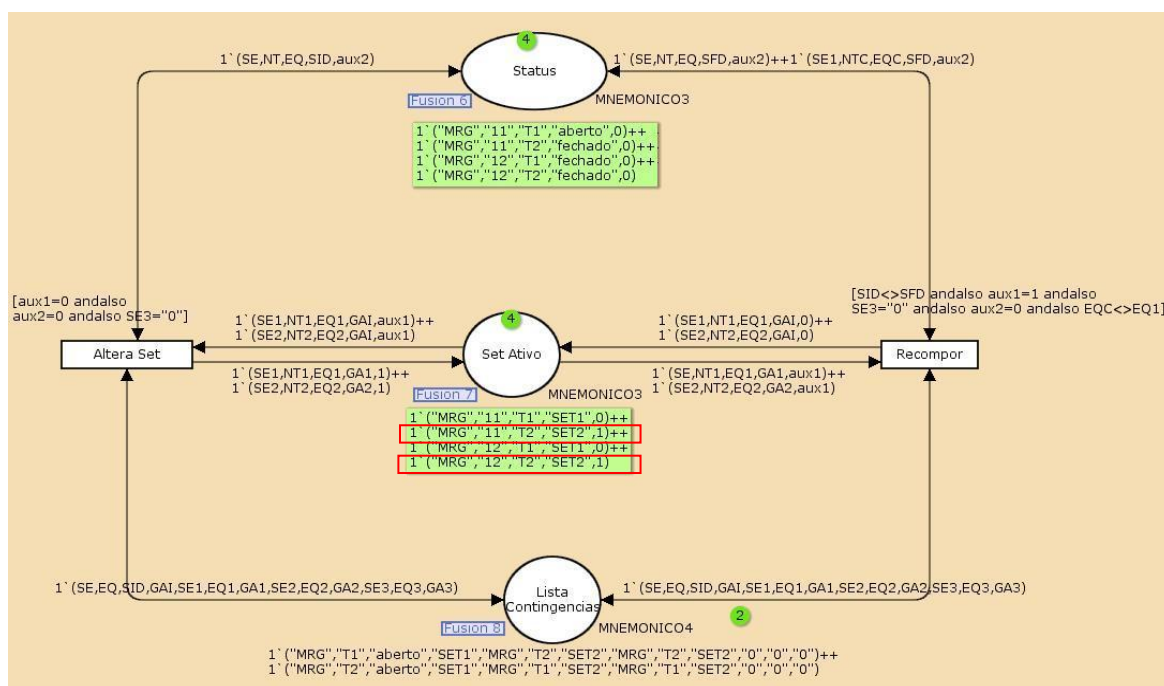
Na Figura 6.7 é mostrada a ativação da transição "Altera Set" pela alteração da ficha correspondente ao estado do disjuntor 11T1 no lugar "Status". Depois de disparada a transição "Altera Set" o lugar "Set Ativo" é atualizado com as fichas correspondentes ao ajuste ativo dos relés associados aos disjuntores 11T2 e 12T2 passando de SET1 para SET2, conforme apresentado na Figura 6.8.

Figura 6.7 - Ativação da Transição "Altera Set".



Fonte: Imagem capturada do software CPNTools.

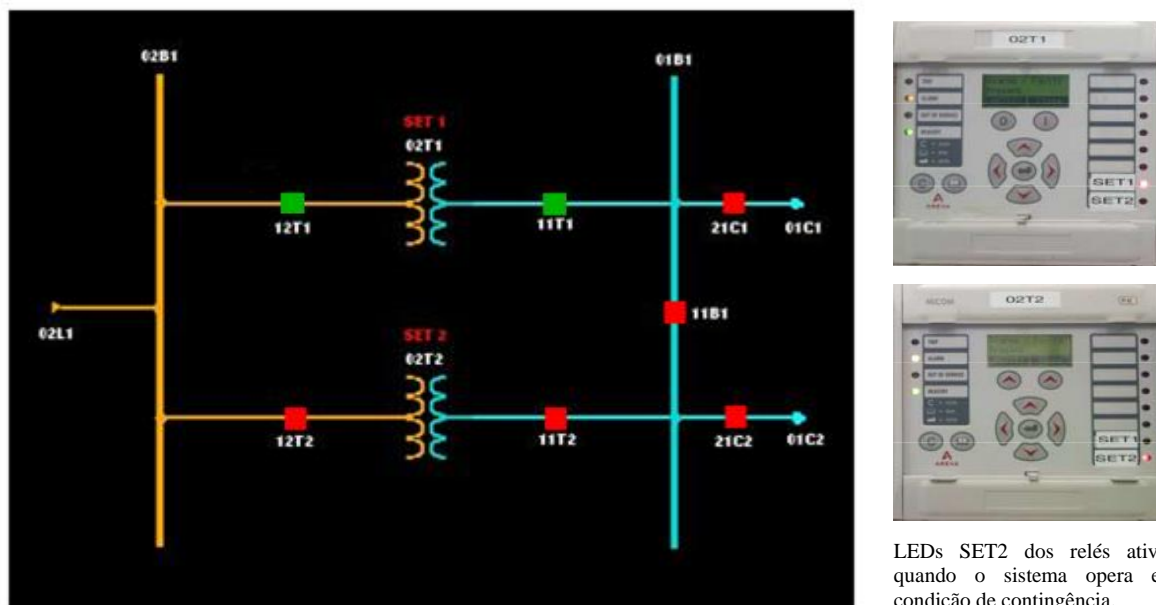
Figura 6.8 - Atualização do Lugar "Set Ativo" 11T2 e 12T2 para SET2.



Fonte: Imagem capturada do software CPNTools.

Realizou-se em seguida o comando de abertura do disjuntor 12T1, desenergizando o transformador 02T1. O relé de proteção associado ao transformador 02T2 continuou com o SET2 ativado conforme é mostrado na sinalização dos seus LEDs frontais, apresentados na Figura 6.9.

Figura 6.9 - Tela do CLP500 Simulação de abertura 11T1 e 12T1 - Condição de Contingência

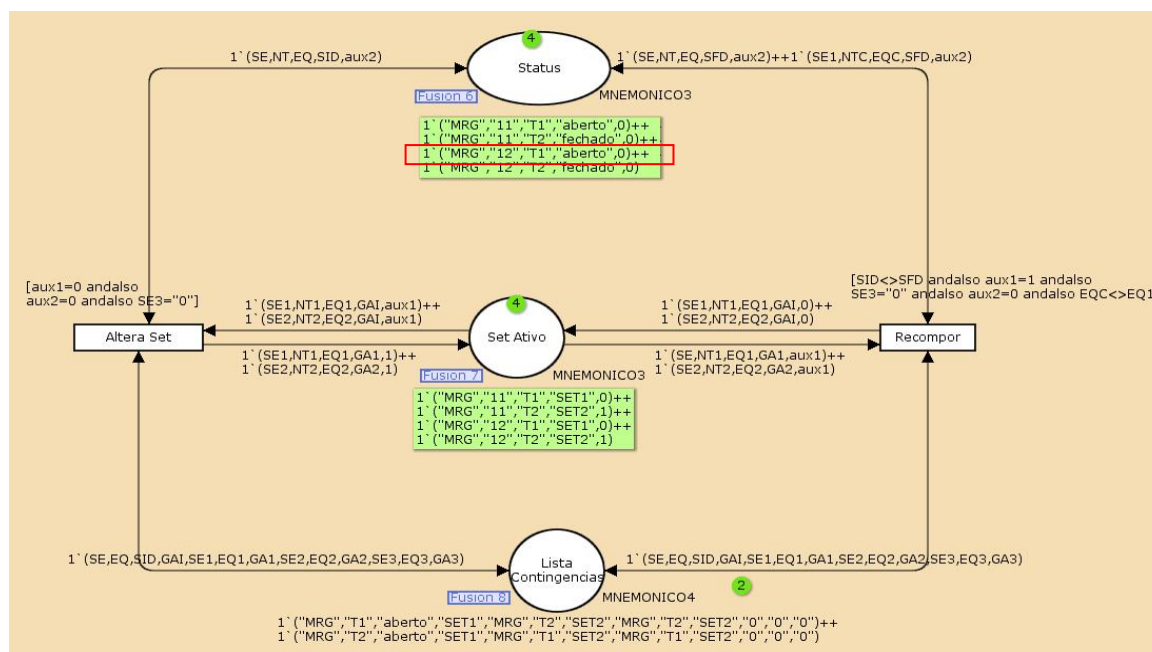


LEDs SET2 dos relés ativos quando o sistema opera em condição de contingência.

Fonte: Imagem capturada do supervisor CLP 500 da EFACEC .

Na Figura 6.10 é mostrado que nenhuma transição foi ativada com a abertura do disjuntor 12T1, permanecendo inalterados os grupos de ajuste ativos do sistema de proteção do transformador 02T2.

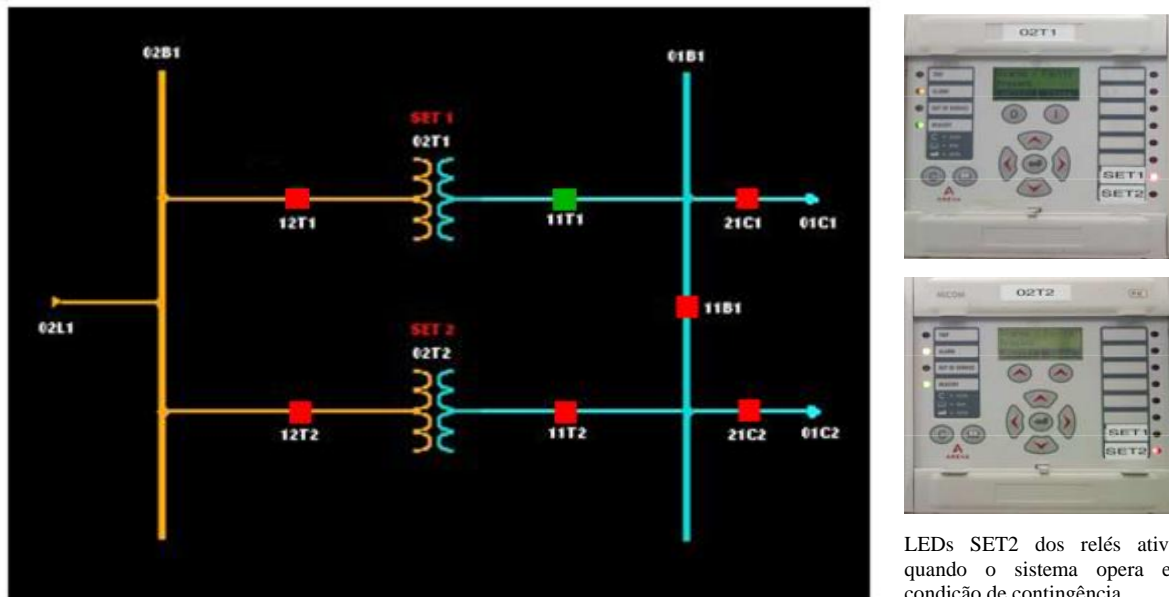
Figura 6.10 - Atualização do Lugar "Status" com a Abertura do 12T1.



Fonte: Imagem capturada do software CPNTools.

Na última etapa do teste do modelo é realizada a recomposição do sistema, recolocando o transformador em 02T1 em operação. Nesse instante é efetuado o comando de fechamento do disjuntor 12T1 do lado de alta tensão do transformador 02T1, energizando o transformador “em vazio”, neste momento pode-se observar que o grupo de ajuste ativo dos relés associados ao transformador 02T2 não se alteram, como pode ser observado nos LEDs de sinalização dos relés apresentados na Figura 6.11.

