



UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
CAMPUS DE TUCURUÍ
FACULDADE DE ENGENHARIA DE COMPUTAÇÃO

BARTOLOMEU DO VALE OLIVEIRA

**AUTOMAÇÃO DE SUBESTAÇÃO: UMA ANÁLISE DO PROCESSO DE
MODERNIZAÇÃO DE UMA SUBESTAÇÃO 500 KV –
ELETROBRÁS/ELETRONORTE**

TUCURUÍ-PA
2022

BARTOLOMEU DO VALE OLIVEIRA

**AUTOMAÇÃO DE SUBESTAÇÃO: UMA ANÁLISE DO PROCESSO DE
MODERNIZAÇÃO DE UMA SUBESTAÇÃO 500 KV –
ELETROBRÁS/ELETRONORTE**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à Faculdade de Engenharia de Computação, do Campus Universitário de Tucuruí, da Universidade Federal do Pará, como requisito para obtenção do título de Bacharel em Engenharia de Computação.

Orientador: Prof. Dr. Renato Luz Cavalcante

TUCURUÍ-PA
2022

BARTOLOMEU DO VALE OLIVEIRA

**AUTOMAÇÃO DE SUBESTAÇÃO: UMA ANÁLISE DO PROCESSO DE
MODERNIZAÇÃO DE UMA SUBESTAÇÃO 500 KV –
ELETROBRÁS/ELETRONORTE**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à Faculdade de Engenharia de Computação, do Campus Universitário de Tucuruí, da Universidade Federal do Pará, como requisito para obtenção do título de Bacharel em Engenharia de Computação.

Data da aprovação: ____/____/____

Conceito: _____

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Renato Luz Cavalcante
FECOMP / CAMTUC / UFPA

Prof. Dr. Bruno Merlin
FECOMP / CAMTUC / UFPA

Prof. Msc. Deriks Karlay Dias Costa
IFPA

Prof. Dr. Otávio de Noura Teixeira
FECOMP / CAMTUC / UFPA

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho aos meus pais pelo esforço na minha educação e a minha esposa pelo apoio, incentivo e confiança no decorrer da minha formação acadêmica.

AGRADECIMENTOS

A DEUS que concedeu o dom da vida, saúde e oportunidade para alcançar objetivos.

Aos meus pais que me educaram da melhor forma possível, sempre ressaltando a importância da formação escolar.

Ao professor Orientador Renato Luz Cavalcante pelo tempo disposto e pelo incentivo.

A todos os professores do curso de Engenharia de Computação pela dedicação e empenho na transmissão de conhecimentos.

Ao Sr. Washington Luiz dos Santos Costa pelo apoio no trabalho de pesquisa.

Em especial, a minha esposa Maria de Fátima Veiga da Silva pelo amor, ajuda e incentivo, também pela dedicação e paciência ao longo do curso.

RESUMO

O presente trabalho apresenta uma análise sobre o processo de modernização de uma Subestação de 500 kV da ELETROBRAS/ELETRONORTE, situada na cidade de Tucuruí-PA, abordando a arquitetura do Sistema de Proteção, Controle e Supervisão, bem como a tecnologia empregada na automação da subestação, como os dispositivos eletrônicos inteligentes (relés digitais). Para tanto foi utilizado o método estudo de caso, com coleta de dados e pesquisa bibliográfica. Por fim, a partir das informações obtidas, foi possível compreender todo o processo modernização, passando pelas suas fases de concepção, desenvolvimento e implantação e, ainda mais relevante, foram constatadas as principais vantagens, em relação aos sistemas convencionais, obtidas nas diversas áreas como a operação, manutenção, engenharia e segurança. A modernização da Subestação Tucuruí 500kV garantiu uma melhoria significativa no desempenho, na confiabilidade e segurança do sistema, além de redução de custos e aumento da estabilidade, atendendo as exigências do setor elétrico.

Palavras-chave: Subestação. Automação. Relé digital. Modernização.

ABSTRACT

The present work presents an analysis of the modernization process of a 500 kV Substation of ELETROBRAS/ELETRONORTE, located in the city of Tucuruí-PA, addressing the architecture of the Protection, Control, and Supervision System, as well as the technology used in the substation automation, such as intelligent electronic devices (digital relays). For that, the case study method was used, with data collection and bibliographical research. Finally, from the information obtained, it was possible to understand the entire modernization process, going through its conception, development, and implementation phases, and, even more relevant, the main advantages were verified, concerning conventional systems, obtained in various areas such as operation, maintenance, engineering, and safety. The modernization of the Tucuruí 500kV Substation ensured a significant improvement in the performance, reliability, and safety of the system, in addition to reducing costs and increasing stability, meeting the requirements of the electricity sector.

Keywords: Substation. Automation. Digital relay. Modernization.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 – Sistema Interligado Nacional: horizonte 2024.....	12
Figura 2.1 – Elementos do Sistema de proteção.....	19
Figura 2.2 – Relé numérico.	20
Figura 3.1 – Sistema de automação de subestação.....	23
Figura 3.2 – Sistema de Supervisão e Controle Distribuído.	25
Figura 3.3 – Esquema simplificado de uma UAC.....	27
Figura 4.1 – Subestação Tucuruí – SE TC.	34
Figura 4.2 – Quadro de Comando e Controle.....	35
Figura 4.3 – Instrumentos analógicos de medição e anunciadores de alarme.....	36
Figura 4.4 – Quadro de proteção com relés convencionais.....	37
Figura 4.5 – Painéis de proteção e controle digital.	42
Figura 4.6 – Arquitetura principal do Sistema de Proteção, Controle e Supervisão.....	43
Figura 4.7 – Topologia da rede de oscilografia.....	44
Figura 4.8 – Estação de Operação com o Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia.	45
Figura 4.9 – Relé REC316.	47
Figura 4.10 – IHM <i>Touch Screen</i>	48
Figura 4.11 – Relés REL531 e RET521	49
Figura 4.12 – Arranjo de proteção de barras descentralizada.	50

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

SEP	Sistema Elétrico de Potência
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
SE	Subestação
IED	<i>Intelligent Electronic Devices</i>
LAN	<i>Local Area Network</i>
WAN	<i>Wide Area Network</i>
LON	<i>Local Operating Network</i>
TCP	<i>Transmission Control Protocol</i>
IP	<i>Internet Protocol</i>
UAC	Unidade de Aquisição e Controle
UD	Unidade Dedicada
SCADA	<i>Supervisory Control And Data Acquisition</i>
SPCS	Sistema de Proteção, Controle e Supervisão
SAGE	Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia
IHM	Interface Homem Máquina
IA	Inteligência Artificial

SUMÁRIO

CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO	11
1.1 SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA.....	11
1.2 SISTEMA DIGITAL DE PROTEÇÃO, CONTROLE E SUPERVISÃO	13
1.3 OBJETIVOS	13
1.3.1 Geral	13
1.3.2 Específico	14
1.4 ESTRUTURA DO TRABALHO	14
CAPÍTULO 2 - SUBESTAÇÕES DE ENERGIA ELÉTRICA	16
2.1 INTRODUÇÃO.....	16
2.2 SUBESTAÇÃO	16
2.3 EQUIPAMENTOS TÍPICOS DE UMA SUBESTAÇÃO	16
2.4 SISTEMA DE PROTEÇÃO	19
2.4.1 Relés	20
CAPÍTULO 3 - AUTOMAÇÃO DE SUBESTAÇÃO	22
3.1 INTRODUÇÃO	22
3.2 ARQUITETURA DOS SISTEMAS DE AUTOMAÇÃO	22
3.3 SISTEMA DE SUPERVISÃO, CONTROLE E AQUISIÇÃO DE DADOS	26
3.3.1 Unidades de Aquisição Controle (UAC's)	26
3.3.2 Unidades Dedicadas	27
3.4 FUNÇÕES BÁSICAS DE UM SISTEMA DIGITAL INTEGRADO.....	27
3.5 PROTOCOLOS DE COMUNICAÇÃO	30
CAPÍTULO 4 – O PROCESSO DE MODERNIZAÇÃO DA SUBESTAÇÃO 500 KV..	32
4.1 INTRODUÇÃO.....	32
4.2 SUBESTAÇÃO TUCURUÍ 500 KV	32
4.2.1 Ampliação	33
4.2.2 A atual Subestação.....	33
4.2.3 Arranjo.....	34
4.3 SISTEMA DE PROTEÇÃO, CONTROLE E SUPERVISÃO - SPCS	35
4.4 Considerações Sobre o Sistema Convencional que Motivaram a Modernização	37

4.5 O PROCESSO DE MODERNIZAÇÃO DA SE TUCURUÍ	39
4.5.1 Concepção do Projeto	39
4.5.2 Desenvolvimento	40
4.5.3 Implantação	41
4.6 SISTEMA DIGITAL DE PROTEÇÃO, CONTROLE E SUPERVISÃO	43
4.6.1 Arquitetura do SPCS	43
4.6.2 Filosofia de Operação	46
4.6.3 Tipos de Relés	47
4.7 DIFICULDADES DURANTE A IMPLANTAÇÃO	51
4.8 VANTAGENS OBTIDAS COM O SISTEMA DIGITAL	51
CAPÍTULO 5 - CONCLUSÕES	54
5.1 CONSIDERAÇÕES FINAIS	54
5.2 TRABALHOS FUTUROS	54
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	56

CAPÍTULO 1 – INTRODUÇÃO

A energia elétrica destaca-se na sociedade moderna como um dos fatores essenciais para o desenvolvimento e crescimento econômico de um país, bem como para a qualidade de vida das pessoas. O crescente consumo de energia elétrica é um indicativo importante do comportamento socioeconômico de uma sociedade. Aspectos como crescimento da produção industrial, evolução demográfica e inserção de novos hábitos de conservação estão relacionados diretamente com o uso da eletricidade como insumo básico. Desta forma, o setor elétrico representa um dos principais pilares para a garantia de um crescimento sustentável.

Para suprir a crescente demanda, muitos investimentos têm sido feitos como a implantação de usinas geradoras de grande porte, construção de novas linhas de transmissão, ampliação e modernização de subestações. Além disso, as empresas do setor elétrico têm feito uso dos avanços tecnológicos nos sistemas de automação e proteção do sistema elétrico, o que vem promovendo um aumento da confiabilidade e garantindo o fornecimento de energia elétrica dentro dos padrões de qualidade.

Os sistemas de proteção, controle, supervisão e automação para subestações de energia utilizam as mais modernas tecnologias disponíveis no mercado. A utilização de relés digitais propicia flexibilidade ao projeto, comissionamento e manutenção dos sistemas, uma vez que todas as lógicas de proteção e automação da SE estão embarcadas nos relés de proteção.

Os sistemas de supervisão vão desde estações locais até sistemas mais complexos, com servidores e estações remotas. Esses sistemas permitem a comunicação e interação com sistemas de operação e seguem os rígidos padrões do ONS - Operador Nacional do Sistema e demais órgãos de regulamentação do sistema elétrico nacional.

1.1 SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA - SEP

O Sistema Elétrico de Potência compreende os sistemas de geração, transmissão, distribuição e subestações de energia elétrica, em geral cobrindo uma grande área geográfica, e tem como objetivo gerar, transmitir e distribuir energia elétrica atendendo aos padrões de confiabilidade, disponibilidade, qualidade, segurança e custos, com o mínimo impacto ambiental e o máximo de segurança pessoal [1].

O sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil é um sistema hidro-termo-eólico de grande porte, com forte predominância de usinas hidrelétricas e com múltiplos proprietários. O Sistema Interligado Nacional (SIN) é formado pelas empresas das

regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte [2]. A figura 1.1 exibe o mapa do Sistema Interligado Nacional, com horizonte para 2024 [3].

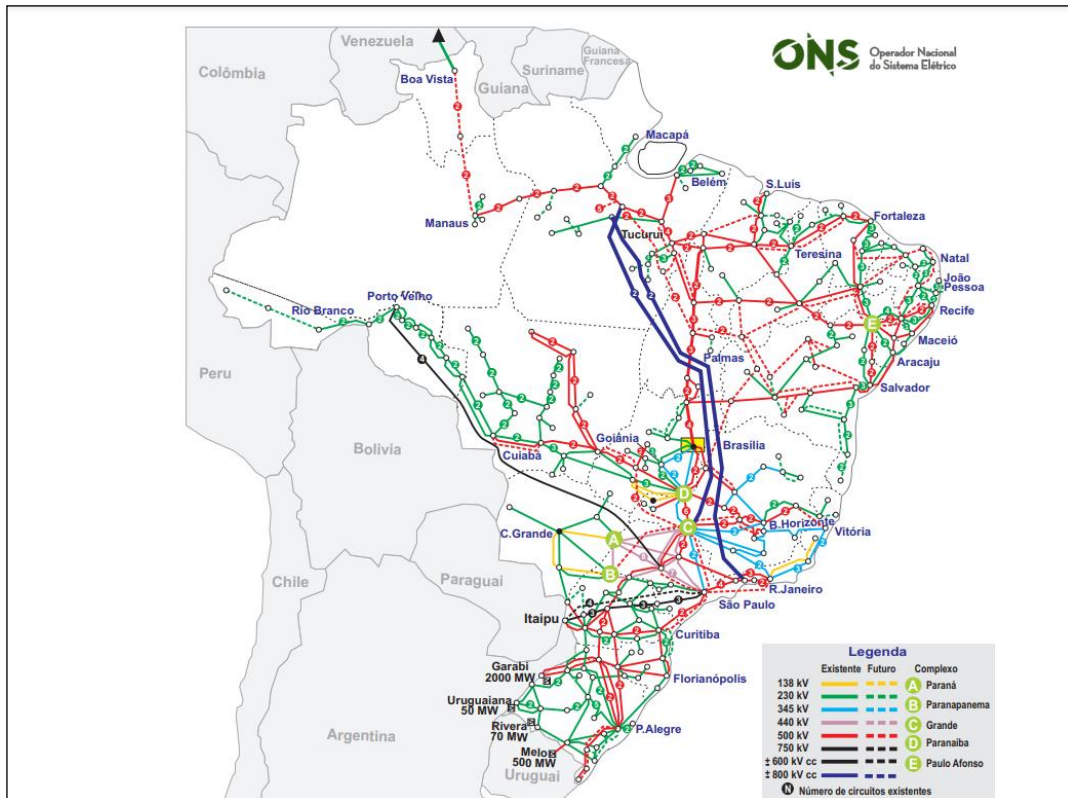


Figura 1.1 – Sistema Interligado Nacional: horizonte 2024.

