

**Universidade de São Paulo  
Escola de Engenharia de São Carlos  
Departamento de Engenharia Elétrica**

**Aplicação de um Sistema de Proteção  
Adaptativa na Coordenação de Proteção e  
Seletividade em um Sistema Elétrico  
Industrial com Cogeração**

**Paulo Roberto Leite Paludo**

**São Carlos  
2010**



**Paulo Roberto Leite Paludo**

**Aplicação de um Sistema de Proteção  
Adaptativa na Coordenação de Proteção e  
Seletividade em um Sistema Elétrico  
Industrial com Cogeração**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado  
à Escola de Engenharia de São Carlos  
da Universidade de São Paulo

Curso de Engenharia Elétrica com ênfase  
em Sistemas de Energia e Automação

Orientador: Prof. Dr. José Carlos de Melo Vieira Júnior

**São Carlos  
2010**

AUTORIZO A REPRODUÇÃO E DIVULGAÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

Ficha catalográfica preparada pela Seção de Tratamento  
da Informação do Serviço de Biblioteca – EESC/USP

P661a Paludo, Paulo Roberto Leite  
Aplicação de um sistema de proteção adaptativa na coordenação de proteção e seletividade em um sistema elétrico industrial com cogeração / Paulo Roberto Leite Paludo ; orientador José Carlos de Melo Vieira Júnior. -- São Carlos, 2010.

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica com ênfase em Sistema de Energia e Automação) -- Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, 2010.

1. Relés. 2. Relés digitais. 3. Sistemas de proteção. 4. Sobrecorrente. 5. Seletividade. 6. IEC 61850. 7. Lógica booleana. I. Título.

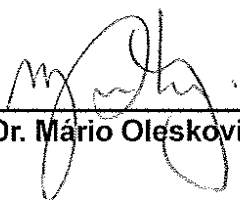
# FOLHA DE APROVAÇÃO

Nome: Paulo Roberto Leite Paludo

Título: “Aplicação de um Sistema de Proteção Adaptativa na Coordenação de Proteção e Seletividade em um Sistema Elétrico Industrial com Cogeração”

Trabalho de Conclusão de Curso defendido e aprovado  
em 23 / 11 / 2010,

com NOTA 9,5 (nove , cinco), pela comissão julgadora:



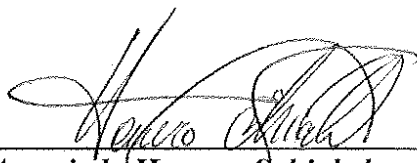
---

Prof. Dr. Mário Oleskovicz - EESC/USP



---

Msc. Ulisses Chemin Netto - EESC/USP



---

Prof. Associado Homero Schiabel  
Coordenador da CoC-Engenharia Elétrica  
EESC/USP



## **Agradecimentos**

Agradeço a toda minha família, em especial, aos meus pais, Adelino e Sônia, por todo suporte, direcionamento e carinho oferecidos durante os anos de graduação.

Ao professor José Carlos de Melo Vieira Júnior pela amizade, confiança e orientação neste trabalho de conclusão de curso (TCC).

Ao amigo Ulisses Chemin Netto pela enorme contribuição neste trabalho, pelas valiosas conversas e orientações.

Ao amigo Jáder Fernando Dias Breda por me apresentar toda estrutura do Laboratório de Sistemas de Energia Elétrica (LSEE) e facilitar o desenvolvimento deste trabalho.

Ao LSEE pela disponibilização da estrutura e dos equipamentos utilizados.

À empresa FIGENER S. A. Engenheiros Associados pelo fornecimento dos dados do sistema elétrico abordado neste TCC.

À Escola de Engenharia de São Carlos (EESC – USP) pela excelente formação acadêmica oferecida durante a graduação.





## Sumário

<b>Lista de figuras .....</b>	<b>ix</b>
<b>Lista de tabelas .....</b>	<b>xi</b>
<b>Lista de siglas e abreviaturas .....</b>	<b>xiii</b>
<b>Resumo .....</b>	<b>xvii</b>
<b>Abstract .....</b>	<b>xix</b>
<b>1) Introdução .....</b>	<b>21</b>
1.1) Objetivos .....	22
1.2) Metodologia.....	23
1.3) Organização do trabalho .....	24
<b>2) Revisão bibliográfica.....</b>	<b>25</b>
2.1) Esquema adaptativo de proteção contra sobrecorrente .....	25
2.2) Uma nova visão de sistemas digitais IEC 61850 para SEs.....	26
2.3) Aplicação do IEC 61850 .....	27
2.4) Uso da IEC 61850 em hidrelétricas – benefícios e incompatibilidades .....	28
2.5) Uma nova abordagem da proteção da distribuição .....	29
<b>3) O padrão IEC 61850 .....</b>	<b>31</b>
3.1) A história do padrão IEC 61850.....	31
3.2) Definições do padrão IEC 61850.....	32
3.3) Vantagens decorrentes do uso do padrão IEC 61850 .....	36
<b>4) Estudo de caso .....</b>	<b>39</b>
4.1) Descrição do sistema elétrico sob estudo .....	39
4.2) Estudo de coordenação da proteção: problemas encontrados .....	41
4.3) Estudo de coordenação da proteção: soluções propostas.....	49
<b>5) Desenvolvimento da aplicação .....</b>	<b>53</b>
5.1) Lógica de seleção .....	53
5.2) Verificação da lógica de seleção .....	58
5.3) Simulação do sistema elétrico sob estudo.....	61

5.4) Determinação dos grupos de ajuste .....	64
5.5) Simulador de disjuntores .....	65
5.6) Metodologia de validação do sistema de proteção adaptativa .....	66
<b>6) Resultados .....</b>	<b>69</b>
6.1) Tempos de atuação.....	69
6.2) Registros do relé RDF-TR-4.....	73
6.3) Vantagens decorrentes de um menor tempo de atuação .....	75
<b>7) Conclusões .....</b>	<b>77</b>
<b>Referências bibliográficas .....</b>	<b>79</b>
<b>Apêndice – Dados do sistema elétrico abordado .....</b>	<b>83</b>

## Lista de figuras

Figura 1 – Diferentes protocolos utilizados no âmbito da automação.....	31
Figura 2 – Sistema de comunicação através do protocolo Modbus.....	33
Figura 3 – Sistema de comunicação através da norma IEC 61850 .....	34
Figura 4 – Estrutura da linguagem de configuração da SE. ....	36
Figura 5 – Características e vantagens do padrão IEC 61850 .....	37
Figura 6 – Diagrama unifilar do sistema elétrico industrial e central de cogeração.....	40
Figura 8 – Verificação gráfica da coordenação (3 TGs em operação).....	44
Figura 9 – Verificação gráfica da coordenação (TG1 e TG2 em operação).....	46
Figura 10 – Verificação gráfica da coordenação (apenas TG1 em operação). ....	48
Figura 11 – Operação do elemento de processamento.....	50
Figura 12 – Mapa de Karnaugh para o <i>bit</i> C. ....	54
Figura 13 – Porta lógica decorrente do Mapa de Karnaugh no <i>bit</i> C. ....	55
Figura 14 – Mapa de Karnaugh para o <i>bit</i> S.....	55
Figura 15 – Esquema lógico decorrente do Mapa de Karnaugh no <i>bit</i> S.....	56
Figura 16 – Lógica de seleção dos grupos de ajuste. ....	57
Figura 17 – Lógica final (lógica de seleção + lógica complementar).....	58
Figura 18 – Implementação da lógica final no <i>Simulink</i> .....	59
Figura 19 – Grupo de ajuste decorrente da operação de três TGs.....	60
Figura 20 – Grupo de ajuste decorrente da operação de dois TGs. ....	60
Figura 21 – Grupo de ajuste decorrente da operação de um TG. ....	61
Figura 22 – Contribuição dos três TGs em um curto-circuito trifásico franco no primário do TR-3. ....	62
Figuro 23 – Contribuição de dois TGs em um curto-circuito trifásico franco no primário do TR-3. ....	63
Figura 24 – Contribuição de um TG em um curto-circuito trifásico franco no primário do TR-3. ....	63
Figura 25 – Lógica do simulador de disjuntor.....	65

Figura 26 – Esquema laboratorial para implementação e validação do sistema de proteção. .....	66
Figura 27 – Grupo de ajuste vigente simulando-se a operação de 3TGs. ....	67
Figura 28 – Grupo de ajuste vigente simulando-se a operação de 2TGs. ....	68
Figura 29 – Grupo de ajuste vigente simulando-se a operação de 1 TG.....	68
Figura 30 – Registro de oscilografia do relé considerando três TGs ativos. ....	74
Figura 31 – Registro de oscilografia do relé considerando dois TGs ativos.....	74
Figura 32 – Registro de oscilografia do relé considerando um TG ativo.....	75

## Lista de tabelas

Tabela 1 – Definição dos grupos de ajuste .....	49
Tabela 2 – Estado dos disjuntores dos geradores e grupos de ajuste ativos. ....	50
Tabela 3 – Representação das saídas em função dos bits C e S. ....	54
Tabela 4 – Grupos de ajuste em função dos <i>bits</i> C e S.....	57
Tabela 5 – Resumo dos grupos de ajuste.....	65
Tabela 6 – Tempo de atuação para o ajuste fixo. ....	70
Tabela 7 – Tempo de atuação para o ajuste dinâmico. ....	71
Tabela 8 – Tempo médio de atuação e desvio padrão para o ajuste fixo.....	72
Tabela 9 – Tempo médio de atuação e desvio padrão para o ajuste dinâmico. ....	72
Tabela 10 – Dados dos geradores. ....	83
Tabela 11 – Dados dos motores. ....	84
Tabela 12 – Dados dos transformadores. ....	84



## **Lista de siglas e abreviaturas**

**ANSI** – *American National Standards Institute*

**BA** – Bobina de Abertura

**BF** – Bobina de Fechamento

**CID** – *Configured IED Description*

**DNP3.0** – *Distributed Network Protocol*

**EPRI** – *Electric Power Research Institute*

**GOOSE** – *Generic Object Oriented Substation Event*

**GPS** – *Global Positioning System*

**ICD** – *IED Capability Description*

**IEC** – *International Electrotechnical Commission*

**IED** – *Intelligent Electronic Devices*

**IEEE** – *Institute of Electrical and Electronics Engineers*

**IHM** – Interface Homem Máquina

**LAN** – *Local Area Network*

**LSEE** – Laboratório de Sistemas de Energia Elétrica

**MMS** – *Manufacturing Message Specification*

**PCHs** – Pequenas Centrais Hidrelétricas

**RDF** – Relé Direcional de Fase

**RF** – Relé de Fase

**SCADA** – *Supervisory Control and Data Acquisition*

**SCD** – *Substation Configuration Description*

**SCL** – *Substation Configuration Language*

**SEs** – Subestações

**SEPs** – Sistemas Elétricos de Potência

**SIN** – Sistema Interligado Nacional

**SSD** – *System Specification Description*

**TC** – Transformador de Corrente

**TCC** – Trabalho de Conclusão de Curso

**TCP/IP** – *Transmission Control Protocol / Internet Protocol*

**TGs** – Turbogeneradores

**UCA** – *Utility Communications Architecture*

**UCC** – Unidade Central de Controle

**UTRs** – Unidades Terminais Remotas



**WAN** – *Wide Area Network*

**XML** – *eXtender Markaup Language*



## Resumo

PALUDO, P. R. L. **Aplicação de um Sistema de Proteção Adaptativa na Coordenação de Proteção e Seletividade em um Sistema Elétrico Industrial com Cogeração**. 2010. 84p. Trabalho de Conclusão de Curso – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2010.

Nas últimas décadas a utilização de relés digitais microprocessados vem trazendo contribuições relevantes na composição de sistemas de proteção especiais, tais como os sistemas de proteção adaptativa. A possibilidade de desenvolvimento de sistemas que tenham suas configurações alteradas de forma automática em função da variação de alguns parâmetros (como tensão, corrente ou estado de disjuntor) transforma os relés digitais em poderosas ferramentas, com funções importantes e ainda pouco exploradas no âmbito da proteção. Ao encontro deste fato, o trabalho em questão aborda a implementação e validação de um sistema adaptativo para proteção de um sistema elétrico industrial com uma central de cogeração composta por três turbogeradores e conectada ao barramento de 138 kV da subestação de entrada na indústria. Os relés utilizados no trabalho são microprocessados e o foco é a proteção contra sobrecorrente, com atuação temporizada e instantânea. No desenvolvimento do trabalho evidencia-se o uso de importantes funcionalidades dos relés microprocessados, tais como comunicação, monitoramento, interface com outros dispositivos de proteção e intertravamentos lógicos. Como particularidade, a central de cogeração do sistema industrial sob estudo pode operar parcialmente ou em sua potência nominal, dependendo do número de turbogeradores ativos (um, dois ou três). Deste modo, diante da configuração dinâmica da mesma, ocorre variação significativa na contribuição de curto-circuito e um sistema de proteção convencional torna-se incapaz de oferecer a seletividade, confiabilidade e o desempenho necessários para a proteção adequada. Assim, este fato justifica a proposição de um sistema de proteção adaptativa, cuja função é a alteração automática do ajuste dos relés de sobrecorrente em função do número de geradores em operação, de forma a garantir uma atuação eficiente da proteção contra sobrecorrente no caso de faltas no sistema elétrico da indústria. Entre outros aspectos, pode-se destacar como diferencial deste trabalho a utilização do protocolo de comunicação IEC 61850 aplicado na proteção de sobrecorrente de um sistema elétrico industrial. O uso deste protocolo é uma tendência atual e crescente, pois padroniza a forma como as informações transitam entre diferentes equipamentos, trazendo uma série de vantagens aos sistemas elétricos de potência (SEPs). Entre esses benefícios, sucintamente, pode-se destacar: redução expressiva na quantidade de cabos utilizados em comunicação,

possibilidade de decomposição funcional de sistemas de proteção, facilidade de expansão dos sistemas sob análise e alta confiabilidade decorrente da simplificação de projetos. Outro aspecto de relevância no trabalho remete à lógica desenvolvida para seleção automática do grupo de ajuste dos relés de sobrecorrente. Optou-se por uma lógica do tipo Booleana por sua simplicidade, difusão e pela possibilidade de implementação no próprio relé, suprimindo, assim, a necessidade de agregação de novos dispositivos destinados ao processamento lógico. Por fim, salienta-se que as técnicas e considerações utilizadas neste trabalho podem servir de base para futuros estudos. Durante todo o desenvolvimento manteve-se em foco a obtenção de um sistema genérico e singelo, com o intuito de facilitar seu aproveitamento na obtenção de soluções mais específicas. Destaca-se ainda que apesar de este trabalho abordar um sistema elétrico industrial específico, as idéias aqui apresentadas não se restringem apenas a esse tipo de instalação e nem tampouco às proteções seletivas de sobrecorrente. Elas poderão se estender também a sistemas de transmissão e distribuição e ao emprego de outras funções de proteção como sub e sobretensão, sub e sobrefrequência, sobrecarga, entre outras.

**Palavras-chave:** Relés Digitais, Sistemas de Proteção, Sobrecorrente, Seletividade, IEC 61850, Lógica Booleana.

## Abstract

**PALUDO P. R. L. Application of an Adaptive Protection System on Protection Coordination and Selectivity in an Industrial Electrical System with Cogeneration.** 2010. 84p. Course Final Report – School of Engineering of São Carlos, University of São Paulo, São Carlos, 2010.

The use of digital microprocessor relays on the last decades has coming to light outstanding contributions in the composition of special protection systems, such as adaptive protection systems. The possibility of development of systems that may have their settings automatically changed in function of variation of some parameters (like voltage, current or breaker status) transforms digital relays in powerful tools, with important functions and still poorly explored in the protection context. Going to this point, the report in question deals with the implementation and validation of an adaptive system for protecting an industrial electrical system with a cogeneration plant consisting of three turbo-generators and connected to the 138 kV bus of the industry's entrance substation. The relays used are microprocessed and the focus is on the overcurrent protection, with timed and instantaneous operation. During this work's development, the use of important features of microprocessor relays was demonstrated, such as communication, monitoring, interface with others protective devices and logical interlocks. As a peculiarity, the cogeneration plant of the industrial system under study may operate in part or in its nominal power, depending on the number of active turbo-generators (one, two or three). Thus, given the dynamic configuration of plant, there is significant variation in the contribution of short-circuit and a conventional protection system becomes unable to provide the selectivity, reliability and performance required for an adequate protection. Thus, this fact justifies the proposition of an adaptive protection system, whose function is to change the automatic adjustment of overcurrent relays based on the number of generators in operation, to ensure an efficient operation of the overcurrent protection in case of failures in the industry's electrical system. Among other things, it can be highlighted, as a differential aspect of this work, the use of the IEC 61850 communication protocol applied to the overcurrent protection of an industrial electrical system. The use of this protocol is a current and growing tendency because it standardizes the way information moves between different devices, bringing a number of advantages to electric power systems. Among these benefits, briefly, it can be highlighted: significant reduction in the number of cables used in communication, the possibility of functional decomposition of protection systems, facility of expansion of the systems under analysis and high reliability due to design simplification. Another important aspect leads to the developed logic for

automatic selection of the setting group of overcurrent relays. It was opted for a Boolean logic type by its simplicity, diffusion and possible implementation in its own relay, avoiding thus the need for adding new devices to processing logic. Finally, it is noted that the techniques and considerations used in this work can serve as a basis for future studies. Throughout all the development, the focus was on getting a generic and unassuming system, in order to facilitate its performance in obtaining more specific solutions. It is noticeable that despite the fact of this paper deals with a specific industrial electrical system, the ideas presented here are not restricted to this type of installation, and neither the overcurrent selective protections. They may also be extended to the transmission and distribution systems, and the use of other protective functions such as over and subvoltage, sub and over frequency, overload, among others.

**Keywords:** Digital Relays, Protection System, Overcurrent, Selectivity, IEC 61850, Boolean Logic.

## 1) Introdução

Com o objetivo de atenuar os efeitos das perturbações ou condições anormais de operação, os sistemas de proteção devem assegurar, da forma mais eficiente possível, a continuidade de fornecimento de energia e a integridade das instalações das redes elétricas. Visando atingir a esses objetivos de maneira mais segura e confiável, a partir da década de 60, surgiram os relés de proteção digitais, que se desenvolveram juntamente com os computadores, quando os mesmos passaram a substituir lenta e sistematicamente muitas das ferramentas de análise dos SEPs, tais como: cálculo de curto-circuito, fluxo de carga e estabilidade [1].

Nos últimos anos, o emprego desses relés de proteção digital tem apresentado significativo crescimento em virtude dos benefícios que podem oferecer aos sistemas elétricos, sejam eles industriais, de transmissão ou de distribuição de energia elétrica. A elevada sofisticação tecnológica presente nesses equipamentos permite maior flexibilidade de aplicação em sistemas de proteção com o uso de novas funções como, por exemplo, intertravamentos lógicos para a composição de esquemas de proteção especiais, monitoramento de equipamentos e circuitos, medição, comando e comunicação integrados à proteção e grupos de ajustes independentes para cada função de proteção.

Essas inúmeras funções permitem conceber um sistema de proteção diferenciado em que os relés digitais podem operar de forma integrada, aumentando a confiabilidade e segurança de um sistema elétrico (danos e tempos de atuação e de restabelecimento de falta menores). Contudo, a aplicação dessa tecnologia muitas vezes é tratada como um elemento à parte em um sistema de proteção, uma vez que seu potencial não é aproveitado adequadamente para prover todos os benefícios possíveis a um sistema elétrico. Isso pode ocorrer tanto pela carência de profissionais especializados quanto pela utilização de filosofias de proteção herdadas da era dos relés eletromecânicos, as quais não permitiam muita flexibilidade na elaboração de esquemas eficientes de proteção [3].

Entretanto, seja qual for o sistema de proteção e os dispositivos utilizados, características como seletividade e coordenação são necessárias no contexto da filosofia de proteção. Na ocorrência de defeitos em um sistema elétrico em que seja necessário seu isolamento, o princípio da seletividade estabelece que o menor trecho desse sistema seja isolado, mantendo suas demais áreas operando normalmente. Já, a coordenação, refere-se a uma estratégia utilizada na proteção, em que na ocorrência de um defeito, existe diferença no tempo de atuação entre a proteção principal e a de retaguarda, permitindo seletividade na interrupção do sistema [1, 2].

Levando-se em consideração o exposto até aqui, o trabalho em questão reúne uma série de informações e técnicas relevantes à implementação de um sistema de proteção eficiente para um sistema elétrico industrial específico. Tal sistema elétrico refere-se a uma instalação real e apresenta particularidades (entre elas, um sistema de cogeração) que impossibilitam ou restringem a utilização de técnicas convencionais de proteção.

## **1.1) Objetivos**

Com o intuito de apresentar os benefícios proporcionados pela proteção digital aos sistemas elétricos de potência bem como de firmar a sua importância na concepção de um sistema de proteção, este trabalho terá como foco a coordenação e seletividade da proteção de um sistema elétrico industrial com a aplicação de relés digitais, compondo um esquema de proteção adaptativa.

Os relés utilizados nesse processo são os de sobrecorrente, com atuação temporizada (função ANSI 51) e instantânea (função ANSI 50). Assim, os defeitos aqui analisados abrangem tipicamente os curtos-circuitos.

Salienta-se que apesar de neste trabalho ser abordado um sistema elétrico industrial específico, as idéias aqui apresentadas não se restringem apenas a esse tipo de instalação e nem tampouco às proteções seletivas de sobrecorrente. Elas poderão se estender também a sistemas de transmissão e distribuição e ao emprego de outras funções de proteção [3].