Figura 6.11 - Tela do CLP500 Simulação de fechamento do 12T1 – Recomposição.

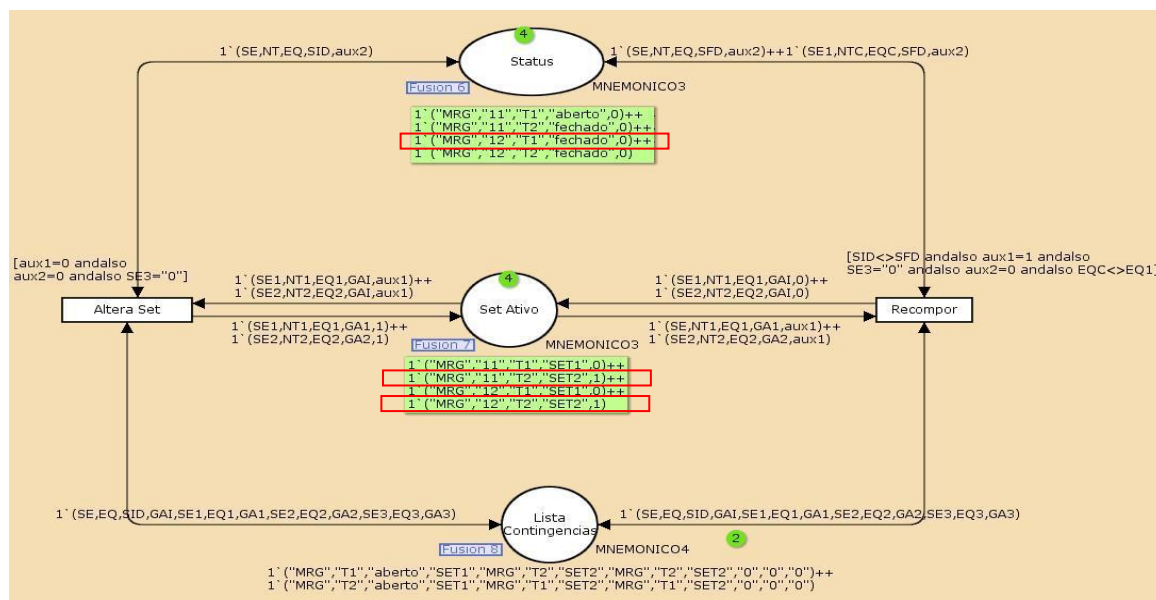


LEDs SET2 dos relés ativos quando o sistema opera em condição de contingência.

Fonte: Imagem capturada do supervisório CLP 500 da EFACEC .

Na Figura 6.12 é mostrado que nenhuma transição foi ativada com o fechamento do disjuntor 12T1, permanecendo inalterados os grupos de ajuste ativos do sistema de proteção do transformador 02T2.

Figura 6.12 - Atualização do Lugar "Status" com o Fechamento do 12T1.

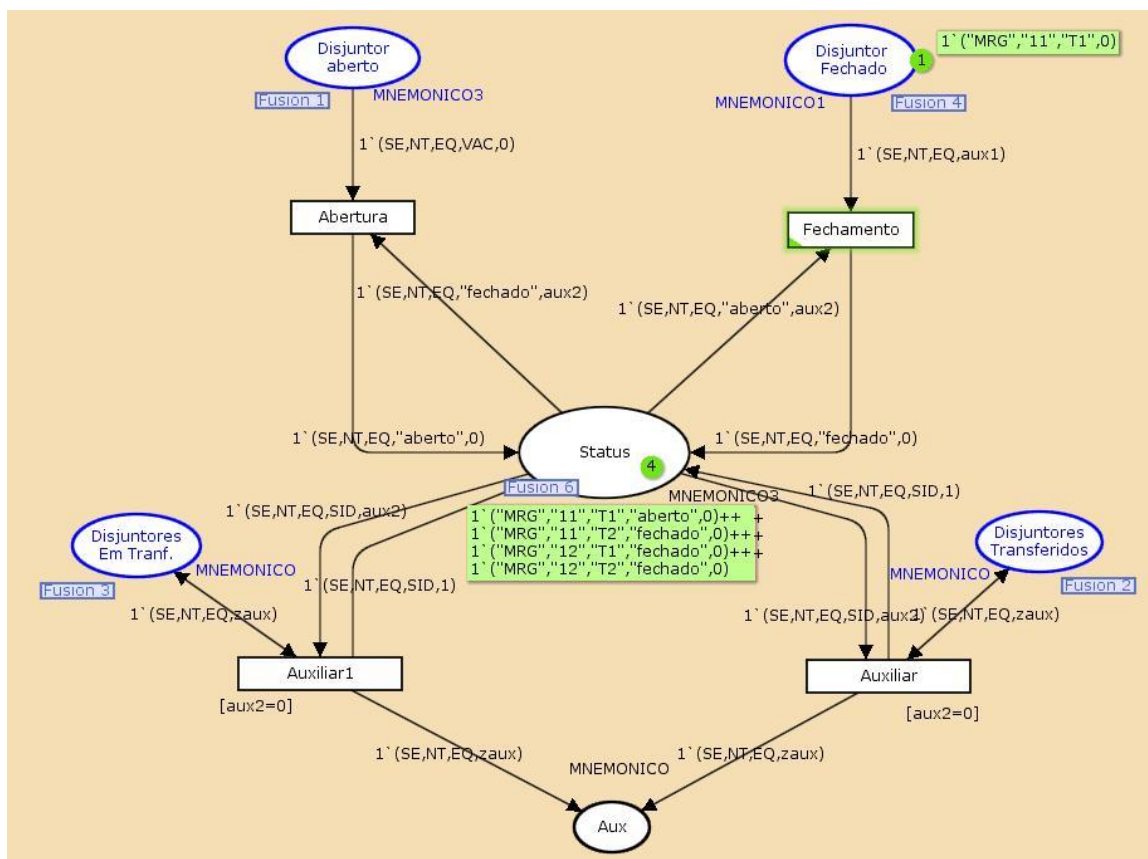


Fonte: Imagem capturada do software CPNTools.

Por último, efetuou-se o comando de fechamento do disjuntor 11T1 pela IHM, recompondo a carga do transformador 02T1, neste momento ocorre automaticamente a alteração na seleção do grupo de ajuste ativo do SET2 para SET1 no relé associado aos disjuntores do transformador 02T2, observando-se que a sinalização nos LEDs do painel frontal do relé associado ao transformador 02T2 retorna a condição inicial apresentada na Fonte.

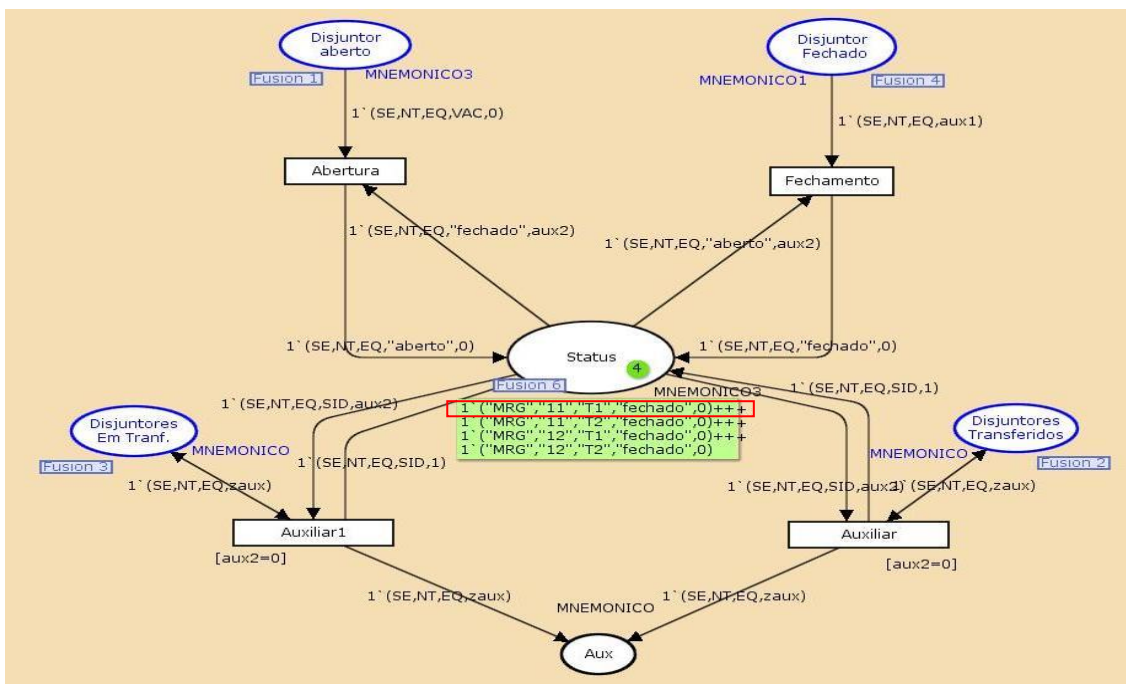
Nas Figuras 6.13, 6.14, 6.15 e 6.16 pode-se observar a dinâmica no modelo em RPC para a operação de fechamento do disjuntor 11T1 e conseqüente reposição em operação do transformador 02T1 com alteração automática do grupo de ajuste de proteção. Na Figura 6.13 é mostrada a ativação da transição “Fechamento” quando o lugar disjuntor fechado é ocupado pela ficha que representa a sinalização de fechamento do disjuntor 11T1. Depois de disparada a transição “Fechamento” o lugar “Status” é atualizado com a ficha correspondente ao estado de disjuntor fechado para o 11T1, conforme é mostrado na Figura 6.14.

Figura 6.13 - Ativação da Transição "Fechamento".



Fonte: Imagem capturada do software CPNTools.

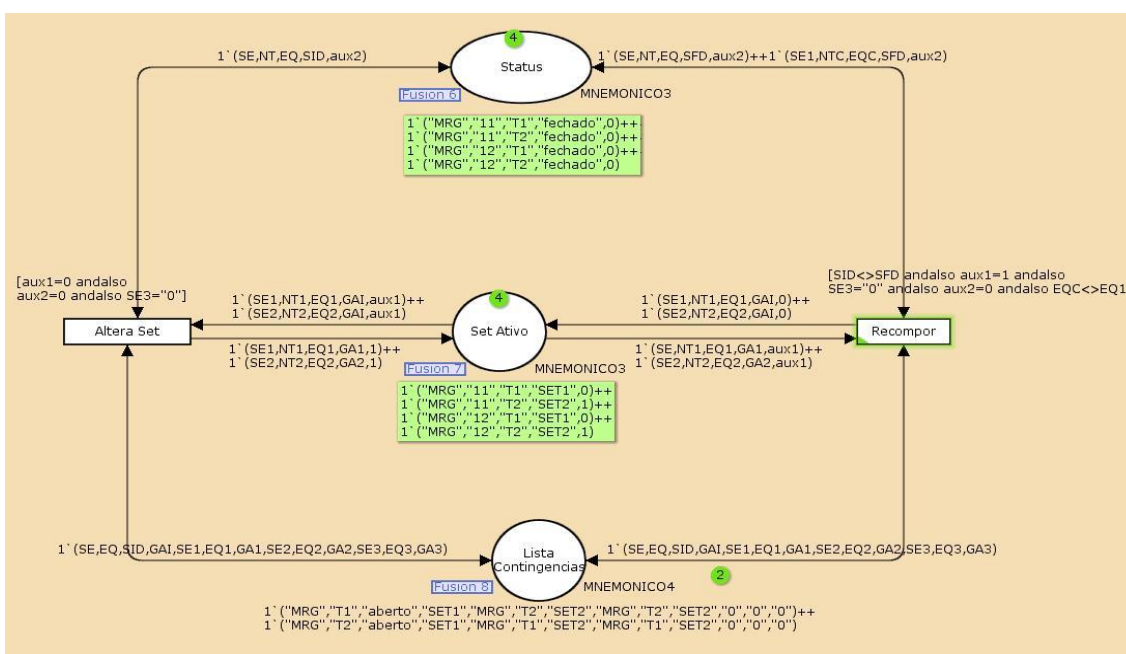
Figura 6.14 - Atualização do Lugar "Status" com o Fechamento do 11T1.