Fonte: ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico)

Devido a sua dimensão e importância, o sistema elétrico brasileiro é supervisionado por diversos centros de controle os quais atuam sobre diferentes regiões deste sistema, possuindo níveis diferentes de hierarquia e complexidade. O desenvolvimento deste sistema, sua progressiva interligação e automatização dos centros de controle, elevaram o trabalho de seus operadores a um grau de complexidade e responsabilidade consideravelmente maior do que o vigente há alguns anos. Consequentemente, a operação do sistema elétrico de potência atual requer crescentes e complexas tomadas de decisões visando encontrar o compromisso certo entre segurança e economia [4].

As subestações de energia elétrica são parte importante do SEP, pois nelas estão instalados equipamentos que transformam, controlam e distribuem a energia elétrica para os centros consumidores. Assim, por serem pontos de operação do SEP, devem possuir ações e

comandos coordenados a partir de programas e filosofias de operação, conforme informações coletadas a partir dos sistemas de medição e proteção [4].

Assim, as empresas têm investido na modernização da automação das subestações visando garantir melhor confiabilidade na transmissão de energia elétrica. Os processos implantados em subestações incluem a instalação de sistemas digitais de proteção, controle, supervisão e automação, integrados numa eficiente rede de comunicação, o que garante uma melhoria no desempenho, na confiabilidade e segurança do sistema, além de redução de custos e aumento da estabilidade e da robustez do sistema.

1.2 SISTEMA DIGITAL DE PROTEÇÃO, CONTROLE E SUPERVISÃO

Um sistema digital de proteção, controle e supervisão é um conjunto de equipamentos capaz de executar todas as funções de um sistema convencional, além de possibilitar a transmissão dos dados e informações relevantes aos níveis hierárquicos superiores. O sistema dispõe ainda de meios de interface com um operador local e fornece relatórios e outras informações de interesse ao pessoal de operação e manutenção [5].

A digitalização é importante para poder trazer informações do campo para os vários níveis de controle. Quando se tem uma subestação com vários transformadores, disjuntores, chaves seccionadoras, medições de temperatura, vibração e outras tantas informações disponíveis, é possível coletar as informações desses componentes, converter para o módulo digital e processá-las localmente (ou remotamente), o que permite reações muito mais rápidas e um maior nível de automação local. Além de disponibilizar essa base de dados, que é enviada para o centro de controle, que fica na retaguarda fazendo o papel de supervisão e controle, o resultado de implantação da tecnologia melhora a qualidade da prestação de serviço de cada subestação [6].

1.3 OBJETIVOS

A tecnologia vem modernizando diversos setores da indústria, comércio e de serviços. Aplicações de computação ajudam a entender como este processo ocorre. Neste sentido, este trabalho tem como objetivos:

1.3.1 Geral

Apresentar o processo de modernização de uma subestação da ELETROBRÁS/ELETRONORTE e mostrar os sistemas integrados de automação de

subestações, constituídos de subsistemas de proteção, controle e supervisão. Abordar seu conceito, razões para sua utilização, arquiteturas que podem ser usadas e apontar vantagens em relação aos sistemas convencionais.

1.3.2 Específico

Apresentar uma visão geral do Sistema Digital de Proteção, Controle e Supervisão – SPCS da Subestação Tucuruí 500 kV da ELETROBRÁS/ELETRONORTE, com sua arquitetura, seus componentes e funções. Fazer uma abordagem deste Sistema, descrevendo sua concepção, desenvolvimento e implantação, com a ampliação e modernização da subestação, bem como relacionar as vantagens obtidas nos diversos setores da subestação.

1.4 ESTRUTURA DO TRABALHO

O presente trabalho está distribuído em cinco capítulos, os quais são apresentados resumidamente a seguir.

O Capítulo 1 faz as considerações iniciais sobre o tema deste trabalho, trata da importância da energia elétrica e do SIN. Destaca as subestações como ponto importante do Sistema Elétrico de Potência e faz uma breve descrição do sistema integrado de proteção, controle e supervisão. Além disso, apresenta os objetivos geral e específico e inclui informações sobre a estrutura dos demais capítulos.

O Capítulo 2 faz uma descrição geral de uma subestação de energia elétrica, seu conceito e os arranjos mais comuns, além de relacionar os principais equipamentos instalados no pátio de uma subestação com a descrição de suas características e funções. Apresenta o sistema de proteção de uma subestação, ressaltando a sua importância e os elementos constituintes, com ênfase aos relés de proteção, desde os eletromecânicos até os modernos relés digitais, os quais são imprescindíveis na automação de subestações.

O capítulo 3 trata da automação de subestação, descrevendo a arquitetura dos sistemas de automação, do sistema SCADA e relaciona os requisitos básicos de um sistema digital integrado. Ainda enumera os principais protocolos de comunicação usados em Sistemas de Automação de Subestação.

O capítulo 4 inicialmente apresenta um histórico da Subestação Tucuruí (SE TC) 500 kV – ELETROBRÁS/ELETRONORTE, suas características e importância no Sistema Interligado Nacional. Em seguida apresenta o SPCS - Sistema de Proteção, Controle e

Supervisão da SE TC, mencionando seus componentes e estrutura e faz algumas considerações sobre o sistema convencional que justifica a modernização.

Ainda sobre o Capítulo 4, este descreve o processo de modernização da Subestação 500 kV – ELETROBRÁS/ELETRONORTE, sua concepção, desenvolvimento e implantação, a arquitetura, os principais relés e a filosofia de operação. E, por fim, relaciona as principais vantagens obtidas com o sistema.

O capítulo 5 apresenta a conclusão deste trabalho e apresenta uma proposta de trabalho futuro que pode ser realizado.

CAPÍTULO 2 - SUBESTAÇÕES DE ENERGIA ELÉTRICA

2.1 INTRODUÇÃO

A energia elétrica produzida pelas usinas geradoras deve ser disponibilizada para o consumo final em níveis de tensão compatíveis com os equipamentos instalados nas indústrias, comércio e residências. E para isso a energia passa por um processo de transformação em que se obtêm diferentes níveis de tensão para ser transmitida através dos sistemas de transmissão, sub-transmissão até atingir o sistema de distribuição. As subestações constituem um elo entre estes sistemas e são utilizadas para a obtenção dos vários níveis de tensão necessários à transmissão. Além disso, propiciam o roteamento e o controle do fluxo de energia.

2.2 SUBESTAÇÃO

É um conjunto de condutores, aparelhos e equipamentos destinados a modificar as características da energia elétrica, permitindo a sua distribuição aos pontos de consumo em níveis adequados de utilização [7].

A forma como se conectam os equipamentos, linhas e barramentos de uma subestação define o arranjo e, as configurações que cada uma possuirá, depende da importância do ponto a ser interligado ou alimentado. Muitos fatores, além do custo, são considerados na escolha do arranjo elétrico de uma subestação e a confiabilidade é um destes que influem diretamente na escolha do arranjo elétrico a ser empregado.

Os arranjos mais comuns encontrados em uma rede interligada são: Barramento Singelo ou Barra Simples, Barra Principal e de Transferência, Barramento Principal Duplo com Transferência, Barra Dupla com Disjuntor Duplo, Disjuntor e Meio, Disjuntor 1 1/3 e Barramento em Anel.

2.3 EQUIPAMENTOS TÍPICOS DE UMA SUBESTAÇÃO

Os equipamentos mais utilizados em subestações são: disjuntores, chaves, para-raios, reatores, capacitores, compensadores, transformador de potência, transformador de corrente, transformador de potencial e relés, serviço auxiliar (banco de baterias e retificadores). Todos estes equipamentos localizam-se em vários pontos de uma rede interligada, e quando

cumprem uma função determinada como dividir a rede, efetuar uma sub-transmissão ou uma distribuição, este ponto específico trata-se de uma subestação elétrica [8]. As características e funções dos principais equipamentos instalados no pátio de uma subestação são dadas a seguir:

- **Disjuntor:** O disjuntor é um equipamento eletromecânico de manobra que tem como principal função a interrupção de correntes de falta tão rapidamente quanto possível, de forma a limitar ao mínimo os possíveis danos causados aos equipamentos pelos curtos-circuitos. Além das correntes de falta, deve ser capaz de interromper e conduzir correntes normais de carga, como em manobras operativas, bem como de correntes de magnetização em transformadores e reatores e, também, as correntes capacitivas de bancos de capacitores. Os disjuntores em geral são classificados conforme o meio extintor de arco elétrico, sendo os tipos mais comuns: disjuntor a óleo, disjuntor a ar comprimido, disjuntor a sopro magnético, disjuntor a vácuo e disjuntor a hexafluoreto de enxofre (SF₆) [7].
- **Chave:** A chave de alta tensão é um equipamento mecânico de manobra capaz de interromper ou estabelecer correntes desprezíveis e, em condições operativas normais na posição fechada, deve suportar condições anormais de corrente como curto-circuito. As chaves podem desempenhar nas subestações diversas funções, sendo a mais comum delas a de seccionamento de circuitos por necessidade operativa, ou para isolar componentes do sistema, como equipamentos ou linhas, para que possa ser realizados trabalhos nos mesmos, e como chave de aterramento. As chaves seccionadoras somente podem operar quando houver uma variação de tensão insignificante entre seus terminais, ou nos casos de restabelecimento ou interrupção de correntes insignificantes. Essa condição de manobra se deve ao fato de que em oposição ao disjuntor, a chave seccionadora possui capacidade de interrupção praticamente nula, pois não possui câmara de extinção. [7].
- **Transformador de potência:** É equipamento responsável pela elevação do nível de tensão para fins de transmissão e sub-transmissão, assim como também pela redução do nível de tensão para finalidade de distribuição. O transformador, além de isolar eletricamente um determinado circuito, transporta energia elétrica, por indução eletromagnética, do primário para o secundário. Os valores da tensão e da corrente são alterados, porém, a potência, no caso do transformador ideal, e a

frequência se mantêm inalterados. Os principais tipos de transformadores de potência existentes são: transformadores trifásicos e monofásicos [7].

- **Transformador de Corrente (TC):** Os TC's são equipamentos que, por um processo de conversão eletromagnética, transformam correntes elevadas que circulam no seu primário em correntes de baixo valor (5 A em geral) nos seus enrolamentos secundários, adequados aos instrumentos de proteção, controle e medição [9]. O TC tem seu primário, que é constituído por poucas espiras ou nenhuma, ligado em série com o barramento de alta tensão e o secundário constituído de várias espiras, onde são ligados em série os instrumentos de medição, controle e proteção. Existe uma variedade de TC's e estes são construídos para diferentes usos conforme a necessidade. Os tipos construtivos podem ser: tipo bucha, tipo janela, tipo pedestal e tipo barra.
- **Transformador de Potencial (TP):** Os TP's possuem um enrolamento primário com muitas espiras e um enrolamento secundário onde se obtém uma tensão padronizada de 115 V. A ligação do primário dos TP's ao barramento de alta tensão é feita em paralelo. Da mesma forma os dispositivos de medição e proteção também estão ligados em paralelo nos enrolamentos do secundário. Os TP's podem ser indutivos ou capacitivos. Os transformadores de potencial capacitivos têm em sua construção conjunto de capacitores que tem a função de um divisor de tensão e de permitir a comunicação através do sistema carrier. O TP capacitivo é formado de um divisor capacitivo, cujas células que formam o condensador são ligadas em série e o conjunto fica imerso no interior de um invólucro de porcelana [9]. Já o transformador de potencial indutivo funciona com base na conversão eletromagnética entre os enrolamentos primário e secundário, tal como num transformador de força. A tensão reduzida no secundário é obtida de acordo com uma dada tensão aplicada no enrolamento do secundário, de acordo com relação de transformação.
- **Pára-raios:** São equipamentos dedicados para proteção contra sobretensões oriundas de ocorrências ou manobras no sistema ou de descargas atmosféricas. Atuam como limitadores de tensão, impedindo que valores acima de um determinado nível pré-estabelecido possam alcançar os equipamentos para os quais fornecem proteção. De uma forma geral, pode-se afirmar que se trata de um equipamento bastante simples do ponto de vista construtivo. Um pára-raios é constituído de um elemento resistivo não-linear associado ou não a um centelhador

em série. Em operação normal, o pára-raios é semelhante a um circuito aberto. Quando ocorre uma sobretensão, o centelhador dispara e uma corrente circula pelo resistor não-linear impedindo que a tensão nos seus terminais ultrapasse um determinado valor. Os elementos utilizados no componente não linear são o carboneto de Silício (SiC) e o óxido de zinco (ZnO) [7].

2.4 SISTEMA DE PROTEÇÃO DE SUBESTAÇÃO

Todo e qualquer sistema elétrico está sujeito a faltas sejam transitórias ou permanentes e esses defeitos podem causar desde consequências irrelevantes até danos irreparáveis. Por isso, é indispensável que um Sistema de Proteção seja bem projetado e executado nas instalações [9].