Destaca-se que, entre outros aspectos, um dos objetivos desse trabalho é solucionar um problema de engenharia (implementação do sistema de proteção adaptativa) de forma estruturada e coesa, apresentando a solução mais ampla e genérica possível. O foco em uma solução abrangente justifica-se pelo fato de que a mesma poderá servir de base para implementação de soluções específicas, garantindo economia de horas de engenharia.

Uma das principais vantagens da utilização da proteção digital é a possibilidade de comunicação entre os diversos dispositivos que compõem um sistema de proteção. Nesse contexto, surge como eficiente alternativa a utilização do padrão IEC 61850, que representa um dos objetivos deste TCC.

De forma sucinta, pode-se adiantar que o padrão IEC 61850 estabelece uma série de regras que padronizam a troca de informações entre dispositivos dos SEPs e suas vantagens e funcionalidades são exploradas ao longo desse trabalho.

Assim, pode-se sintetizar os objetivos deste trabalho nos seguintes itens:

- Garantir a seletividade e coordenação do sistema elétrico sob estudo;



- Implementar um sistema de proteção adaptativa baseando-se no uso da proteção digital;
- Apresentar uma solução genérica, coesa e estruturada para o problema em questão;
- Elaborar o sistema de proteção explorando as vantagens da utilização do padrão IEC 61850.

## 1.2) Metodologia

Este tópico tem o objetivo de fornecer uma visão introdutória da metodologia utilizada ao longo do desenvolvimento do sistema de proteção adaptativa.

O presente trabalho de conclusão de curso teve início com o claro entendimento do problema de engenharia e das etapas necessárias para a resolução adequada do mesmo. De forma paralela, foram necessários uma série de estudos e consultas a materiais e conteúdos inerentes à proteção digital.

Na sequência, desenvolveu-se a lógica que permitiu proteger o sistema industrial de forma adequada. Tal lógica apresenta significativa relevância por ser o ponto central da concepção do sistema de proteção adaptativa.

A etapa seguinte contemplou a simulação do sistema elétrico industrial. Neste momento, ocorreu a simulação do tipo e localização das faltas (curtos-circuitos), bem como a verificação das formas de onda e das intensidades de correntes resultantes.

A partir desse ponto, iniciou-se a parte experimental propriamente dita. Etapa esta que se desenvolveu no Laboratório de Sistemas de Energia Elétrica (LSEE) presente no campus de São Carlos da Universidade de São Paulo. No trabalho em questão, a etapa experimental foi a que mais demandou tempo e empenho em decorrência da quantidade de equipamentos e *softwares* utilizados. Além disso, algumas dificuldades, que são descritas no decorrer do trabalho, foram enfrentadas durante o desenvolvimento do sistema de proteção adaptativa.

Por fim, utilizando-se da estrutura e dos equipamentos presentes no LSEE, foi possível implantar, testar e validar a solução de proteção adaptativa desenvolvida. Salienta-se que a descrição completa da metodologia utilizada ao longo do trabalho será detalhadamente descrita no Capítulo 5.

### 1.3) Organização do trabalho

Este trabalho foi segmentado em sete capítulos com o intuito de organizá-lo e facilitar sua compreensão. Abaixo segue uma sucinta descrição dos assuntos e temas abordados em cada um desses capítulos:

Capítulo 1 – Introdução: trata-se do atual capítulo deste trabalho. Tem como característica fundamental fornecer uma visão geral do trabalho e dos assuntos com ele relacionados, destacando seus objetivos e metodologia empregada.

Capítulo 2 – Revisão bibliográfica: neste capítulo são expostos alguns artigos e publicações que se relacionam diretamente com o tema deste trabalho de conclusão de curso. O objetivo primordial da Revisão Bibliográfica é desenvolver uma análise crítica e ampla dos estudos já realizados anteriormente, fornecendo embasamento para o desenvolvimento do estudo atual.

Capítulo 3 – O padrão IEC 61850: a idéia central deste capítulo é definir as bases do protocolo de comunicação IEC 61850, demonstrando suas vantagens em relação ao uso de um método de comunicação convencional, além de explorar as novas possibilidades decorrentes de sua utilização nos SEPs.

Capítulo 4 – Estudo de caso: análise detalhada das características do sistema elétrico industrial. Nesse capítulo, são também expostos os motivos que estimularam o desenvolvimento do sistema adaptativo em detrimento do sistema de proteção convencional.

Capítulo 5 – Desenvolvimento da aplicação: capítulo que descreve toda a metodologia e etapas necessárias para o desenvolvimento da solução obtida neste trabalho. Além disso, são descritas as dificuldades enfrentadas e como as mesmas foram superadas ou mitigadas.

Capítulo 6 – Resultados: exposição dos resultados obtidos com o trabalho. Capítulo que descreve as soluções obtidas, salientando suas características, vantagens e aplicações.

Capítulo 7 – Conclusão: capítulo que descreve as considerações finais do trabalho, salientando suas contribuições e aplicabilidade.

## **2) Revisão bibliográfica**

Especialmente na primeira década do século XXI, importantes trabalhos foram desenvolvidos para compor esquemas especiais de proteção, automação de subestações (SEs), regras para troca de informações e implementação de lógicas de controle embarcadas em relés.

Tais estudos visam superar ou, pelo menos atenuar, limitações recorrentes nas mais diversas áreas que compõem os SEPs. Além disso, estes trabalhos podem servir de base e trazer contribuições expressivas para trabalhos futuros.

Diante do exposto, este capítulo destaca algumas publicações encontradas na literatura que têm relação com os conteúdos desenvolvidos neste trabalho. A seguir são brevemente descritas as publicações de maior relevância e os respectivos resultados obtidos por seus autores.

### **2.1) Esquema adaptativo de proteção contra sobrecorrente**

Os conteúdos explorados pelos autores em [3] serviram como estímulo para o desenvolvimento deste TCC. A publicação destaca as vantagens que os relés digitais microprocessados trazem para os SEPs, entre elas: aumento da confiabilidade, flexibilidade de programação, bom desempenho operacional e satisfatória relação entre custo e benefício. Os autores apresentam no artigo um estudo de coordenação da proteção e seletividade de um sistema elétrico industrial específico. Neste estudo, fica evidente, em decorrência das características do sistema sob análise, que um sistema de proteção convencional é incapaz de protegê-lo satisfatoriamente. O sistema elétrico abordado tem como diferencial a presença de uma central de cogeração que pode operar fornecendo diferentes níveis de potência. Assim, variações no processo de cogeração, a depender do número de geradores em operação, implicam em níveis distintos de potência de curto-circuito, o que impossibilita que um sistema de proteção convencional (relés com ajuste fixo) opere adequadamente em todos os cenários de geração. Os autores propõem então um sistema de proteção adaptativa capaz de superar as particularidades do sistema elétrico sob estudo. No sistema proposto, aglutinam-se as situações de geração semelhantes e as associam a um ajuste de relé específico, totalizando três grupos de ajuste. Propõe-se ainda a utilização de uma unidade central de processamento, responsável por receber informações do sistema, desenvolver o processamento lógico e enviar comandos para os demais dispositivos componentes do esquema de proteção.

Entretanto, durante o desenvolvimento deste TCC, que apresenta relação com o artigo em questão, julgou-se que a utilização da unidade central de processamento poderia interferir na manutenção da confiabilidade de todo o sistema. Além disso, o investimento em um dispositivo com finalidade exclusiva de processamento não se justificou pela possibilidade de tal função ser executada por outro elemento presente no sistema de proteção. Desta forma, a solução desenvolvida neste TCC, no que diz respeito ao dispositivo responsável pelo processamento, distancia-se da solução proposta pelos autores.

## **2.2) Uma nova visão de sistemas digitais IEC 61850 para SEs**

O artigo [4] explora as mudanças de paradigma no setor elétrico decorrentes do advento do padrão IEC 61850. Dentre as alterações, destacam-se melhorias nas funções de proteção de SEs como bloqueios, intertravamentos e permissões entre módulos, além da progressiva substituição da fiação elétrica convencional pelas redes de comunicação de dados (no caso, *Ethernet*).

Segundo os autores, na troca de informações binárias com uso de fiação elétrica convencional verifica-se a incapacidade de distinção entre a transmissão de nível lógico 0, normalmente associado à ausência de tensão na entrada digital, e um possível rompimento de fiação. De forma análoga, também não ocorre diferenciação entre a transmissão de nível lógico 1 e uma falha na origem do dado que resulte em uma injeção de tensão na entrada digital como, por exemplo, rompimento da isolação de cabos ou equipamentos.

Outro aspecto negativo na utilização de fiação convencional refere-se à vibração dos contatos das saídas digitais acionadas a relé, que resulta na transmissão de informações imprecisas. A aplicação de filtros possibilita a superação desta limitação, contudo, resulta no surgimento de retardos ou atrasos altamente indesejáveis no âmbito da proteção digital. A interferência eletromagnética, decorrente de descargas naturais ou falha de equipamentos, também se apresenta como condição crítica na manutenção da fiação elétrica convencional.

Os novos padrões estabelecidos pela norma IEC 61850 apresentam características que, se aplicadas corretamente aos equipamentos das SEs, permitem a superação das limitações expostas anteriormente. Além disso, a norma permite a simplificação de tarefas antes tidas como de extrema complexidade, tais como ampliações nas SEs e reconfiguração de esquemas de proteção ou controle previamente implantados. Diante do exposto, percebem-se as novas possibilidades decorrentes do uso do protocolo de comunicação IEC 61850. O mesmo vem se mostrando uma opção crescente e segura e,

na atualidade, encontra-se no horizonte de planejamento das empresas de energia elétrica que têm foco na simplificação e padronização de suas SEs.

### 2.3) Aplicação do IEC 61850

Os autores em [5] propõem as bases de um extenso projeto para modernização de 30 subestações de transformação de uma concessionária de energia elétrica. O artigo em questão aborda o projeto referente à modernização da primeira SE, que será então estendido para as demais. Entre as melhorias previstas no projeto, destacam-se:

- Implementação de novas interfaces homem máquina (IHMs);
- Modernização dos sistemas de controle, supervisão e aquisição de dados;
- Automação da subestação;
- Substituição de painéis de relés eletromecânicos por relés digitais microprocessados.

A respectiva concessionária de energia já havia definido a opção pelo protocolo DNP3.0 para a integração de todos os dispositivos elétricos inteligentes (*Intelligent Electronic Devices* – IEDs) em decorrência de seu domínio e difusão. Contudo, durante a fase de elaboração das propostas, solicitou-se uma opção alternativa para automação da SE baseada no protocolo de comunicação IEC 61850.

A decisão sobre o uso da alternativa IEC 61850 baseou-se em algumas vantagens que superaram os custos adicionais devido aos investimentos com treinamentos da equipe, possíveis alterações de filosofia e custos de alterações do projeto. A motivação para escolha da nova filosofia de projeto das SEs fazendo-se uso do padrão IEC 61850 baseou-se nos critérios a seguir:

- Uso dos sistemas de comunicação de alta velocidade baseados na *Ethernet*;
- Interoperabilidade de equipamentos de diferentes fabricantes;
- Redução significativa na quantidade de cabos a serem utilizados, facilitando o comissionamento e reduzindo a probabilidade de falhas;
- Alta confiabilidade e disponibilidade do sistema com o uso de projetos mais simples e arquitetura mais eficiente;
- Facilidade na expansão do sistema.

Os autores do projeto destacam que a facilidade de instalação em campo, a identificação mais rápida das falhas, a implementação de funções automatizadas, e os novos, mais rápidos e mais seletivos esquemas de proteção proporcionariam retorno do investimento em um prazo menor do que o estimado inicialmente. Além disso, a decisão de

qual sistema deveria ser desenvolvido nas subestações não foi baseada somente no menor custo global, mas também na melhor solução técnica.

No artigo ainda são abordadas as funções de proteção, automação e intertravamento que foram aprimoradas com a utilização da norma IEC 61850. Dentre estas funções, destacam-se: proteção de falha de disjuntor, seletividade lógica para proteção de barramento, transferência automática de linhas, transferência de carga entre transformadores de potência, restabelecimento automático da subestação e transferência automática da proteção de neutro.

Por fim, é possível destacar que a alternativa escolhida pelos autores se mostrou acertada pela ótima relação custo/benefício decorrente da opção pelo padrão IEC 61850. Além deste fato, as vantagens oriundas da utilização da norma são relevantes e se estenderam também aos clientes da concessionária, que passaram a contar com redução significativa nos tempos de interrupção do fornecimento de energia elétrica.

## **2.4) Uso da IEC 61850 em hidrelétricas – benefícios e incompatibilidades**

Os autores em [6] destacam que apesar da norma IEC 61850 ter sido desenvolvida no âmbito das SEs, a mesma pode estender seus benefícios para os sistemas de geração, no caso, para as hidrelétricas. Inicialmente, são destacadas as principais contribuições da norma, tais como:

- Comunicação via rede entre dispositivos;
- Redução de cabeamento e consequente redução de custos;
- Redução do número de entradas e saídas dos dispositivos inteligentes e consequente redução de custos;
- Flexibilidade para o projeto, visto que alterações de lógicas envolvendo dispositivos diferentes podem ser implementadas sem alteração na instalação;
- Padronização, garantindo maior rapidez na configuração da interface entre dispositivos e entre esses e o sistema supervisor.

A idéia dos autores é abordar alguns casos particulares, não previstos na norma, com o intuito de buscar pontos de melhoria e, de certa forma, restringir sua aplicação para alguns cenários específicos. Como exemplo, pondera-se no artigo a implementação de redes de comunicação de dados *Ethernet* com uso do padrão IEC 61850 em PCHs (Pequenas Centrais Hidrelétricas), que podem apresentar somente duas unidades geradoras. Segundo os autores, os custos decorrentes da implementação da rede podem superar seus benefícios.

Tomando como referência as topologias de rede, alerta-se no trabalho que as centrais de geração apresentam configurações e equipamentos em níveis mais complexos que os observados em SEs e, que por este motivo, elas demandam quantidade muito superior de IEDs. Assim, os autores recomendam o desenvolvimento de estudos de desempenho de rede antes da implementação de projetos via IEC 61850 em centrais de geração.

Faz-se alusão também ao fato de que no Brasil as centrais hidrelétricas, devido a sua controlabilidade, são utilizadas como ferramentas para estabilidade do SIN (Sistema Interligado Nacional). Em contrapartida, em sistemas europeus, onde se concebeu a norma sob estudo, as SEs não apresentam requisitos tão sofisticados de controle (como controle de tensão e velocidade) como ocorre nas usinas hidrelétricas brasileiras. Desta forma, registra-se mais um ponto de atenção quanto à aplicação do padrão IEC 61850.

No referenciado artigo, versa-se ainda acerca da enorme dependência da rede de comunicação de dados em centrais projetadas com o padrão IEC 61850. Destaca-se que há a necessidade de considerar equipamentos aptos a realizar manutenção de redes, como monitores de tráfego de dados, que passam a ser ferramentas de uso também do pessoal de automação e, não apenas do pessoal de telecomunicações/informática.

Mediante o conteúdo exposto pelos autores, não se deve encarar as incompatibilidades levantadas como desmotivadoras, mas sim como referências para aplicações cautelosas da norma. Desta forma, aumenta-se a possibilidade de êxito em suas aplicações, o que, de certa forma, contribui com o processo de solidificação do padrão IEC 61850.

## **2.5) Uma nova abordagem da proteção da distribuição**

Os autores em [7] destacam que os sistemas de distribuição são afetados por perturbações com maior frequência que os sistemas de transmissão. Tal característica advém da maior proximidade do sistema de distribuição das atividades humanas, das árvores e da própria concentração de carga.

É exposto no artigo que durante anos os sistemas de supervisão, controle e proteção da distribuição permaneceram relativamente inalterados. O que não foi observado no sistema de transmissão, que recebeu maiores investimentos por sua relevância, já que perturbações em seu sistema podem afetar número muito significativo de consumidores. Contudo, relata-se que na atualidade as concessionárias passaram a aprimorar a capacidade de supervisão e controle de seus sistemas de distribuição, salientando-se, assim, o uso dos relés microprocessados.

Em seguida, se faz referência ao atual dinamismo observado nos sistemas de distribuição, que apresentam mudanças de características horárias e sazonais, tais como:

- Manobras programadas para projetos de construção ou ações de manutenção;
- Manobras de emergência para reparos;
- Disjuntores de interligação de barramentos substituindo disjuntores de alimentador de distribuição;
- Transferências de carga sazonais.

Assim, as reconfigurações resultantes do sistema duram de algumas horas até meses e, os seguintes problemas podem ser observados:

- Importantes mudanças na carga ou desequilíbrio;
- Grandes variações no regime de falta, devido a alterações na fonte e alimentador;
- Problemas de coordenação com diferentes equipamentos de proteção;
- Aumento do regime de falta no condutor, cabo ou equipamento.

Neste contexto, salienta-se que os tradicionais equipamentos de proteção não se adaptam facilmente às reconfigurações dos sistemas de distribuição. Caso novos ajustes sejam necessários, os mesmos provavelmente serão realizados manualmente. Além disso, o tempo de implantação e teste das novas configurações retardam as respostas a emergências e introduzem riscos de erro humano. Em alguns casos, chega-se a não se alterar os ajustes de relés, pois este processo pode ser demorado ou complexo, comprometendo todo o sistema de proteção.

Com base no exposto, versa-se sobre as alternativas para superação das limitações da proteção dos sistemas de distribuição. Como alternativa, aborda-se a lógica programável, que proporciona o manejo dos esquemas de proteção futuros e, cuja força encontra-se no uso de operadores lógicos e Álgebra Booleana. Assim, os elementos do relé são combinados para formar a lógica condicional para funções internas e contados de saída.

Outra alternativa exposta refere-se à utilização de múltiplos grupos de ajuste, que podem ser programados para cobrir inúmeras contingências no sistema. O esquema e configuração de proteção ideais são habilitados para proporcionar maior confiabilidade de serviço, reduzindo-se os custos operacionais, já que as novas configurações foram testadas com conveniente antecipação.



### 3) O padrão IEC 61850

O processo de digitalização de SEs de energia elétrica é motivado, entre outros aspectos, pela necessidade de desempenho, qualidade técnica, satisfação dos clientes e lucro. Como este processo exige a aquisição e processamento de vasta quantidade de informações pelo sistema de automação das SEs, torna-se necessária a utilização de uma rede de comunicação de dados para a manutenção da agilidade e confiabilidade do mesmo [8].

Normalmente, em uma SE, encontra-se quantidade relevante de equipamentos, tecnologias, *softwares* e protocolos de comunicação, o que exige expressivo investimento para integração destes elementos, caracterizando um problema no âmbito da automação de SEs [2]. A Figura 1 destaca os diferentes protocolos, proprietários ou não, utilizados mundialmente em processos de automação.



Figura 1 – Diferentes protocolos utilizados no âmbito da automação [2].

Pode-se perceber, assim, que esta quantidade de protocolos torna-se um obstáculo em engenharia por dificultar a comunicação entre equipamentos distintos. Tem-se, então, o sentimento de que é necessária uma solução que proporcione a integração adequada entre dispositivos que compõem uma SE, reduzindo os custos e gerando ganhos significativos de desempenho e confiabilidade.

#### 3.1) A história do padrão IEC 61850

No ano de 1988 o *Electric Power Research Institute* (EPRI) deu origem aos trabalhos de desenvolvimento do *Utility Communications Architecture* (UCA), que se trata de

uma arquitetura para comunicação de dados nas concessionárias de energia elétrica. Ao ser publicada, no ano de 1999, esta arquitetura abrangeu duas frentes distintas: a comunicação entre centros de controle e a comunicação entre dispositivos de campo [8].

De forma paralela, o *International Electrotechnical Commission* (IEC) esforçava-se para padronizar as interfaces de dispositivos de telecontrole por meio do conjunto de normas denominadas IEC-60870-5, compostas pelos seguintes documentos:

- IEC-60870-5-101: padronização entre unidades terminais remotas (UTRs) e centros de controle para o sistema de potência;
- IEC-870-5-103: padronização da comunicação serial de dispositivos de proteção digital;
- IEC-6087-5-104: a comunicação em redes *Local Area Network* (LAN) e *Wide Area Network* (WAN), baseado no uso de *Ethernet* com *Transmission Control Protocol / Internet Protocol* (TCP/IP).

Já no ano de 1994, criaram-se grupos de trabalho compostos por especialistas nas normas IEC-6087-5 e UCA 2.0 de várias partes do mundo. Estabeleceu-se, então, uma padronização mais abrangente para redes de comunicação de dados e sistemas em SEs de energia elétrica. Por fim, ocorreu um acordo entre IEC e EPRI para a definição de um padrão comum, padrão este denominado IEC-61850 [2,8].

### 3.2) Definições do padrão IEC 61850

Por mais que os protocolos de comunicação sejam abertos, para um mesmo protocolo, diversos fabricantes podem apresentar diferentes perfis. Por este motivo a expansão de um determinado sistema de proteção e controle poderá privilegiar o fabricante que forneceu o referido sistema [9]. Contudo, a criação da norma IEC 61850 veio superar esta limitação, pois padroniza a forma como as informações trafegam, definindo a estrutura de dados e o padrão das linguagens de configuração dos IEDs.

Para se obter um perfeito entendimento da norma é pertinente realizar uma comparação entre o princípio de comunicação dos protocolos convencionais e via IEC 61850. O padrão mestre escravo, que serve como referência, encontra-se presente na maioria dos protocolos convencionais, tais como: IEC-870-5-101, IEC-870-5-103, IEC-870-5-104, DNP3.0, Modbus, Modbus TCP-IP, entre outros.