Fonte: Imagem capturada do software CPNTools.

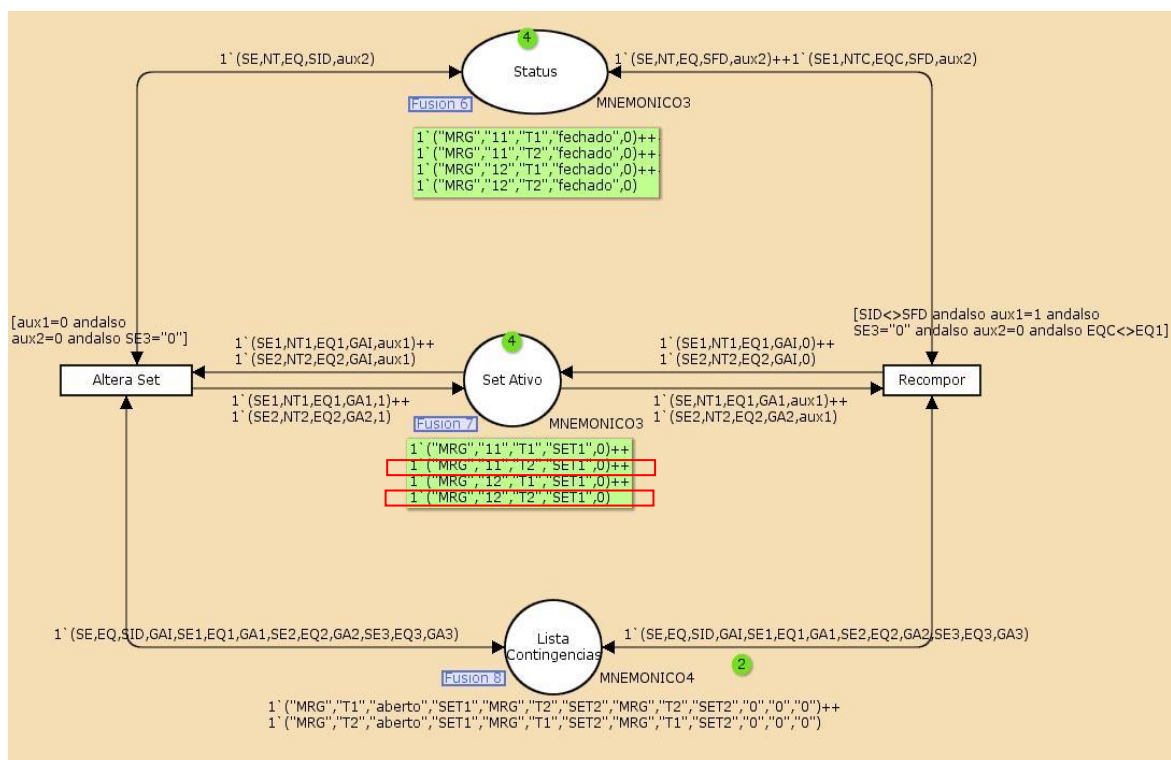
Na Figura 6.15 é mostrada a ativação da transição "Recompor" pela alteração da ficha correspondente ao estado do disjuntor 11T1 no lugar "Status". Depois de disparada a transição "Recompor" o lugar "Set Ativo" é atualizado com as fichas correspondentes ao ajuste ativo dos relés associados aos disjuntores 11T2 e 12T2 passando de SET2 para SET1, conforme apresentado na Figura 6.16.

Figura 6.15 - Ativação da Transição "Recompor".



Fonte: Imagem capturada do software CPNTools.

Figura 6.16 - Atualização do Lugar “Set Ativo” 11T2 e 12T2 para SET1.



Fonte: Imagem capturada do software CPNTools.

Toda a sequência de testes descrita neste capítulo foi também realizada simulando a retirada do transformador 02T2. As simulações foram realizadas repetidas vezes e em todas elas o desempenho apresentado pela ferramenta SAAP foi satisfatório, com tempo de resposta da ordem de dezenas de milissegundos entre a alteração da topologia e a efetiva mudança do grupo de ajuste ativo.

CAPÍTULO 7

CONSIDERAÇÕES FINAIS

7.1. CONCLUSÕES

Neste trabalho foram apresentadas a modelagem e a implementação de um protótipo de um sistema de seleção automática de grupos de ajustes de relés, modelado por Redes de Petri Colorida.

A ferramenta desenvolvida foi avaliada em laboratório a partir de simulações envolvendo alterações, retirada e reposição de operação de componentes, de uma topologia em paralelo, realizando a seleção automática do grupo de ajuste ativo, sempre compatibilizando o grupo de ajuste ativo com a correspondente condição operacional. O aplicativo mostrou-se eficiente e viável de ser aplicado de forma integrada ao sistema SCADA, o que traria diversos benefícios para a operação do sistema elétrico em casos de contingência.

Um aspecto relevante desta ferramenta é que independentemente da quantidade de componentes envolvidos nas topologias em paralelo ou em anel, o modelo permanece inalterado, sendo necessária apenas alteração de inscrições de arcos e guardas de transições correspondentes aos elementos incluídos ou excluídos, facilitando a manutenção da mesma quando houver alteração ou expansão do sistema elétrico.

Como benefícios podem-se citar:

- Redução das atuações indevidas das proteções decorrentes de erros (falha humana) na seleção manual dos grupos de ajustes,
- Maior flexibilidade para a graduação do sistema de proteção, com a possibilidade efetiva de utilização de múltiplos grupos de ajustes.
- Redução do estresse dos operadores de sistema durante ocorrências que envolvem recomposição sistema e alterações de ajustes para compatibilização com a topologia resultante da falta, visto que o SAAP pode realizar as alterações automaticamente.
- Contribue para melhoria dos indicadores de continuidade das concessionárias de energia elétrica.

7.2. TRABALHOS FUTUROS

A proposta de se utilizar um sistema automático de seleção de ajuste é bastante promissora, particularmente no cenário atual onde há uma clara tendência de difusão de pequenas e médias fontes de geração conectadas ao sistema elétrico de potência, o que torna a utilização de múltiplos grupos de ajustes uma estratégia imprescindível para se obter esquemas efetivos de proteção.

Alguns trabalhos podem ser propostos no sentido de dar um rumo às novas pesquisas a partir do trabalho desenvolvido, dentre eles destacam-se:

- Ampliar a bateria de testes a partir dos dados de um sistema real.
- Integrar a estrutura do SAAP ao sistema SCADA do CCS para a seleção automática de grupos de ajuste do sistema de proteção da rede de subtransmissão da Coelce.
- Utilizar o SAAP como ferramenta complementar a um sistema de reposição automática do sistema elétrico.
- Desenvolver um SAAP para o sistema de distribuição em tensão primária.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AMODA, Oluwaseun. An Adaptive Protection Scheme for Shipboard Power Systems. IEEE 2007.

ANDERSON, P. M. Power System Protection. IEEE Power Engineering Series. New York: McGraw-Hill/IEEE PRESS. 1998.

APOSTOLOV, A. Simplifying the configuration of multifunctional distribution protection and control IEDs. 18th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution - CIRED 2005

Associação Brasileira de Normas Técnicas. NBR 5460: Sistema Elétrico de Potência - Terminologia. p. 1-63, Abr. 1992.

BARBOSA, Daniel. Relés Numéricos de Proteção. São Carlos, 2008.

BARROSO, Giovanni Cordeiro. Uma Nova Abordagem para Síntese de Supervisores de Sistemas a Eventos Discretos. 1996. Tese (Doutorado) - Universidade Federal da Paraíba, Campus II, Campina Grande, PB - BR.

BEZERRA, José Roberto; CAETANO, Marcos Antônio; SOUSA, José Renato de Brito; SAMPAIO, Raimundo Furtado; BARROSO, Giovanni Cordeiro; LEÃO, Ruth Pastôra Saraiva. Uma Abordagem para Diagnóstico de Falta em Sistemas de Potência Usando Redes de Petri. 4099. VI SBAI - Simpósio Brasileiro de Automação Inteligente. Bauru - SP. setembro/2003.

BRAND, Klaus-Peter; KOPAINSKY, Jürgen. Principles and Engineering of process control with Petri Nets. IEEE Transactions on Automatic Control. v. 33, n. 2, p. 138-149, Feb. 1988.

BRAND, Klaus-Peter; KOPAINSKY, Jürgen. Systematic Design of automation, protection and control in substations. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. v. 103, n. 9, p. 2768-2774, Sep. 1984.

CAMINHA, Amadeu C. Introdução à Proteção dos Sistemas Elétricos. 2ª ed. São Paulo: Edgard Blücher Ltda. 1981.

CARDOSO, Janette; Valette, Robert. Redes de Petri. Florianópolis: Ed. da UFSC. 1997.

COURY, Denis Vinicius. Introdução aos Sistemas Elétricos de Potência, São Carlos, 2007.

COURY, Denis Vinicius. SISTEMAS MULTI-AGENTES APLICADOS A PROTEÇÃO ADAPTATIVA DE LINHAS DE TRANSMISSÃO COM TRÊS TERMINAIS. Revista Controle & Automação/Vol.19 no.1/Janeiro, Fevereiro e Março 2008

EVANS, James R.; MINIEKA, Edward. Optimization Algorithms for Networks and Graphs. 2nd Ed. 1992.

FOUNTAS, N. A.; HATZIARGYRIOU, N. D.; VALAVANIS, K. P. Hierarchical Time-Extended Petri Nets as a Generic Tool for Power System Restoration. IEEE Transactions on Power Systems. v. 12, n. 2, p. 837-843, May. 1997.

IEC 255-3 - Internacional Electrotechnical Commission. IEC 255-3 –Electrical Relays -Part 3 – Single Input Energizing Quantity Measuring Relays with Dependent or Independent time. September, 1992.

JENKINS. L.; KHINCHA, H. P. Deterministic and stochastic Petri Nets models of protection schemes. IEEE Transactions on Power Delivery. v. 7, n. 1, p. 84-90, Jan. 1992.

JENSEN, Kurt. Colored Petri Nets. Basic Concepts, Analysis Methods and Practical Use. v. 1, Basic Concepts. 1992. v. 2, Analysis Methods. 1994. Jan. 1992. v. 3, Practical Use. 1997. Monographs in Theoretical Computer Science. Springer-Verlag.

JENSEN, K. and Kristensen, L. M., and Wells L. *Coloured Petri Nets and CPN Tools for Modelling and Validation of Concurrent Systems*. International Journal on Software Tools for Technology Transfer (STTT) 9(3-4), pp. 213-254, 2007.

JENSEN, Kurt. An introduction to the practical use of coloured Petri Nets. In: Lectures on Petri Nets II: Applications. v. 2. pp. 237-292. Springer-Verlag. 1998.

JENSEN, K. and Kristensen, L. M. Coloured Petri Nets – Modelling and Validation of Concurrent Systems, Springer, 2009.

