

CENTRO UNIVERSITÁRIO FACVEST - UNIFACVEST
ENGENHARIA ELÉTRICA

FERNANDO RENAN STELMACH

**SISTEMA DE SUPERVISÃO E CONTROLE NA
TRANSMISSÃO DE ENERGIA**

Lages
2019

FERNANDO RENAN STELMACH

**SISTEMA DE SUPERVISÃO E CONTROLE NA
TRANSMISSÃO DE ENERGIA**

Trabalho de conclusão de curso apresentado ao Centro Universitário Facvest - UNIFACVEST, como parte dos requisitos para a obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Dra Franciéli Lima de Sá

Coorientador: Prof. Msc. Silvio Moraes de Oliveira

Lages
2019

FERNANDO RENAN STELMACH

**SISTEMA DE SUPERVISÃO E CONTROLE NA
TRANSMISSÃO DE ENERGIA**

Trabalho de conclusão de curso apresentado ao Centro Universitário Facvest - UNIFACVEST, como parte dos requisitos para a obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Dra Franciéli Lima de Sá

Coorientadora: Prof. Msc. Silvio Moraes de Oliveira

Lages, SC ____/____/2019. Nota _____

Franciéli Lima de Sá.

Lages
2019

Monografia apresentada ao Centro Universitário Facvest – UNIFACVEST, como requisito necessário para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Fernando Renan Stelmach
NOME DO ALUNO

Sistema de Supervisão e Controle
na Transmissão de Energia
TÍTULO DO TRABALHO

HANCA EXAMINADORA:

Dra. Prof.^a Francieli Lima de Sá
Titulação e nome do Orientador (a)

Msc. Prof. Silvio Moraes de Oliveira
Titulação e nome do Co-orientador (a)

Msc Prof. JOÃO FRANK GIL
Titulação e nome do Avaliador (a)

Dra. Prof.^a Francieli Lima de Sá
Coordenador (a) Prof. (a). Titulação e nome da Coordenador (a)

Lages, 13 de dezembro de 2019.

SISTEMA DE SUPERVISÃO E CONTROLE NA TRANSMISSÃO DE ENERGIA

Fernando Renan Stelmach¹

Franciéli Lima de Sá²

RESUMO

Este trabalho mostra a importância dos sistemas de supervisão e controle na transmissão de energia elétrica bem como sua contribuição para uma maior agilidade na recomposição e reestabelecimento de sistemas. Para a constatação foi efetuado um estudo de caso aonde foram analisados todos os equipamentos que compõem o módulo de supervisão e controle, o histórico destas novas tecnologias, suas significativas melhorias provindas da sua evolução ao longo dos anos e a proposta de um sistema para auxílio na recomposição após desligamento total de uma subestação, visando a diminuir o tempo de reestabelecimento do sistema e evitar uma sobrecarga em um transformador de energia.

Palavras-Chaves: Fernando Renan Stelmach. Tempo Real. Subestação. Recomposição.

¹ Graduando em Engenharia Elétrica, do Centro Universitário UNIFACVEST.

² Coordenadora e discente do curso de Engenharia Elétrica, do Centro Universitário UNIFACVEST.

SUPERVISION SYSTEM AND CONTROL IN POWER TRANSMISSION

Fernando Renan Stelmach¹

Franciéli Lima de Sá²

ABSTRACT

This final paper shows the importance of supervision and control systems in the transmission of electric power as well as their contribution to greater agility in the recomposition and restoration of systems. For the verification it was made a case study in which were analyzed all the equipments that compose the module of supervision and control, the history of these new technologies, their significant improvements as a result of their evolution over the years and the proposal for a system to assist in the restoration after a complete substation shutdown, in order to decrease the system restoration time and avoid overloading a power transformer.

Key-words: Fernando Renan Stelmach. Real Time. Substation. Recomposition.

¹ Graduando em Engenharia Elétrica, do Centro Universitário UNIFACVEST.