Sucintamente, na configuração mestre escravo a troca de informações ocorre pela solicitação de mensagens dos dispositivos mestres aos dispositivos escravos. Deste modo, os dispositivos escravos enviam mensagens para os dispositivos mestres somente mediante solicitações destes. Pequena exceção pode ser identificada no protocolo de comunicação DNP3.0, cuja configuração permite ajustar o envio de mensagens

espontâneas dos dispositivos escravos para os dispositivos mestres, sem que ocorra a solicitação. A Figura 2 ilustra um sistema em que os IEDs se comunicam com um sistema SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*) através do protocolo Modbus no padrão de comunicação mestre escravo [9].

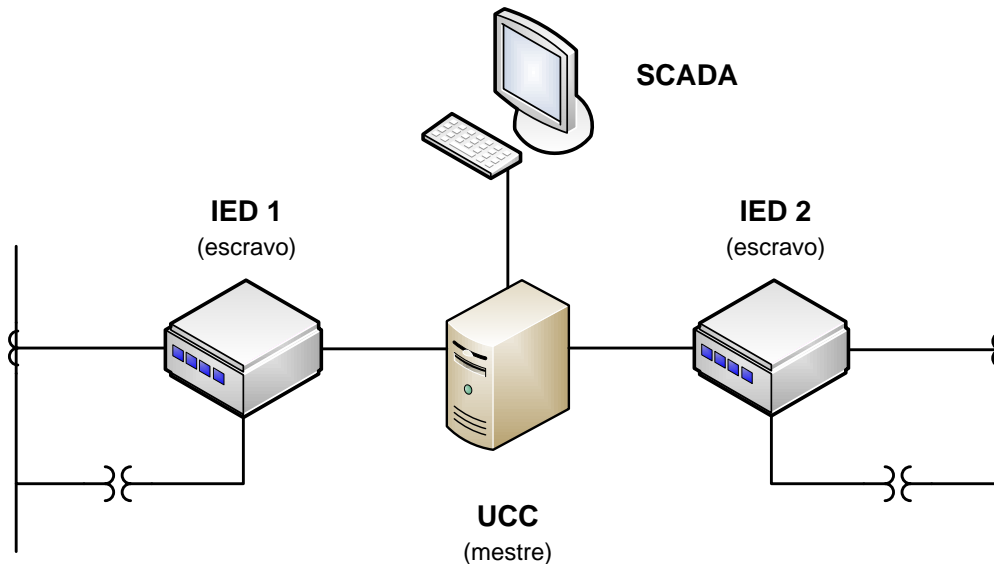


Figura 2 – Sistema de comunicação através do protocolo Modbus [9].

É válido ressaltar que a configuração mestre escravo não permite a troca direta de informações entre IEDs, via protocolo de comunicação. Uma maneira de trocar informações entre os IEDs é estabelecer um enlace físico (fiação), em que a saída digital de um IED ativa uma entrada digital do outro IED e vice versa. Outra opção de comunicação (conforme Figura 2) consiste na utilização da unidade central de controle (UCC) para coletar informações de um IED e transmitir para o outro IED, através das chamadas escrituras. Os protocolos mestre escravo apresentam inúmeras soluções, porém pouca padronização [9].

Contudo, fazendo-se uso da norma IEC 61850 exploram-se as possibilidades de trocas horizontais e verticais de informação. Pela observação da Figura 3, constata-se que o uso da UCC é suprimido e que os IEDs podem trocar informações diretas (horizontais) entre si através de mensagens GOOSE (*Generic Object Oriented Substation Event*). Pela análise da mesma ilustração, percebe-se que os IEDs também podem realizar a troca de informações verticais com o próprio sistema SCADA, através das mensagens MMS (*Manufacturing Message Specification*) [9].

As mensagens GOOSE contemplam informações digitais e analógicas dos componentes das SEs que são originadas nos IEDs (denominados editores) que, por sua vez, disponibilizam as respectivas mensagens para os demais IEDs (denominados

assinantes), que podem ou não processá-las. As mensagens GOOSE são utilizadas tanto em sistemas de controle como em esquemas de proteção.

Um IED editor pode enviar mensagens GOOSE para apenas um grupo de IEDs assinantes da rede, mensagens estas conhecidas como *multicast*. Quando as mensagens são enviadas a todos os assinantes da rede, recebem a denominação de *broadcast*. Levando-se em consideração as mensagens *multicast*, somente o IED cuja mensagem é pertinente deve respondê-la [2]. Em relação às mensagens GOOSE, destaca-se ainda que as mesmas apresentam prioridade em relação às demais mensagens que circulam em uma rede de comunicação de dados.

As mensagens MMS possibilitam a troca de informações entre dispositivos pertencentes a níveis funcionais diferentes, no caso, entre o nível de vão (IED) e o nível de subestação (SCADA). As mensagens verticais se caracterizam pela existência de caracteres configuráveis e, no caso do IEC 61850, não se define um limite para estes caracteres, porém, os mesmos devem ser padronizados [9].

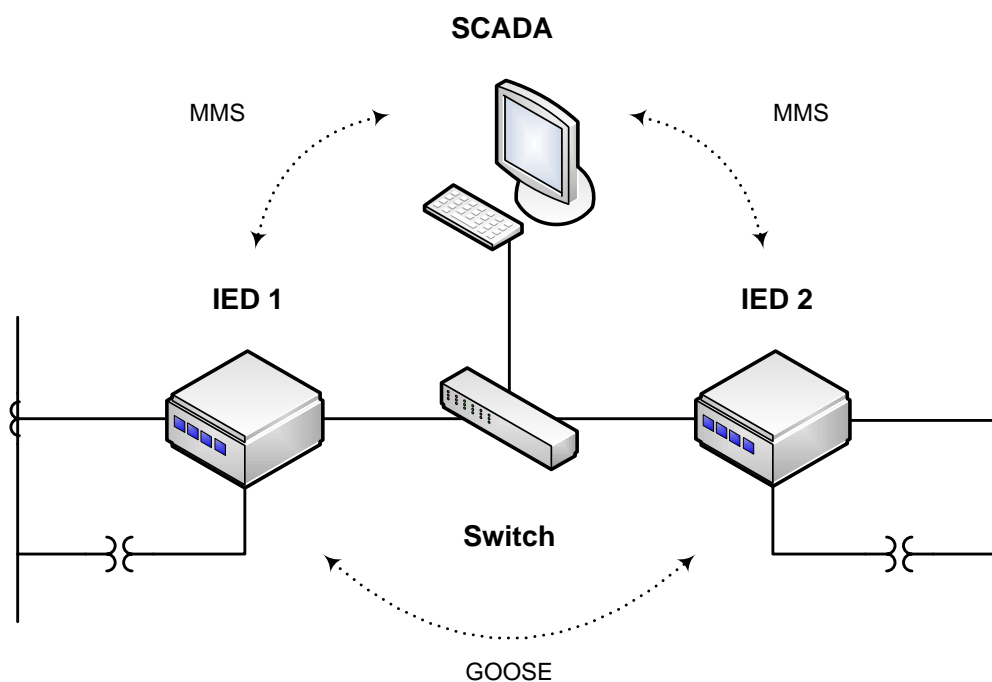


Figura 3 – Sistema de comunicação através da norma IEC 61850 [9].

A norma IEC 61850 modela os dados de forma a atender os requisitos de comunicação e as funcionalidades encontradas em automação de SEs. Para isto é utilizada uma abordagem orientada a objetos que define, dentre outros, os seguintes objetos [10]:

- Nós lógicos: agrupamento funcional de dados. Menor parte de uma função com capacidade de trocar dados com outros objetos (funções de proteção,

disjuntor, medições). Cada tipo de nó lógico possui uma estrutura de dados definida pela norma. Estes dados são compartilhados entre outros nós lógicos através de um conjunto de regras denominada serviços;

- Dispositivos lógicos: são constituídos de um conjunto de nós lógicos;
- Dispositivos físicos: constituem os IEDs propriamente ditos e são formados por um conjunto de dispositivos lógicos.

Em relação à linguagem de configuração, a parte 6 da norma IEC 61850 define a linguagem SCL (*Substation Configuration Language*), que é utilizada para configurar a comunicação entre os IEDs de um sistema de automação de SEs. A linguagem SCL baseia-se na linguagem XLM (*eXtender Markup Language*) e tem como objetivo padronizar a configuração de comunicação dos IEDs com maior segurança e confiabilidade. A configuração da comunicação baseada na norma IEC 61850 é descrita através de vários tipos de arquivos SCL, utilizados na troca de informações entre *softwares* de configuração de IEDs de vários fabricantes. Os tipos de arquivo são [10]:

- SSD (*System Specification Description*): arquivo utilizado pela ferramenta de configuração do sistema que descreve o diagrama unifilar da subestação e todos os nós lógicos requeridos;
- SCD (*Substation Configuration Description*): arquivo gerado pela ferramenta de configuração do sistema e importado pelo configurador dos IEDs com as informações configuradas para a comunicação;
- ICD (*IED Capability Description*): arquivo gerado pelo configurador do IED para informar a ferramenta de configuração do sistema de suas características como tipos de nós lógicos existentes, por exemplo;
- CID (*Configured IED Description*): arquivo final gerado pelo seu configurador para ser carregado em determinado IED.

Os arquivos de configuração da SCL são escritos em formato de texto, o que permite sua criação ou edição em qualquer editor de texto, embora existam aplicativos de engenharia gráficos e amigáveis com essa finalidade [2]. A Figura 4 representa a estrutura da linguagem de configuração da SE.

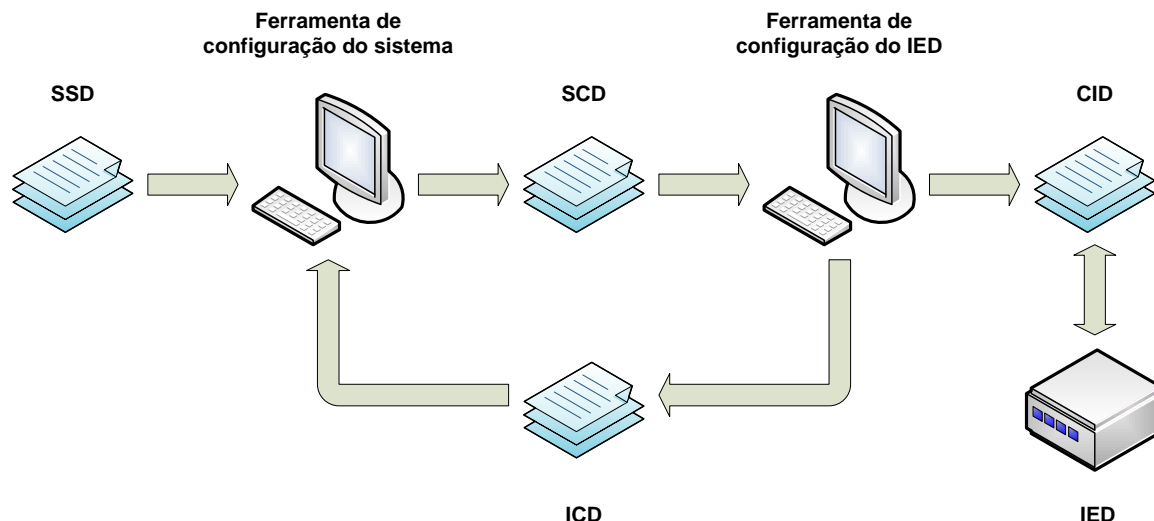


Figura 4 – Estrutura da linguagem de configuração da SE [10].

### 3.3) Vantagens decorrentes do uso do padrão IEC 61850

Embora o padrão IEC 61850 tenha sido originalmente desenvolvido para uso em SEs, felizmente foi conceituado como orientação a objetos, o que permite que seus conceitos possam ser utilizados em outros sistemas de energia elétrica [6]. A partir de sua concepção, o padrão passou a proporcionar uma série de vantagens aos sistemas em que se encontrava inserido. A Figura 5 [11] por si só já faz alusão a algumas características e vantagens decorrentes do uso deste padrão.

Contudo, é possível complementar brevemente as descrições já realizadas no Capítulo 2 e através da Figura 5, acerca dos benefícios decorrentes da utilização da norma. Tomando o quesito financeiro como referência inicial, pode-se dizer que existe um esforço mundial pela redução de custos de equipamentos de proteção e controle nas SEs de energia elétrica, o que justifica a necessidade de um único padrão mundial de comunicação. O padrão IEC 61850 proporciona, desta forma, um sistema de comunicação aberto que permite que equipamentos de fabricantes distintos operem de forma conjunta, eliminando a necessidade de conversores de protocolos, de complexa implementação e, proporcionando redução significativa nos custos de implementação de sistemas de automação [12].

Já, sob o ponto de vista técnico, percebe-se significativa melhoria de desempenho e confiabilidade dos sistemas atendidos por este padrão. A simplicidade e padronização decorrentes de seu uso vêm revolucionando os processos de automação de SEs, reduzindo os esforços e processos de engenharia. Sendo assim, o padrão IEC 61850 vem se mostrando capaz de superar as antigas limitações referentes aos processos de comunicação, sendo estendido também para aplicações além das comumente encontradas em SEs de energia elétrica.

Por fim, salienta-se uma última possibilidade crescente com a utilização do respectivo padrão, a decomposição funcional. Mediante os ganhos referentes às trocas de informações via IEC 61850, a decomposição funcional ganha destaque por permitir melhor aproveitamento dos dispositivos pertencentes a uma SE ou sistema de proteção. Esta decomposição, como o próprio nome sugere, possibilita a segmentação de esquemas e lógicas permitindo que as mesmas sejam processadas em diferentes equipamentos. Assim, caso algum elemento do sistema se encontre próximo do seu limite operacional, novos investimentos podem ser evitados segmentando e delegando algumas de suas funcionalidades a outros dispositivos.

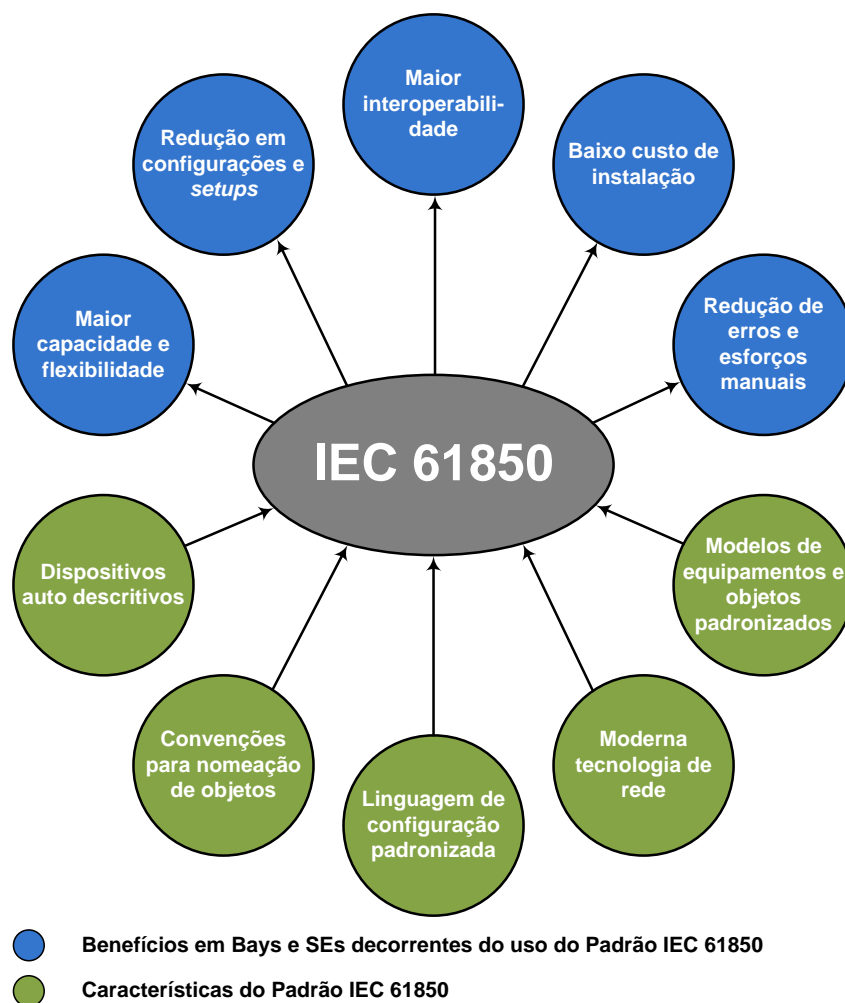


Figura 5 – Características e vantagens do padrão IEC 61850 [11].

Sendo assim, as idéias apresentadas neste capítulo possibilitam o entendimento do padrão IEC 61850, de suas definições e das principais vantagens decorrentes de sua aplicação.





## 4) Estudo de caso

Este trabalho tem como foco a coordenação e seletividade de dispositivos de proteção contra sobrecorrente, em especial os relés de sobrecorrente com atuação temporizada (função ANSI 51) e instantânea (função ANSI 50).

Os critérios para ajustes das proteções de sobrecorrente de forma coordenada são facilmente encontrados em literatura técnica especializada [3] e, em linhas gerais, devem considerar os seguintes fatores:

- Capacidades nominais dos equipamentos e cabos;
- Valores máximos e mínimos das correntes de curto-circuito;
- Limites térmicos e dinâmicos de equipamentos e cabos;
- Restrições operativas do sistema elétrico;
- Diferentes tipos de dispositivos de proteção instalados (relés eletromecânicos e microprocessados, fusíveis, disjuntores);
- Correntes de partida de motores e correntes de magnetização de transformadores.

A análise da coordenação dos dispositivos de sobrecorrente é realizada graficamente em um plano XY, em que o eixo das ordenadas é graduado em escala de tempo e o das abscissas em escala de corrente. Este gráfico contém as características de atuação dos dispositivos de proteção e as características do sistema elétrico sob análise [3].

### 4.1) Descrição do sistema elétrico sob estudo

O sistema elétrico objeto de estudo deste trabalho trata-se de uma instalação industrial que contém uma central de cogeração composta de três turbogeradores (TGs), o que totaliza aproximadamente 40 MVA de capacidade instalada [3]. O diagrama unifilar contendo os pontos pertinentes ao estudo encontram-se na Figura 6.

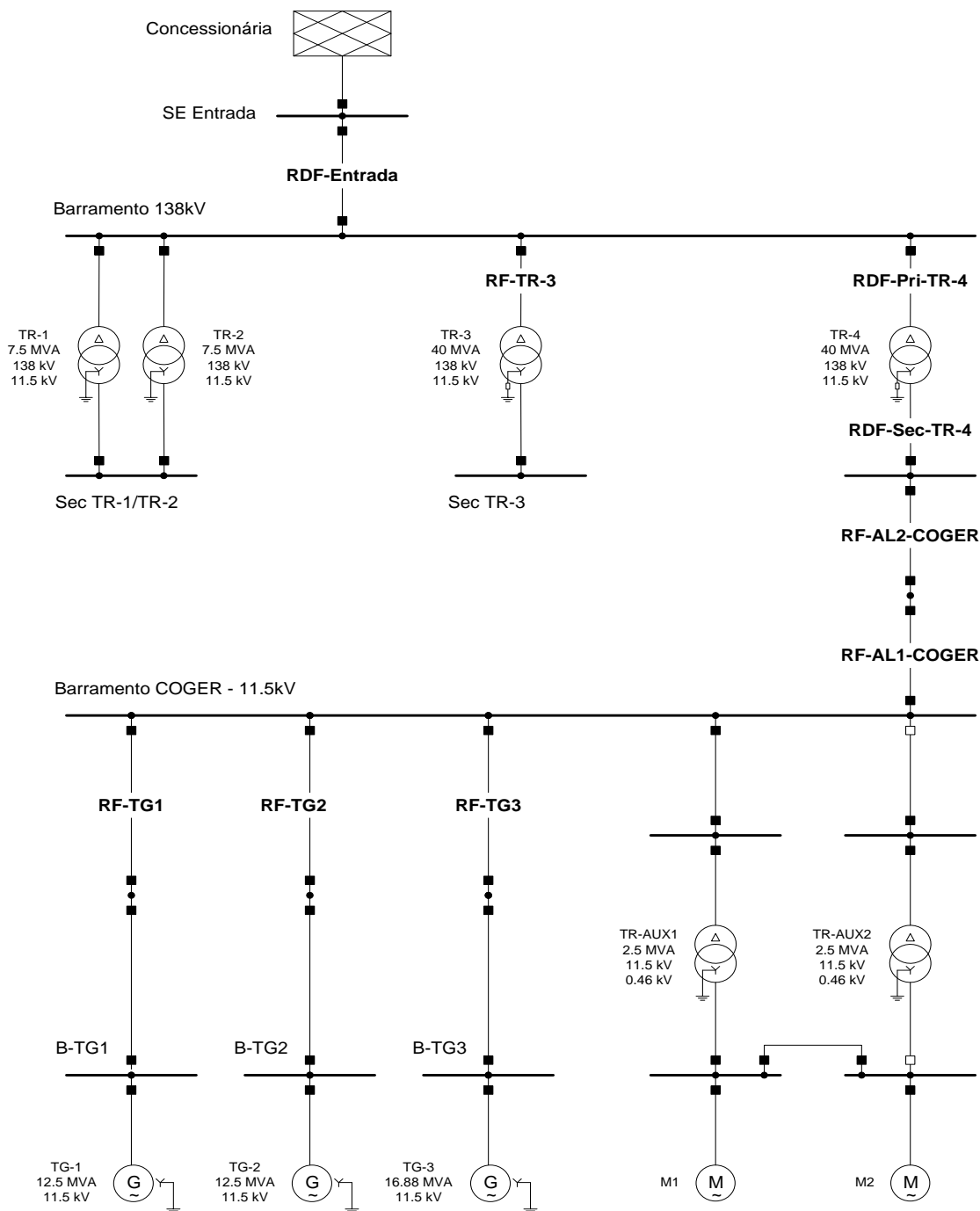


Figura 6 – Diagrama unifilar do sistema elétrico industrial e central de cogeração.