JUNIOR PARADELO, Romildo de Campos - Proteção de sobrecorrente em sistemas de distribuição de energia elétrica através de abordagem probabilística – USP dissertação de mestrado, 2006.

KHORASHADI-ZADEH, H. Adaptive Dependable and Secure Protection Systems for Electric Power Systems. IEEE, 2008.

LEÃO, Ruth P.S.; Medeiros, Eudes B. de; Silveira, José Giordane; Medeiros, Marcus S.; Pinheiro, Thelma M.M. Avaliação do Compromisso no Uso de Religadores em Alimentadores com Cargas Sensíveis. V SBQEE - Seminário Brasileiro sobre Qualidade da Energia Elétrica. Aracaju - Sergipe. Agosto/2003.

Li,Zhongwei. Study on Adaptive Protection System of Power Supply and Distribution Line. International Conference on Power System Technology, 2006.

LIN, Z. A Survey on the Applications of Petri Net Theory in Power Systems. 2006.

LIU, T., S; CHIOU, S., B.The Application of Petri Nets to failure analyses. Reliability Engineering & System safety. v. 57, n. 2, p 129-142, Aug. 1997.

MAMEDE FILHO, J. Manual de equipamentos Elétricos, Ed. LTC – Livros técnicos e científicos, Rio de Janeiro: vol: 1, 2ª edição, pp 53-74, 173-219,309-521, 1994.

MEDEIROS, E.B. Sistema de Diagnóstico de Falta Centralizado Baseado em Redes de Petri Coloridas. Fortaleza: UFC, 2008. vol. 1 Dissertação (Mestrado), Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Centro de Tecnologia, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2008.

MOONEY, J. Aplicações de Relés Microprocessados em Linhas de Transmissão. Schweitzer Engineering Laboratories, Brasil Ltda Disponível: <http://www.selinc.com.br/> Acesso em: 10 nov. 2009.

MURATA, Tadao. Petri Nets: properties, analysis and applications. Proceedings of the IEEE. v. 77, n. 4, p. 541-580, Abr. 1989.

PETERSON, James L. Petri Net Teory and the Modeling of Systems. EnglewoodCliffs: Prentice-Hall, 1981.

ROMERO, Sérgio P.;Machado, P. A., "ANAFAS - Programa de Análise de Faltas Simultâneas", IV STPC, Maio 1993.

SAMPAIO, Raimundo Furtado; BARROSO, Giovanni Cordeiro; LEÃO, Ruth Pastôra Saraiva. System of Fault Diagnosis for Electric Power Systems Based on Colored Petri Nets. In: BRAZILIAN MEETING PETRI NETS, 2002, Natal. Brazilian Meeting Petri Nets. 2002. v. CD, p. 1-6.

SAMPAIO, Raimundo Furtado; BARROSO, Giovanni Cordeiro; LEÃO, Ruth Pastôra Saraiva; SOUSA, José Renato de Brito. Un Advanced Function for the Supervisory System of an Electrical Distribution Substation: An Application using Colored Petri Nets. In: IASTED INTERNATIONAL CONFERENCE, 380-073, 2003, Palm Springs - California. Modelling and Simulation.Feb./2003.

SAMPAIO, Raimundo Furtado; BARROSO, Giovanni Cordeiro; LEÃO, Ruth Pastôra Saraiva ; SOUSA, José Renato de Brito; de MEDEIROS, Eudes Barbosa; de OLIVEIRA, José Wilson Barreto; MEDEIROS, Marcus Superbus de. Função Avançada para Sistema Supervisório de Subestação Baseada em Redes de Petri Coloridas. III SNCA - III Seminário Nacional de Controle e Automação Industrial, Elétrica e de Telecomunicações. Salvador - BA. TT-100, v. CD, p. 1-6. Junho/2003.

SAMPAIO, Raimundo Furtado; BARROSO, Giovanni Cordeiro; LEÃO, Ruth Pastôra Saraiva ; SOUSA, José Renato de Brito; de MEDEIROS, Eudes Barbo-sa; de OLIVEIRA, José Wilson Barreto; MEDEIROS, Marcus Superbus de. Uma Nova Abordagem para Sistema de Diagnóstico de Falta Para Subestações Baseada em Redes De Petri Coloridas. V SIMPASE - Simpósio de Automação de Sistemas Elétricos. Recife - PE. IT-16, 106-111. maio/2003.

SATO, Fujio. Noções Básicas de Proteção de Sistemas de Energia Elétrica. P.07. Unicamp. 2005

SATO, Fujio. Proteção de Sistemas de Energia Elétrica. P.15. Unicamp. 2005

SILVA, Carlos Elmano de A.; Leão, Ruth Pastôra Saraiva; Barroso, Giovanni Cordeiro; Sampaio, Raimundo Furtado; Sousa, José Renato Brito de. Modelo de Sistema de Diagnóstico de Falta para Subestação utilizando Rede de Petri Colorida Hierárquica. III ENICIT - III Encontro de Iniciação Científica e Tecnológica - Centro Federal de Educação Tecnológica. Resumo. Fortaleza - CE. p.123. Agosto/2003.

SOUSA, José R. B. SuperSin - Síntese de Supervisores Baseada em Redes de Petri com Funções de Habilitação das Transições. 2002. Dissertação (Mestrado). Universidade Federal do Ceará, CE-BR. Departamento de Engenharia Elétrica. CE-BR. 2002.

THOLOMIER, D.; PARAISO, D. and APOSTOLOV, A. (2009) Adaptive Protection of Transmission Lines. Power Systems Conference 2009, Clemson University.

VALAVANIS, Kimon P. On the Hierarchical modelling, analysis e simulation of flexible manufacturing systems. IEEE Transactions Systems Man Cybern. v. 20, n. 1, p. 94, 1990.

VELOSO, Paulo et al. Estrutura de Dados. 4º ed. Rio de Janeiro: Editora Campus. 1986.

PUBLICAÇÕES

SISTEMA PARA SELEÇÃO AUTOMÁTICA DE GRUPOS DE AJUSTES DE RELÉS DE PROTEÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO

SILVEIRA, JOSÉ G., FORMIGA, LUIZ E. P., MEDEIROS, EUDES B. E COLAÇO, ANA L.

Companhia Energética do Ceará - Coelce
Rua Pe. Valdevino, 150

E-mails: giordane@coelce.com.br, formiga@coelce.com.br, eudes@coelce.com.br, anacolaco@coelce.com.br

Barroso, Giovanni C., Leão, Ruth P. S., Sampaio, Raimundo F. e Almada, Janaína B
Universidade Federal do Ceará

E-mails: gcb@fisica.ufc.br, rleao@dee.ufc.br, rfurtado@dee.ufc.br, janainaalmada@oi.com.br

Abstract— The modernization of the electric power systems has several benefits for their operation, and one of the key elements are the microprocessor-based relays. The digital relays are devices which integrate protection functions with multiple setting groups, measurement of electrical variables, oscillographic records, and supervision, control and communication facilities. Due to all the innovations provided by the digital relays, the multiple setting groups have become a wide solution for alterations in the system topology at the protection sector of electric power companies. However, this selection of the active group is still performed manually, leaving it vulnerable to human errors and reducing the system security - until proper changes at the setting group. The purpose of this study is to propose an automatic group selection system to overcome these difficulties.

Keywords— Coloured Petri Net, Digital Relays, Multiple Setting Group.

Resumo— A modernização do sistema elétrico de potência trouxe diversos benefícios para a sua operação, e um dos elementos fundamentais para essa modernização são os relés microprocessados. Os relés digitais são equipamentos que integram funções de proteção com múltiplos grupos de ajustes, medição de grandezas elétricas, registros oscilográficos, e supervisão, controle e comunicação. Diante de todas as inovações dos relés digitais, os múltiplos grupos de ajuste se tornaram uma solução amplamente utilizada na área de proteção das empresas do setor elétrico em caso de alterações na topologia do sistema. Contudo, a seleção do grupo ativo ainda é realizada de forma manual, tornando-a vulnerável a falhas humanas e diminuindo a segurança do sistema até que a mudança no grupo de ajuste seja apropriadamente realizada. Um sistema automático de seleção de grupo de ajuste seria uma solução para essa dificuldade, que é a proposta desse trabalho.

Palavras-chave— Múltiplos Grupos de Ajustes, Relés Digitais de Proteção, Redes de Petri Coloridas.

1 Introdução

Os modernos sistemas de medição, proteção, comando, controle e supervisão - MPCCS têm contribuído de forma significativa para o aumento da segurança e da confiabilidade dos sistemas de potência. A parte mais importante desse sistema multifuncional é o sistema de proteção que tem como objetivo principal manter a integridade do sistema elétrico quando submetido a distúrbios elétricos, como por exemplo, curtos circuitos, garantindo a segurança de pessoas e assegurando a continuidade de serviço da porção não envolvida no problema. Para tanto, o sistema de proteção deve atender a alguns requisitos básicos tais como: boa seletividade e coordenação, rapidez na atuação, sensibilidade para proteger a maior zona de proteção possível e confiabilidade.

Dentro do sistema de proteção, o relé assume uma posição de destaque dada a sua importância funcional. No relé são configurados os ajustes necessários para o correto funcionamento do

esquema de proteção de um dado sistema elétrico. Nas duas últimas décadas, o relé de proteção passou por uma evolução, migrando de um simples relé eletromecânico, cujo funcionamento dependia basicamente do equilíbrio entre uma força magnética e a força mecânica de uma mola, para um sofisticado equipamento com tecnologia digital.

Os relés digitais são dispositivos de proteção que integram num só instrumento funções e recursos antes impossíveis de serem concebidos com as tecnologias eletromecânicas e estáticas. São equipamentos que possuem diversas funções de proteção, com múltiplos níveis de ajustes, medição de grandezas elétricas, registros oscilográficos, supervisão, controle e comunicação. Além de todos estes recursos, os relés digitais contêm múltiplos grupos de ajustes que podem ser previamente configurados, podendo ser alternados entre eles conforme necessidade operacional (Tholomier, 2009).

A seleção de grupo de ajuste, ou *set* de ajuste, de um relé é um recurso extremamente importante em

um sistema de proteção e amplamente utilizado pelas áreas de proteção das empresas do setor elétrico, possibilitando uma melhor adequação do ajuste do sistema de proteção à nova topologia assumida pelo sistema após uma falta ou retirada intencional de algum componente do sistema (linha, disjuntor ou transformador) (Mooney, 2009). Atualmente este procedimento de seleção de grupo de ajuste é realizado de forma manual, tornando-o vulnerável a falhas humanas, do tipo esquecimento ou erro na escolha do grupo de ajuste, além de diminuir a segurança do sistema elétrico até que a alteração de ajuste seja efetivamente implantada. Como consequência, podem ocorrer desligamentos de grandes blocos de carga por falha de coordenação com graves prejuízos sobre os indicadores de continuidade de serviço DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e para a imagem da empresa. Neste sentido, no presente trabalho é apresentado um sistema, baseado em Redes de Petri Coloridas (Jensen, 2009), capaz de realizar a seleção automática entre grupos de ajustes de um sistema de proteção a partir da mudança de topologia do sistema elétrico.

2 Importância da Utilização de Múltiplos Grupos de Ajustes

O sistema de proteção de uma rede elétrica é ajustado a partir do estudo de curto-circuito em regime permanente do sistema elétrico em questão. Nesse estudo são consideradas as diversas topologias de contingência assumidas pelo sistema, sejam elas por necessidade operacional ou por degradação em condição de falta. O objetivo desse estudo é definir os ajustes para o sistema de proteção, i.e., os ajustes para cada relé de proteção do sistema, de modo que seja obtida a melhor condição de coordenação e seletividade.