O Sistema de Proteção é um conjunto de equipamentos e subsistemas que executam o processo de detecção de situações anormais à operação do sistema elétrico de potência com o intuito de prevenir danos permanentes aos equipamentos, garantir a integridade física das pessoas que o operam, bem como reduzir ao mínimo as interrupções do fornecimento de energia elétrica [10].

Os principais elementos que compõem um sistema de proteção, identificados na figura 2.1, são os seguintes: Transformador de Corrente (TC), Transformador de Potencial (TP), relé de proteção, disjuntor de alta tensão e o sistema de alimentação auxiliar [10].

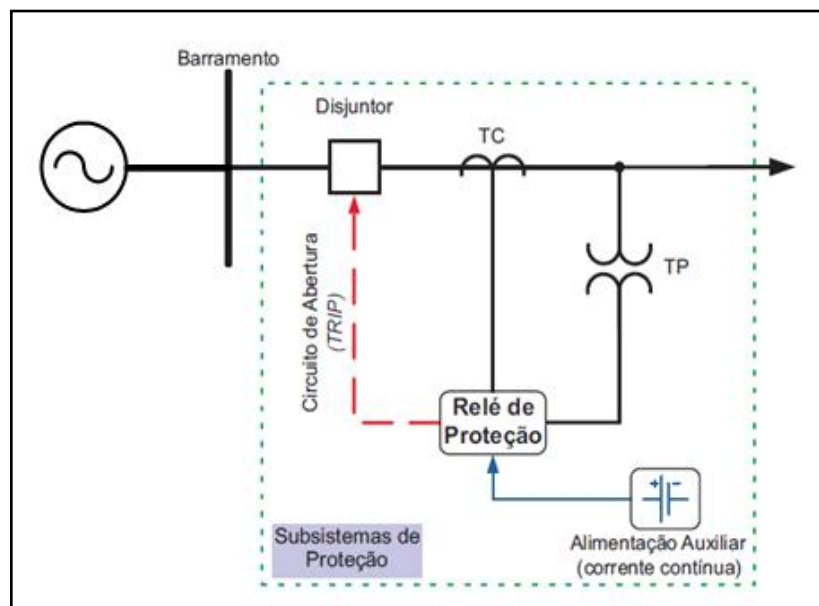


Figura 2.1 – Elementos do Sistema de Proteção.

Fonte: (CHEMIN NETTO, 2008).

2.4.1 Relés

Os relés são uma variedade de dispositivos e equipamentos com diferentes formas de construção e operação, para executar diversas funções de acordo com a importância, o porte e a segurança da instalação, podendo desempenhar as seguintes funções: proteção, monitoração ou supervisão, regulação e auxiliar [10].

Os relés têm sua classificação conforme o aspecto construtivo e os tipos são relacionados a seguir:

- **Relés eletromecânicos:** Foram os primeiros relés de proteção utilizados, usam a tecnologia eletromecânica, com predominância dos movimentos mecânicos provenientes dos acoplamentos elétricos e magnéticos.
- **Relés eletrônicos ou estáticos:** Este tipo de relé tem sua construção baseada em componentes eletrônicos próprios e específicos aos objetivos da proteção. O termo estático se dá devido à ausência de elementos mecânicos móveis.
- **Relés digitais:** São relés eletrônicos gerenciados por microprocessadores específicos para este fim, onde sinais de entrada das grandezas e parâmetros digitados são controlados por um software que processa a lógica de proteção através de um algoritmo.
- **Relés numéricos:** São relés digitais, conforme visto na figura 2.9, com um refinamento tecnológico que utiliza um especializado Processador Digital de Sinal (PDS) incorporado ao microprocessador otimizado tecnologicamente de acordo com o algoritmo de proteção utilizado no relé.



Figura 2.2 – Relé numérico.

Fonte: Catálogo SIEMENS.

Os relés digitais se tornaram tão complexos que exercem além das funções de proteção, outras funções típicas de computadores, tais como a comunicação por protocolos normatizados, multiplexação e armazenamento de dados, cálculos computacionais sofisticados, lógicas para controle de processos, dentre outros. Esses novos equipamentos, capazes de se comunicar através da internet ou de redes locais, passaram a ser chamados de IED's (*Intelligent Electronic Devices ou Dispositivo Eletrônico Inteligente*) e promoveram uma mudança radical no conceito de automação de subestações. Os IED's são unidades multifuncionais para a proteção, controle, automação, medição e monitoramento dos sistemas elétricos, permitindo a concepção de lógicas de intertravamento e bloqueio [11].

Conseqüentemente, o projeto de um sistema de proteção, controle, supervisão e automação de uma subestação requer um domínio multidisciplinar dos profissionais de proteção, agregando o conhecimento de controle, automação, redes de computadores, tecnologia da informação e, em alguns casos, telecomunicações [12].

CAPÍTULO 3 - AUTOMAÇÃO DE SUBESTAÇÃO

3.1 INTRODUÇÃO

As subestações convencionais possuem vários tipos de automação, podendo destacar o comando de disjuntores e chaves via sala de controle, e os intertravamentos na operação de equipamentos, funções estas executadas via relés convencionais e lógica de contatos. Com o advento dos sistemas digitais estas funções e outras, passaram a ser realizadas de forma diferente, utilizando equipamentos como microprocessadores e lógica estabelecida em software. Assim, o termo automação tem sido usado para designar os sistemas digitais que são utilizados para supervisão, comando, controle e proteção dos vários componentes do sistema elétrico, inclusive em sistemas de automação de subestações. [12].

3.2 ARQUITETURA DOS SISTEMAS DE AUTOMAÇÃO

Os Sistemas de Automação de Subestações - SAS evoluíram consideravelmente com o uso dos relés digitais modernos, mais conhecidos como Dispositivos Eletrônicos Inteligentes (IED's - Intelligent Electronic Devices). A instalação dos IED's permite uma redução no custo de implantação, bem como de manutenção; e no número de cabos e equipamentos necessários à sua utilização, possibilitando troca de informações mais rápidas, simplificação do projeto, maior confiabilidade, além de permitir a sincronização temporal dos dispositivos [6].

O sistema de automação de uma subestação pode variar de complexidade e, de uma forma geral, é composto por dois níveis hierárquicos: o nível de comando e supervisão, também denominado Sistema Central, e o nível interface com o processo e aquisição de dados ou Sistema de Aquisição de Dados e Controle. A Fig. 3.1 apresenta uma arquitetura típica de um destes sistemas. [12].

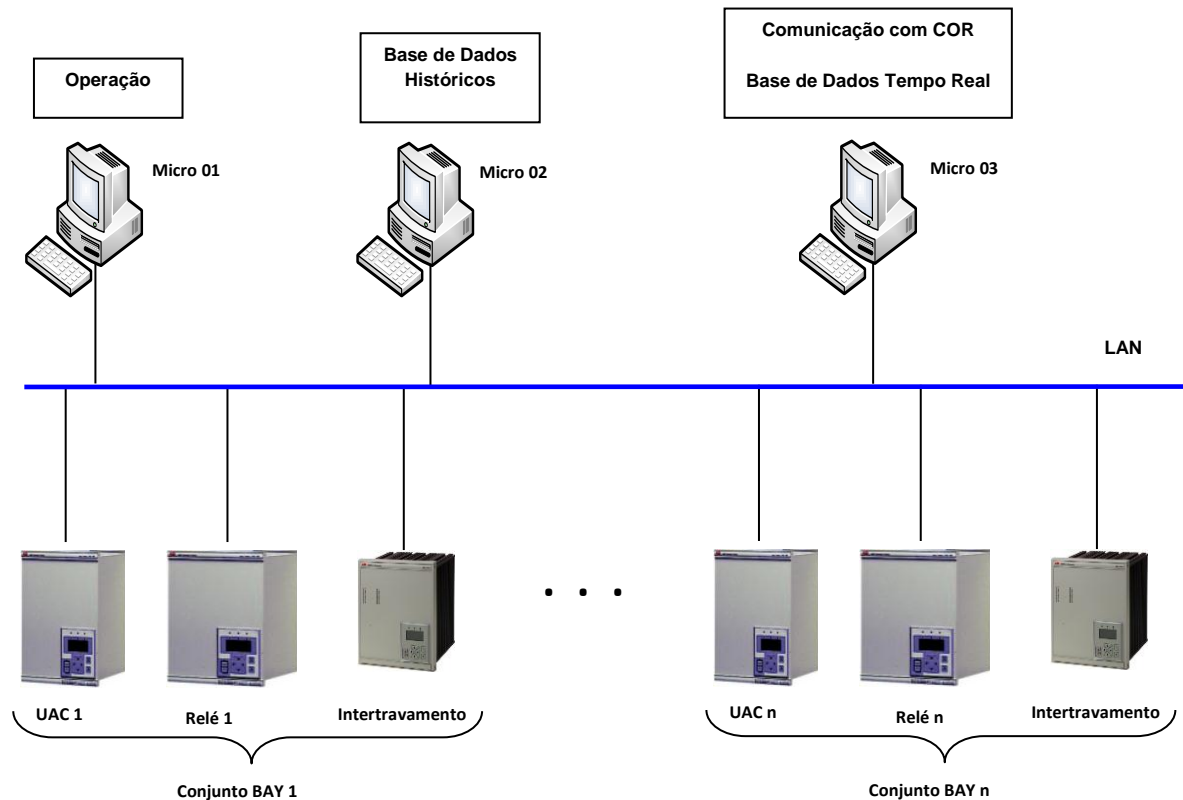


Fig. 3.1 - Sistema de automação de subestação.

Fonte: Elaborado pelo autor.

O Sistema Central é normalmente composto por vários microcomputadores ou estações de trabalho ligados em rede de área local (LAN: *Local Area Network*) e nele desenvolvem-se várias funções, as quais estão listadas a seguir:

- Sinalização ou monitoração de estado de equipamentos;
- Medição;
- Proteções: de linha, de transformador, de barra, de reator, por perda de sincronismo;
- Monitoração das proteções;
- Religamento automático;
- Estimativa de localização de falta na linha;
- Telecomando;
- Proteção por falha de disjuntor;
- Controle de equipamentos de chaveamento (intertravamento);
- Sequência automática de chaveamentos;
- Monitoração de sobrecarga em transformadores;
- Controle local de tensão e fluxo de reativo;

- Corte seletivo de cargas;
- Sincronização;
- Alarmes;
- Indicação e registro de sequência de eventos;
- Oscilografia;
- Interface homem-máquina;
- Impressão de relatórios;
- Interface com centros de operação e outros sistemas;
- Auto diagnose.

No nível de interface com o processo encontram-se as Unidades de Aquisição e Controle - UAC's e os outros equipamentos dedicados, Unidades Dedicadas - UD's, como os relés de proteção, os equipamentos de oscilografia, as unidades para intertravamento, e os controladores de equipamentos tipo compensador estático, por exemplo. Os equipamentos digitais do nível de interface com o processo se ligam ao Sistema Central diretamente na rede local ou através de processadores de comunicação encarregados de receber as informações e transmiti-las para a rede [12].

Existem várias filosofias de comunicação, de divisão do sistema em módulos, e mesmo de quais funções ficam no Sistema Central ou próximo do processo. O uso de relés digitais exerce grande impacto na definição da filosofia destes sistemas, e o Sistema de Supervisão e Controle distribuído, conforme observado na figura 3.2, tem sido a arquitetura mais aplicada atualmente.

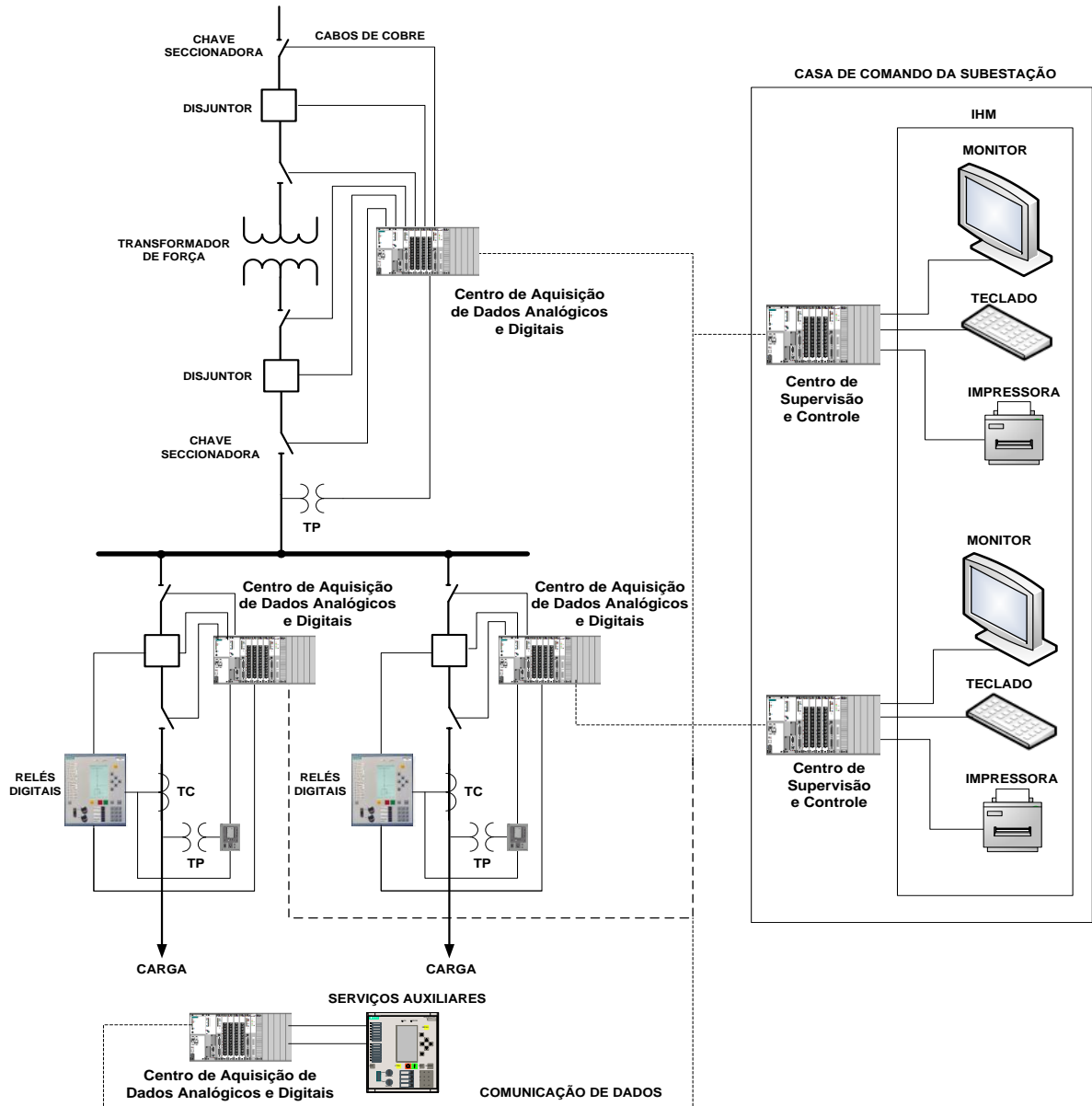


Figura 3.2 – Sistema de Supervisão e Controle Distribuído.