Os turbogeradores da central de cogeração possuem as seguintes características: TG1: 12,50 MVA – 11,5 kV, TG2: 12,50 MVA – 11,5 kV e TG3: 16,88 MVA – 11,5 kV.

A central de cogeração conecta-se ao barramento de 138 kV da indústria por meio de um alimentador e um transformador (TR-4) de 40 MVA – 138kV/11,5kV. Este trecho que conecta a central de cogeração ao barramento de 138 kV é referido no decorrer do trabalho como ramo de interligação ou simplesmente interligação. Os transformadores TR-

AUX1 e TR-AUX2 alimentam os equipamentos auxiliares da central de cogeração. A carga total instalada da indústria é 55 MVA, distribuída entre os transformadores TR-1, TR-2 e TR-3 [3].

A condição normal de operação da indústria e da central de cogeração ocorre quando os três turbogeradores estão em funcionamento. Entretanto, devem ser previstas situações adversas de operação, como desligamentos dos geradores, sejam eles causados por defeito ou manutenção [3].

Conforme a Figura 6 os relés de interesse estão representados pelos nomes que aparecem no início ou final dos alimentadores e transformadores, em que RF significa relé de fase e RDF, relé direcional de fase. Segue a descrição dos relés presentes neste sistema elétrico:

- RF-TG1, RF-TG2 e RF-TG3: relés de fase dos turbogeradores TG1, TG2 e TG3, respectivamente;
- RF-AL1-COGER e RF-AL2-COGER: relés que protegem o alimentador que interliga a barra de entrada da cogeração ao TR-4;
- RDF-Pri-TR-4 e RDF-Sec-TR-4: representam as unidades de proteção do primário e secundário do relé que protege o TR-4;
- RF-TR-3: relé eletromecânico que protege o maior transformador da indústria, o TR-3.

Com exceção do relé RF-TR-3 todos os demais são microprocessados. O trabalho se restringirá aos ajustes das funções de sobrecorrente de fase e terá foco nos relés RF-TR-3 e RDF-Pri-TR-4. Todos os conceitos, problemas e soluções abordados no decorrer do trabalho aplicam-se também aos ajustes para proteção contra curtos-circuitos fase-terra (51N, 50N, 50G) [3].

Todos os cálculos e diagramas de verificação gráfica de coordenação da proteção e seletividade foram realizados com o auxílio do programa DIgSILENT PowerFactory [13], desenvolvido pela empresa alemã DIgSILENT GmbH [3].

## **4.2) Estudo de coordenação da proteção: problemas encontrados**

Nesta seção são apresentados os problemas verificados quando se tenta estabelecer a coordenação entre os relés de sobrecorrente citados na seção anterior, mais especificamente RF-TR-3 e o elemento primário de RDF-TR-4. Um estudo de coordenação completo envolve a análise de outros dispositivos de proteção e de outros equipamentos do sistema elétrico. Entretanto isso não será feito no trabalho visto que o objetivo é mostrar

apenas as situações em que ocorre a atuação descoordenada dos relés e as soluções encontradas para resolver tais problemas de coordenação [3].

Em todos os casos tratados, analisa-se a ocorrência de um curto-circuito trifásico franco no ramo que alimenta o transformador TR-3 (observar Figura 7), de forma que o transformador de corrente (TC) que alimenta o RF-TR-3 meça a corrente de defeito.

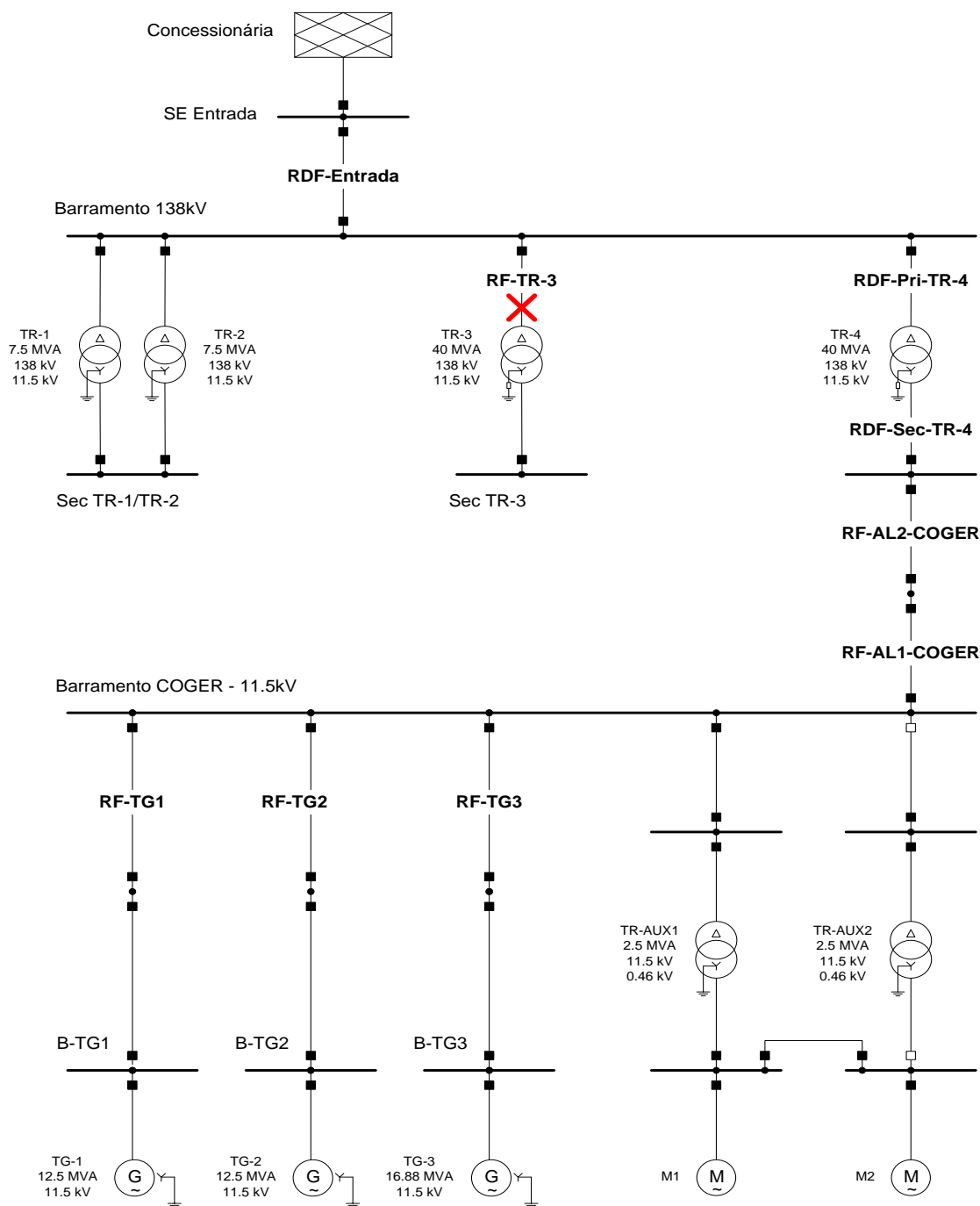


Figura 7 – Diagrama unifilar com a localização do ponto de falta.

Normalmente, trabalha-se com a hipótese de as proteções primárias do transformador (relé diferencial e relé Buchholz) falharem, cabendo assim ao relé de sobrecorrente (RF-TR-3) isolar o defeito caso ele seja interno ao transformador. Nesse caso, o RF-TR-3 atua como proteção de retaguarda. Além disso, caso este dispositivo de proteção falhe, existe o relé direcional RDF-Pri-TR4 que servirá como proteção de retaguarda do RF-TR-3. Ressalta-se que o RDF-Pri-TR4 é um relé de sobrecorrente direcional e atuará apenas para curtos-circuitos que ocorrerem no barramento de 138 kV e nas cargas ligadas ao mesmo.

Na Figura 8 são mostradas as curvas de atuação dos relés de interesse (RF-TR-3 e RDF-TR-4) e as correntes máximas de curto-circuito para o defeito referido anteriormente. As correntes de curto-circuito são representadas por linhas verticais, cujos valores estão referidos à tensão de 138 kV. A legenda e as caixas de texto identificam as curvas de atuação dos relés.

A Figura 8 pode ser interpretada da seguinte forma: um curto-circuito trifásico no ramo de alimentação do TR-3 produz uma corrente de curto-circuito total (corrente subtransitória e simétrica – linha vertical contínua) de 10100 A, capaz de sensibilizar o elemento instantâneo do relé RF-TR-3 em aproximadamente 30 ms (milissegundos). Para o defeito em questão, a contribuição de corrente dos TGs que circula no ramo de interligação da central de cogeração com o barramento de 138 kV é aproximadamente 530 A (corrente transitória simétrica – linha vertical tracejada). Para esse valor de corrente, o elemento primário do relé RDF-TR-4, ou seja, RDF-Pri-TR-4 é sensibilizado em aproximadamente 300 ms (entretanto, não se pode garantir este tempo de atuação em decorrência da forma de onda do curto-circuito, que decai com o tempo para o valor de regime). É válido ressaltar que RDF-Sec-TR-4 foi colocado no mesmo ajuste de RDF-Pri-TR-4 para que a proteção seja rápida e, como eles protegem o mesmo circuito, foi desprezada a coordenação entre eles. Já, os relés RF-AL1-COGER e RF-AL2-COGER apresentam um ajuste que caracteriza um atuação mais lenta do que a do relé direcional (mantendo-se, evidentemente, a coordenação) e são sensibilizados por faltas no barramento de 138kV ou na central de cogeração.

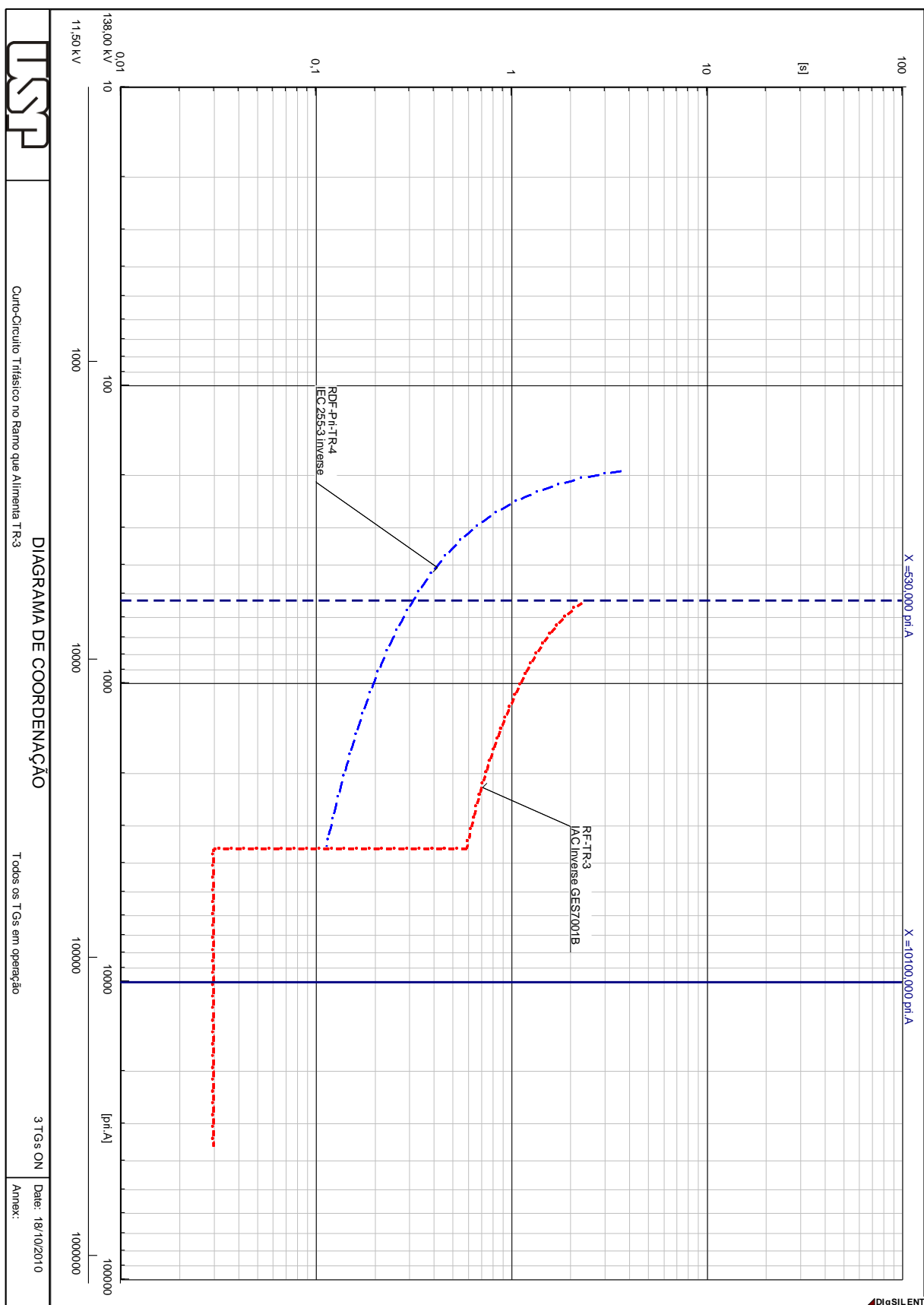


Figura 8 – Verificação gráfica da coordenação (3 TGs em operação).

Considera-se agora a situação em que o maior dos turbogeradores (TG3) esteja desligado por algum motivo. Nessa condição, os valores das correntes de curto-circuito diminuem provocando uma redução na sensibilidade dos relés do ramo de interligação. Tal situação encontra-se apresentada na Figura 9. Observa-se a partir da análise desta figura que a corrente total de curto-circuito reduziu para 9850 A. Essa redução não foi tão significativa porque a principal fonte de contribuição com o curto-circuito é a concessionária. Entretanto, a corrente que circula pelo ramo de interligação para o defeito em questão, reduz de 530 A para 360 A, visto que nesse caso o TG3 está fora de operação. Assim, apesar de a coordenação estar garantida, o tempo de atuação dos relés do ramo de interligação se eleva para cerca de 500 ms (de forma análoga ao caso anterior, não se pode garantir este tempo de atuação), tornando mais lento o sistema de proteção. Outro problema passível de acontecer é a ocorrência de um curto-circuito com impedância de falta capaz de tornar insensíveis os relés da interligação.

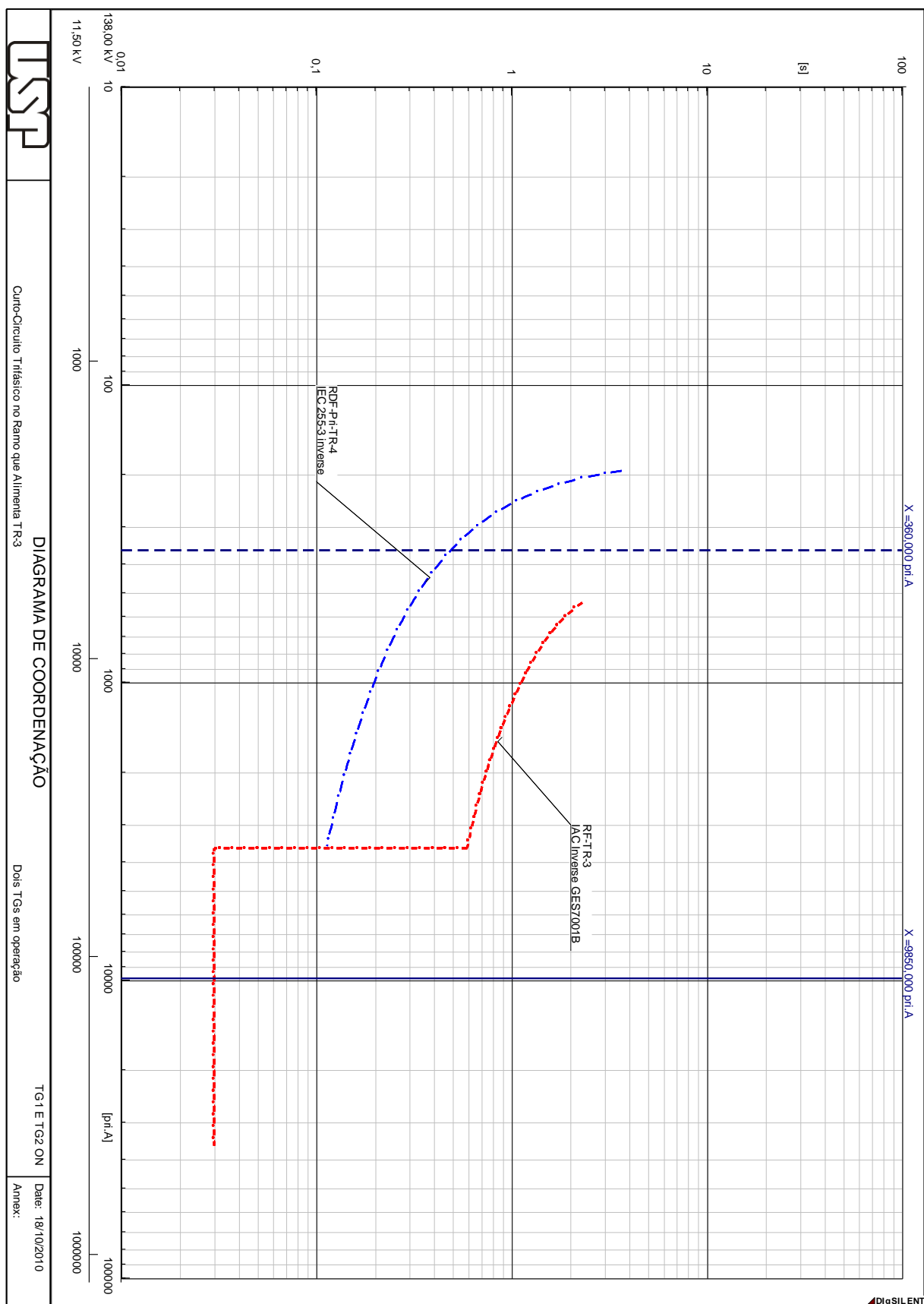


Figura 9 – Verificação gráfica da coordenação (TG1 e TG2 em operação).



A situação extrema ocorre quando apenas um dos TGs está em operação, conforme ilustra a Figura 10, considerando o TG1 ligado. Nessa condição, os relés de interligação não serão sensibilizados para qualquer curto-circuito trifásico ou dupla fase que ocorra em alguma das saídas do barramento de 138 kV. Assim, referindo-se ao defeito no alimentador do TR-3, caso haja falha na atuação do RF-TR-3 apenas o relé do turbogerador ligado atuará, ocasionando o seu desligamento em um tempo muito elevado. Ressalta-se que este desligamento pode ser evitado caso os relés da interligação sejam sensibilizados pelo defeito.

Em estudos de coordenação da proteção de sobrecorrente, usualmente os ajustes dos relés são definidos para os casos em que as correntes de curto-circuito são mais severas, mas sempre verificando se a sensibilidade dos dispositivos de proteção é garantida para correntes de defeito de menor intensidade. Pelas situações descritas anteriormente, observa-se claramente que esse compromisso não pode ser mantido considerando apenas os ajustes dos relés para a condição normal de operação, ou seja, os três geradores ligados. Surge, portanto, a necessidade de adaptar os ajustes de sobrecorrente dos relés da interligação (RF-AL1-COGER, RF-AL2-COGER, RDF-Sec-TR-4, RDF-Pri-TR-4) para cada cenário de geração possível, a fim de obter um sistema de proteção mais confiável.