Coordenar uma proteção é o processo pelo qual é imposta uma sistemática no selecionamento dos equipamentos, baseados em critérios pré-estabelecidos, de modo a obter o que se denomina seletividade, ou seja, apenas o trecho defeituoso deve ser desconectado, satisfazendo as seguintes proposições: rapidez no isolamento do circuito defeituoso; continuidade de fornecimento nos trechos não defeituosos; facilidade de localização do defeito; obtenção de custo operacional mais baixo sem prejuízo da confiabilidade do sistema; restabelecimento do trecho defeituoso mediante condição de falta temporária, reduzindo assim o tempo de interrupção.

Muitas vezes não é possível se estabelecer um ajuste único para um determinado relé, que contemple todas as condições de contingência que o sistema elétrico possa ser submetido, e que atenda às proposições acima. Essa era uma das maiores limitações enfrentada pelos profissionais

responsáveis pela definição dos ajustes de um sistema de proteção com relés eletromecânicos. Hoje, porém, com a disponibilidade de múltiplos grupos de ajustes nos relés digitais esta tarefa tornou-se possível.

Com o uso de múltiplos grupos de ajustes previamente configurados nos relés do sistema de proteção, surge outro problema, agora de ordem operacional, de como viabilizar a comutação entre os diversos grupos de ajuste, compatibilizando o ajuste à condição de contingência correspondente.

3 Sistema de Seleção Automática de Grupos de Ajustes

O sistema elétrico de potência é caracterizado como um sistema contínuo no tempo, no entanto seu sistema de proteção pode ser interpretado como um sistema a eventos discretos, tendo em vista os elementos que o compõem possuem estados bem definidos (aberto/fechado) e a mudança de estado acontecer devido à ocorrência de eventos. Uma falta no sistema elétrico provoca a mudança do estado do relé de *pronto para atuar* para o estado *atuado*. A atuação do relé provoca a mudança do estado do disjuntor de *fechado* para o estado *aberto* e o disjuntor interrompe a falta mudando o estado de um componente do sistema de *energizado* para *desenergizado*. Devido a esta característica do sistema elétrico, as Redes de Petri Coloridas foram utilizadas como ferramenta de modelagem para o desenvolvimento do trabalho apresentado.

3.1 Redes de Petri Coloridas

Uma rede de Petri é uma das várias representações matemáticas para sistemas distribuídos discretos. Existem várias extensões para redes de Petri com o propósito de torná-las mais compatíveis com o problema estudado.

O principal objetivo das Redes de Petri Coloridas (RPC) é a redução do tamanho do modelo, permitindo que fichas individualizadas (coloridas) representem diferentes processos ou recursos em uma mesma sub-rede. As fichas utilizam codificações próprias para diferenciá-las. Deste modo, cada ficha pode guardar diversas informações. Cada lugar da rede pode conter fichas de um determinado tipo, e desta forma o conjunto de fichas nos lugares pode conter muitas informações do comportamento do sistema, aumentando deste modo sua capacidade de modelagem, diminuindo assim a complexidade do modelo.

As RPC são compostas por três diferentes partes: estrutura, declarações e inscrições. A estrutura é um grafo dirigido com dois tipos de nós, a saber, lugares e transições. Esses dois componentes são ligados entre si através de arcos direcionados. Os lugares são representados graficamente por círculos (ou por elipses) e as transições por retângulos. As

declarações compreendem a especificação dos conjuntos de cores e declarações de variáveis. As inscrições variam de acordo com o componente da rede. Os lugares possuem três tipos de inscrições: nome, conjunto de cores e expressão de inicialização (marcação inicial). As transições têm dois tipos de inscrições: nome e expressões de guarda, e os arcos apenas um tipo de inscrição dado pela expressão. Como formas para distinguir as inscrições, nomes são escritos com letras normais, cores em itálico, expressões de inicialização sublinhadas e as expressões de guarda são colocadas entre colchetes. Nomes, quando associados aos lugares, não têm significado formal, apenas facilitam a identificação. As expressões de guarda associadas às transições são expressões booleanas que devem ser atendidas para que seja possível o disparo das transições (Jensen, 2009).

As RPC permitem uma abordagem hierárquica em que lugares e transições podem ser apresentados sob uma ótica de mais alto nível. Na representação hierárquica, dois componentes são fundamentais para viabilizar uma representação em mais alto nível: a superpágina e a subpágina (Jensen, 2009). A primeira representa um agrupamento de componentes (transições, lugares e arcos), visando gerar um modelo mais compacto e inteligível, como se fosse uma “caixa preta”. Já as subpáginas são detalhamentos de uma super página, de forma a esclarecer alguns detalhes omitidos na representação em alto nível.

3.2 Modelo do Sistema de Seleção Automática

O modelo do sistema de seleção automática de grupos de ajuste de proteção (SAAP), desenvolvido em RPC e é composto por três redes, onde a primeira delas deve determinar o status do disjuntor, enquanto que as outras duas foram divididas para as topologias de linhas em anel e de transformadores ou linhas em paralelo, as quais devem disparar os comandos de alteração de seleção entre os grupos de ajustes. O desenvolvimento deste trabalho foi baseado nas topologias tipicamente utilizadas nas empresas de distribuição, cujos arranjos adotados em que há necessidade de mudança de grupos de ajustes foram os mencionados anteriormente, i.e., topologias de linhas em anel e de transformadores ou linhas em paralelo.

O modelo proposto denominado RPC-SAAP está acoplado a um Sistema de Diagnóstico de Falhas (SDF). O SDF é um sistema modelado a partir de Redes de Petri Coloridas, que auxilia os operadores do sistema elétrico, fornecendo um diagnóstico rápido e confiável de eventos, auxiliando a tomada de decisão de forma a minimizar o tempo de restabelecimento do sistema elétrico quando da ocorrência de uma falta (Medeiros, 2008).

O sistema SDF modelado em RPC (RPC-SDF) foi utilizado como interface de entrada, Figura 1, através do compartilhamento de quatro lugares, os quais podem ser vistos na Figura 2 como lugares de

fusão das duas redes. Dois deles são usados como lugares de entrada da RPC-SAAP: lugares: “Disjuntor aberto” e “Disjuntor Fechado”. Os outros dois lugares de fusão com a RPC-SDF: lugares “Disjuntores Em Tranf.” e “Disjuntores Transferidos”, foram usados para verificação da condição de transferência - disjuntor liberado para manutenção.

Na Figura 2 é apresentada a estrutura da RPC-SAAP com seus lugares, transições, arcos e declarações. Através das fichas que chegam aos lugares “Disjuntor aberto” e “Disjuntor Fechado” (quando da ocorrência de uma falta no sistema elétrico) é possível realizar a mudança de grupos de ajustes dos relés associados aos disjuntores afetados.

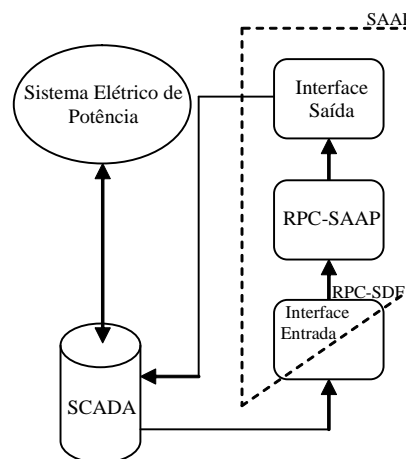


Figura 17. Diagrama de blocos.

O modelo foi elaborado em quatro etapas definidas como: detecção de mudança no estado do disjuntor, verificação de transferência do disjuntor, degradação e, retorno ao estado normal de operação. A primeira etapa ocorre quando qualquer disjuntor mudar de estado, isso pode acontecer por atuação da proteção ou por comando manual de abertura.

As primeiras transições habilitadas, “Abertura” e “Fechamento” (Figura 2), se referem às mudanças de estado dos disjuntores, que geralmente ocorrem do estado fechado para o aberto, por comando manual de abertura ou por atuação de alguma proteção, indicando possível condição de contingência. Esta é definida como uma situação momentânea, que ocorre ocasionalmente, principalmente devido à falta ou à liberação de equipamentos para intervenção em vãos de linhas de transmissão ou de transformadores que integram circuitos paralelos, alterando a topologia normal de operação. O oposto acontece quando o sistema torna ao seu estado normal, ou seja, os disjuntores abertos retornam para o estado fechado, neste caso somente por comando manual de fechamento. Se essas transições forem disparadas, as fichas do lugar “Status”, que representam o estado de todos os disjuntores do sistema, são atualizadas. O passo seguinte é a necessidade de verificação da transferência do disjuntor. Nas subestações de distribuição é usual a utilização de um arranjo composto por um disjuntor de transferência que

viabiliza a disponibilização dos disjuntores para manutenção, assumindo a posição do disjuntor liberado. Durante as manobras para liberação de um

determinado disjuntor (conexão de linhas ou transformadores) o seu sistema de proteção assumirá momentaneamente a condição de “em transferência”.

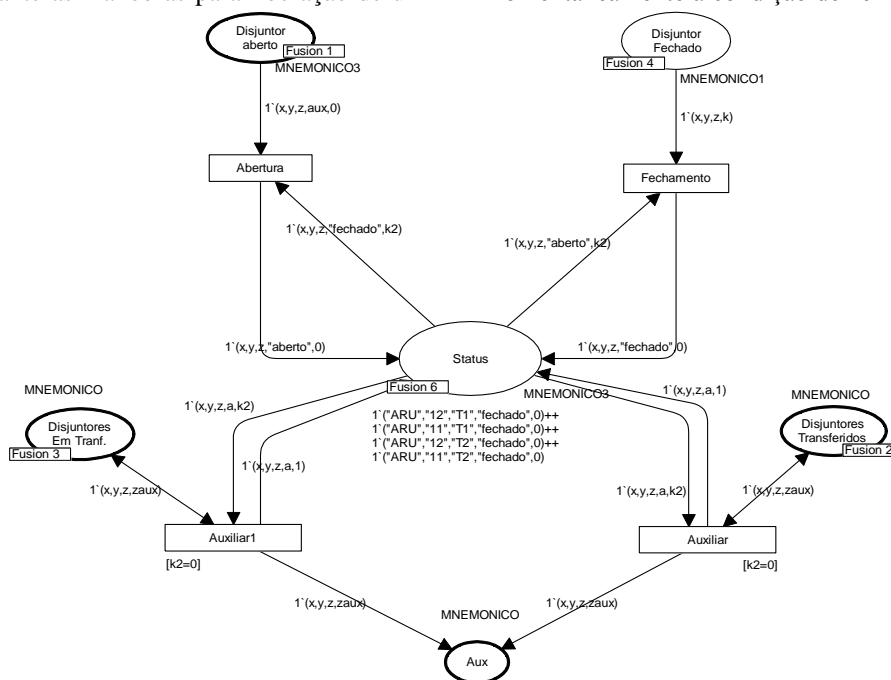


Figura 18. Esquema de acoplamento com a rede SDF para monitoramento do status dos disjuntores.

Nesse instante o disjuntor de transferência ficará em paralelo com o disjuntor que está sendo liberado e ambos aptos a receberem os sinais de disparo da proteção. Se na verificação do estado do relé for detectada a condição transferido, o estado do disjuntor não deverá influenciar na alteração de grupo ativo dos relés listados, pois o fluxo de potência não será alterado, ocorrendo somente a transferência das funções de comando e proteção de um disjuntor para outro.