Fonte: Instalações Elétricas Industriais (João Mamede Filho, 2008). Adaptado pelo Autor.

Esta arquitetura se caracteriza pela instalação de gabinetes distribuídos em cada vão da subestação, nos quais estão instalados os relés digitais de proteção, os relés auxiliares de aquisição de dados digitais das chaves e disjuntores, os transdutores para a aquisição de dados analógicos, como corrente e tensão, e finalmente a Unidade de Aquisição de Dados e Controle, a qual é conectada com o Centro de Supervisão e Controle instalado na Casa de Comando da Subestação, o qual assume o papel de supervisor geral do sistema e de interface com sistemas hierarquicamente superiores [7].

3.3 SISTEMAS DE SUPERVISÃO, CONTROLE E AQUISIÇÃO DE DADOS (*SUPERVISORY CONTROL AND DATA ACQUISITION – SCADA*)

O sistema de aquisição de dados é composto por equipamentos e dispositivos que recebem informações do processo e as enviam para um sistema de supervisão e controle hierarquicamente superior, onde são tratadas e disponibilizadas através de monitores, por exemplo. E, dependendo da decisão do sistema de supervisão e controle, haverá retorno de uma mensagem para a UAC que realizará uma ou mais ações sobre o processo [4].

Os dados são adquiridos do processo pelas UAC's e podem ser variáveis analógicas ou digitais. Tensões, correntes e grandezas derivadas como potência ativa, reativa; temperatura, pressão de óleo e de gás, dentre outros, são exemplos de entradas analógicas. As entradas digitais incluem informação sobre o estado ou posição de disjuntores (aberto ou fechado), de chaves, ou de equipamento ligado ou desligado.

As UAC's interagem com o processo através de suas saídas digitais, como exemplo, a mudança de posição de contato aberto/fechado permitindo assim o telecomando de equipamentos e dispositivos (chaves, disjuntores etc.); e das saídas analógicas que constitui o fornecimento de valores contínuos para ajuste da referência (*set point*) de componentes eletrônicos dedicados de controle, como os reguladores de tensão.

3.3.1 Unidades de Aquisição e Controle (UAC's)

As Unidades de Aquisição de Dados e Controle, de uma forma geral, são compostas por um conjunto de cartões eletrônicos ou módulos, cada um deles acompanhados de funções específicas. Fazem parte deste conjunto: unidade central de processamento (UCP), memória, comunicação, fonte, entradas analógica, saída analógica, entrada digital e saída digital. A figura 3.3 mostra um esquema simplificado de uma UAC [7].

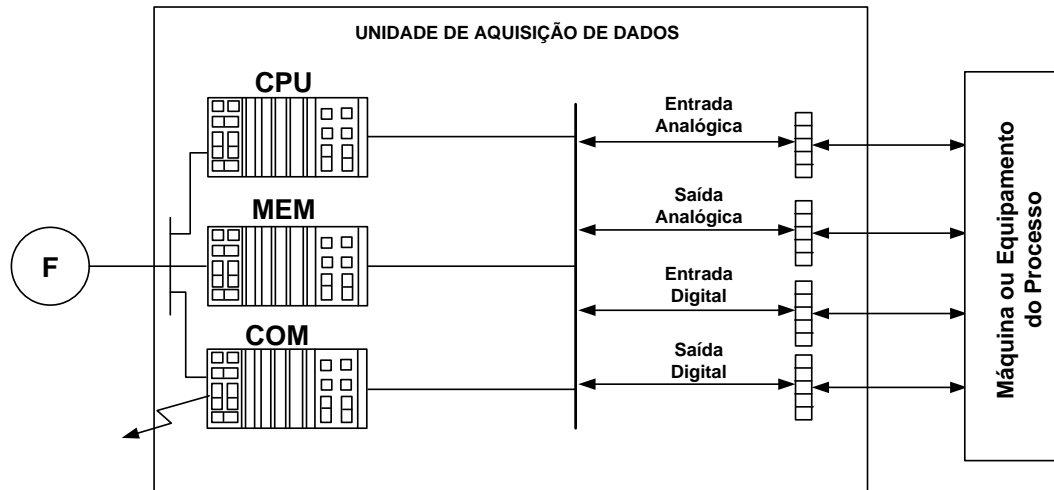


Figura 3.3 - Esquema simplificado de uma UAC.

Fonte: Instalações Elétricas Industriais (João Mamede Filho, 2008).

3.3.2 Unidades Dedicadas

São equipamentos que possuem as mesmas características funcionais da Unidade de Aquisição e Controle, porém exercem funções específicas junto ao processo. Essas unidades fazem aquisição de informações por entradas analógicas, como tensão, corrente, ângulo de fase e disponibilizam o resultado do seu processamento numa saída digital ligada a um circuito de comando de um equipamento, como um disjuntor.

São exemplos de Unidades Dedicadas:

- Relés digitais de proteção: sobrecorrente, diferencial, de distância e outros;
- Oscilógrafos: são registradores de anormalidades no sistema elétrico, tais como sobre e subtensão, sobrecorrente, sobre e subtensão;
- Unidades de intertravamento: são unidades que recebem informação do estado dos equipamentos e, de acordo com a lógica do processo, inibem ou liberam certas funções de comando de um equipamento.

3.4 FUNÇÕES BÁSICAS DE UM SISTEMA DIGITAL INTEGRADO

Conforme exposto, a automação de subestações consiste na implantação e utilização eficiente de sistemas de controle, proteção e operação de uma planta, compreendendo sistemas supervisórios e de interfaces homem/máquina, interligados por redes de comunicação de dados de diferentes padrões, constituindo-se, assim, um Sistema Integrado [5,

8]. Um sistema de automação de subestações geralmente apresenta as seguintes funções básicas:

- **Monitoração de estado de equipamentos:** Apresenta ao operador uma representação gráfica da subestação em forma de diagrama unifilar, com informações do estado dos equipamentos, como de disjuntores, chaves seccionadoras e demais equipamentos de interesse, se estão ligados (fechados) ou desligados (abertos) e, para tanto os contatos auxiliares (fim de curso) são lidos através de entradas digitais na unidade de aquisição de dados (UAC) [5, 8]. A partir da tela principal, é possível obter informações mais detalhadas, dispostas em diagramas mais analíticos ou em tabelas, conforme necessidade.
- **Medição:** Exibe em monitor de vídeo os valores das grandezas de interesse no sistema elétrico como de corrente, tensão, potência ativa, potência reativa, frequência e outros. O sistema digital faz a aquisição de dados de medição de tensão e corrente, através das entradas analógicas, provenientes de medições realizadas no secundário dos TP's e TC's e efetua o cálculo das potências e energias, ativas e reativas, por fase e total. Os valores instantâneos de medição são supervisionados automaticamente e o operador é alertado quando os limites superiores ou inferiores são ultrapassados.
- **Proteção:** Esta função é realizada por equipamentos autônomos e redundantes, em face da sua importância e velocidade com que devem atuar. É composta por relés digitais de proteção. O sistema de automação é responsável apenas pela monitoração da atuação dos relés, que, no caso de relés convencionais, era efetuada por meio de contatos auxiliares. Já os relés digitais apresentam a possibilidade de transferência de informações de estado ou de valores de corrente, tensão e potência para o Centro de Supervisão e Controle, através do sistema de comunicação de dados [5].
- **Comando:** A manobra dos equipamentos é conduzida pelo operador a partir de vários níveis hierárquicos, através da interface gráfica onde é apresentado o diagrama unifilar da subestação. O comando e controle de abertura e fechamento de chaves e disjuntores, a modificação da referência de um regulador, a mudança de *tap* em um transformador com comutador sob carga, são exemplos de ações que podem ser executadas [5].

- **Alarme:** É uma notificação para o operador sobre a ocorrência de alterações espontâneas da configuração da malha elétrica, ou uma irregularidade funcional de algum equipamento, ou ocorrências no sistema digital, ou ainda, a ocorrência de violações de limites operativos de medições. Geralmente o sistema dispõe de uma tela com lista de alarmes e uma indicação em cores, conforme seu nível de urgência para a tomada de providências.
- **Intertravamento:** Possibilita o bloqueio ou liberação das ações de comando em chaves seccionadoras motorizadas ou disjuntores, de forma a prover segurança na operação desses equipamentos, em função de sua posição elétrica no sistema. O intertravamento se baseia num conjunto de regras aplicadas com base no diagrama unifilar da subestação.
- **Oscilopertubografia:** É uma função que possibilita a aquisição de dados elétricos durante um evento perturbador que resulta em sobretensões, sobrecorrentes, sub ou sobrefrequências, possibilitando uma análise gráfica da forma de onda, com objetivo de diagnosticar o evento de modo a tomar ações corretivas, como ajuste nos parâmetros de relés e esquema de coordenação [5].
- **Gráfico de tendência:** É a função que possibilita a observação da evolução de certas grandezas, tais como corrente, tensão e potência num determinado período [5].
- **Armazenamento de dados históricos:** O sistema armazena em meio apropriado as medições de tensão, corrente, frequências, etc. e as indicações de estado dos equipamentos no estágio pré-operacional para permitir uma análise pós-operacional [5].
- **Controle de tensão:** O controle de tensão é feito pelo acionamento do comutador de tapes sob carga do transformador, seja para reduzir ou aumentar tensão, conforme necessidade operativa. Outra forma de controle de tensão é a inserção ou retirada de banco de capacitores e reatores do sistema [5].
- **Registro sequencial de eventos:** Esta função prevê o registro de dados da atuação de relés de proteção, das funções de controle e ações locais ou remotas executadas por operadores como abertura e fechamento de disjuntores e chaves seccionadoras e outras indicações de estado de interesse, com precisão de até um milissegundo, possibilitando o encadeamento histórico das ocorrências [8].

3.5 PROTOCOLOS DE COMUNICAÇÃO

A integração de sistemas de supervisão, proteção e automação de subestações de energia elétrica utiliza os mais variados protocolos de comunicação e arquiteturas de rede de informações. A evolução dos relés de proteção microprocessados para os IED's que, comparados aos antigos equipamentos de proteção eletromecânicos e estáticos, além de possuírem as funções de proteção, também adquiriram as capacidades de comunicação e integração das funções de controle [5]. As informações adquiridas do processo elétrico por meio dos IED's são processadas e transmitidas através de canais de comunicação, para outros equipamentos que delas necessitam e, para isso, é imprescindível o uso dos protocolos de comunicação [5].

Os protocolos são conjuntos de regras que definem o tipo de mensagem e a ordem que elas devem ser trocadas a fim de realizar a comunicação entre dois sistemas ou mais. Existem muitos protocolos para comunicação utilizados em subestações, sendo que alguns são desenvolvidos para aplicações específicas ou para configurações de instalações únicas. Outros, porém, são estruturados baseados em normas ou padrões internacionais, mas sofrem ajustes para atender as necessidades de determinado projeto [13]. Os principais protocolos de comunicação são:

- **IEC 870-5:** Define as regras para comunicação de equipamentos usadas na automação de sistemas elétricos. Em particular existem as aplicações específicas desta norma denominada IEC 870-5/101 que detalha a comunicação de um Sistema Central com uma UAC, e a IEC 870-5/103 que detalha a comunicação de um computador com relés digitais. Este padrão evoluiu para o IEC 608-5/104 o qual permite a comunicação entre redes LAN e WAN (*Wide Area Network*). Este padrão é baseado no uso do protocolo ETHERNET, com sistema de acesso ao meio TCP/IP, hoje o mais difundido no setor de redes de transmissão de dados.
- **DNP:** Derivado da norma IEC 870-5, o DNP é o protocolo que define a comunicação de um Sistema Central com uma UAC e é bastante utilizado nos EUA. Foi desenvolvido para proporcionar interoperabilidade entre sistemas elétricos, óleo e gás e indústrias de segurança.
- **MODBUS:** Define uma estrutura de mensagens, cujo objetivo é estabelecer uma comunicação do tipo cliente-servidor entre dispositivos inteligentes. Tornou-se um padrão de fato, aberto e amplamente usado no ambiente industrial.