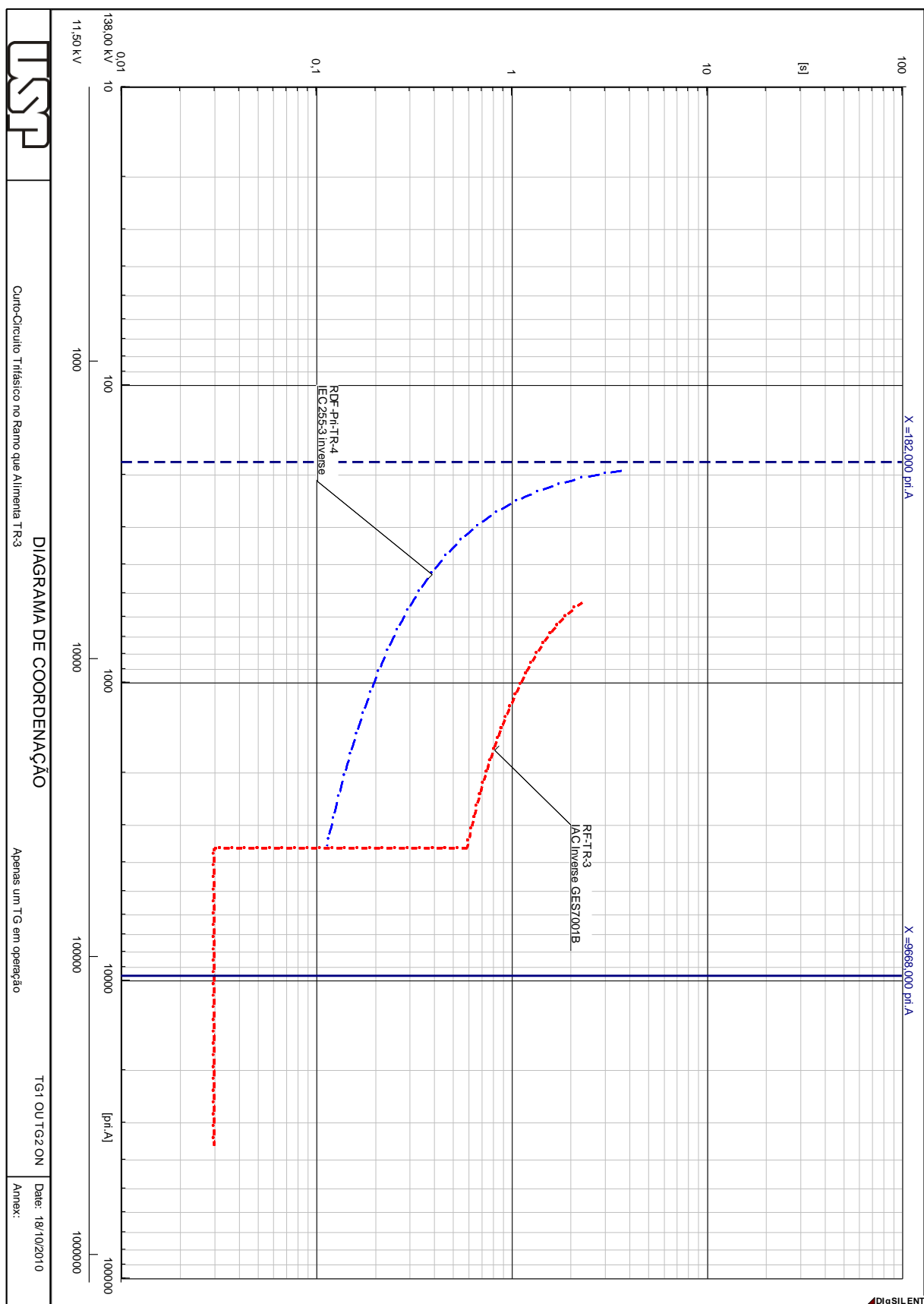


Figura 10 – Verificação gráfica da coordenação (apenas TG1 em operação).

### 4.3) Estudo de coordenação da proteção: soluções propostas

Para sanar os problemas de coordenação verificados na seção anterior, propõe-se um esquema adaptativo de proteção contra sobrecorrente, sujeito às condições operativas da indústria e da central de cogeração [3]. A idéia principal deste esquema é alterar os ajustes dos relés da interligação caso o número de geradores em operação seja alterado. Isso é possível graças às funções dos relés digitais utilizados, os quais contam com mais de um grupo de ajuste para as funções de proteção, além de possibilitar a programação de lógicas de controle para as unidades de proteção. Esses grupos de ajuste podem ser ativados por sinais digitais externos injetados nos contatos de entrada dos relés [3].

Para compor o esquema adaptativo de proteção contra sobrecorrente foi necessário agrupar as situações ou cenários de geração, que resultem em correntes de curto-circuito com magnitudes semelhantes para defeitos no barramento de 138 kV ou em suas saídas. Cada grupo definido foi associado a um grupo de ajuste nos relés da interligação. O resultado dessa classificação é apresentado na Tabela 1, em que o Grupo 1 representa a situação normal de operação [3].

Tabela 1 – Definição dos grupos de ajuste [3].

Grupos de Ajuste	Cenário de Geração
Grupo 1 (G1)	Todos os TGs em operação
Grupo 2 (G2)	Dois TGs em operação
Grupo 3 (G3)	Um TG em operação

Com o intuito de se obter um sistema de proteção seguro e singelo, optou-se por implementar a lógica de controle em um dos relés da interligação, no caso, no RDF-TR-4. Desta forma, este relé, além de desempenhar a função de proteção, também fica responsável pelas seguintes itens:

- receber as informações sobre os estados dos disjuntores dos TGs;
- processar essas informações segundo uma lógica de controle;
- enviar informações e/ou comandos aos demais dispositivos que compõem o sistema de proteção.

Com o intuito de alimentar o elemento responsável pelo processamento (RDF-TR-4) foi criada a Tabela 2, que relaciona os estados dos disjuntores dos geradores e os grupos de ajuste que devem ser ativados, sendo que **1** representa disjuntor fechado e **0**, disjuntor aberto [3].

Tabela 2 – Estado dos disjuntores dos geradores e grupos de ajuste ativos [3].

<b>Grupos</b>	<b>TG1</b>	<b>TG2</b>	<b>TG3</b>
Grupo 1	1	1	1
Grupo 2	1	0	1
Grupo 2	1	1	0
Grupo 2	0	1	1
Grupo 3	1	0	0
Grupo 3	0	1	0
Grupo 3	0	0	1

Pode-se representar a operação do relé, no que diz respeito à lógica de controle, através do fluxograma da Figura 11, que relaciona e representa as etapas envolvidas durante o processamento [3].

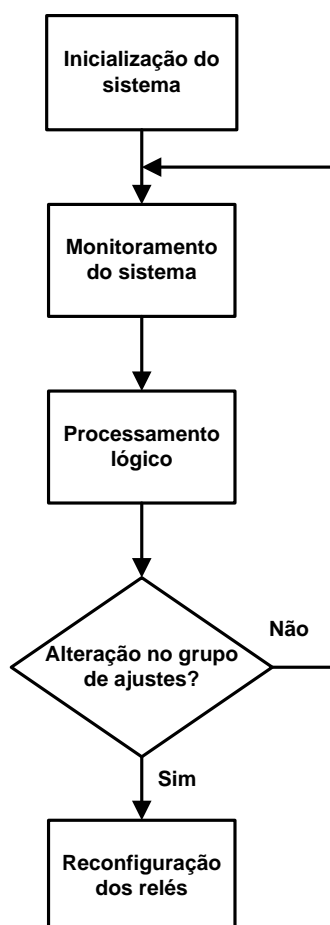


Figura 11 – Operação do elemento de processamento.

As etapas de operação do elemento de processamento são brevemente descritas a seguir [3]:

- **Inicialização do sistema:** o sistema de proteção adaptativo é iniciado sob vigência do ajuste padrão, ou seja, do Grupo 1;
- **Monitoramento do sistema:** compreende rotinas de acompanhamento dos estados dos disjuntores dos geradores. Os disjuntores podem ter seus estados (aberto ou fechado) alterados pela ação dos operadores (desligamentos manuais programados) ou pela atuação dos relés de proteção dos TGs;
- **Processamento lógico:** rotina responsável por analisar a tabela verdade descrita na Tabela 2, identificar a configuração dos geradores e determinar o grupo de ajustes que deve ser ativado. Em seguida ocorre um teste em que o grupo de ajustes recém definido é comparado ao grupo de ajustes anterior. Caso haja necessidade de alteração dos ajustes ativos, passa-se ao item seguinte. Senão, o sistema retorna à sua condição de monitoramento em que aguarda alguma alteração nos estados dos disjuntores dos TGs;
- **Reconfiguração dos relés:** se necessário, o grupo de ajuste ativo é alterado pela ação de sinais digitais enviados pelo elemento de processamento aos relés envolvidos. Após esta etapa o sistema retorna à condição de monitoramento.

Por fim, as idéias e argumentos expressos neste capítulo comprovam que um sistema de proteção convencional não é adequado para a proteção do sistema elétrico sob estudo. Assim, este capítulo descreveu de forma detalhada o problema de engenharia abordado, servindo de base para o próximo capítulo, que descreve a resolução do referido problema de coordenação.



## 5) Desenvolvimento da aplicação

O embasamento teórico foi o ponto de partida para o desenvolvimento deste trabalho e o mesmo permitiu a compreensão adequada do problema e o desenvolvimento de sua solução. A lista completa dos materiais consultados encontra-se no item referências bibliográficas deste trabalho.

Inicialmente, constatou-se, mediante a análise feita no Capítulo 4, que um sistema de proteção convencional (ajuste fixo dos relés de sobrecorrente) seria incapaz de proteger satisfatoriamente a planta industrial em suas diferentes configurações. Assim, partiu-se para o desenvolvimento de um sistema dinâmico, que alterasse de forma automática o ajuste dos relés de sobrecorrente.

Como visto no Capítulo 4, utilizou-se o relé RDF-TR-4 como elemento de processamento, estando nele toda lógica de seleção embarcada. A seguir, são descritas as etapas envolvidas no desenvolvimento do sistema adaptativo.

### 5.1) Lógica de seleção

A primeira etapa prática no desenvolvimento da aplicação contemplou a lógica do sistema adaptativo. Optou-se por uma lógica do tipo Booleana [14] por sua simplicidade, difusão e pela possibilidade de implementação no próprio relé, evitando, assim, a necessidade de agregação de novos dispositivos destinados ao processamento lógico.

A partir da análise da Tabela 2 é possível observar que o estado dos disjuntores (0 ou 1) dos turbogeradores representa quais desses TGs estão ativos ou não, fato que tem influência direta na escolha do grupo de ajuste. Conforme descrito no Capítulo 4, a operação de um, dois ou três TGs altera significativamente a intensidade do curto-circuito. Como premissas, os seguintes itens foram obedecidos no desenvolvimento da lógica Booleana:

- Entradas da lógica: estados dos disjuntores dos turbogeradores;
- Saídas da lógica: grupos de ajuste do relé.

Com base na teoria de Lógica Digital [14], como existe a possibilidade de ocorrência de três saídas distintas (grupos de ajuste), necessitam-se de pelo menos 2 *bits* para a representação destas saídas. Assim, pode-se obter a Tabela 3, em complementação à Tabela 2:

Tabela 3 – Representação das saídas em função dos bits C e S.

Grupos	TG1	TG2	TG3	C	S
Grupo 1	1	1	1	1	X
Grupo 2	1	0	1	0	1
Grupo 2	1	1	0	0	1
Grupo 2	0	1	1	0	1
Grupo 3	1	0	0	0	0
Grupo 3	0	1	0	0	0
Grupo 3	0	0	1	0	0

Na Tabela 3 os bits C (*carry*) e S (saída) são utilizados para representar as três saídas possíveis do sistema. O bit S é o responsável pela seleção do Grupo 2 (nível lógico 1) e do Grupo 3 (nível lógico 0). Já o Grupo 1 é ativado exclusivamente pela ocorrência de nível lógico 1 no bit C e, independe do bit S (o elemento X da Tabela 3 representa esta independência do bit S na seleção do Grupo 1).

A partir das informações contidas na Tabela 3 foi possível utilizar-se do conceito de Mapa de Karnaugh [14] para a obtenção da lógica de seleção e, no caso do *bit C*, esquematizou-se a relação descrita na Figura 12. Destaca-se também que caso todos os TGs estejam desativados, a central de cogeração estará desligada e não há necessidade de especificar qualquer grupo de ajuste para o relé da interligação, que é direcional e, portanto, só é sensibilizado pelas contribuições de corrente provenientes da central de cogeração em direção ao barramento de 138kV. Desconsiderou-se, assim, a situação em que não há processo de geração tanto para o *bit C* quanto para o S.

		TG2				TG3	
		00	01	11	10		
TG1	0	---	0	0	0		
	1	0	0	1	0		

Figura 12 – Mapa de Karnaugh para o *bit C*.

Deste modo, vê-se que o *bit C* só se encontra em nível lógico 1 se todos os TGs também estiverem. A equação lógica que descreve esta relação é dada por:



$$C = TG1 \times TG2 \times TG3 \quad (1)$$

A Figura 13 representa a porta lógica associada à Equação 1, que, no caso, se trata de uma porta lógica E (AND).

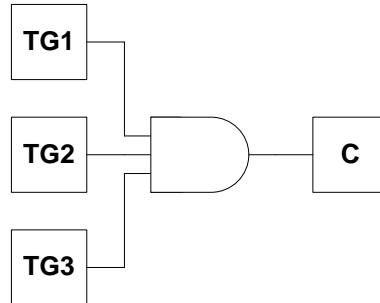


Figura 13 – Porta lógica decorrente do Mapa de Karnaugh no *bit* C.

Estendendo para o *bit* S esta mesma análise de Mapa de Karnaugh, chega-se ao seguinte esquema:

		Bit S			
		TG1	TG2		
TG3		00	01	11	10
0	---	0	1	0	
1	0	1	X	1	

Figura 14 – Mapa de Karnaugh para o *bit* S.

Em relação ao *bit* S, como o nível lógico do elemento X não influencia na seleção do grupo de ajuste, o mesmo foi adotado como nível lógico 1 por reduzir, assim, a quantidade de portas na lógica de seleção. A equação lógica que descreve a relação entre os TGs e o *bit* S é dada por:

$$S = \left( TG1 \times TG2 \times \overline{TG3} \right) + \left( \overline{TG1} \times TG2 \times TG3 \right) + \left( TG1 \times TG2 \times TG3 \right) + \left( TG1 \times \overline{TG2} \times TG3 \right) \quad (2)$$

Contudo, a Equação 2 pode ser simplificada, o que também simplifica a lógica e reduz a quantidade de portas. A partir desta equação, obtiveram-se as seguintes simplificações.

$$S = \left( \overline{TG1} \times TG2 \times TG3 \right) + TG1 \times \left[ \left( TG2 \times \overline{TG3} \right) + \left( TG2 \times TG3 \right) + \left( \overline{TG2} \times TG3 \right) \right] \quad (3)$$

$$S = \left( \overline{TG1} \times TG2 \times TG3 \right) + TG1 \times \left[ TG2 \times \left( \overline{TG3} + TG3 \right) + \left( \overline{TG2} \times TG3 \right) \right] \quad (4)$$

$$S = \left( \overline{TG1} \times TG2 \times TG3 \right) + \left( TG1 \times TG2 \right) + \left( TG1 \times \overline{TG2} \times TG3 \right) \quad (5)$$

$$S = \left( TG1 \times TG2 \right) + TG3 \times \left[ \left( \overline{TG1} \times TG2 \right) + \left( TG1 \times \overline{TG2} \right) \right] \quad (6)$$

Assim, pode-se, a partir da Equação 6, representar a lógica que relaciona os TGs e o *bit* S. Destaca-se que a expressão lógica  $\left[ \left( \overline{TG1} \times TG2 \right) + \left( TG1 \times \overline{TG2} \right) \right]$  é representada por uma única porta lógica, a porta X-OR. A Figura 15 representa o esquema lógico decorrente da Equação 6.

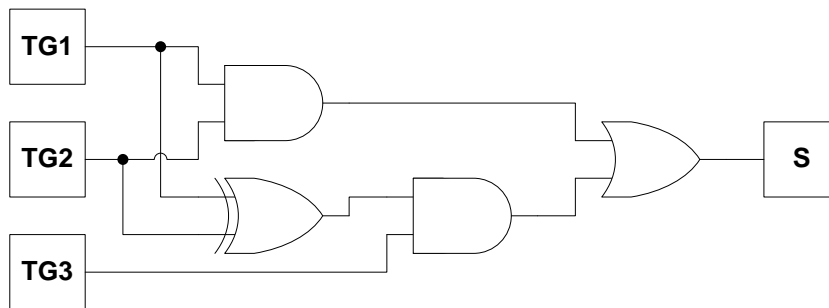


Figura 15 – Esquema lógico decorrente do Mapa de Karnaugh no *bit* S.

Desta forma, a lógica de seleção dos grupos de ajuste dos relés de sobrecorrente é obtida unindo-se os esquemas das Figuras 13 e 15. O resultado desta união encontra-se na Figura 16.



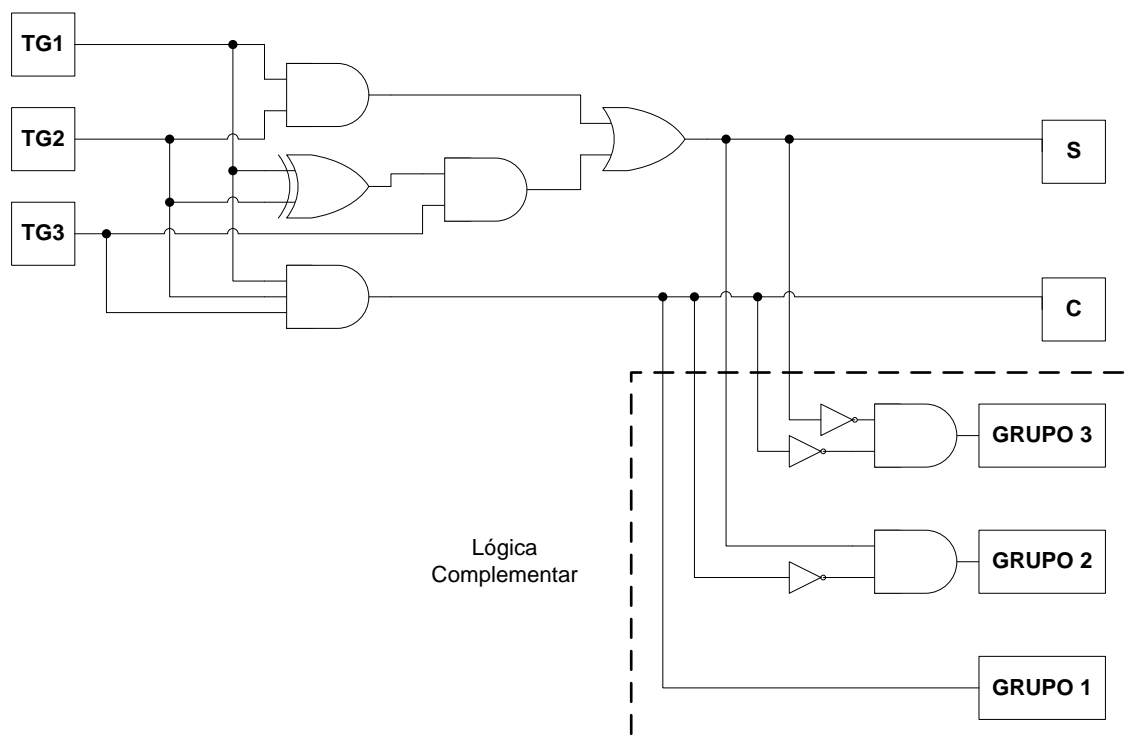


Figura 17 – Lógica final (lógica de seleção + lógica complementar).

## 5.2) Verificação da lógica de seleção

Com o objetivo de testar a lógica de seleção dos grupos de ajuste, utilizou-se a ferramenta *Simulink*, presente no *software* MATLAB [15], para verificar a resposta da lógica em função dos estados dos disjuntores dos TGs.

Primeiramente, esquematizou-se tanto a lógica de seleção quanto a complementar no *Simulink*, conforme a ilustração da Figura18.

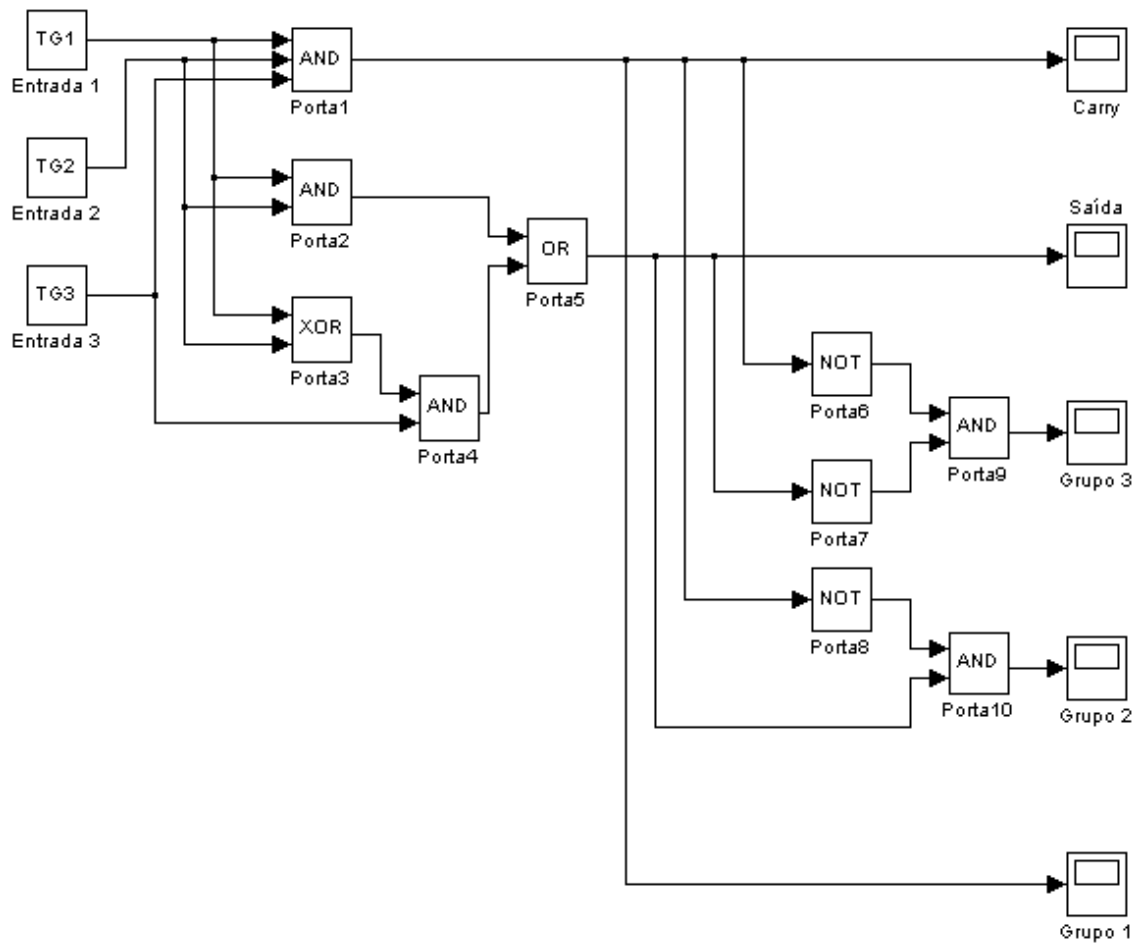


Figura 18 – Implementação da lógica final no Simulink.