A rede RPC da Figura 3 mostra a rede com o modelo de seleção de grupos de ajustes para topologia de linhas e transformadores em paralelo. O ponto de fusão ou ligação entre as três rede o lugar “Status”.

O modelo de rede para a topologia em anel é semelhante ao de topologia com elementos em paralelo, com o distintivo apenas da expressão associada aos arcos que interligam as transições “Alterar Set” e “Recompor” ao lugar “Set Ativo”. Por uma questão de espaço a figura que representa a rede da topologia em anel será omitida.

Conhecendo-se a topologia do sistema elétrico, é possível identificar se há contingência ou não, através do estado dos disjuntores, por isso foi criado na rede, um lugar “Lista Contingências”, semelhante a um banco de dados, no qual se relacionam todas as contingências que foram previamente estudadas e motivadoras de alteração de grupos de ajustes. Essa lista torna possível o automatismo da seleção, pois a alteração de grupos de ajustes só irá ocorrer se estiverem associados o disjuntor e seu estado, indicando também quais relés deverão ser afetados.

Na rede, a verificação de contingência é feita através de comparação entre as variáveis ‘x’, ‘z’ e ‘a’ que indicam subestação, equipamento e status, respectivamente. Se o novo status representar uma contingência, a transição Alterar Set fica habilitada, pronta para mudar o grupo de ajuste dos relés listados no lugar Lista de Contingências. Os lugares “Lista Contingências” e “Set Ativo” estão fundidos nas redes da RPC-SAAP, que foram divididas de acordo com a topologia do sistema, devido ao número de relés cujos ajustes serão modificados pela contingência advinda.

Quando a topologia é relacionada a paralelismo de transformadores ou linhas, somente dois relés mudam de ajuste. Nos casos de topologia em anel, três ou mais relés poderão mudar o grupo de ajuste ativo. Como o lugar “Lista Contingências” é comum às duas redes (topologia em paralelo e topologia em anel) foi necessário estabelecer a guarda $x3=“0”$ associada ao par de transições, “Alterar Set” e “Recompor”, da topologia em paralelo, a fim de impedir a habilitação das mesmas nos casos de contingências de arranjos em anel, limitando a alteração de ajustes apenas a dois relés.

As variáveis que indicam os relés que deverão alterar o ajuste durante a contingência são $x1$, $x2$, $x3$ (subestações), $y1$, $y2$, $y3$ (tensão dos equipamentos), $e1$, $e2$, $e3$ (equipamentos), $s1$, $s2$ e $s3$ (sets habilitados nos relés).

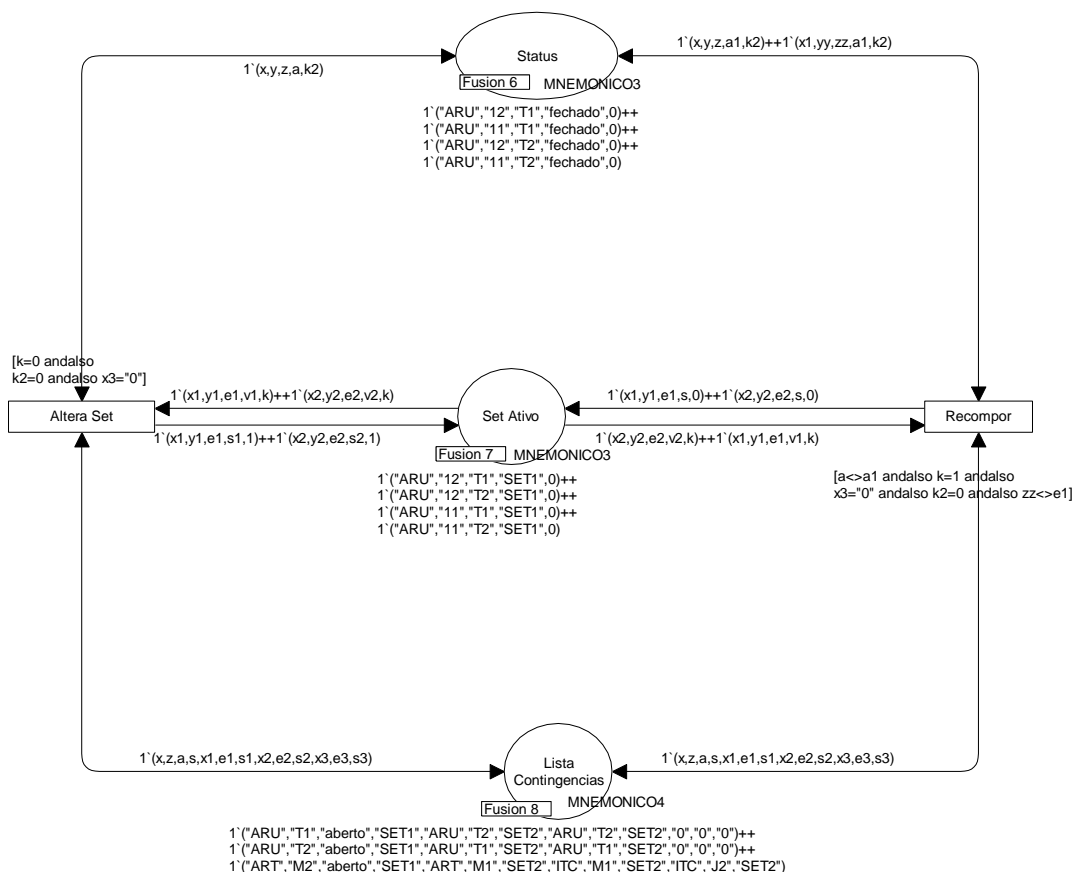


Figura 19. Sistema de seleção de grupos de ajustes para topologias em paralelo.

A última etapa ocorre quando cessada a condição de contingência, o sistema retorna à sua topologia normal de operação. Nesse caso, outra alteração no estado dos disjuntores deve ocorrer, e, em seguida, o grupo de ajuste deve variar de acordo com a situação atual do sistema. Esse grupo de ajuste é representado pela ficha correspondente no lugar “Lista Contingências”.

A transição “Recompor” verifica se os disjuntores a montante e a jusante do equipamento afetado pela contingência estão fechados, e não apenas aquele que causou a contingência. Se isso

ocorrer é porque o fluxo pelo componente (linha ou transformador) já foi restabelecido, e os relés que tiveram seus grupos de ajustes alterados deverão retornar para as condições anteriores. As variáveis xx yy e zz são utilizadas para especificar esses outros disjuntores. A variável k2, Figura 2, foi utilizada para testar a condição de transferência dos disjuntores nos arcos que ligam o lugar “Status” às transições “Auxiliar” e “Auxiliar1”. No arco de retorno ao lugar “Status”, a variável assume o valor 1, dessa forma a guarda $k2=0$ impede que essas transições fiquem constantemente habilitadas.

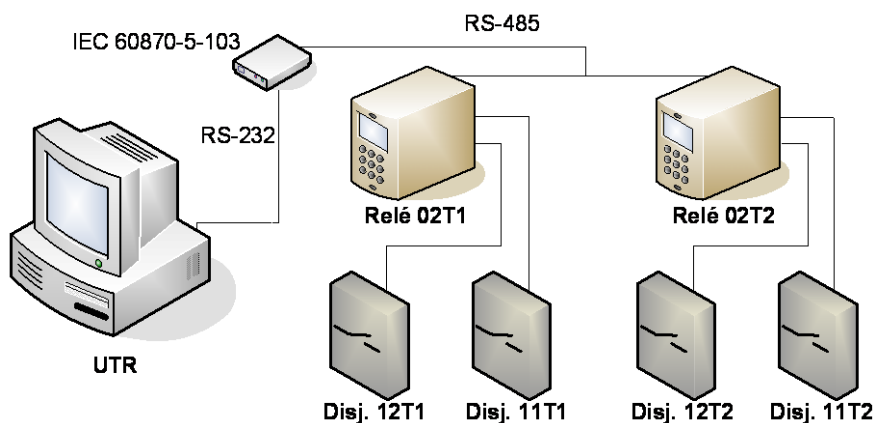


Figura 20. Topologia do experimento.

A variável k , Figura 3, foi utilizada de forma semelhante nos arcos que conectam o lugar “Set Ativo” às transições “Altera Set” e “Recompor”, sendo que a transição “Altera Set” só será habilitada se $k=0$, enquanto que a transição “Recompor” só será habilitada se $k=1$.

4 Estudo de Caso

Para a seleção automática de grupos de ajustes de relés é necessária uma supervisão constante do sistema para verificação de mudanças topológicas no sistema elétrico. Essa visualização completa só é possível no nível de automação três, ou seja, no COS – Centro de Operação do Sistema – que concentra informações de todo o sistema elétrico, sendo fundamentais para o procedimento de seleção do grupo de ajuste os dados de status dos disjuntores e os grupos de ajustes ativos nos relés.

Para demonstrar a aplicação da ferramenta SAAP foi montada em laboratório uma bancada de teste e validação, composta por uma UTR (unidade terminal remota) integrada a IHM (interface

homem máquina), um conversor de comunicação RS485/RS232, dois relés digitais multifunção, que recebem informação de *status* de quatro relés bístáveis que representam os disjuntores de conexão de entrada e saída de um mesmo vão com transformadores em paralelo.

No experimento, a cada transformador está associado um relé digital. O esquema de montagem pode ser visto na Figura 4. O caso em estudo representa a monitoração de uma única subestação onde é avaliada a condição de paralelismo de transformadores, realizando a alteração de grupo de ajuste ativo caso um dos transformadores saia de operação.

O software da IHM que reúne todas as informações e envia comandos à UTR é o CLP500, Figura 5 e Figura 6. Esse software possui um banco de dados em que todos os comandos e as variáveis de supervisão e de controle de equipamentos são armazenados e descritos. Utilizando-se o CLP500, foi desenvolvida a mesma estrutura lógica representada no modelo RPC-SAAP.