² Coordenadora e discente do curso de Engenharia Elétrica, do Centro Universitário UNIFACVEST.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Modelo do setor elétrico em 1980.....	15
Figura 2 – Principais processos do modelo de transmissão de energia.....	16
Figura 3 – Mapa Geométrico em 2003	17
Figura 4 – Mapa Geométrico em 2017	18
Figura 5 – Sala de comando de uma usina hidrelétrica em 1990	25
Figura 6 – Infraestrutura de supervisão e controle do ONS	26
Figura 7 - Níveis de comando.....	28
Figura 8 – Detalhe do encaixe para manivela para abertura manual.....	29
Figura 9 – Painel de uma chave seccionadora para execução de comando local.....	30
Figura 10 – Unidade de controle Areva	31
Figura 11 – Supervisório local da subestação da AMBEV em Agudos SP	32
Figura 12 – Sala de Operação do ONS.....	33
Figura 13 – Lista de alarmes do SAGE da CHESF	35
Figura 14 – Visor de Eventos do SAGE.....	37
Figura 15 - Visor de Telas SAGE.....	38
Figura 16 - Hierarquia do sistema de supervisão e controle de uma Subestação	39
Figura 17 - Hub de rede.....	40
Figura 18 - Switch de rede.....	40
Figura 19 - Roteador de Rede.....	41
Figura 20 - GPS sincronizador de estampa de tempo.....	41
Figura 21 - Gateway de comunicação	42
Figura 22 - Cabo coaxial e par trançado.....	42
Figura 23 - Sistema de comunicação a rádio	43
Figura 24 - Cabo de Fibra Óptica	43
Figura 25 - Disjuntor isolado a SF6	46
Figura 26 - Manómetro indicador de pressão do gás SF6	46
Figura 27 - Disjuntor a seco 13,8KV.....	47
Figura 28 - Disjuntor a óleo GVO	48
Figura 29 - Disjuntor a Vácuo	49
Figura 30 - Disjuntor a ar comprimido.....	50
Figura 31 - Chave Seccionadora Semi-pantográfica vertical	51

Figura 32 - Seccionadora de abertura Vertical	52
Figura 33 - Chave seccionadora de abertura vertical reversa	53
Figura 34 - Comutador de derivação em carga (vista interna).	54
Figura 35 - Sistema de Ventilação forçada do transformador.	56
Figura 36 - Gerador Diesel de Emergência de 180KVA.....	57
Figura 37 - Banco de baterias 125vcc	58
Figura 38 - Sistema de supervisão e controle do serviço auxiliar.	58
Figura 39 - Sinais de Controle do R-79.....	60
Figura 40 - Religamento automático com Check Sincronismo	61
Figura 41 - Diagrama Unifilar da Subestação de energia.....	63
Figura 42 - SE em regime de operação normal	64
Figura 43 - Períodos de Carga do SIN.....	65
Figura 44 - Faixas para controle de tensão do SIN.....	66
Figura 45 - Exemplo de uma instrução de Recomposição de uma Linha de Transmissão	67
Figura 46 - SE em regime de operação normal	68
Figura 47 - Desligamento das LTs SE/SIN C-1 e C-2	69
Figura 48 - Desligamento lado de 230KV ATF-01	70
Figura 49 - SE Preparada para Recomposição Total.....	71
Figura 50 - Reator conectado para energização simultânea com a LT.....	72
Figura 51 - Energização do barramento de 138KV da SE	73

LISTA DE ABREVIATURAS

ANA	Agência Nacional de Águas
ANEEL	Agencia Nacional de Energia Elétrica
ANSI	Instituto Nacional de Padrões Americanos (<i>American National Standards Institute</i>)
CA	Corrente Alternada
CAG	Controle Automático de Geração de Energia
CAT	Controle Automático de Tensão
CC	Corrente Contínua
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia
CD	Concentrador de Dados
CDC	Comutador de Derivação em Carga
CEEE	Comissão Estadual de Energia Elétrica
CEMIG	Centrais Elétricas de Minas Gerais
CEPEL	Centro de Pesquisas em Energia Elétrica
CHESF	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco
CNAEE	Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica
COSR	Centro de Operação do Sistema Regional
COSR-NCO	Centro de Operação do Sistema Regional Norte Centro Oeste
COSR-S	Centro de Operação do Sistema Regional Sul
COT	Centro de Operação da Transmissão
ECE	Esquema de Controle de Emergência
ELETRORBRAS	Centrais Elétricas Brasileiras S.A
EMS	Sistema de Monitoramento de Energia (<i>Energy Management System</i>)
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ERAC	Esquema Regional de Alívio de Carga
FO	Função Operacional
FT	Função Transmissão
GDE	Gerador Diesel de Emergência
GPS	Sistema de Posicionamento Global (<i>Global Positioning System</i>)
GVO	Grande Volume de Óleo
IP	Protocolo de Internet (<i>Internet Protocol</i>)