Na sequência, simularam-se variações no estado dos disjuntores conforme a Tabela 3. As Figuras 19, 20 e 21 subsequentes representam, respectivamente, os resultados obtidos simulando-se a operação de três, dois e um turbogerador.

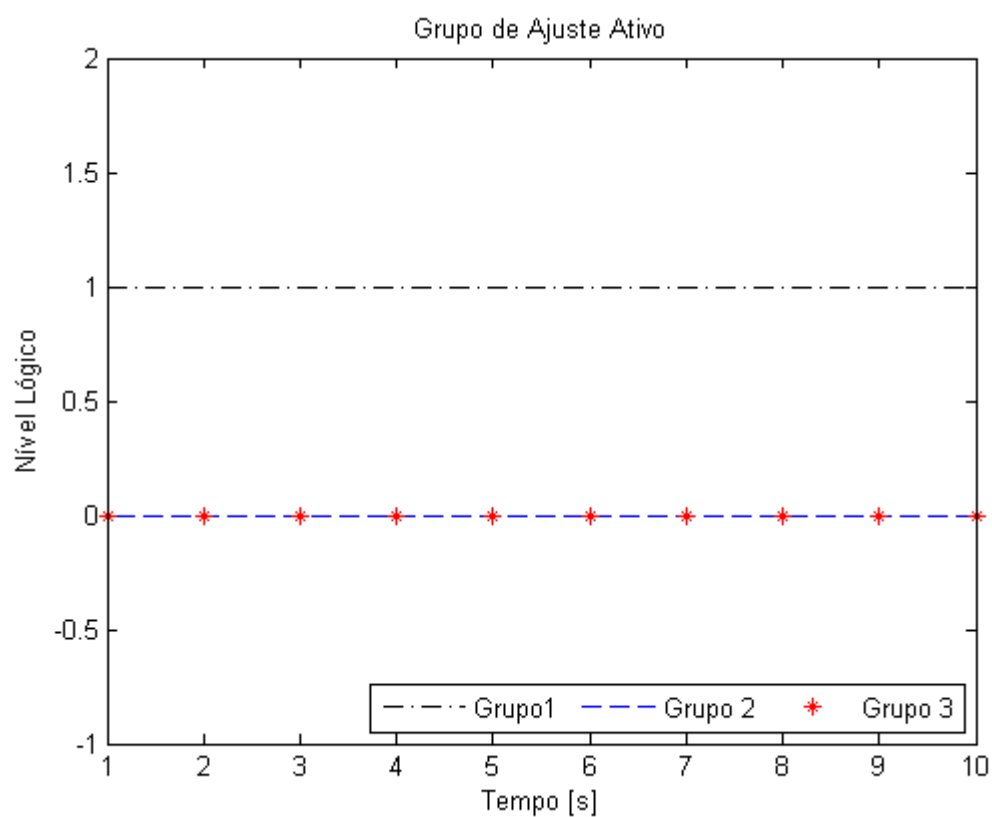


Figura 19 – Grupo de ajuste decorrente da operação de três TGs.

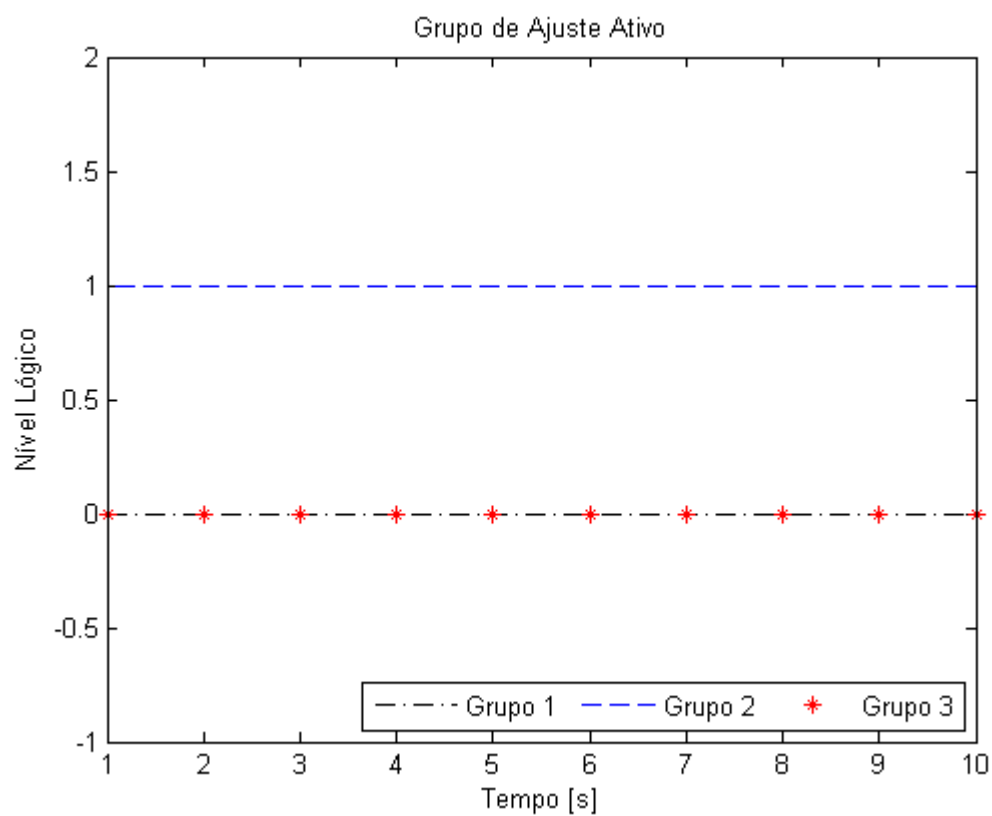


Figura 20 – Grupo de ajuste decorrente da operação de dois TGs.

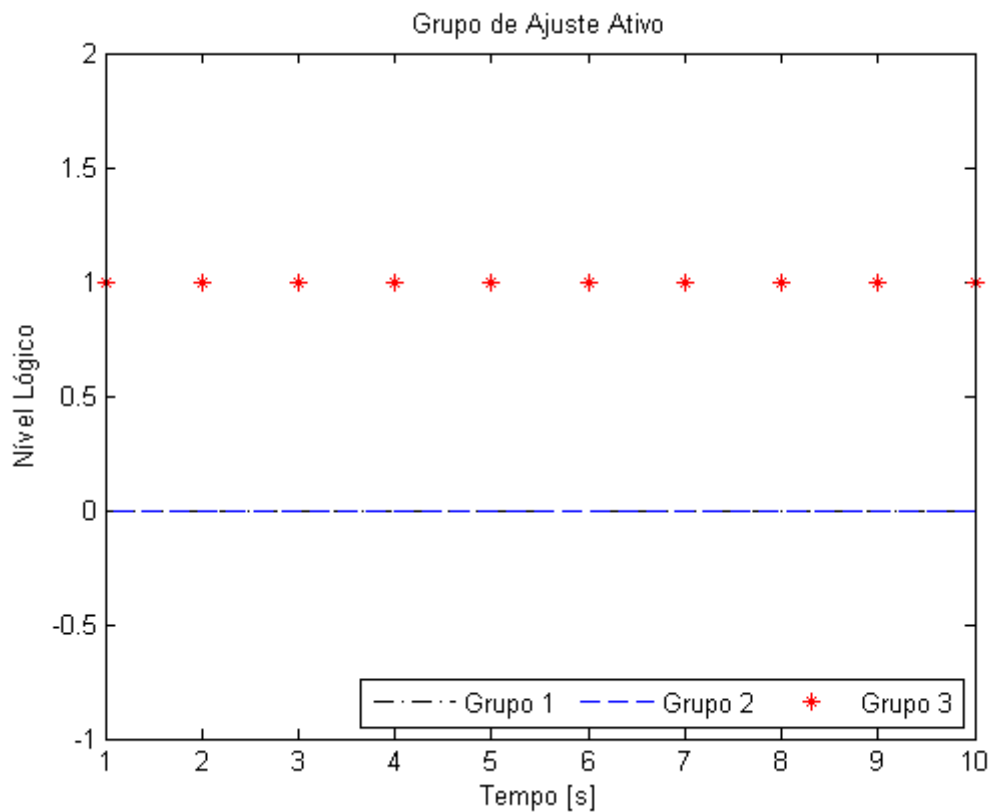


Figura 21 – Grupo de ajuste decorrente da operação de um TG.

Pela observação das três ilustrações anteriores (Figuras 19, 20 e 21), percebe-se que os resultados obtidos estão de acordo com os esperados. A lógica de seleção possibilita, desta forma, selecionar automaticamente o grupo de ajuste condizente com o cenário de geração.

### 5.3) Simulação do sistema elétrico sob estudo

Conforme descrito no Capítulo 4, fez-se uso do *software* DlgSILENT PowerFactory [13] para simular o sistema elétrico industrial sob estudo. Através deste *software* foi possível determinar as formas de onda e magnitudes dos curtos-circuitos (francos e trifásicos) aplicados ao ramo que alimenta o transformador TR-3.

Um aspecto de destaque relacionado ao PowerFactory é que a partir do mesmo foi possível exportar as formas de onda provenientes dos curtos-circuitos no formato COMTRADE [16], que é o formato aceito pela caixa de testes, cujo objetivo é gerar, a partir das simulações, as correntes responsáveis por sensibilizar os relés do ramo de interligação.

A primeira simulação de curto-circuito realizada com o auxílio do *software* DlgSILENT considerou a operação dos 3 TGs. Desta forma, na ocorrência de uma falta no ramo que alimenta TR-3, obteve-se a contribuição máxima da central de cogeração. A

Figura 22 representa esta condição de falta vista a partir do primário do transformador TR-4, ou seja, vista a partir da unidade de proteção primária do relé RDF-TR-4.

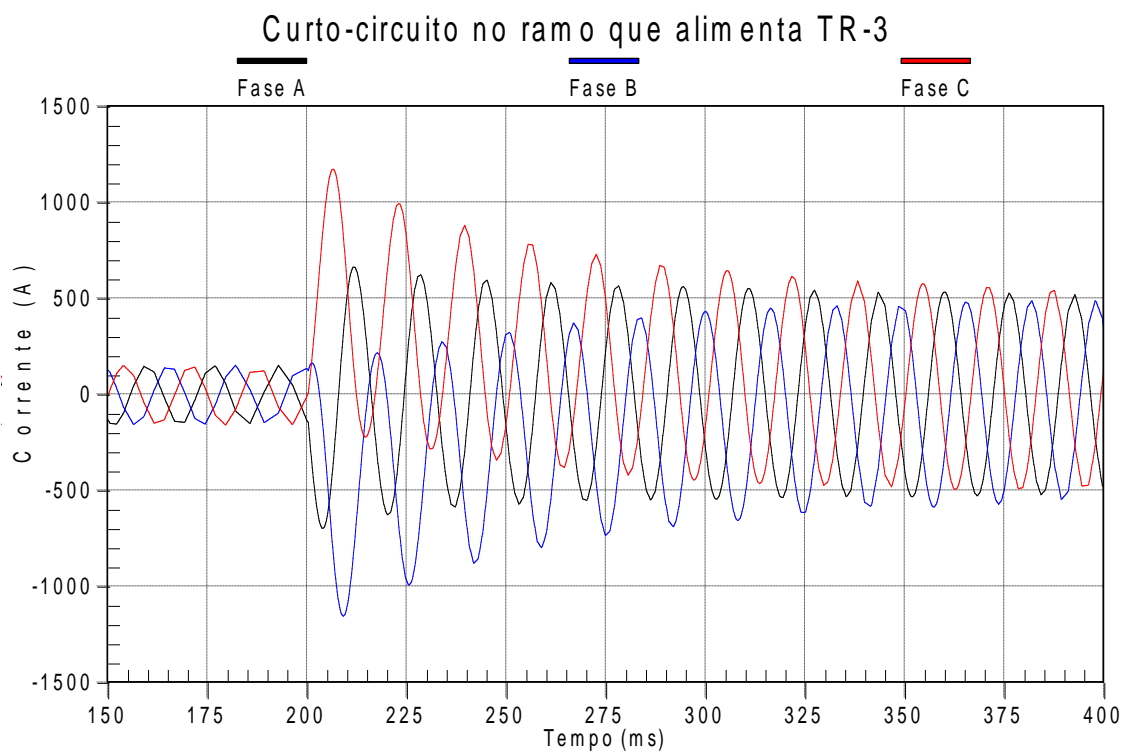


Figura 22 – Contribuição dos três TGs em um curto-circuito trifásico franco no primário do TR-3.

Pela observação da Figura 22 percebe-se a elevada intensidade do curto-circuito em comparação com a corrente de regime permanente. Já na ilustração seguinte (Figura 23), evidencia-se a magnitude da falta decorrente da contribuição apenas dos TGs 1 e 2.



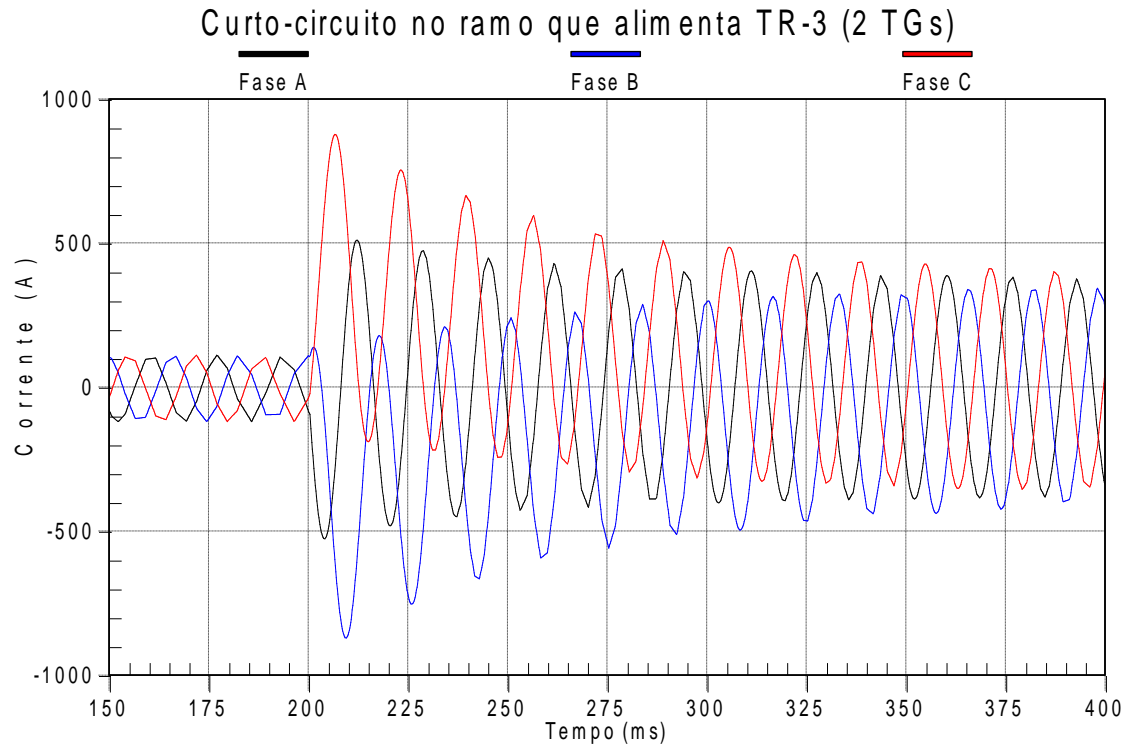


Figura 23 – Contribuição de dois TGs em um curto-circuito trifásico franco no primário do TR-3.

Por fim, observa-se a Figura 24, decorrente da contribuição apenas de TG1 na falta no ramo de TR-3.

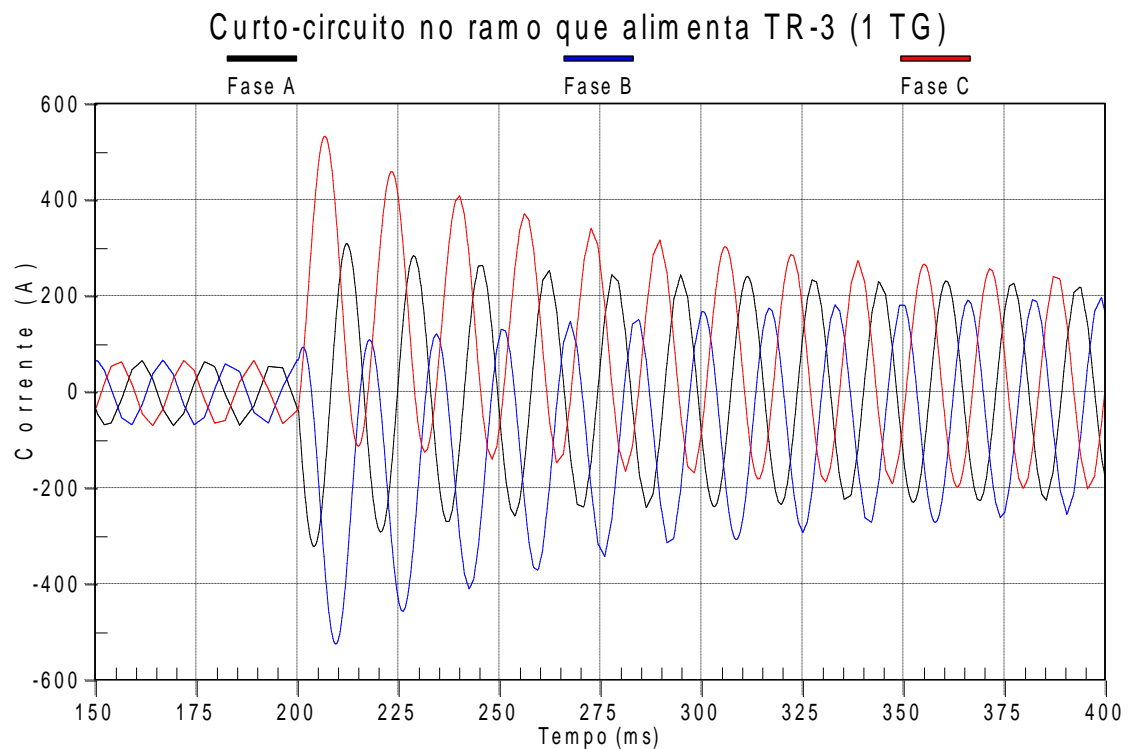


Figura 24 – Contribuição de um TG em um curto-circuito trifásico franco no primário do TR-3.

#### 5.4) Determinação dos grupos de ajuste

Cada um dos três grupos de ajuste possíveis carrega consigo duas informações relevantes: o *dial* e o *pickup*. Em um plano XY, onde ocorre análise da coordenação, o eixo das abscissas é graduado em corrente e o das ordenadas em tempo. De forma simplificada, variações no *dial* deslocam as curvas dos relés na direção vertical, sendo que um *dial* reduzido acarreta em um tempo de atuação também reduzido. Já, variações no valor do ajuste da corrente de *pickup* deslocam a curva do relé na direção horizontal, em que um *pickup* reduzido ocasiona um ajuste mais sensível.

Para os três grupos de ajuste utilizou-se o mesmo *dial*, no caso, o *dial* de 0,05, o menor disponível no relé. A escolha do *dial* decorreu do desejo, comum no âmbito da proteção, de se obter uma atuação rápida. Além disso, a curva do relé obedeceu ao padrão IEC 255-3 *inverse*, padrão este já existente no RDF-TR-4.

A determinação da corrente de *pickup* para cada um dos grupos de ajuste obedeceu à seguinte estratégia: determinaram-se as máximas correntes de carga considerando-se um, dois e três TGs ativos. Determinou-se então que correntes superiores às máximas correntes de carga seriam classificadas como correntes de curto-circuito ou de sobrecarga no circuito protegido.

Considerando-se a operação dos três TGs, tem-se uma potência total de aproximadamente 40MVA (41,88MVA, na verdade). Contudo, como o sistema de cogeração encontra-se conectado ao TR-4, cuja potência é 40MVA, admitiu-se que os três TGs juntos desempenham no máximo uma potência equivalente à do TR-4.

Sabe-se também que a relação entre potência aparente (S), valor eficaz da tensão de linha (V) e valor eficaz da corrente de linha (I) é dada pela Equação 7 [17].

$$S = \sqrt{3} \times V \times I \quad (7)$$

Deste modo, a corrente que circula no ramo de interligação (referenciada na tensão de 138kV) em decorrência da atuação dos três TGs é igual a 167,35 A, que representa a máxima corrente de carga. Portanto, considerou-se neste trabalho que uma corrente de 170 A já é capaz de sensibilizar o relé RDF-TR-4, ou seja, considerou-se que a corrente de 170 A é o *pickup* para o Grupo de Ajuste 1.

Para a situação em que somente 2 TGs encontram-se em operação, no caso TG1 e TG2 (totalizando uma potência de 25MVA), o valor da máxima corrente de carga é igual a 104,60 A. Assim, adotou-se como *pickup* para o Grupo de Ajuste 2 a corrente de 110 A.

Por fim, considerando-se apenas TG1 ativo (cuja potência é 12,5MVA), obtém-se a máxima corrente de carga igual a 53,30 A. Admitiu-se, assim, como *pickup* para o Grupo de Ajuste 3 a corrente de 60 A. Pode-se observar na Tabela 5 um resumo da definição dos grupos de ajuste.

Tabela 5 – Resumo dos grupos de ajuste.