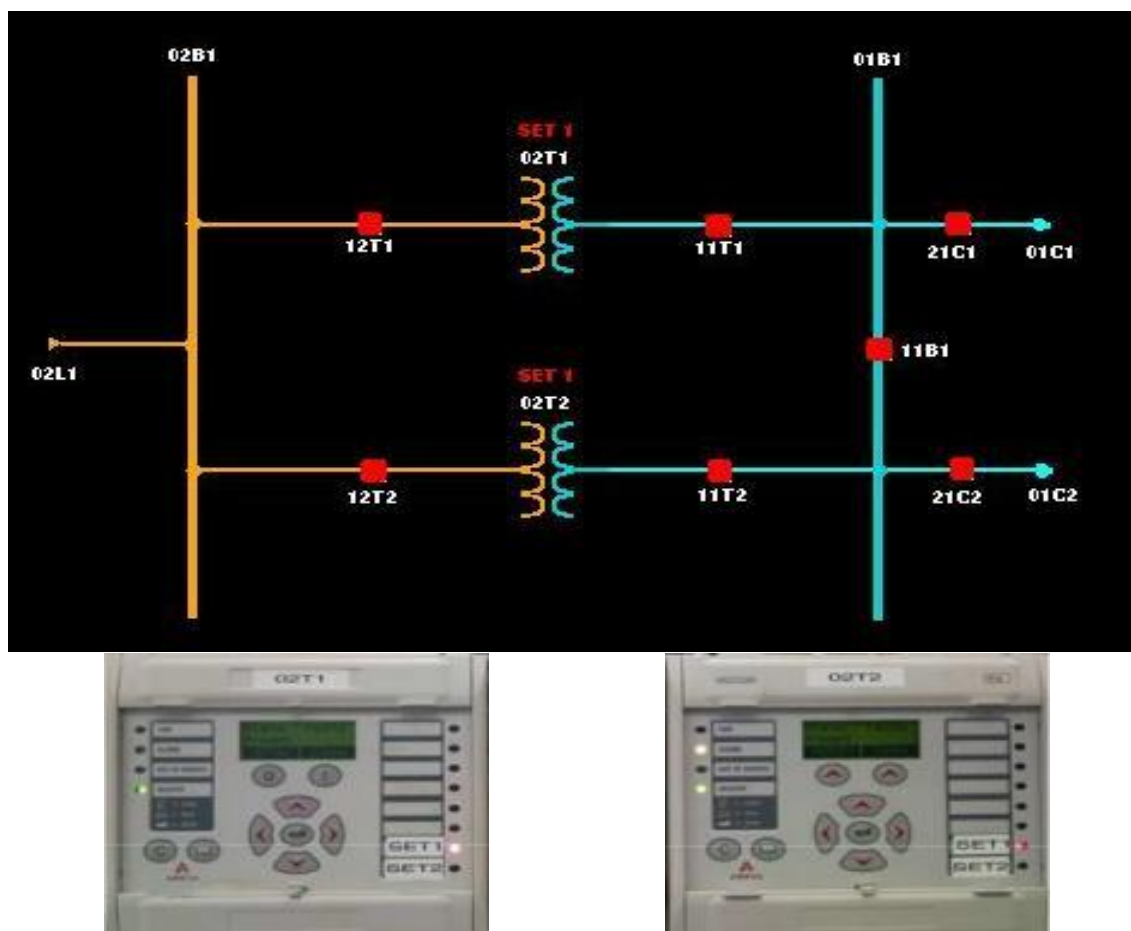


Figura 21. Tela da IHM e os relés de proteção de cada transformador ajustados em SET1- simulação condição normal.

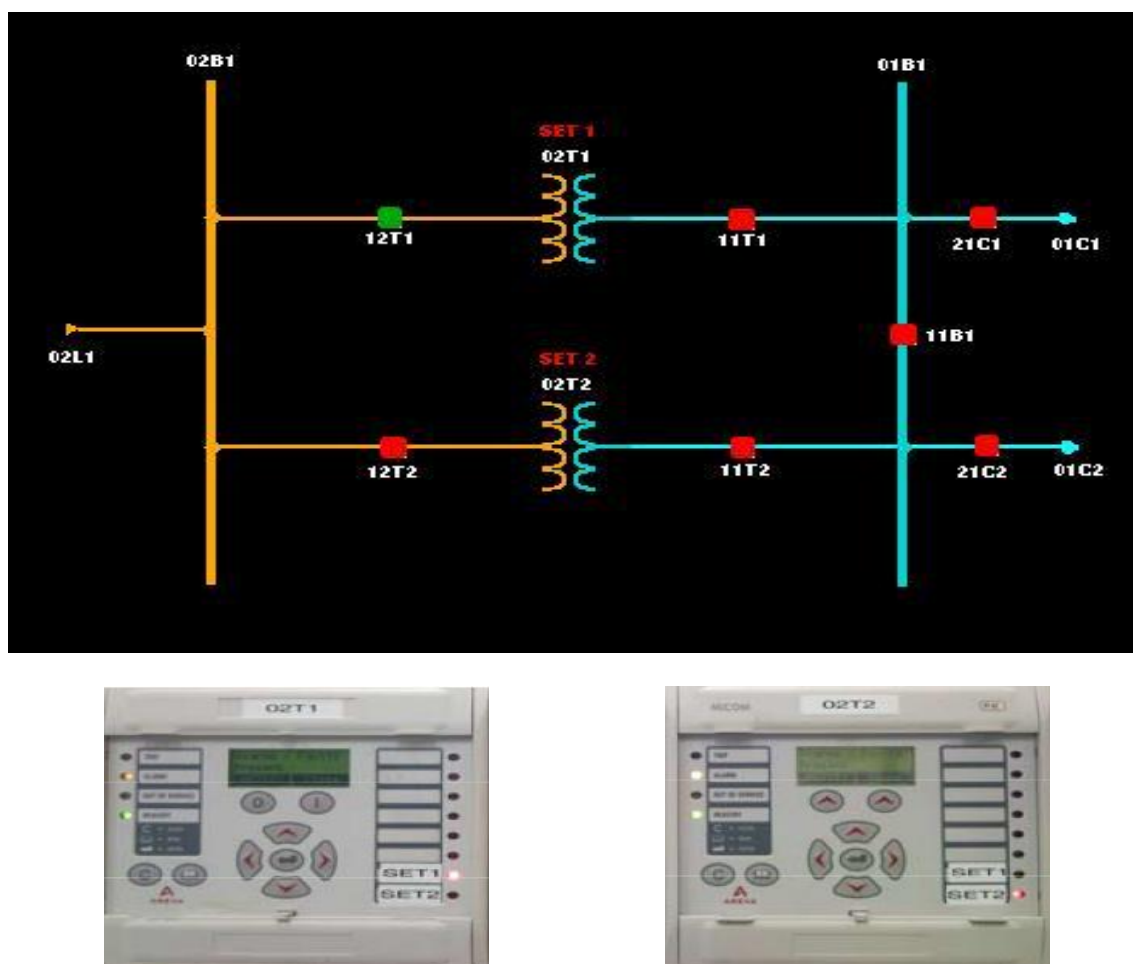


Figura 22. Tela da IHM e os relés de proteção de cada transformador - simulação condição de contingência.

Uma rotina em C++ executada dentro do CLP500 foi utilizada para realizar a seleção automática de ajustes.

Quando o sistema está em operação normal, os relés associados aos transformadores permaneceram configurados no grupo de ajuste SET1, configuração compatível com o indicado pelos LEDs de sinalização no painel frontal dos relés (ver destaque na Figura 5). No modelo RPC-SAAP, o grupo de ajuste ativo é representado pelas variáveis s1 e s2 das fichas contidas no lugar “Set Ativo”.

Foi realizado um comando de abertura do disjuntor 12T1 pela IHM. Concluída a abertura do disjuntor 12T1, nesse momento o trafo 02T1 sai de operação, e logo em seguida, é sinalizado SET2 ativo no relé associado aos disjuntores do trafo 02T2 (ver destaque na Figura 6). No modelo RPC-SAAP, a abertura do disjuntor 12T1 equivale ao disparo da transição “Abertura” com a consequente atualização da ficha correspondente ao estado desse disjuntor no lugar “Status”. Em seguida, a transição

“Altera Set” é disparada, atualizando as fichas correspondentes aos grupos de ajuste ativos dos relés associados aos disjuntores 11T2 e 12T2.

Realizou-se em seguida a abertura do disjuntor 11T1, isolando 02T1. O trafo 02T2 continuou com o SET2 habilitado. No modelo RPC-SAAP, a abertura do disjuntor 11T1 equivale ao disparo da transição “Abertura” com a consequente atualização da ficha correspondente ao estado desse disjuntor no lugar “Status”. Essa alteração de estado não implica no disparo da transição “Altera Set”, pois quando houve a alteração do grupo de ajuste ativo, a variável k assumiu valor 1, o que impede a habilitação da referida transição pela guarda k=0.

O último teste realizado foi a recomposição do sistema. O primeiro passo foi o fechamento do disjuntor do lado de alta do transformador, 12T1, não alterando o set ativo no relé ligado ao 02T2. Por último, fechou-se o disjuntor 11T1, recompondo o transformador 02T1, e retornando ao SET1, automaticamente. O set ativo dos relés

associados ao transformador 02T2, assim como, a sinalização também retornam ao modo normal de operação. Na RPC-SAAP, a recomposição do sistema passa pela atualização do lugar “Status” ao ser disparada a transição “Fechamento”, que ocorre logo que a ficha do disjuntor 12T1 chega ao lugar “Disjuntor Fechado”. Em seguida, a transição “Fechamento” dispara novamente, atualizando agora a ficha do disjuntor 11T1 no lugar “Status”. Somente após essas duas fichas chegarem ao lugar “Status”, a transição “Recompôr” é habilitada e, ao ser disparada, retornam os grupos ativos originais dos relés associados aos disjuntores 11T2 e 12T2.

5 Conclusão

Neste trabalho foram apresentadas a modelagem e a implementação de um protótipo de um sistema de seleção automática de grupos de ajustes de relés, modelado por Redes de Petri Coloridas, pois as RPCs representam de forma discreta os eventos no sistema elétrico.

Dois lugares da RPC formam a base do sistema proposto, o lugar Status e o lugar Lista de Contingências, que representam respectivamente, o sistema de supervisão de disjuntores ligado ao SCADA e um banco de dados que armazenaria todas as contingências possíveis de ocorrerem no sistema.

A ferramenta desenvolvida foi validada em laboratório, realizando a alteração automática de ajuste, via UTR, que se mostrou eficiente e viável de ser aplicada em associação ao sistema SCADA, o que traria diversos benefícios para a operação do sistema elétrico em casos de contingência. Como benefícios pode-se citar: a minimização das

descoordenações decorrentes de erros (falha humana) na seleção manual dos grupos de ajustes, maior flexibilidade dos estudos de graduação do sistema de proteção, com a possibilidade efetiva de utilização de múltiplos grupos de ajustes, liberação da atenção do operador de sistema durante ocorrências, para focar-se na recomposição do sistema sem se preocupar com as alterações de ajustes para compatibilização com a topologia resultante da falta, visto que o SAAP realizaria as alterações automaticamente.

Referências Bibliográficas

- JENSEN, K. and Kristensen, L. M. Coloured Petri Nets – Modelling and Validation of Concurrent Systems, Springer, 2009.
- MEDEIROS, E.B. Sistema de Diagnóstico de Falta Centralizado Baseado em Redes de Petri Coloridas. Fortaleza: UFC, 2008. vol. 1 Dissertação (Mestrado), Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Centro de Tecnologia, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2008.
- MOONEY, J. Aplicações de Relés Microprocessados em Linhas de Transmissão. Schweitzer Engineering Laboratories, Brasil Ltda Disponível: <http://www.selinc.com.br/> Acesso em: 10 nov. 2009.
- THOLOMIER, D.; PARAISO, D. and APOSTOLOV, A. (2009) Adaptive Protection of Transmission Lines. Power Systems Conference 2009, Clemson University.