IO-OI	Instrução de Operação – Operação de Instalações
LAN	Rede Local (<i>Local Area Network</i>)
LT	Linha de Transmissão
MAE	Mercado Atacadista de Energia
MME	Ministério de Minas e Energia
MOP	Mensagem Operativa
ONAN	Óleo Natural Ventilação Natural
ONAF	Óleo Natural Ventilação Forçada
PAR	Plano de Ampliação e Reforços
PC	Personal Computer
PND	Programa Nacional de Desestatização
PVI	Parcela Variável por Indisponibilidade
RB	Rede Básica
SA	Sistema de aquisição de dados
SAGE	Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia
SCADA	Supervisório de controle e aquisição de dados
SDSC	Sistema Digital de Supervisão e Controle
SE	Subestação de Energia
SEP	Sistema Especial de Proteção
SF6	Hexafluoreto de Enxofre
SINOCON	Sistema nacional de observabilidade e controlabilidade
SSC	Sistema de Supervisão e Controle
SPS	Supervisor de Paralelismo Síncrono
SPV	Seccionadora Semi-pantográfica Vertical
TC	Transformador de Corrente
TCP	Protocolo de controle de Transmissão (<i>Transmission Control Protocol</i>)
TP	Transformador de Potencial
UTR	Unidade Terminal Remota
WAN	Rede de área ampla (<i>Wide Area Network</i>)

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	11
1.1	Objetivos Gerais	12
1.2	Objetivo Específicos.....	12
1.3	Justificativa.....	12
1.4	Aplicações	13
1.5	Metodologia.....	13
1.6	Resultados Esperados	13
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	14
2.1	Sistema De Supervisão E Controle Na Transmissão De Energia.....	24
2.2	Hierarquia De Comandos De Uma Subestação.....	27
2.2.1	Nível de controle 0 – Mecânico Local	28
2.2.2	Nível de controle 01 – Elétrico Local.....	29
2.2.3	Nível de controle 02 – Bay Control (unidade de controle)	30
2.2.4	Nível de controle 03 – Supervisório Local.....	31
2.2.5	Nível de controle 04 – Supervisório do Centro de Operação do Sistema	32
2.3	Equipamentos De Sistemas De Supervisão E Controle.....	33
2.4	Sistemas Supervisórios	34
2.5	Rede de Telecomunicações	38
3	PRINCÍPIO DE FUNCIONAMENTO DOS EQUIPAMENTOS DE UMA SUBESTAÇÃO.....	45
3.1	Disjuntores.....	45
3.2	Disjuntores Isolados A SF6:	45
3.3	Disjuntores a Seco:	47
3.4	Disjuntor a Sopro Magnético.....	47
3.5	Disjuntor a Óleo	47
3.6	Disjuntor a Vácuo	48
3.7	Disjuntor a Ar Comprimido.....	49
3.8	Seccionadoras	50
3.9	Chave Seccionadora Semi-Pantográfica Vertical. (SPV).....	50
3.10	Seccionadora De Abertura Vertical.....	51
3.11	Seccionadora De Abertura Vertical Reversa.....	52
3.12	Taps em Transformadores	53

3.13	Ventilação Forçada Em Transformadores	55
3.14	Serviços Auxiliares.....	56
3.15	Relés De Proteção.....	59
3.15.1	Relé 79 - religamento automático.....	59
3.15.2	Relé 25 - check sincronismo.....	60
3.15.3	Relé 86 - bloqueio	61
4	ESTUDO DE CASO	63
5	CONCLUSÃO.....	76
	REFERÊNCIAS	78
	ANEXO A – TABELA ANSI	82

1 INTRODUÇÃO

Como muito bem se sabe hoje em dia pode-se dizer que a maioria dos processos e serviços necessitam de energia elétrica. Esta energia que até chegar nos centros consumidores também conhecidos como centros de carga, passa por os mais variados processos, desde a sua geração e transmissão até a sua distribuição para os consumidores. Ao longo do tempo tem se aprimorado a operação deste sistema que, além de complexo, é extremamente crucial para o ser humano e suas atividades. Com isto, os sistemas digitais de supervisão e controle se tornaram indispensáveis, pois a já ultrapassada operação local e manual de equipamentos dá lugar aos sistemas supervisórios à distância aumentando a velocidade, segurança e a confiabilidade na execução dos procedimentos de recomposição, manobras e monitoramento das grandezas elétricas do sistema.