Grupos	Geradores ativos	Potência (MVA)	I carga máx (A)	I pickup (A)	Dial
G1	3 TGs	40,00	167,35	170	0,05
G2	2 TGs	25,00	104,60	110	0,05
G3	1 TG	12,50	53,30	60	0,05

### 5.5) Simulador de disjuntores

Como o trabalho em questão caracteriza-se como laboratorial, deu-se relevância ao comportamento dos disjuntores, e não à real utilização destes equipamentos. Portanto, utilizou-se um dos relés digitais disponíveis no LSEE para que o mesmo simulasse os disjuntores dos TGs.

Sabe-se que um disjuntor real apresenta comportamento biestável [8], ou seja, só ocorre alteração em seu estado (aberto para fechado ou vice-versa) quando um comando for aplicado em sua Bobina de Abertura (BA) ou de Fechamento (BF), respectivamente. Como pode ser observado na Figura 25, a lógica implementada no simulador de disjuntor tem como base um Flip-Flop SR.

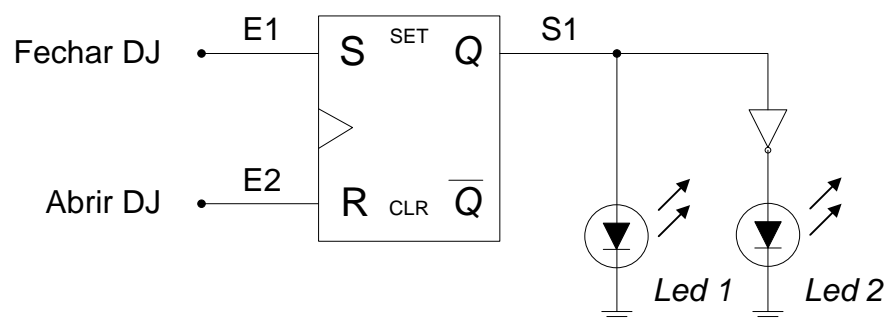


Figura 25 – Lógica do simulador de disjuntor.

Nessa lógica, as entradas E1 e E2 estão associadas, respectivamente, ao comando para fechar (representando a BF) e abrir o disjuntor (representando a BA). Tal comando se dá a partir do conjunto de botões disponíveis na IHM do relé. Já a saída S1 se

relaciona à variável interna do relé que será transmitida via rede de comunicação de dados para o elemento de processamento, ou seja, para o relé RDF-TR-4. Além disso, relacionaram-se aos *Leds* disponíveis no relé os estados da BA e BF, para qual o *Led* 1 representa BF e o *Led* 2, BA.

### 5.6) Metodologia de validação do sistema de proteção adaptativa

Depois de desenvolver e testar a lógica de seleção, simular as situações de falta no *software* DlgSILENT e determinar os grupos de ajuste, iniciou-se a etapa de conexão entre os diferentes dispositivos. Nesta etapa, ocorreu o manuseio e configuração dos equipamentos (mediante seus respectivos *softwares*) que compõem o sistema de proteção adaptativa.

Sucintamente, a implementação e validação do sistema de proteção em laboratório obedeceu ao esquema representado na Figura 26.

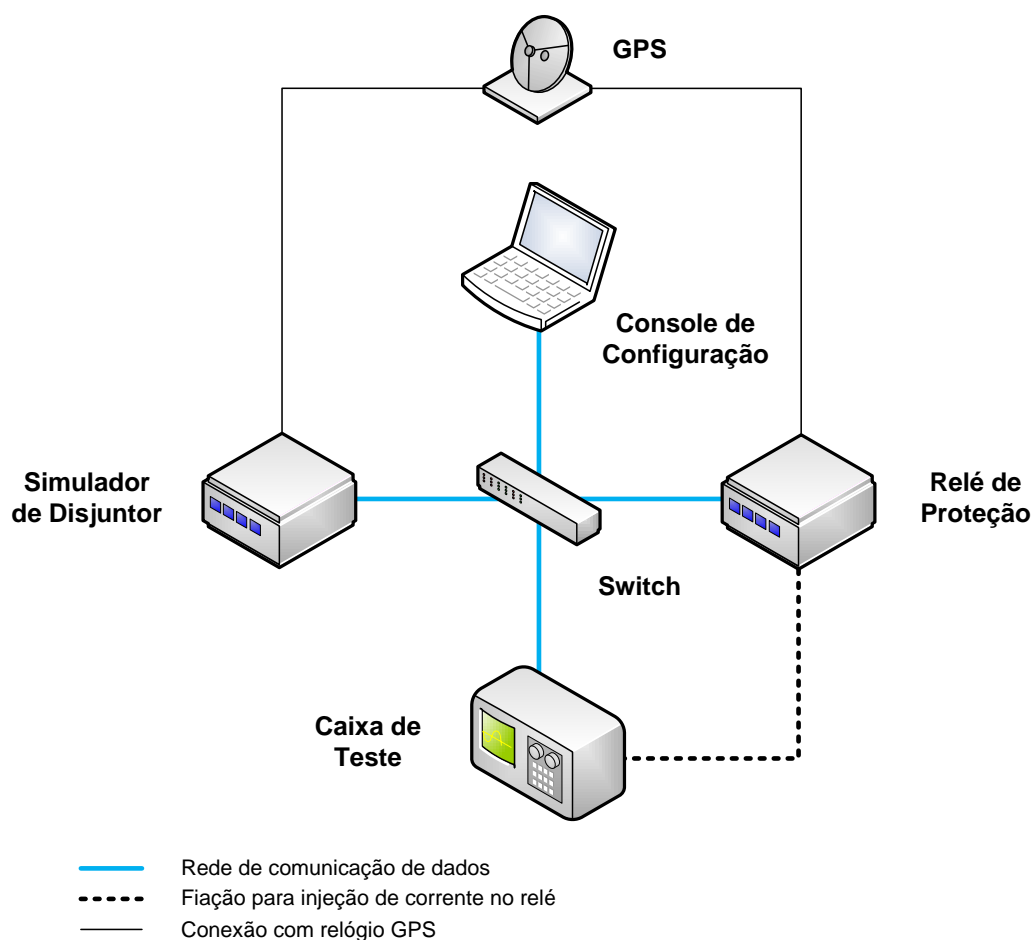


Figura 26 – Esquema laboratorial para implementação e validação do sistema de proteção.

As funções dos elementos presentes neste esquema são descritas a seguir:

- **Console de configuração:** elemento de entrada para a configuração dos equipamentos que compõem o sistema e para recuperação dos dados oriundos dos testes;
- **Simulador de disjuntor:** tem a função de simular e enviar os estados dos disjuntores através da rede via padrão IEC 61850;
- **Switch:** realiza a interface entre equipamentos pertencentes a redes distintas;
- **Caixa de teste:** responsável por reproduzir as formas de onda provenientes das simulações que sensibilizarão os relés da interligação;
- **Relé de proteção:** representa o relé da interligação RDF-TR-4. Dispositivo onde a lógica de seleção é implementada e processada. Além disso, é o elemento sensibilizado pela caixa de teste e o responsável por enviar o sinal de *trip* via padrão IEC 61850.

A etapa seguinte no processo de implantação do sistema consistiu em verificar, após a configuração da lógica de seleção no relé da interligação, a troca automática de ajustes. No item 5.2 deste capítulo já se comprovou a validade da lógica desenvolvida, contudo, foi de suma importância também verificar seu desempenho mediante supervisão do elemento de processamento.

Alterando-se o estado dos disjuntores com o auxílio da IHM do simulador de disjuntor, verificou-se no relé de proteção o grupo de ajuste vigente. As Figuras 27, 28 e 29 foram obtidas diretamente do *software* de configuração deste IED.

SETTING	PARAMETER
Function	Enabled
Block	OFF
Group 2 Activate On	Virt Op 5 On (VO5)
Group 3 Activate On	Virt Op 4 On (VO4)
Group 4 Activate On	OFF
Group 5 Activate On	OFF
Group 6 Activate On	OFF
Group 1 Name	
Group 2 Name	
Group 3 Name	
Group 4 Name	
Group 5 Name	
Group 6 Name	
Events	Enabled
Current Setting Group	1

Figura 27 – Grupo de ajuste vigente simulando-se a operação de 3TGs.

SETTING	PARAMETER
Function	Enabled
Block	OFF
Group 2 Activate On	Virt Op 5 On (VO5)
Group 3 Activate On	Virt Op 4 On (VO4)
Group 4 Activate On	OFF
Group 5 Activate On	OFF
Group 6 Activate On	OFF
Group 1 Name	
Group 2 Name	
Group 3 Name	
Group 4 Name	
Group 5 Name	
Group 6 Name	
Events	Enabled
Current Setting Group	2

Figura 28 – Grupo de ajuste vigente simulando-se a operação de 2TGs.

SETTING	PARAMETER
Function	Enabled
Block	OFF
Group 2 Activate On	Virt Op 5 On (VO5)
Group 3 Activate On	Virt Op 4 On (VO4)
Group 4 Activate On	OFF
Group 5 Activate On	OFF
Group 6 Activate On	OFF
Group 1 Name	
Group 2 Name	
Group 3 Name	
Group 4 Name	
Group 5 Name	
Group 6 Name	
Events	Enabled
Current Setting Group	3

Figura 29 – Grupo de ajuste vigente simulando-se a operação de 1 TG.

Pela observação das Figuras 27, 28 e 29, além de se verificar a troca automática dos grupos de ajuste, constata-se também que o relé utilizado no sistema dispõe de 6 grupos de ajuste distintos (no presente trabalho, apenas 3 destes grupos são utilizados). Esta característica reforça ainda mais as vantagens e importância dos relés microprocessados na composição de sistemas adaptativos, sejam eles simples ou não. Nestas três ilustrações também se verificam as variáveis Virt Op 4 e Virt Op 5, variáveis internas do relé utilizadas na lógica de seleção para a determinação automática do grupo de ajuste vigente.

A etapa final no processo de validação compreendeu expor o sistema adaptativo às faltas oriundas dos diferentes cenários de geração, comparando seu desempenho ao do sistema com ajuste fixo. Os resultados desta comparação são tema do próximo capítulo deste trabalho.

## 6) Resultados

Este capítulo tem como foco a exposição dos resultados obtidos com o desenvolvimento e utilização do sistema adaptativo de proteção. De forma introdutória, é pertinente comparar os tempos de atuação do relé de sobrecorrente com ajuste fixo e automático. Com base na análise realizada no Capítulo 4, quanto menor a quantidade de TGs ativos, menor a contribuição da central de cogeração no curto-circuito e, maior o tempo de atuação do relé de sobrecorrente. Como já observado, este relé nem chega a ser sensibilizado quando um único TG contribui com a falta.

Em relação aos tempos de atuação, considera-se pertinente ressaltar que se adotou um intervalo de coordenação de 300 ms [18] entre a atuação dos relés RF-TR-3 e RDF-TR-4. Os tempos de medição expostos neste capítulo permitem a verificação deste intervalo. Ressalta-se que o foco dos ensaios descritos na próxima seção é o tempo de atuação do relé RDF-TR-4, pois este terá seus ajustes alterados em função dos cenários de geração já descritos. Logo, está-se avaliando o desempenho da proteção de retaguarda, para um caso de falta no primário do TR-3.

Outro aspecto abordado neste capítulo remete aos registros efetuados pelo relé, importantes ferramentas para análise das perturbações a que os SEPs estão sujeitos. Além disso, de maneira complementar, este capítulo também explora os benefícios decorrentes da redução nos tempos de atuação dos sistemas de proteção.

### 6.1) Tempos de atuação

Com o objetivo de registrar os tempos de atuação da função de sobrecorrente temporizada, decorrentes dos curtos-circuitos, nos três cenários de geração, foram utilizadas duas técnicas. Na primeira técnica utilizou-se fiação elétrica convencional e um contato de saída do relé. No instante de atuação do relé, o contato se fecha e essa informação é enviada a caixa de teste via fiação comum. A caixa, por sua vez, compara o tempo entre o recebimento do sinal e o início da aplicação do curto-circuito. Tal técnica de medição recebeu a denominação de Técnica 1.

Já a segunda técnica remete ao tempo de atuação via IEC 61850 em uma rede de comunicação de dados, o qual foi obtido a partir do registro sequencial de eventos disponibilizado por cada relé utilizado. Seu valor foi obtido com o uso das Equações 8, 9 e 10.

$$t_{IEC\ 61850} = t_a + t_{Transferência} \quad (8)$$

$$t_a = t_{TRIP} - t_{PICKUP} \quad (9)$$

$$t_{Transferência} = t_{Disjuntor} - t_{Relé} \quad (10)$$

As variáveis contidas nestas três equações são descritas como:  $t_{IEC 61850}$  - tempo de atuação via IEC 61850;  $t_a$  - diferença de tempo entre a ocorrência de *trip* e *pickup*;  $t_{Transferência}$  - diferença de tempo entre o recebimento do sinal de *trip* pelo disjuntor e o envio do mesmo pelo relé;  $t_{TRIP}$  - instante de tempo em que ocorre o *trip*;  $t_{PICKUP}$  - instante de tempo em que ocorre *pickup*;  $t_{Disjuntor}$  - instante de tempo em que o disjuntor recebe o sinal de *trip*;  $t_{Relé}$  - instante de tempo em que o relé envia o sinal de *trip*.

Vale ressaltar que a utilização das Equações 8, 9 a 10 é possível, pois todos os relés utilizados no ensaio laboratorial estão sincronizados no tempo através de um relógio *Global Positioning System* (GPS). Esta forma de medição recebeu a denominação de Técnica 2.

Com o intuito mitigar possíveis erros de medição, o evento de curto-circuito foi repetido 5 vezes para cada um dos cenários de geração e os tempos de atuação foram registrados pelas duas técnicas em cada uma destas repetições. Com o objetivo de comparação, a Tabela 6 apresenta os tempos de atuação do relé RDF-TR-4 para os diferentes cenários de geração, considerando o ajuste fixo. Por sua vez, a Tabela 7 expõe os tempos de atuação levando-se em consideração o ajuste dinâmico.

Tabela 6 – Tempo de atuação para o ajuste fixo.

Técnica	Grupo de Ajuste	3TGs (ms)	2TGs (ms)	1 TG (ms)
1	Grupo 1	460,30	1086,70	---
1	Grupo 1	461,00	1082,40	---
1	Grupo 1	464,30	1081,60	---
1	Grupo 1	463,40	1071,80	---
1	Grupo 1	456,40	1082,30	---
2	Grupo 1	441,65	1066,70	---
2	Grupo 1	442,21	1058,30	---
2	Grupo 1	450,08	1059,20	---
2	Grupo 1	449,98	1067,04	---
2	Grupo 1	442,21	1067,11	---



Tabela 7 – Tempo de atuação para o ajuste dinâmico.

<b>Técnica</b>	<b>Grupo de ajuste</b>	<b>3TGs (ms)</b>	<b>2TGs (ms)</b>	<b>1 TG (ms)</b>
1	Grupo 1	460,30	---	---
1	Grupo 1	461,00	---	---
1	Grupo 1	464,30	---	---
1	Grupo 1	463,40	---	---
1	Grupo 1	456,40	---	---
1	Grupo 2	---	386,20	---
1	Grupo 2	---	388,30	---
1	Grupo 2	---	385,50	---
1	Grupo 2	---	392,20	---
1	Grupo 2	---	399,50	---
1	Grupo 3	---	---	418,60
1	Grupo 3	---	---	422,60
1	Grupo 3	---	---	424,80
1	Grupo 3	---	---	426,10
1	Grupo 3	---	---	428,30
2	Grupo 1	441,65	---	---
2	Grupo 1	442,21	---	---
2	Grupo 1	450,08	---	---
2	Grupo 1	449,98	---	---
2	Grupo 1	442,21	---	---
2	Grupo 2	---	378,37	---
2	Grupo 2	---	378,65	---
2	Grupo 2	---	375,07	---
2	Grupo 2	---	374,99	---
2	Grupo 2	---	376,08	---
2	Grupo 3	---	---	409,40
2	Grupo 3	---	---	417,08
2	Grupo 3	---	---	408,33
2	Grupo 3	---	---	409,67
2	Grupo 3	---	---	409,21

Pela observação da Tabela 6, vê-se que a atuação se dá em um tempo satisfatório (ligeiramente maior que 300 ms) considerando o cenário de geração com 3 TGs

e o Grupo de Ajuste 1 ativo. Contudo, esse tempo de atuação deteriora-se mediante alterações na configuração de geração.

Já, na Tabela 7, são observados os tempos de atuação decorrentes da troca automática dos ajustes, dados estes considerados de grande relevância no desenvolvimento deste trabalho. Percebe-se que o tempo de atuação se mantém adequado para cada um dos cenários de geração.

A partir das Tabelas 6 e 7 puderam-se obter as Tabelas 8 e 9, que expressam os tempos médios de atuação do relé RDF-TR-4 e o desvio padrão ( $\sigma$ ) decorrente dos cinco processos de medição.

Tabela 8 – Tempo médio de atuação e desvio padrão para o ajuste fixo.

<b>Técnica</b>	<b>Grupo de ajuste</b>	<b>3TGs (ms)</b>	<b><math>\sigma</math> (ms)</b>	<b>2TGs (ms)</b>	<b><math>\sigma</math> (ms)</b>	<b>1 TG (ms)</b>
1	Grupo 1	461,08	3,09	1080,96	5,50	---
2	Grupo 1	445,23	4,39	1063,67	4,51	----

Tabela 9 – Tempo médio de atuação e desvio padrão para o ajuste dinâmico.

<b>Técnica</b>	<b>Grupo de ajuste</b>	<b>3TGs (ms)</b>	<b>2TGs (ms)</b>	<b>1 TG (ms)</b>	<b><math>\sigma</math> (ms)</b>
1	Grupo 1	461,08	---	---	3,09
1	Grupo 2	---	390,34	---	5,75
1	Grupo 3	---	---	424,08	3,70
2	Grupo 1	445,23	---	---	4,39
2	Grupo 2	---	376,63	---	1,77
2	Grupo 3	---	---	410,74	3,58

A análise das Tabelas 8 e 9 permite a percepção de uma característica de extrema relevância na manutenção da coordenação de todo o sistema de proteção. Conforme abordado no Capítulo 4, considerou-se até aqui que o relé RF-TR-3 tem sua atuação comprometida, fato que justifica os esforços no desenvolvimento do sistema adaptativo para o ramo de interligação. Contudo, este sistema adaptativo deve estar preparado para uma possível atuação do relé que protege o TR-3, daí a importância da determinação do intervalo de coordenação, como exposto no início deste capítulo.

De acordo com as Figuras 8, 9 e 10, um curto-circuito no ramo que alimenta TR-3 provocaria uma corrente capaz de sensibilizar o elemento instantâneo do RF-TR-3 em 30 ms. Desta forma, é importante garantir um tempo de pelo menos 300 ms [18] para que o sistema adaptativo aguarde uma possível atuação do relé que protege o transformador TR-

3. Este tempo de 300 ms leva em consideração a detecção do curto-circuito, o tempo de processamento do relé e o envio do sinal de *trip*, além, é claro, de considerar uma margem de segurança. Como pode ser observado nas Tabelas 8 e 9, todos os tempos de atuação são maiores que 300 ms, o que garante a coordenação entre os relés RF-TR-3 e RDF-TR-4.

Mediante a análise das Tabelas 8 e 9 é possível também confrontar os dados decorrentes da utilização das Técnicas 1 e 2. Como pode ser observado, para um mesmo evento de curto-circuito, a Técnica 2 permitiu o registro de tempos de atuação menores. Contudo, segundo [2] deve-se ter em mente que os tempos de tráfego de dados na rede de comunicação dependem diretamente do carregamento desta rede. Desta forma, dependendo do nível de carregamento da rede de que se faz uso, é possível que ocorram atrasos ou até extravio de informações, eventos estes que podem ser extremamente danosos no contexto da proteção digital. Destacam-se, portanto, os ganhos obtidos nos tempos de atuação via IEC 61850 e a manutenção de níveis adequados de carregamento nas redes de comunicação de dados utilizadas.

## 6.2) Registros do relé RDF-TR-4

Os relés digitais microprocessados apresentam importantes ferramentas de registro, que auxiliam na análise dos defeitos que perturbam o sistema elétrico. Entre estas ferramentas, podem-se descartar o registro de eventos (*event records*) e a oscilografia (*oscillography*) [19].

O registro de eventos é um registro de todos os eventos que ocorrem no relé, tais como *pickup*, *trip* ou *dropout*. Como, normalmente, os relés encontram-se em uma base de tempo comum (através do uso de GPS), é possível obter-se o exato instante de tempo em que cada um dos eventos ocorreu. Os tempos de atuação descritos no item 6.1 deste capítulo (com utilização da Técnica 2) foram obtidos a partir do registro de eventos do relé.

Por sua vez, a oscilografia é um registro das formas de onda do sistema no qual o relé está conectado e, no trabalho em questão, condicionou-se o acionamento deste registro mediante a ocorrência de *pickup*. As Figuras 30, 31 e 32 correspondem ao registro de oscilografia do relé na situação de curto-circuito no ramo que alimenta TR-3, considerando, respectivamente, a contribuição de três, dois e um TG. Nestas figuras é possível visualizar a forma de onda do sistema antes do curto-circuito em decorrência do ajuste de pré-falta do respectivo relé.