- **TCP/IP:** É o protocolo de rede sobre o qual a internet e a maioria das redes comerciais funcionam. As atuais soluções de automação de subestações são baseadas em redes Ethernet e TCP/IP. Os relés de proteção, multimedidores, Unidades de Aquisição e Controle, entre outros, são entidades da rede e possuem endereços IP e estão envolvidos com TCP (*Transmission Control Protocol*) e IP (*Internet Protocol*), *switches*, VLANs, roteadores, servidores, etc.
- **IEC 61850:** Este padrão é o mais recente e foi desenvolvido tendo como objetivos principais: assegurar interoperabilidade entre os diferentes IED's de uma subestação ou usina e atender aos diferentes tipos de arquitetura utilizados, além de suportar desenvolvimentos tecnológicos futuros sem requerer alterações significativas no software e hardware do SAS. Para alcançar os objetivos acima, o novo padrão utiliza a abordagem orientada a objeto e subdivide as funções em objetos denominados nós lógicos que se comunicam entre si. As funcionalidades requeridas para a automação e proteção da subestação são focadas nos nós lógicos e não na quantidade de IED's ou funções utilizadas. Outro objetivo da norma IEC61850 é possibilitar a comunicação entre IED's com alta velocidade e confiabilidade elevada, possibilitando a substituição dos cabos de controle por redes de comunicação e reduzindo o custo global. As características do padrão IEC 61850 permitem que o SAS seja considerado uma plataforma aberta de Proteção e Automação de Subestações, independentemente dos fornecedores [13].

CAPÍTULO 4 – O PROCESSO DE MODERNIZAÇÃO DA SUBESTAÇÃO 500 kV

4.1 INTRODUÇÃO

A ELETROBRÁS/ELETRONORTE concluiu em 2008 um processo de modernização do sistema digital de proteção, controle, supervisão e automação da SE Tucuruí 500 kV. Este capítulo faz uma abordagem de sua concepção, desenvolvimento e implantação. Além disso, faz um comparativo com o sistema convencional relacionando as principais as vantagens obtidas.

4.2 SUBESTAÇÃO TUCURUÍ 500 KV

A Subestação Tucuruí (SE TC) está localizada na margem esquerda do rio Tocantins, próxima à Usina Hidrelétrica - UHE e foi projetada para funcionar como subestação de manobras do Sistema de Transmissão em 500 kV da ELETROBRÁS/ELETRONORTE. A SE TC foi construída em duas etapas, sendo que na fase inicial transmitia a energia proveniente de doze unidades geradoras da UHE. Com a ampliação da UHE de Tucuruí, que estaria gerando mais de 8 mil MW, a partir de 2006, tornou-se necessária a construção de uma nova subestação anexada à unidade já existente. Com um carregamento de 8.370 MVA, ela é responsável pela transmissão de toda a energia gerada pela UHE.

A primeira etapa de construção da SE TC contemplava seis vãos, denominados pela sequência de A até F, interligados à casa de força da UHE Tucuruí através seis linhas em 500 kV e possuía interligação com SE Marabá e SE Vila do Conde através três linhas de transmissão em 500 kV, sendo dois circuitos para a subestação de Marabá e um para a subestação de Vila do Conde. O consumo local tinha seu atendimento em 69kv.

Os principais equipamentos instalados no pátio de manobras são relacionados: disjuntores tripolares com dielétrico SF₆ (hexafluoreto de enxofre) e operação hidráulica, seccionadores do tipo abertura vertical e semi-pantográfica, seccionadores de linha com lâmina terra, banco de transformador, transformador de potencial capacitivo, transformador de corrente, para-raios de linha e outros. A subestação dispunha de três casas de relés situadas no pátio (501, 502 e 503), local de instalação dos equipamentos de proteção [14].

4.2.1 Ampliação

A ampliação da subestação constituiu-se da construção de novos vãos no mesmo padrão dos já existentes, salvo particularidades e exceções. Foram construídos e comissionados os vãos G, H, I, J e K para recepcionar as cinco novas linhas de interligação com a usina. Além disso, foram instalados dois novos barramentos de 500 kV, sendo a interligação de barras feita através de um reator limitador de corrente, somente entre as barras 02 e 04

A SE TC passou a dispor de novas linhas de transmissão, sendo duas para Vila do Conde e duas para Marabá, as quais foram objeto de leilão público promovido pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, sob o novo modelo adotado pelo Setor Elétrico em 1999. Para os novos vãos, novas casas de relés construídas (504, 505, 506) que abrigam tanto equipamento do Sistema de Proteção e Controle quanto quadro de serviço auxiliar em CA e CC.

4.2.2 A atual Subestação

A SE TC, vista na figura 4.1, atualmente possui um total de onze linhas de interligação com a UHE em 500 kV e sete linhas de transmissão em 500 kV, sendo quatro circuitos para a subestação de Marabá, três para a subestação de Vila do Conde e dois circuitos de interligação com a SE Xingu. Há, ainda, duas saídas de linhas em 230 kV, uma para o sistema Tramoeste, onde envolve as subestações de Altamira, Transamazônica e Rurópolis e outra para atender a empresa Dow Corning, na cidade de Breu Branco.

Possui, ainda, duas linhas de interligação em 69 kV com a UHE de Tucuruí e uma saída para a subestação Tucuruí-Vila, que fornece energia elétrica para as cidades de Tucuruí, Breu Branco, Goianésia e Novo Repartimento.



Figura 4.1 – Subestação Tucuruí - SE TC.

Fonte: Acervo ELETROBRÁS/ELETRONORTE.

4.2.3 Arranjo

A SE TC 500 kV é composta por treze vãos, dispostos no arranjo do tipo disjuntor e meio, sequenciados pelas letras A até M. Os circuitos correspondentes aos vãos A até o F foram construídos numa primeira etapa. Já os vãos G até o M representam uma ampliação da subestação sendo, portanto, circuitos novos. Foi construída no arranjo de subestação do tipo disjuntor e meio por apresentar uma boa confiabilidade e flexibilidade em relação às manobras executadas no sistema.

Interligada ao SIN – Sistema Interligado Nacional, a SE Tucuruí, através de suas linhas de 500 kV, transmite a maior parte da energia para o Sul, Sudeste e Nordeste através da interligação Norte/Sul e Norte/Nordeste, sendo a outra parte consumida aqui no estado do Pará, nos grandes centros urbanos como Belém, regiões metropolitanas e, principalmente pelas fábricas de alumínio (Alunorte e Albrás), Dow Corning (silício) e pela mineradora Vale do Rio Doce (extração do minério de ferro na Serra dos Carajás).

Diante da importância da SE Tucuruí, a ELETROBRÁS/ELETRONORTE tem feito investimento significativo na modernização do Sistema de Proteção, Controle e Supervisão - SPCS dos equipamentos da SE Tucuruí, visando, além de acompanhar os avanços tecnológicos, manter a segurança e confiabilidade na transmissão de energia.

4.3 SISTEMA DE PROTEÇÃO, CONTROLE E SUPERVISÃO - SPCS

O sistema de supervisão e controle era convencional e englobava os instrumentos de medição, alarme e supervisão, a sincronização e o controle em si dos principais equipamentos do pátio da subestação. Estes dispositivos de supervisão e controle estavam centralizados num conjunto de painéis instalados na sala de comando, designado Quadro de Comando e Controle, sendo necessário um grande espaço para acomodá-los. Na figura 4.2 observa-se o quadro de comando e controle.



Figura 4.2 – Quadro de Comando e Controle.

Fonte: Acervo ELETROBRÁS/ELETRONORTE.

Esse nível já contava com certo grau de automatização, representado pela capacidade de seqüências automáticas de controle, intertravamento e processamento de sinais de alarme. As lógicas utilizadas nos circuitos de controle e intertravamentos eram feitas por ligação física de contatos através de fios e requeria um conjunto independente de contatos auxiliares dos disjuntores e chaves seccionadoras. O uso de relés auxiliares, porém, aumentavam a fiação interna e o custo dos painéis. Em vista das distâncias envolvidas e do grande número de cabos por vão, a subestação requeria muitos cabos de controle, com as respectivas estruturas para contê-los (eletrodutos, dutos, canaletas e bandejas). Todos estes fatores oneram o custo da instalação e dificultava muito a manutenção.

A medição das grandezas elétricas como corrente, tensão, potência ativa e reativa era dada em instrumentos analógicos, instalados no próprio painel da sala de comando, conforme se observa na figura 4.3. Este mesmo painel continha também o anunciador de alarme, no qual se fazia o reconhecimento e rearme dos alarmes ativos.



Figura 4.3 – Instrumentos analógicos de medição e anunciadores de alarme.

Fonte: Acervo ELETROBRÁS/ELETRONORTE.

O sistema de proteção constituía-se de conjunto de equipamentos instalados nas casas de relés situadas no pátio da subestação, sendo composto por relés convencionais de proteção, relés auxiliares, equipamentos de teleproteção e acessórios destinados a realizar a proteção em caso de falhas elétricas e de outras condições anormais de operação dos componentes do sistema elétrico (linhas de transmissão, barramentos e equipamentos). A figura 4.4 mostra um quadro de proteção com relés convencionais da SE Tucuquí.



Figura 4.4 – Quadro de proteção com relés convencionas.

Fonte: Acervo ELETROBRÁS/ELETRONORTE.

4.4 Considerações sobre o sistema convencional que motivaram a modernização

Em relação ao sistema convencional, constatou-se que:

- Inúmeras atuações indevidas ocorreram em virtude de defeitos de componentes eletrônicos que atingiram o limite de tempo de vida útil e que esse era um problema da tecnologia empregada.
- Praticamente todas as unidades de proteção eram de fabricação dos anos de 1979 e 1980 e foram instaladas em 1981 e 1982, atingindo uma idade de fabricação e instalação superior a 20 anos, suplantando, dessa forma, as recomendações técnicas quanto à vida útil das unidades de proteção que definem como no máximo 15 anos.
- Todas as unidades de proteção instaladas não eram disponíveis em nenhum mercado para reposição, bem como para manutenção.
- Algumas manutenções eram possíveis somente com o aproveitamento de peças de outras unidades de proteção que tinham sido descartadas por apresentarem defeitos permanentes e sem soluções, devido ser muitas vezes de ordem mecânicas (engrenagens de acionamento dos potenciômetros do painel frontal do relé, por exemplo). Entretanto, esse tipo de alternativa de manutenção não garantia os parâmetros de qualidade necessários a um sistema de proteção.
- Todo e qualquer processamento de lógica de controle apresentava um tempo de resposta elevado que se somava ao tempo de manobras dos equipamentos de

potência e que, por sua vez, tinha influência direta em qualquer ação de controle do sistema.

- Um número elevado de proteções encontrava-se completamente inoperante, devido a defeitos em componentes eletrônicos que podiam assim não causar uma atuação indevida, porém não seriam capazes de atuar quando houvesse determinado tipo de ocorrência no sistema, caracterizando com isto, um grau elevado de falta de confiabilidade do sistema de proteção. E, devido às características tecnológicas dessas unidades de proteção, não era possível a monitoração em tempo real desse tipo de falha.
- O principal fabricante (ENERTEC/SCHLUMBERGER) das proteções não apresenta continuidade quanto ao processo de fornecimento de componentes, módulos e etc. Em virtude disso a equipe de manutenção estava limitada em conhecimentos e a capacidade de aproveitamento de alguns componentes de relés que estavam sucateados à medida que os defeitos em determinada unidade iam se generalizando, possibilitando apenas o aproveitamento de alguns componentes.
- Devido ao tempo já decorrido de instalação dos painéis de proteção e controle, havia atuações indevidas de proteção e dificuldades de operação sobre o controle, em virtude de redução da isolação dos circuitos elétricos internos aos painéis que ocorrem devidos o envelhecimento dos componentes elétricos.
- Apesar de determinadas unidades de proteção ainda não terem apresentado atuações indevidas, poderiam fazê-lo a qualquer momento, uma vez que o tempo de vida útil e a constituição do hardware em termos de componentes eletrônicos e engrenagens de ajuste eram similares aos que já atuaram, pois tinham o mesmo princípio de fabricação.
- Toda a configuração do controle e supervisão estava vinculada a tecnologia da década de 70 e 80 e extremamente ligada à configuração das unidades de proteção em termos de arranjo de supervisão e intertravamento do controle. Isso denotava um sistema com uma incompatibilidade das características elétricas da proteção com o controle e a supervisão, tais como níveis de tensão, capacidade de condução de corrente, utilização de relés auxiliares para multiplicação de contatos e etc.
- Todo o registro das informações do sistema de proteção no sistema convencional era feito através do sistema de supervisão pela aquisição de contatos de relés

auxiliares, isso implica que havia naturalmente uma redução da quantidade de informação que poderia ser processada do sistema de proteção.

Considerando estes fatos e ainda a necessidade de tornar a subestação compatível com as demandas advindas com a segunda etapa de construção da UHE Tucuruí, bem como atender as exigências do ONS de proporcionar maior confiabilidade à transmissão de energia, houve a necessidade da substituição de todos os equipamentos obsoletos de proteção, controle e supervisão por equivalentes de tecnologia digital.

4.5 O PROCESSO DE MODERNIZAÇÃO DA SE TUCURUÍ

4.5.1 Concepção do Projeto

O projeto do Sistema de Proteção, Controle e Supervisão foi definido na especificação técnica a partir dos requisitos funcionais e de desempenho. Este documento definiu o escopo detalhado do fornecimento, constando de equipamentos principais, equipamentos sobressalentes, equipamentos de testes e treinamentos.