APÊNDICE A - CÓDIGOS ANSI DE PROTEÇÃO

Código	Descrição da função
1	Elemento Principal
2	Função de partida ou fechamento temporizado
3	Função de verificação ou interbloqueio
4	Contator principal
5	Dispositivo de interrupção
6	Disjuntor de partida
7	Disjuntor de anodo
8	Dispositivo de desconexão da energia de controle
9	Dispositivo de reversão
10	Chave de sequência das unidades
11	Reservada para futura aplicação
12	Dispositivo de sobrevelocidade
13	Dispositivo de rotação síncrona
14	Dispositivo de subvelocidade
15	Dispositivo de ajuste ou comparação de velocidade ou frequência
16	Reservado para futura aplicação
17	Chave de derivação ou descarga
18	Dispositivo de aceleração ou desaceleração
19	Contator de transição partida-marcha
20	Válvula operada eletricamente
21	Relé de distância
22	Disjuntor equalizador
23	Dispositivo de controle de temperatura
24	Relé de sobreexcitação ou Volts por Hertz
25	Relé de verificação de Sincronismo ou Sincronização
26	Dispositivo térmico do equipamento
27	Relé de subtensão
28	Reservado para futura aplicação
29	Contator de isolamento
30	Relé anunciador de alarme

31	Dispositivo de excitação
32	Relé direcional de potência
33	Chave de posicionamento
34	Chave de sequência operada por motor
35	Dispositivo para operação das escovas ou curto-circuitar anéis coletores
36	Dispositivo de polaridade
37	Proteção de motor: relé de subcorrente ou subpotência
38	Dispositivo de proteção de mancal
39	Reservado para futura aplicação
40	Relé de perda de excitação
41	Disjuntor ou chave de campo
42	Disjuntor/ chave de operação normal
43	Dispositivo de transferência manual
44	Relé de sequência de partida
45	Reservado para futura aplicação
46	Relé de proteção de seqüência negativa
47	Relé de sequência de fase de tensão
48	Relé de sequência incompleta de partida
49	Relé de proteção térmica
50	Relé de sobrecorrente instantâneo
50N	Relé de sobrecorrente instantâneo de neutro
50BF	Relé de proteção de falha de disjuntor
51	Relé de sobrecorrente temporizado
51N	Relé de sobrecorrente temporizado de neutro
51GS	Relé de sobrecorrente temporizado de sensor de terra (GS)
52	Disjuntor de corrente alternada
53	Relé para excitatriz ou gerador CC
54	Disjuntor para corrente contínua, alta velocidade
55	Relé de fator de potência
56	Relé de aplicação de campo
57	Dispositivo de aterramento ou curto-circuito
58	Relé de falha de retificação
59	Relé de sobretensão

59N	Relé de tensão de terra
60	Relé de balanço de tensão / queima de fusíveis
61	Relé de balanço de corrente
62	Relé de interrupção ou abertura temporizada
63	Relé de pressão ou nível de fluxo líquido ou gás (Buchholz)
64	Relé de proteção de terra
65	Regulador (governador) de velocidade
66	Proteção de motor: supervisão do número de partidas
67	Relé direcional de sobrecorrente
68	Relé de bloqueio por oscilação de potência
69	Dispositivo de controle permissivo
70	Reostato eletricamente operado
71	Dispositivo de detecção de nível
72	Disjuntor de corrente contínua
73	Contator de resistência de carga
74	Função de alarme
75	Mecanismo de mudança de posição
76	Relé de sobrecorrente DC
77	Transmissor de impulsos
78	Relé de medição de ângulo de fase/ proteção contra falta de sincronismo
79	Relé de religamento AC
80	Reservado para futura aplicação
81	Relé de sub / sobrefrequência
82	Relé de religamento DC
83	Relé de seleção/ transferência automática
84	Mecanismo de operação
85	Relé receptor de sinal de telecomunicação
86	Relé auxiliar de bloqueio
87B	Proteção diferencial - barra
87T	Proteção diferencial - transformador
87G	Proteção diferencial - gerador
87L	Proteção diferencial - linha
88	Motor auxiliar ou motor gerador

89	Chave seccionadora
90	Dispositivo de regulação
91	Relé direcional de tensão
92	Relé direcional de tensão e potência
93	Contator de variação de campo
94	Relé de desligamento
95 à 99	Reservado para aplicações específicas

APÊNDICE B - CODIFICAÇÃO OPERACIONAL

Cada equipamento é identificado através de um código alfanumérico que o individualiza no sistema. Esse código é formado por 06 (seis) caracteres ou dígitos e devem ser registrados em placa de 30 x 6 cm, com fundo amarelo e letreiro preto, podendo ser pintado no próprio cubículo ou estrutura do equipamento.

O código tem o formato ou seqüência conforme figura abaixo, tendo cada caractere um significado.

x	x	x	x	-	x
---	---	---	---	---	---

1° 2° 3° 4° 5° 6°

- 1° - Tipo de equipamento;
- 2° - Tensão de operação do equipamento;
- 3° - Função ou nome do equipamento;
- 4° - Função associada ou seqüência do equipamento;
- 5° - Hífen para separação de dígitos;
- 6° - Posição ou função específica.

TIPOS DE EQUIPAMENTOS (1° CARACTERE)

O primeiro caractere define o tipo de equipamento e identifica se o mesmo é ou não interruptor. São usados os números de 0 a 6, conforme discriminação abaixo:

- 0- Equipamento não interruptor;
- 1- Disjuntor;
- 2 -Religador ou seccionizador;
- 3 - Chave seccionadora;
- 4 - Chave fusível;
- 5 - Chave a óleo;
- 6 - Chave de aterramento rápido.

TENSÕES DE OPERAÇÃO (2° CARACTERE)

O segundo caractere define a tensão de operação do equipamento, sendo que no caso de transformadores será considerada a maior tensão de operação. Estão assim especificados:

Faixa de Tensão	<u>Código</u>
01 a 25 kV	1
26 a 50 kV	9
51 a 75 kV	2
76 a 150 kV	3
151 a 250 kV	4
251 a 550 kV	5

FUNÇÃO OU NOME DE EQUIPAMENTO (3º/4º CARACTERE)

O terceiro caractere define a função própria do componente, seja ele equipamento, linha ou barramento de subestação. O quarto caractere define a seqüência do equipamento, podendo ser alfabético, depois de esgotados os números de 1 a 9.

A relação dos dígitos para identificação da função própria ou associada é a seguinte:

Có digo	<u>Nome do Equipamento</u>	Seqüência / 4º Caractere
A	Transformador de aterramento	A1 a A9
B	Barramento	B1 a B9
D	Equipamento de transferência	D1 a D9
E	Reator	E1 a E9
G	Gerador	G1 a G9
K	Compensador síncrono	K1 a K9
H	Banco de Capacitor	H1 a H9
PO	Pára-raios	PO-1 a PO-9
R	Regulador de tensão	R1 a R9
T	Transformador de força	T1 a T5
T	Transformador de serviço auxiliar (TSA)	T6 a T9

A relação dos dígitos para identificação da função própria ou associada é a seguinte:

(continuação)

Có digo	<u>Nome do Equipamento</u>	Seqüência / 4º Caractere
X	Conjunto de medição	X1 a X9

U	Transformador de potencial	U1 a U9
Z	Transformador de corrente	Z1 a Z9
W	Resistor de aterramento	W1 a W9

Notas:

- 1: As letras (C, F, I, J, L, M, N, P, S, V e Y) são utilizadas para nomear linhas de transmissão ou de distribuição, guardando, quando possível associação ao nome da instalação.
- 2: Quando existirem dois equipamentos similares na mesma tensão de operação conectados a um terceiro equipamento estes serão identificados através do 6º caractere.

QUINTO (5º CARACTERE)

O quinto caractere é um traço de união (-)

POSIÇÃO, SEQUÊNCIA FUNÇÃO ESPECÍFICA (6º CARACTERE)

Para este caractere poderão ser utilizados letras ou números, para definir a seqüência do equipamento.

Sua utilização se faz necessária quando houver coincidência dos quatro primeiros dígitos do código.

Nome do Equipamento	Seqüência
Seccionadora de seleção de barramento	1,2 e 3
Seccionadora de disjuntor (es) religador (es), transformador (es) ou regulador (es) (lado do barramento):	4
Seccionadora de disjuntor (es), religador(es), transformador (es), ou regulador (es) (lado contrário ao barramento)	5
Chave seccionadora ou fusível de <i>bypass</i>	6
Seccionadora de aterramento	7
Seccionadora de disjuntor de transferência	1,2,3 e 4
Seccionadora de disjuntor de gerador	1 e 2
Seccionadora ou fusível para outras funções	8 ou 9
Banco de capacitores	1 a 9
Usa como seqüencial após o dígito 9	A,B,C, D...Z

Usa como seqüencial após o dígito 9 A,B,C, D...Z

APÊNDICE C - LEGENDA DAS VARIÁVEIS DO MODELO

SE : subestação

NT: NÍVEL DE TENSÃO

EQ: EQUIPAMENTO

SID: STATUS INICIAL DO DISJUNTOR

SFD: STATUS FINAL DO DISJUNTOR

aux1 =k

aux2 = k2

SEC: SUBESTAÇÃO COMPLEMENTAR

NTC: nível de tensão complementar

EQC: EQUIPAMENTO COMPLEMENTAR

GAI: grupo de ajuste inicial

VAC: variável auxiliar para acoplamento das redes

Lista de contingências

GA1, GA2, GA3: grupos de ajuste

SE1, SE2, SE3: subestações

EQ1, EQ2, EQ3: equipamentos

APÊNDICE D - ROTINA EM C ++

```
#include "geral.h"
```

```
intCMyClient::iInit0()
{
event_digital(B11B1);
event_digital(B11T1);
event_digital(B11T2);
event_digital(B12T1);
event_digital(B12T2);
event_digital(LOGICAS);
return(0);
}
```

// A primeira função identifica todas as mudanças que ocorrer em uma das variáveis acima.

```
intCMyClient:: iClose0()
{
return(0);
}
```

```
intCMyClient::iDeriv0()
{
read_digital(LOGICAS);
read_digital(B12T1);
read_digital(B12T2);
read_digital(B11T1);
read_digital(B11T2);
read_digital(B11B1);
read_digital(T1SET);
read_digital(T2SET);
```

// Essa segunda parte faz as leituras de todas as variáveis para executar os comandos a seguir.

```
if (B11B1.ucState==1)// Verifica se o disjuntor 11B1 está fechado.
{
```

```

if ((B12T1.ucState==0) || (B11T1.ucState==0)) // Verifica se o trafo 02T1 está em operação.
{
    execçcontrol("BRT02T2SET2C");// Caso o trafo 02T1 não estiver em operação, o
grupo de ajuste do trafo 02T2 será alterado.

}

if ((B12T2.ucState==0) || (B11T2.ucState==0)) // Verifica se o trafo 02T2 está em operação.

{

    execçcontrol("BRT02T1SET2C");// Caso o trafo 02T2 não estiver em operação, o
grupo de ajuste do trafo 02T1 será alterado.

}

if ((B12T1.ucState==1) && (B11T1.ucState==1) && (B12T2.ucState==1) && (B11T2.ucState==1)) //
Verifica se os dois trafos estão em operação.
{

    if (T2SET.ucState!=0)//Verifica o grupo de ajuste ativo no trafo 02T2.
    {

        execçcontrol("BRT02T2SET1C");// Caso o trafo 02T2 não estiver com o SET
1 ativo, o grupo de ajuste 1 ficará ativo.
    }

    if (T1SET.ucState!=0)//Verifica o grupo de ajuste ativo no trafo 02T1.
    {

        execçcontrol("BRT02T1SET1C");// Caso o trafo 02T1 não estiver com o SET
1 ativo, o grupo de ajuste 1 ficará ativo.

    }

}

}

elseif (B11B1.ucState==0)// Verifica se o disjuntor 11B1 está aberto.
{

    if ((B12T1.ucState==1) && (B11T1.ucState==1) && (T1SET.ucState!=0))// Verifica se o trafo
02T1 está em operação e o SET ativo é o 1.

    {

```

```
        execçcontrol("BRT02T1SET1C");// Caso o trafo 02T1 estiver em operação e o SET 1  
        não estiver ativo, o grupo de ajuste será ativado em 1.
```

```
    }
```

```
        if ((B12T2.ucState==1) && (B11T2.ucState==1) && (T2SET.ucState!=0))// Verifica se o trafo  
        02T2 está em operação e o SET ativo é o 1.
```

```
    {
```

```
        execçcontrol("BRT02T2SET1C");// Caso o trafo 02T2 estiver em operação e o SET 1  
        não estiver ativo, o grupo de ajuste será ativado em 1.
```

```
    }
```

```
}
```

```
return(0);
```

```
}
```