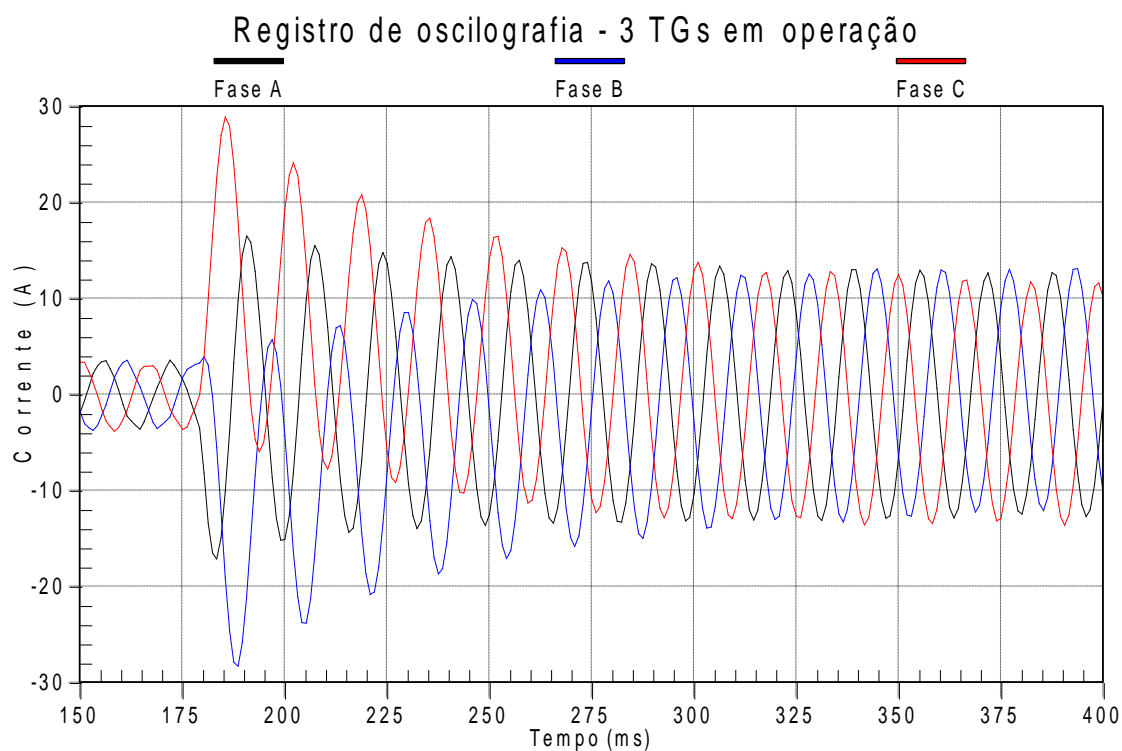


Figura 30 – Registro de oscilografia do relé considerando três TGs ativos.

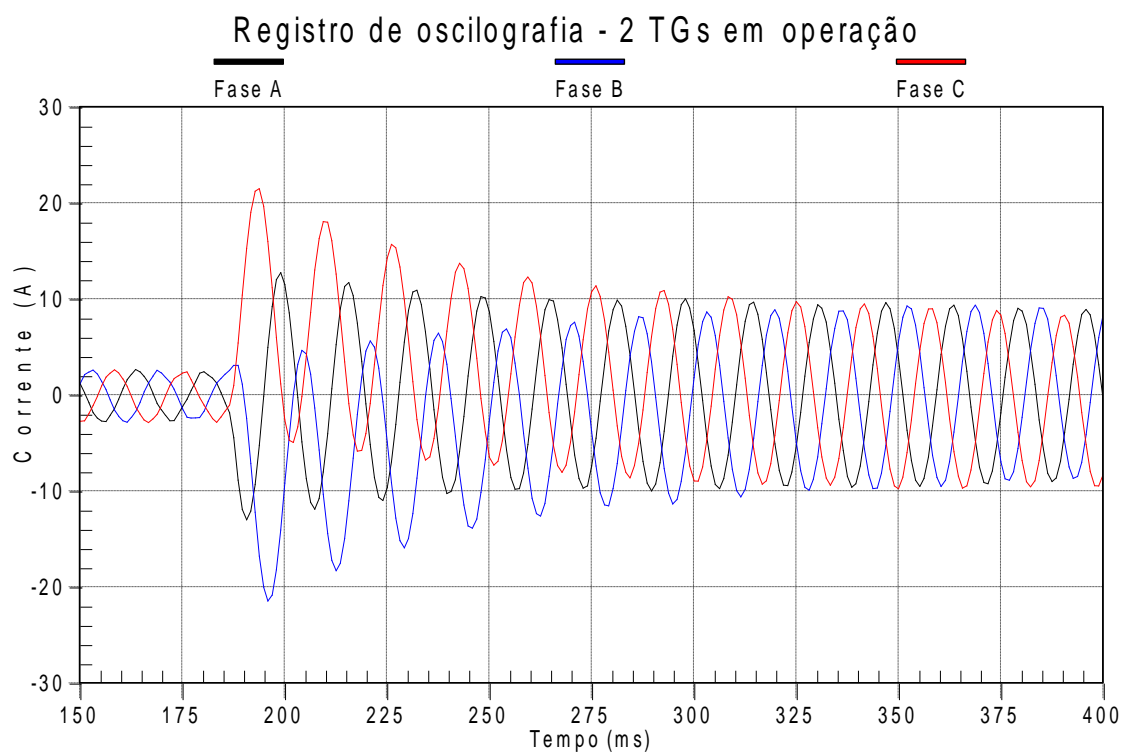


Figura 31 – Registro de oscilografia do relé considerando dois TGs ativos.

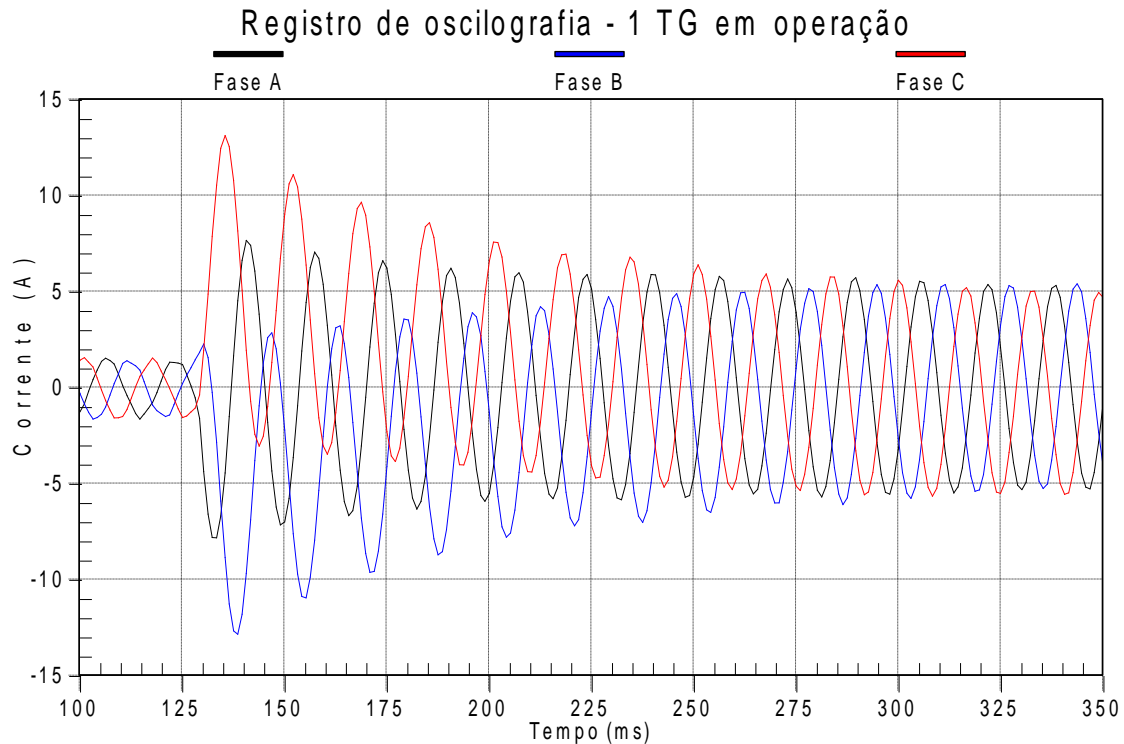


Figura 32 – Registro de oscilografia do relé considerando um TG ativo.

Pela visualização das Figuras 30, 31 e 32, vê-se claramente que as mesmas apresentam a mesma forma de onda das Figuras 22, 23 e 24. Contudo, observa-se nas figuras de registro de oscilografia uma redução da amplitude, decorrente da relação de transformação do TC presente no sistema elétrico industrial, que é de 200:5.

### 6.3) Vantagens decorrentes de um menor tempo de atuação

Segundo [18] um especialista de proteção deve buscar atingir os seguintes objetivos para minimizar os efeitos das perturbações que afetam os sistemas elétricos e seus equipamentos:

- Isolar rapidamente a parte afetada do sistema e, desta forma, manter o fornecimento normal de energia para a maior parte possível do sistema restante;
- Minimizar a magnitude do curto-circuito e, desta forma, minimizar os danos potenciais no sistema, em seus componentes e nos equipamentos utilizados;
- Fornecer circuitos alternativos, transferências automáticas ou dispositivos de religamento automático, com o intuito de minimizar a duração ou extensão de curtos-circuitos e falhas de equipamentos.

Desta forma, a proteção adequada de qualquer sistema elétrico deve atingir os três objetivos, sempre que possível. Contudo, este item 6.3 dá enfoque ao primeiro item, referente ao rápido isolamento de trechos do sistema elétrico sob falta.

Quanto menores os tempos de atuação dos equipamentos e sistemas de proteção, mantendo-se, evidentemente, as características de seletividade e coordenação, menor a exposição do sistema elétrico ao respectivo defeito. Levando-se em consideração a utilização de cabos e equipamentos presentes no sistema (tais como transformadores, religadores e reguladores de tensão), situações de falta rapidamente extintas acarretam em menor solicitação térmica e mecânica destes elementos, contribuindo com a manutenção de suas vidas úteis.

A rápida extinção de curtos-circuitos também apresenta a vantagem de possibilitar a manutenção da estabilidade de geradores síncronos. Durante a ocorrência de uma falta em um ponto do sistema elétrico, quanto maior o tempo em que o gerador ficar submetido a ela, maior é a possibilidade de que o mesmo perca a estabilidade de ângulo, culminado com o seu desligamento, pela atuação de algum dispositivo de proteção [20].

Assim, quanto mais rápido o processamento e o tráfego de dados em um sistema de proteção, menores são as chances de desligamento de geradores, já que as zonas de defeito poderão ser isoladas antes da perda de sincronismo dos mesmos.

Por fim, com base nos conceitos e filosofias de proteção [1], sabe-se que quanto mais rápida a atuação do sistema de proteção, menor a parcela do sistema elétrico sob monitoramento atingido pelo defeito. Em consequência, uma porção menor do referido sistema elétrico é isolado, reduzindo a quantidade de clientes desligados e contribuindo, no caso das distribuidoras de energia elétrica, com a manutenção de índices adequados de fornecimento de energia.

## 7) Conclusões

Diante das limitações da proteção convencional do sistema elétrico industrial sob estudo, se propôs neste trabalho o desenvolvimento de um sistema de proteção adaptativo. Considera-se que os objetivos deste trabalho foram atingidos em decorrência da implementação e validação deste sistema dinâmico contra sobrecorrente. Além deste fato, durante o desenvolvimento do trabalho manteve-se compromisso com a manutenção da coordenação e seletividade do sistema de proteção e obteve-se uma solução singela e genérica, mediante uso do protocolo de comunicação IEC 61850, conforme metas traçadas no início deste TCC.

Em relação ao padrão IEC 61850, destacam-se as vantagens já descritas ao longo do trabalho. O padrão permitiu a troca de informações com velocidade, substituindo a fiação elétrica convencional, o que, por vezes, representa uma limitação na composição e expansão de sistemas de proteção e automação. O mesmo também se mostra como alternativa viável e crescente para a integração de equipamentos presentes em SEs.

Contudo, a utilização da norma não deve ser indiscriminada e nem tampouco vista como a melhor alternativa de comunicação em todos os setores que compõem os SEPs. A mesma apresenta limitações e, por ser relativamente recente, encontra-se em fase de consolidação. Sua aplicação, de forma cautelosa, em áreas ainda pouco exploradas, como nos sistemas de geração, permite que pontos de melhoria sejam identificados e revisados.

Em relação à lógica de controle, destaca-se que sua implementação no próprio relé do ramo de interligação apresentou vantagens por dispensar o uso de um dispositivo destinado exclusivamente ao processamento lógico, o que possibilitou a manutenção de níveis adequados de confiabilidade e redução de custos de implementação. Já a opção por uma lógica Booleana se mostrou válida, de simples desenvolvimento, teste e implementação no respectivo IED.

As contribuições deste trabalho permitem também que o mesmo seja aproveitado em trabalhos futuros. Como sugestão, pode-se verificar o desempenho do padrão IEC 61850 em sistemas de proteção (não necessariamente contra sobrecorrente) de maior complexidade, com maior quantidade de grupos de ajuste e IEDs de fabricantes distintos. Esquemas de decomposição funcional também podem ser validados a fim de se aproveitar melhor os equipamentos já existentes em SEs ou em esquemas de proteção e automação, ponderando, desta forma, a relação entre redução de custos e desempenho do sistema.

Por fim, se considera pertinente salientar a vasta quantidade de conhecimentos assimilados durante este trabalho de conclusão de curso. Contudo, não se faz alusão somente aos conhecimentos técnicos, mas também aos conhecimentos no âmbito pessoal e profissional. Este trabalho representou a última etapa na esfera acadêmica, que precede os novos desafios do mercado de trabalho. Certamente, os anos de graduação e o referido trabalho possibilitaram o desenvolvimento de um engenheiro apto, ético e pronto para contribuir com o desenvolvimento deste país.



## Referências bibliográficas

- [1] COURY, D. V.; OLESKOVICZ, M.; GIOVANINI, R. **Proteção Digital de Sistemas Elétricos de Potência: dos relés eletromecânicos aos microprocessados inteligentes**. São Carlos: EESC-USP, 2007. 378 p.
  
- [2] MIRANDA, J. C. **IEC-61850: Interoperabilidade e Intercambialidade entre Equipamentos de Supervisão, Controle e Proteção Através das Redes de Comunicação de Dados**. 2009. 314 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2009.
  
- [3] VIEIRA J. C. M.; SOARES A. H. M. Case study: Adaptive overcurrent protection scheme applied to an industrial plant with cogeneration units. **In: IEEE Transmission and Distribution Conference and Exposition**, 2008. p. 1-5.
  
- [4] MACHADO, R. C. C.; RIBEIRO, R. S.; STEFANO C. R. Uma nova visão de sistemas digitais IEC 61850 para subestações. **In: Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica**, 20., 2009. Recife. **SNPTEE. Anais**. Recife: CHESF, 2009. 6p.
  
- [5] ABOUD R.; MORAES R.; ZANIRATO E.; BAHIA J, KIMURA S., ROTTA A. Aplicação da Norma IEC 61850 na Vida Real: O Projeto de Modernização de 30 Subestações na Elektro. **In: Anais do Seminário Técnico de Proteção e Controle – STPC, 9**. Belo Horizonte, 2008.
  
- [6] NEVES F. C.; CARVALHO P. C.; BRUNE O.; ALBINO D. S.; SANTOS R. S. Uso da IEC 61850 em Usinas Hidrelétricas – Benefícios e Incompatibilidades. **In: Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica**, 20., 2009. Recife. **SNPTEE. Anais**. Recife: CHESF, 2009. 7p.
  
- [7] SCHWEITZER III E. O.; SCHEER G. W.; FELTIS M. W. Uma nova abordagem da proteção da distribuição. **In Simpósio Internacional sobre Automação da Distribuição e Gerenciamento do Lado da Demanda, 2**. 15p.
  
- [8] CHEMIN NETTO, U. **Aplicações de Controle e Supervisão Distribuídas em Subestações de Energia Elétrica Através do Uso de Relés Digitais de Proteção**. 2008. 142 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2008.

- [9] CARVALHO A.; ROSAS G. B.; SOUZA V. B. **Aplicações da Norma IEC 61850**. Curso de Especialização de Proteção de Sistemas Elétricos – CEPSE.
- [10] SOUTO A. O.; GUIEIRO G. A.; KIERULFF J. P.; ABREU L. F.; CARVALHO S. G. Testes de Desempenho e Interoperabilidade Utilizando a Norma IEC 61850. In: **Seminário de Automação de Processos, 13**. São Paulo, 2009.
- [11] SISCO. **IEC 61850: A New Approach to Substation Automation, Communications, and Integration**. EUA, 2008.
- [12] DAWIDCZAK H.; OLIVEIRA A. L. P. A Experiência de Projetos Utilizando a Norma IEC 61850 na Europa e América. In: **Simpósio de Automação de Sistemas Elétricos - SIMPASE, 7.**, Salvador, 2007.
- [13] DIGSILENT, INC. DigSILENT PowerFactory, 2010. Disponível em: <<http://www.digsilent.de>> Acesso em: 20 out. 2010.
- [14] TOCCI R. J.; WIDMER N. S.; MOSS G. L. **Sistemas Digitais: princípios e aplicações**. São Paulo: Pearson Prentice Hall, 2007. 804p.
- [15] THE MATHWORKS. MATLAB and Simulink for Technical Computing. Version R2008b. [S.l.], 2010. Disponível em: <[www.mathworks.com](http://www.mathworks.com)>. Acesso em: 19 mar. 2010.
- [16] IEEE Std C37. 111-1999 - IEEE Standard Common Format for Transient Data Exchange (COMTRADE) for Power Systems, IEEE Power Engineering Society. 1999.
- [17] JOHNSON D. E.; HILBURN J. L.; JOHNSON J. R. **Fundamentos de Análise de Circuitos Elétricos**. Quarta Edição. Rio de Janeiro: LTC – Livros Técnicos e Científicos S.A., 2000. 539p.
- [18] IEEE Std 242-2001 – Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems, IEEE Power Engineering Society. 2001.
- [19] GENERAL ELECTRIC - GE. **T60 instruction manual for 5.7x product version**. 2009. Disponível em: <<http://www.gedigitalenergy.com/products/manuals/t60/t60man-u2.pdf>> Acesso em: 25 out. 2010.

[20] KUNDUR, P. **Power System Stability and Control**. 1st ed., New York: McGraw-Hill, 1994. 1176 p.



## Apêndice – Dados do sistema elétrico abordado

O diagrama unifilar do sistema elétrico abordado neste TCC encontra-se apresentado na Figura 6. Esta rede representa uma indústria com três conjuntos turbina a vapor - gerador síncrono (TG1, TG2 e TG3) cujos valores de potência nominal são respectivamente 12,50 MVA, 12,50 MVA e 16,88 MVA. Os geradores alimentam dois motores de indução do tipo gaiola de esquilo de 812,96 HP e 2021,9 HP e um conjunto de cargas modelo impedância. O nível de curto-circuito trifásico da concessionária é  $2275\angle -80^\circ$  MVA e o de curto-circuito monofásico é  $1945\angle -80^\circ$  MVA.

Nas tabelas na sequência são mostrados todos os dados dos equipamentos do sistema elétrico. Destaca-se que todos os dados em p.u. (por unidade) contidos neste apêndice estão na base do próprio equipamento.

Tabela 10 – Dados dos geradores.

Dados	TG1 e TG2	TG3
Potência nominal (MVA)	12,5	16,875
Tensão nominal (kV)	11,5	11,5
Frequência nominal (Hz)	60	60
$X_d$ (pu)	2,393	2,05
$X_d'$ (pu)	0,305	0,32
$X_d''$ (pu)	0,216	0,23
$X_q$ (pu)	1,209	0,99
$X_q'$ (pu)	0,221	0,33
$X_l$ (pu)	0,052	0,052
$T_{d0'}$ (s)	7,186845	6,470313
$T_{d0''}$ (s)	0,05224537	0,01391304
$T_{q0''}$ (s)	0,20241182	0,03
$R_s$ (pu)	0,00385	0,00385
Número de pares de pólos	2	2
Coeficiente de inércia (s)	5,0	3,2875
Fator de potência	0,8	0,8
Conexão	$Y_n$	$Y_n$
$r_0 + jx_0$ (pu)	$0,007 + j0,066$	$0 + j0,11$
Resistência de aterramento (pu)	6,27599	8,47259
Fator de fricção (N.m.s)	0	0

Tabela 11 – Dados dos motores.

<b>Dados</b>	<b>Motor M1</b>	<b>Motor M2</b>
Potência nominal (MVA)	0,60647	1,50835
Tensão nominal (kV)	0,46	0,46
Frequência nominal (Hz)	60	60
Rs ( )	0	0
Lls (H)	0,0698/377	0,028057/377
Rr' ( )	0,01	0,014028
Llr' (H)	0,0698/377	0,028057/377
Lm (H)	1,396/377	0,56114/377
Inércia (kg.m )	63,87	63,87
Fator de potência	0,85	0,85
Número de par de pólos	1	1
Fator de fricção (N.m.s)	0	0

Tabela 12 – Dados dos transformadores.

<b>Dados</b>	<b>TR-1 / TR-2</b>	<b>TR-3 / TR-4</b>	<b>TR-AUX1 / TR-AUX2</b>
Potência nominal (MVA)	7,5	40	2,5
Frequência nominal (Hz)	60	60	60
<b>Primário</b>			
Tensão (kV)	138,0	138,0	11,5
Conexão	Delta	Delta	Delta
R1 (pu)	0,005	0,00375	0,0005
X1 (pu)	0,03948468	0,059883	0,03249625
<b>Secundário</b>			
Tensão (kV)	11,5	11,5	0,46
Conexão	Yg	Yg	Yg
R2 (pu)	0,005	0,00375	0,0005
X2 (pu)	0,03948468	0,059883	0,03249625
<b>Ramo de magnetização</b>			
Rm (pu)	500	500	500
Xm (pu)	500	500	500
<b>Resistência de aterramento</b>			
Re (Ω)	0	0	0