Esta fase foi importante para o sucesso do empreendimento, tendo em vista que o edital de licitação, em conjunto com as especificações técnicas, são os documentos que definiram contratualmente o escopo do fornecimento e os requisitos que seriam atingidos pelo sistema. O fornecedor vencedor foi a empresa ABB (Asea Brown Boveri) com o Software de Supervisão e Controle MicroScada, com as Unidades de Aquisição e Controle - UAC's da linha REX e os relés de proteção da linha REL, REB e SPA [15].

O pacote vendido à ELETROBRÁS/ELETRONORTE compreendeu o sistema digital de supervisão e controle MicroScada, sistema digital de proteção de barras, terminais de proteção de linha, terminais de controle de vão, esquema de controle de emergência, terminais de controle e proteção para serviços auxiliares, modernização de painéis e cabos de proteção e controle, montagem dos painéis de proteção, fornecimento e montagem de fibras ópticas, sistema de medição de faturamento, sistema de oscilografia e qualidade de energia, além da integração do sistema com equipamentos digitais de fornecimento de terceiros [16].

As áreas de engenharia de operação e de manutenção da ELETROBRÁS/ELETRONORTE participaram do empreendimento, analisando detalhadamente com o fornecedor a filosofia adotada das proteções, para verificar se os relés ofertados realmente atendem a concepção original do projeto, sem adaptações ou se estas seriam necessárias. Discutiu-se toda a filosofia de projeto de Proteção e Controle, lógicas de

controle e proteção a serem implementadas, tais como intertravamentos, e os Esquemas de Controle de Emergência (ECE).

4.5.2 Desenvolvimento

O desenvolvimento se deu em conjunto com o fornecedor nas reuniões para a consolidação de fornecimento, reuniões de projeto, no acompanhamento na fábrica da ABB, no comissionamento e nas inspeções e ensaios e Certificação de Funcionamento Integrado - CFI.

Em relação ao acompanhamento do desenvolvimento do projeto, a ELETROBRÁS/ELETRONORTE se fez presente na fábrica da ABB - São Paulo, com o objetivo de avaliar as condições da plataforma de testes para o início das atividades de Certificação de Funcionamento Integrado do SPCS da SE Tucuruí.

Para cada conjunto de equipamentos do SPCS, a ABB executou as atividades como:

- Conferência ponto a ponto da fiação interna de todos os painéis;
- Conferência funcional de todos os painéis a serem testados;
- Execução e conferência da interligação por fio entre todos os painéis;
- Execução e conferência da interligação em fibras ópticas entre todos os painéis e estações de comunicação e operação a serem testados;
- Implantação e testes das gigas de testes (relés biestáveis) de todos os disjuntores e seccionadoras;
- Implantação e testes das gigas de teste (chaves on/off e led's) para todas as entradas e saídas digitais de todos os painéis a serem testados;
- Energização de todos os circuitos de proteção e controle com a tensão nominal por um período de 24 horas;
- Energização de todos os circuitos de corrente e tensão com corrente e tensão nominais por um período de 24 horas;
- Conferência do isolamento elétrico dos circuitos de CA- mini disjuntores;
- Execução do Pré-teste Funcional.

Todos os equipamentos do SPCS se encontravam em funcionamento normal e os testes funcionais (controle e proteção) executados apresentaram os resultados esperados.

4.5.3 Implantação

A modernização dos sistemas de comando, controle e proteção da subestação foi executada pela empresa ABB e consistiu na instalação de forma gradual dos equipamentos digitais.

A logística de montagem e comissionamento foram elaboradas pelo fabricante e se deu, mediante consistência quanto às etapas, prazos, alocação de equipes, documentos, recursos a serem utilizados e detalhamento das atividades.

As equipes de comissionamento relativas ao projeto e o fabricante se deslocaram para a subestação, de modo a iniciar os trabalhos em conformidade com o planejamento e programação que tinham sido estabelecidos junto a operação da ELETROBRÁS/ELETRONORTE e ONS, que por sua vez estava em conformidade com a logística aprovada.

As atividades foram planejadas considerando as dificuldades de liberação da grande maioria de circuitos, mesmo em desligamentos programados. Logo, os prazos de desligamentos foram os mais otimizados possíveis e, para isso, o planejamento foi criteriosamente alocar no desligamento somente as atividades que tinham que ser realizadas com o desligamento do circuito e cuja proteção e controle estivessem em processo de modernização.

Os técnicos da área de projetos de proteção, controle e automação da ELETROBRÁS/ELETRONORTE participaram ativamente dos trabalhos de comissionamento das instalações em que foram ativamente envolvidos, apesar de sua função nesta fase ser basicamente a de suporte para a solução de problemas de projeto.

Para a nova área da subestação denominada de “ampliação” foram, então, instalados os componentes do Sistema de Proteção, Controle e Supervisão utilizando-se dos recursos da tecnologia digital oferecidas pelo mercado, para atendimento às necessidades operativas. Nesta etapa, os novos equipamentos do SPCS foram instalados nas casas de relés novas e na casa de comando existente na subestação. Todas as conexões entre os novos equipamentos do SPCS foram executadas por cabos de fibras ópticas, exceto entre os equipamentos do pátio e a casa de relés que foram efetuadas por cabos de cobre [17].

Foram instalados painéis de proteção e controle digitais, um sistema de oscilografia, um sistema de análise de qualidade de energia, um sistema de medição de faturamento e relés diferenciais do fabricante ABB do tipo REL316 para os cinco vãos das unidades geradoras. Inclui-se também aqui relés digitais para supervisão, controle e proteção do sistema de serviço

auxiliar em CA e CC. A figura 4.5, exibe um exemplo de um painel de proteção e controle digital.



Figura 4.5 – Painéis de proteção e controle digitais.

Fonte: Acervo ELETROBRÁS/ELETRONORTE.

Para a área da primeira etapa de construção da subestação, foi realizada uma modernização nos equipamentos denominada “Retrofit”, o que significa que as instalações e as plantas foram remodeladas com componentes novos e avançados [17].

Nesta etapa, os novos equipamentos do SPCS foram instalados nas casas de relés existentes e na sala de comando, com o aproveitamento do cabeamento existente entre os equipamentos e dispositivos de campo e os chassis das casas de relés. As conexões entre os novos equipamentos do SPCS foram feitas por cabos de fibras ópticas.

Houve também a implantação da conexão entre o sistema digital de proteção, controle e supervisão da subestação com o Centro de Operação Local de Belém.

O projeto foi executado pelo Fornecedor com o acompanhamento da ELETROBRÁS/ELETRONORTE que trabalharam em conjunto com o intuito de se obter um sistema com as características e padronizações adotadas pela área de projetos de proteção, controle e automação da ELETROBRÁS/ELETRONORTE.

4.6 SISTEMA DIGITAL DE PROTEÇÃO, CONTROLE E SUPERVISÃO.

O sistema é dedicado à supervisão, controle e proteção da Subestação de Tucuruí 500kV, possibilitando a supervisão de eventos e alarmes, sinalização das proteções e realização do controle e supervisão dos equipamentos de campo (chaves seccionadoras e disjuntores), bem como a verificação das medições das grandezas de tensão, corrente, potência e energia em tempo real.

4.6.1 Arquitetura do SPCS

A ELETROBRÁS/ELETRONORTE tem adotado a arquitetura distribuída no nível de vãos, com a concentração de todas as informações da subestação por meio de um Front-End em uma configuração dual, que tem associado um SCADA local com sua interface homem-máquina (IHM). Este sistema comunica-se com outros sistemas de nível superior por meio de uma rede de comunicação. A figura 4.6 exibe de forma resumida a arquitetura principal do sistema.

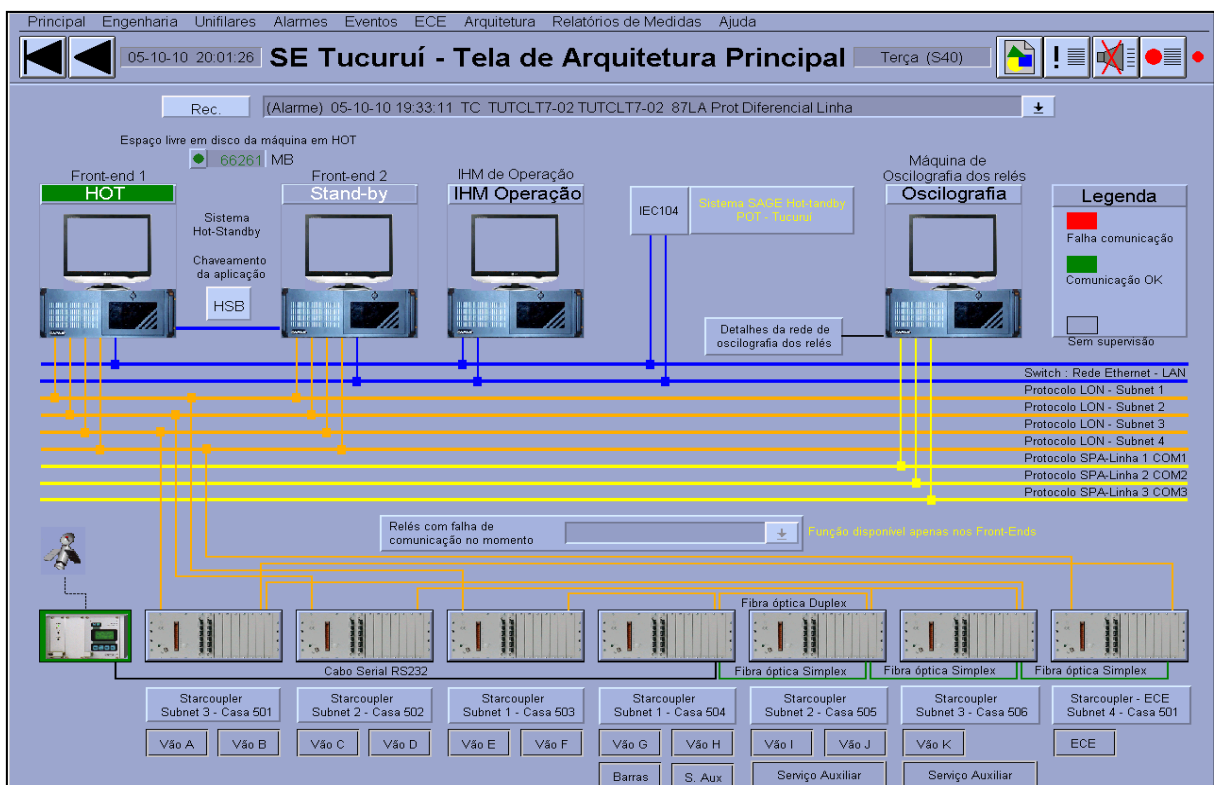


Figura 4.6 – Arquitetura principal do Sistema de Proteção, Controle e Supervisão.

Fonte: Memorial descritivo ABB.

O sistema de proteção e controle é composto por relés da família REX316 (REC316 para controle, REL316 para diferencial de linha e falha de disjuntor), da família REX500 (REL531 para proteção de distância), da família RED500 (REF54x e REM54x utilizados no ECE e no serviço auxiliar), e por fim, o relé REB500 que desempenha a função de proteção de barras [18].

Estes equipamentos, por sua vez, são integrados ao sistema supervisor MicroSCADA, do fabricante ABB, através do protocolo de comunicação LON (Local Operating Network), que possui quatro redes, em um esquema de contingência *hot-standby* formado por dois computadores (*front-ends*). Neste esquema, a máquina que assume o estado *hot* é designada para realizar as funções de supervisão e controle e, na sua eventual falha, o computador em *standby* assume suas funcionalidades imediatamente.

Os dois *front-ends* do MicroSCADA contam ainda com uma terceira máquina, que é utilizada como terminal de operação/engenharia. Este computador é um “espelho” dos *front-ends* possibilitando a operação do sistema através dela.

Além do sistema de controle, proteção e supervisão citados, há ainda uma rede de oscilografia com a comunicação via protocolo SPA que integra todos os relés de proteção de linha (REL316 e REL531) a um computador que executa o software de aquisição de oscilografia. Este computador disponibiliza uma interface de rede para um concentrador do fabricante Reason. Na figura 4.7, está exposta a topologia da rede de oscilografia.

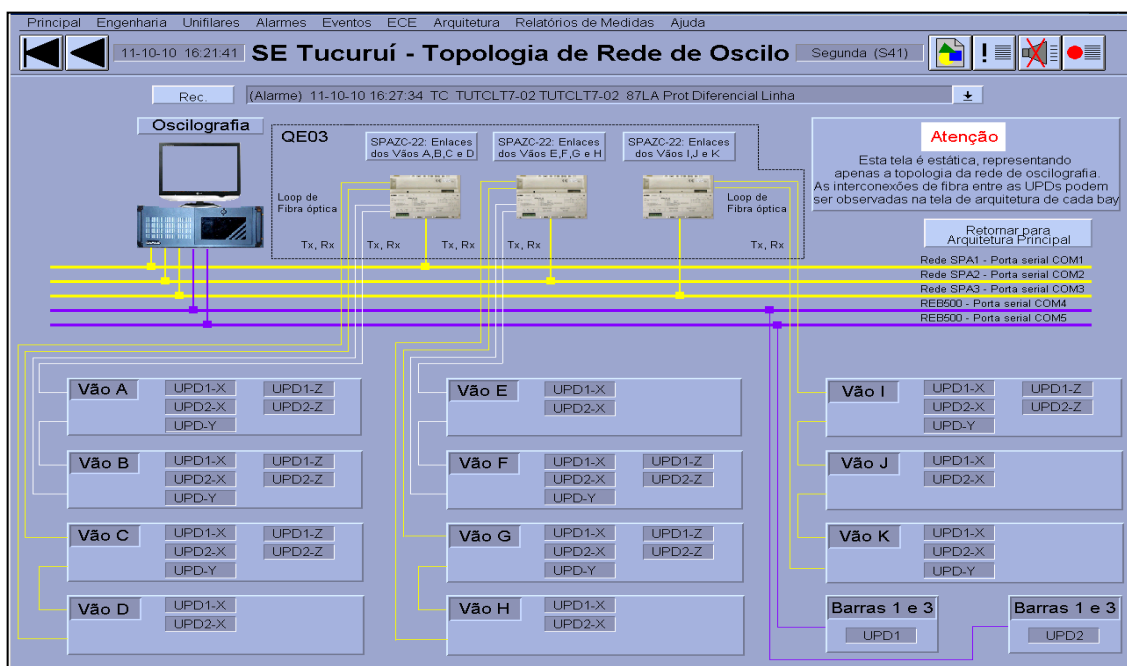


Figura 4.7 – Topologia da rede de oscilografia.

Fonte: Memorial descritivo ABB.

No mais alto nível hierárquico de comando, há o Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia – SAGE, desenvolvido pelo CEPEL (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica), presente na sala de controle da SE Tucuruí, e é através deste sistema que a operação é realizada normalmente. O sistema SCADA está integrado ao SAGE pelo protocolo de comunicação IEC61870-5-104. Na figura 4.8 observa-se a estação de operação com o SAGE.



Figura 4.8 - Estação de Operação com o Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia.

Fonte: Acervo ELETROBRÁS/ELETRONORTE.

As UCD's que fazem a função de Unidades de Aquisição e Controle constituem o nível hierárquico inferior do sistema, sendo diretamente relacionado com os equipamentos de campo. As UCD'S estão instaladas em casas de relés, dentro de painéis, independentes entre si e autônomos para cada vão, sendo absolutamente integradas funcionalmente ao restante do SPCS, via rede local de alto desempenho.

Dentre as funções realizadas pelas as UCD's, destaca-se:

- Aquisição e tratamento de sinais de campo, em forma de entradas digitais e medidas analógicas. A aquisição das grandezas elétricas, corrente e tensão é realizada diretamente dos enrolamentos de medição dos transformadores de corrente e transformadores de potencial.

- Atuação sobre equipamentos de campo (disjuntores, seccionadoras, ventilação e comutação de *tap*'s de transformadores, etc.);
- Execução de automatismos lógicos a partir dos sinais adquiridos da instalação e da informação dos comandos recebidos do *front-end*.

As UPD's constituem o sistema de proteção digital que é composto por relés numéricos, independentes entre si e autônomos para cada vão. Encontram-se instalados nas casas de relés e estão absolutamente integrados funcionalmente ao restante do SPCS, via rede local de comunicação de alto desempenho.

4.6.2 Filosofia de Operação

Para este novo sistema, a operação da subestação pode ser realizada a partir de quatro níveis distintos, seguindo a hierarquia relacionada abaixo:

- **Nível Remoto:** Em condições normais de operação, as funções de supervisão e controle da subestação são realizadas através das Estações de Operação do Centro de Operação Regional Belém, com a utilização do Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia – SAGE. Este é designado nível 03;
- **Nível de SE:** Numa eventual perda de supervisão ou por delegação do Centro de Operação Regional Belém, as funções de supervisão e controle são realizadas através das Estações de Operação da Sala de Controle da Subestação Tucuruí, podendo ser realizada no SAGE (nível 03) ou na IHM de operação através do sistema MicroSCADA, do fabricante ABB, o qual se constitui o nível 02;
- **Nível de Bay:** Na eventual indisponibilidade em nível de SE, as funções de controle da subestação são realizadas no nível 01, através das Unidades de Controle Digital - UCD's, que possuem ligação com um IHM que permite a operação dos equipamentos, sem que seja necessária a utilização da Estação de Operação da subestação;
- **Nível de Equipamento:** No caso extremo de indisponibilidade dos UCD's, o controle da subestação se dá através dos cubículos ou armários dos equipamentos da subestação, por acionamento de botoeiras. Este é considerado nível 0.

A operação pode ser realizada via SAGE das Estações de Operação da Sala de Controle da SE Tucuruí e via SAGE do Centro de Operação Regional Belém de forma

simultânea, ou seja, sem a necessidade de transferência de comando por dispositivo Local/Remoto.

Já a operação de equipamentos a partir dos outros níveis hierárquicos é controlada de tal modo que, em um determinado momento, somente um destes níveis tenha permissão para operá-lo. Desta forma existem comandos do tipo Local/Remoto onde cabe ao operador do nível hierárquico inferior transferir a responsabilidade de operação dos equipamentos para o nível hierárquico superior e, também, retorná-los para o seu controle.

4.6.3 Tipos de Relés

Há quatro séries distintas da ABB que compõe o SPCS, distribuídas da seguinte forma:

Série REX316: São as unidades de controle REC316 e as unidades diferenciais de linha e do reator REL316, ambos de fabricação suíça. A figura 4.9, mostra um relé REC316.



Figura 4.9 - Relé REC316.

Fonte: Memorial descritivo ABB.

- REC316: Este relé realiza o controle de todas as seções, em todos os vãos. Tais controles correspondem às chaves seccionadoras e aos disjuntores, tanto no que concerne às manobras quanto a inserção e retirada de cartões de segurança, ativação da função de religamento, reset de bloqueio e seleções e opção de comando das seccionadoras do reator dos vãos F e G [19].

O REC316 não possui uma IHM integrada no painel frontal que permita o controle local do disjuntor e seccionadoras que estejam a eles atrelados. Por este motivo, para todos os

vãos da subestação, há uma IHM do tipo *touchscreen* (todas as ações de comando ou simples rolagem de tela são provocadas por toque na tela) que desempenha esta função. O *touchscreen* permite o controle de nível 01 de todas as seções em todos os vãos através de uma rede de comunicação via protocolo SPA montada com as interfaces dos relés REC316, conforme ilustrado na figura 4.10.

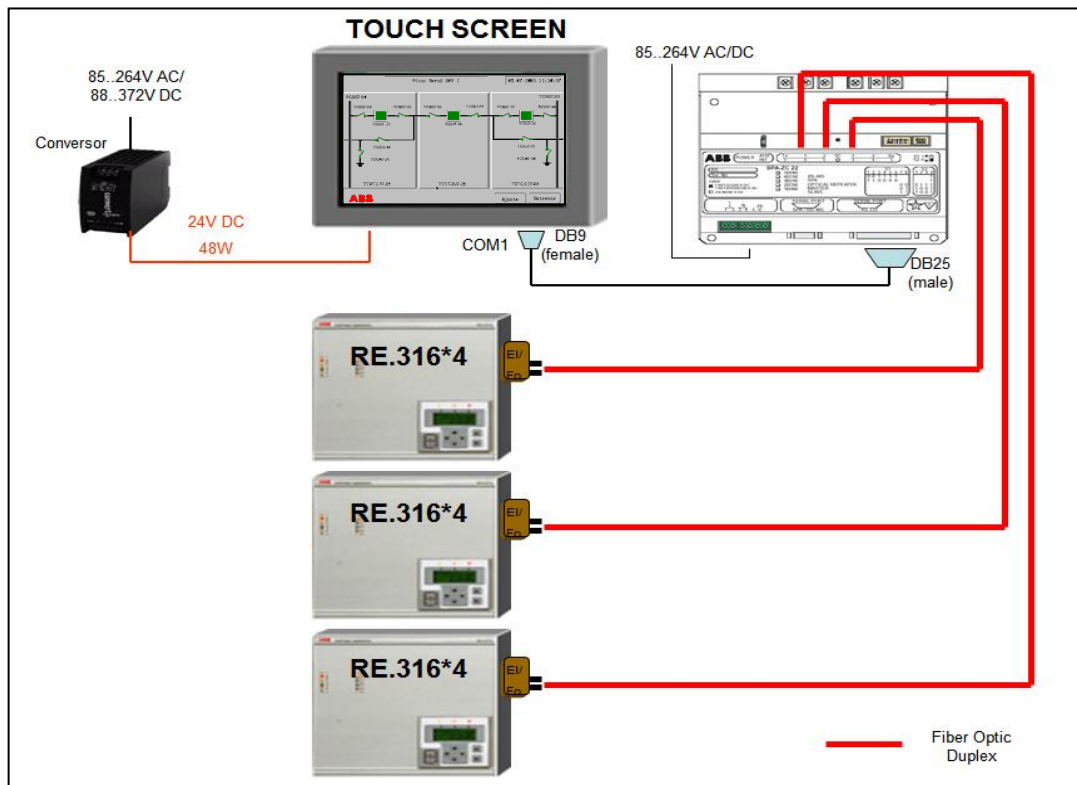


Figura 4.10 - IHM *Touch Screen*.

Fonte: Memorial descritivo ABB.

- REL316: Para este relé há três aplicações distintas no projeto. Nas seções X ele desempenha a função diferencial de linha (87L), e protege o trecho da linha entre a usina e a subestação. Além da função 87L, há ainda a função 51 e 51N, que atuam como retaguarda da proteção diferencial de linha.

Nas seções Y, o REL316 está configurado como relé de falha de disjuntor (50/62BF).

A terceira aplicação, nos vãos de reator (seções Z dos vãos Fe G), o REL316 realiza a proteção diferencial do reator (utilizando a função 87L, semelhante à função

utilizada para proteger as linhas da usina). As funções 51 e 51N também são utilizadas como retaguarda neste caso [19].

Série REX500: São as unidades de proteção de distância REL531 situadas nas linhas de Marabá e Vila do Conde e os relés diferenciais de transformador RET521 do vão A, os quais são de fabricação sueca e estão exibidos na figura 4.11.



Figura 4.11 - Relés REL531 e RET521

Fonte: Memorial descritivo ABB.

- O REL531: Este relé desempenha as funções de distância (21), religamento (79), oscilação de potência (68), fechamento sob falta (SOTF), perda de sincronismo (78), fusão fusível (30), direcional de neutro (67), fraca alimentação (27WI), sobrecorrente temporizada e instantânea de fase e neutro (50/51 e 50/51N), STUB (21STP) [20].
- O RET521 é empregado como proteção diferencial de transformador (87T) e sobrecorrente temporizada e instantânea (50/51). É utilizado apenas na seção Z do Vão A, e assim como o relé REL531, pertence a série de relés ABB denominada REX500.

Série RED500: São as unidades RE54x alocadas para a realização do controle do serviço auxiliar e os REM54x presentes no sistema do ECE. Há ainda um terceiro relé, o REU, que está alocado nas linhas de Marabá e Vila do Conde para executar a função de sobretensão da linha.

REM545: É utilizado como relé de proteção do enrolamento de 69kV do Trafo, na seção Z do Vão A. Ele desempenha as funções de sobrecorrente com restrição por tensão

(51V), sobrecorrente de fase temporizada e instantânea e sobrecorrente de neutro temporizada e instantânea (50/51 e 50/51N), falta à terra (64) e falha de disjuntor (50/62BF).

O Esquema de Controle e Emergência é um arranjo especial de proteção que, no sistema da SE Tucuruí, é realizado por relés da série RED500 da ABB, correspondendo aos equipamentos REF54x e REM54x. Além da proteção, estes relés também desempenham o controle do ECE [20]. O REB500: É um relé de proteção de barras (87B) descentralizada, isto é, constituída por uma unidade central de processamento e diversas outras unidades – as *bay units* - dispostas em todos os vãos. A central *unit* e as *bay units* são interconectadas através de fibras ópticas, formando uma rede exclusiva. A central *unit*, por sua vez, é conectada ao sistema supervisor MicroSCADA [19]. Este arranjo de proteção de barras descentralizada com o relé REB500 pode ser visto na figura. 4.12.

Além da função 87B, o REB500 também realiza a função de falha de disjuntor (50/62BF).

No sistema da SE Tucuruí há duas centrais *units* com suas respectivas *bay units*. Um conjunto é responsável por proteger as barras 1 e 3 e o outro, as barras 2 e 4.

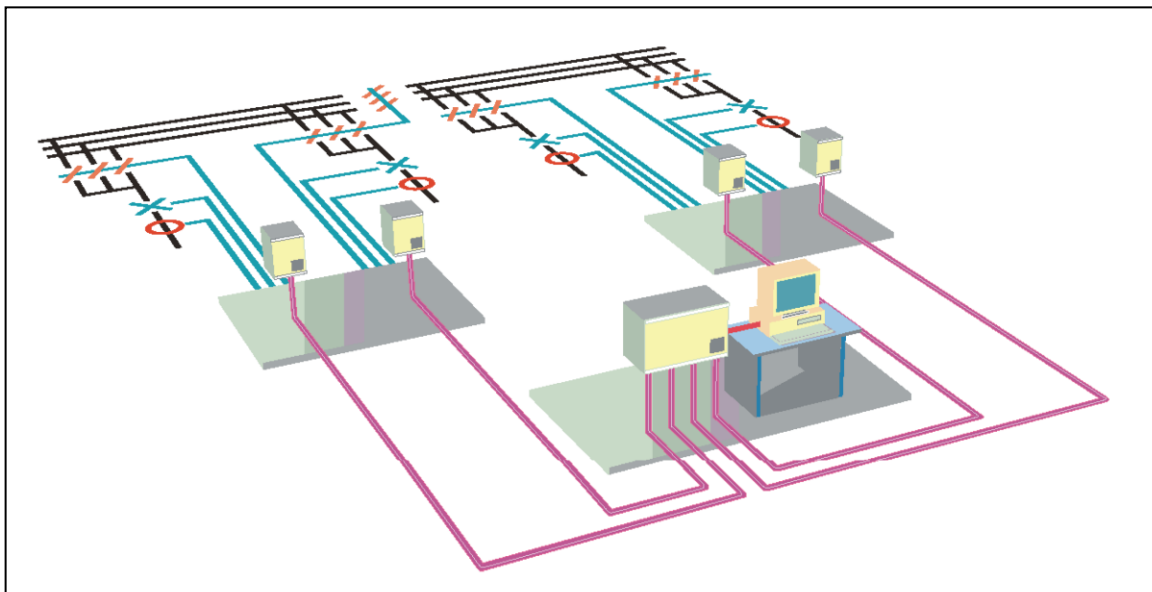


Figura 4.12 –Arranjo de proteção de barras descentralizada.

Fonte: Memorial descritivo ABB.

Série SPACOM: Representada pelo relé SPAU140, que executa a função 25 (sincronismo) para as linhas de Marabá e Vila do Conde.

4.7 DIFICULDADES DURANTE A IMPLANTAÇÃO

- Ocorrência de inúmeras alterações de cronograma;
- Alterações de programações de atividades de Certificação de Funcionamento Integrado - CFI e comissionamento, que foram feitas muito próximo ao período previsto para realização dos CFI's e comissionamento, afetando o planejamento das manutenções da Regional de Transmissão do Pará;
- Atividades de Certificação de Funcionamento Integrado iniciadas com pendências de fiação em painéis, de parametrização e configuração das unidades de proteção, controle e supervisão, incluindo SAGE, influenciando nos prazos de realização dos CFI's e onerando os custos com alocação das equipes da Eletronorte;
- Alterações de programações de atividades de comissionamento devido à falta de alocação das equipes do fabricante e de projeto nos prazos previamente acordados, causando inúmeras cobranças da área de operação da Eletronorte quanto a falta de planejamento, causando alterações de programações das atividades de desligamentos e conseqüentemente desgastando a imagem da Eletronorte-Pará perante o ONS;
- Prorrogação nos prazos de execução dos serviços de CFI, Montagem e Comissionamentos, devido erro no planejamento das atividades, influenciando nos índices da regional de transmissão, que são atrelados às diretrizes da Diretoria de Comercialização;
- Existência de pendências após as atividades de CFI e de comissionamento. E os prazos extremamente longos para solução de pendências, caracterizando nenhuma priorização da solução de pendências;
- Inúmeras alterações de projeto, parametrizações, configurações que são realizadas durante a execução das atividades de CFI e comissionamento;
- Ressalta-se que durante os serviços houve vários desligamentos involuntários.

4.8 VANTAGENS OBTIDAS COM O SISTEMA DIGITAL

Considerando a modernização do sistema de proteção e controle e supervisão, ressalta-se que a aplicação dos sistemas digitais propiciou muitas vantagens nos setores da Subestação Tucuruí, dentre os quais, podem ser relacionadas as seguintes:

Operação:

- Interfaces-Homem-Máquina mais amigáveis, com mais facilidade, flexibilidade e segurança para as ações de operação do Sistema de Transmissão;
- Maior possibilidade de diagnóstico preciso e em tempo baixo para a operação do sistema;
- Simplificação e aceleração das sequências operativas;
- Avaliação mais rápida e completa de todas as informações de medidas em tempo real;
- Facilidade a execução de intertravamentos;
- Filtragem das informações relevantes nos níveis hierárquicos inferiores modo que sejam apresentados ao operador somente os dados relevantes;
- Maior flexibilidade operativa;
- Velocidade no processamento das lógicas de intertravamento do sistema de controle da Subestação;
- Distribuição de registro de informações digitalizadas e de ações por unidades de proteção e controle atingindo até o nível de *bay*;
- Integração e processamento das funções de proteção e controle;
- Maior velocidade de comunicação de dados entre os sistemas de proteção e controle das Subestações e os centros de controle;
- Maior capacidade de armazenamento de informações sobre as ocorrências do sistema.

Engenharia:

- Possibilidade de implementação de automatismos na proteção e no controle com grau de confiabilidade e tempo de respostas adequadas às necessidades de operação do sistema de transmissão;
- O software de cada função é feito de forma estruturada e modulada e, tanto quanto possível, padronizada, possibilitando redução dos custos de desenvolvimento, documentação, implantação e testes;
- Pode ser oferecida às equipes de operação e manutenção ampla gama de relatórios impressos, no formato desejado pelo usuário, tais como listas dos eventos ocorridos em determinado período ou após uma perturbação, valores das correntes e tensões antes, durante e após uma falta, tempos de operação de cada relé ou disjuntor etc.

Segurança:

- Redundância de determinadas funcionalidades para garantir a continuidade de todo o processo em caso de falha em determinadas partes do sistema;
- A consistência dos dados de entrada pode ser permanentemente verificada, de modo a aumentar, sensivelmente, a confiabilidade do sistema;
- Redução de interferências eletromagnéticas no sistema devido à utilização de fibra-ótica para comunicação entre as diversas unidades de proteção e controle do sistema.

Manutenção:

- Auto monitoração das unidades de proteção e controle, propiciando a antecipação da manutenção quanto às possibilidades de atuações indevidas;
- Facilidade de identificação de falhas de componentes do sistema de proteção e controle, devido à redução da quantidade desses componentes;
- Garantia do fornecimento de sobressalentes e de manutenção pelos fabricantes;
- Tempo de vida útil de maior que 15 anos;
- Maior intervalo do tempo de manutenção periódica e calibração dos equipamentos e dispositivos, devido à capacidade de autoteste e autodiagnose e pelo fato de os ajustes, curvas e parâmetros, por software, não sofrerem alteração com o tempo;
- Possibilidade de analisar o histórico de operação e desempenho de cada equipamento antes de iniciar a manutenção.

Custos de Instalação:

- Os relés digitais diminuem o espaço utilizado por relés auxiliares, pois executam automatismos através de lógicas internas, enquanto em SE's convencionais painéis inteiros são utilizados para a realização de lógicas;
- É possível reduzir sensivelmente o número de cabos e das estruturas necessárias para contê-los (canaletas, dutos, bandejas, etc.);
- A interligação entre as diversas funções é realizada através de software, eliminando-se a fiação, cabos, relés multiplicadores de contatos, temporizadores, chaves etc.

CAPÍTULO 5 – CONCLUSÕES

5.1 CONSIDERAÇÕES FINAIS

A ELETROBRÁS/ELETRONORTE conduziu um processo de modernização da Subestação Tucuruí em que consistiu na instalação de modernos equipamentos digitais de proteção e controle, bem como a modernização do sistema convencional existente.

Este processo necessitou principalmente de uma qualificação diferenciada dos profissionais envolvidos nas várias etapas do projeto. Em todas as etapas, desde a concepção do projeto básico até a manutenção do sistema implantado, a ELETROBRÁS/ELETRONORTE esteve presente lado a lado com a equipe técnica do fornecedor, o que possibilitou o aumento do domínio sobre a tecnologia digital pelos engenheiros e técnicos.

O envolvimento das áreas de engenharia de operação e manutenção em todas as fases do empreendimento também foi um importante fator determinante e necessário para que se obtivesse sucesso no empreendimento.

A SE Tucuruí com a utilização de plataformas e tecnologias digitais tem alcançado melhores índices na disponibilidade de equipamentos e linhas de transmissão, atendendo as exigências de qualidade do ONS.

A modernização da SE Tucuruí trouxe benefícios significativos em todos os aspectos, desde a montagem e fabricação dos painéis que compõem as instalações, até a operação, que pode ser centralizada; e a manutenção das subestações, que passa a ser realizada de forma mais otimizada. Além disso, os sistemas digitais de proteção, controle, supervisão e automação têm garantido uma melhoria no desempenho, na confiabilidade e segurança do sistema, além de redução de custos e aumento da estabilidade.

A modernização dos sistemas de proteção e controle da SE Tucuruí, mais do que uma simples substituição de equipamentos antigos, constituiu uma necessidade decorrente das novas estratégias empresariais impostas pelo ambiente global mais competitivo no setor elétrico.

5.2 TRABALHOS FUTUROS

A Inteligência Artificial - IA já está sendo aplicada no setor de energia elétrica, permitindo melhor eficiência operacional, redução de custos de processos, melhoria no

entendimento e na interação com os consumidores, melhor gestão e otimização dos recursos energéticos da rede.

Muitas empresas estão usando o aprendizado de máquina ("*machine learning*") para aumentar sua capacidade de predição e até sua gestão de redes inteligentes, como é o caso da ELETROBRÁS/FURNAS [20]. A adoção de redes neurais com capacidade de aprendizagem já tem resultados comprovados.

Assim, a rápida evolução das soluções de IA deve trazer resultados ainda mais promissores nos próximos anos, para esses e outros casos de uso.

Como proposta de trabalho, sugere-se fazer uma abordagem completa sobre modernização de Subestação baseada na Inteligência Artificial, destacando a motivação para a escolha desta nova filosofia de projeto como:

- Tomada de melhores decisões da operação da subestação, através da monitoração das variáveis do sistema elétrico, que, a partir de modelos de Inteligência Artificial, possa gerar ações, análises e sugestões para controle e tomada de decisão pela operação, garantindo a estabilidade operacional;
- Soluções de manutenção preditiva com melhor eficiência, antecipando a manutenção de equipamentos ou identificando e corrigindo rapidamente um problema que possa causar danos ou interrupções no fornecimento de energia elétrica;
- Otimização entre o equilíbrio entre oferta e demanda de energia. Dessa forma, as novas tecnologias eliminam eventuais distorções entre oferta e demanda, de forma eficiente, evitando desperdícios e aumentando a confiabilidade do sistema.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] GTD – **Geração, Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica**. Introdução aos Sistemas Elétricos de Potência, 2011. [Online]. Disponível em: <http://www.dee.ufc.br/~rleao/GTD/I%20Introducao.pdf>. Acesso em: 05/06/2021.
- [2] ONS, “**O que é o SIN – Sistema Interligado Nacional**”. [Online]. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>. Acesso em 10/11/2022.
- [3] ONS, “**Mapas do SIN**”. [Online]. Disponível em: www.ons.com.br/conheca_sistema/mapas_sin.aspx. Acesso em 10/08/2021.
- [4] ADRIÁN ENRIQUE RAMÓN OSORIO. **Integração de Sistemas de Supervisão, Proteção e Automação de Subestações de Energia Elétrica**. Dissertação - Universidade Federal de Itajubá. Novembro de 2002.
- [5] JARDINI, JOSÉ ANTONIO, **SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA: AUTOMAÇÃO**. 1ª Edição, 1999 São Paulo.
- [6] SANTOS, L.F.; PEREIRA, M. **Uma Abordagem Prática do IEC 61850 para Automação, Proteção e Controle de Subestações**, Anais do VII SIMPASE - Sétimo Simpósio de Automação de Sistemas Elétricos – Salvador-BA, Agosto 2007.
- [7] MAMEDE FILHO, João – **Instalações Elétricas Industriais**, 7ª edição, Rio de Janeiro, 2008.
- [8] CHEMIN NETTO, U. **Aplicações de Controle e Supervisão Distribuídas em Subestações de Energia Elétrica Através do Uso de Relés Digitais de Proteção**. 2008. Dissertação (Mestrado) – Escola de Engenharia de São Carlos, 2008.
- [9] Siemens, **Manual de Equipamentos**. Treinamento.
- [10] D’AJUZ, Ary, **Equipamentos Elétricos** - ed. Furnas, 1ª edição, Rio de Janeiro, 1985.
- [11] MAMEDE FILHO, João – **Manual de Equipamentos Elétricos**. 3ª edição, Rio de Janeiro.

- [12] PEREIRA, ALLAN CASCAES **Integração dos Sistemas de Proteção, Controle e Automação de Subestações e Usinas - Estado da Arte e Tendências**, 2005, Rio de Janeiro
- [13] GORDON CLARKE, PRACTICAL, **Modern SCADA Protocols: DNP3, 60870.5 and Related Systems**. 1ª Edição.
- [14] Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A., **USINA HIDRELÉTRICA – Memória Técnica**, 1989, Brasília.
- [15] Revista Brasil Energia. **Modernização dos sistemas de comando, controle e proteção da subestação seccionadora de Tucuruí**, [Online]. Disponível em <http://www.energiahoje.com/brasilenergia/noticiario/2003/05/01/269859/linhas-mais-seguras.html>. Acesso em 15/02/2022.
- [16] ABB, **Tucuruí Power Plant and Substation benefit from ABB's solutions**. [Online]. <http://www.abb.com.br/product/db0003db002618/7af819175489d8b1c125745700451cd0.aspx?productLanguage=us&country=BR>. Acesso em 15/01/2022.
- [17] Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A, **Retrofit e Ampliação da SE Tucuruí – 500/230/69 kV**, Especificação Técnica do sistema de proteção, controle e supervisão – volume II [tuc-912-55100-ep](#).
- [18] ABB, **Produtos em Tecnologia de Automação Relés de Proteção**, Treinamento.
- [19] ABB, **PROJETO TUCURUÍ – RETROFIT – SE 500 kV. Memorial Descritivo do Sistema e dos Softwares da Aplicação**, 26 de agosto de 2009.
- [20] Eletrobrás/Furnas, **Microsoft destaca atuação de FURNAS no uso de inteligência artificial**. [Online]. Disponível em <https://www.furnas.com.br/noticia/103/noticias/1890/microsoft-destaca-atuacao-de-furnas-no-uso-de-inteligencia-a>. Acesso em 15/11/2022.