A supervisão e controle remoto de subestações foi sem dúvida um dos maiores avanços relacionados à diminuição de tempo de recomposição de sistemas de energia. Segundo Souto e Fonseca (2007) tem-se aprimorado ao longo do tempo métodos que agilizam e facilitam a operação em tempo real de subestações, bem como o monitoramento de grandezas elétricas tendo em vista a celeridade nos procedimentos de reestabelecimento de energia sem deixar de lado a segurança de equipamentos e pessoas. Segundo Oliveira Jr. (2005) com a chegada da automação industrial, a operação local de subestações foi perdendo espaço e sendo redirecionada aos Centros de Operações da Transmissão (COT), que começaram a efetuar a operação de diversas Linhas de Transmissão (LT) e Subestações de Energia (SE).

De acordo com Lopes (2009) um sistema supervisório é definido como uma interface de fácil visualização, “clean” e que disponibilize para o operador os dados reais de campo de uma forma “amigável” para assim facilitar as ações e tomadas de decisões mediante aos fatos ali mensurados. Esta interface além de fornecer dados pode trabalhar com alarmes sonoros para rápida visualização de eventos mais críticos, bem como trazer sinalizações em forma de listas de alarmes, eventos, gráficos e grandezas.

Seguindo esta linha as concessionárias de energia que estão conectadas ao SIN (Sistema interligado nacional) investem cada vez mais e sistemas de supervisão e controle para aumentar a confiabilidade da operação e conseqüentemente maior disponibilidade do sistema. Segundo Pereira (2007) devido à crescente demanda por confiabilidade e continuidade do sistema elétrico devido as grandes penalizações em que as empresas do setor estão sendo direcionadas em caso de indisponibilidades de equipamentos,

os sistemas de supervisão e controle tenderão a se tornar um mercado em ascensão na busca por profissionais qualificados para tal e sistemas cada vez mais interativos e inteligentes.

1.1 OBJETIVO GERAL

O objetivo deste trabalho é apresentar um panorama do modelo atual do sistema elétrico brasileiro e constatar a sua evolução ao longo dos anos até a chegada ao modelo atual, além de, um estudo dos equipamentos pertencentes aos sistemas de supervisão e controle utilizados atualmente na operação em tempo real de subestações e linhas de transmissão de energia elétrica bem como os procedimentos de rede do ONS e como eles auxiliam na recomposição de subestações e linhas de transmissão.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

O propósito do trabalho é efetuar um estudo de caso para demonstrar um sistema de auxílio na preparação de uma subestação para recomposição total afim de evitar sobrecarga em um transformador de energia com o intuito de diminuir o tempo de reestabelecimento de energia bem como os possíveis erros operacionais de manobras. Durante o estudo será analisado os procedimentos de rede do ONS existentes e como eles são aplicados no tempo real para recomposição dos sistemas de energia.

1.3 JUSTIFICATIVA

Os sistemas de supervisão e controle sem dúvida já se tornaram indispensáveis na operação do sistema elétrico nacional, estudar e se aperfeiçoar nesta tecnologia é crucial para o desenvolvimento constante de melhorias e até novas metodologias que por ventura possam aprimorar os processos que hoje já demonstram grande desempenho. A supervisão e controle também é amplamente difundida nas indústrias, estas que otimizaram processos e minimizaram perdas. Segundo Pinheiro (2006), com a chegada dos sistemas supervisórios houve uma significativa queda nos custos de produção industrial devido a não mais necessidade de pessoas para executar todos os processos e a quantidade significativamente menor de perdas por erros operacionais. Por fim, este trabalho visa abordar os equipamentos que integram os sistemas digitais de supervisão e controle bem como uma possível melhoria no processo de preparação de uma subestação para recomposição total a fim

de diminuir o tempo de recomposição que conforme será visto é de extrema relevância para as transmissoras de energia e para o próprio sistema interligado nacional.

1.4 APLICAÇÕES

Os sistemas de supervisão e controle são amplamente aplicados em todos os processos de geração, transmissão e distribuição de energia até as indústrias que possuem processos automatizados. O trabalho estará mais voltado a uso de sistemas de supervisão e controle na transmissão de energia e operação a de equipamentos como linhas de transmissão e transformadores de energia.

1.5 METODOLOGIA

Inicialmente será efetuado a pesquisa bibliográfica de todos os equipamentos que compõem o módulo de supervisão e controle bem como suas principais particularidades e por último propor um método de auxílio na preparação de uma subestação para recomposição total utilizando um estudo de caso aonde será analisado a recomposição total de uma subestação quando da atuação de um sistema especial de proteção a fim de evitar sobrecarga em um transformador de energia.

1.6 RESULTADOS ESPERADOS

Com este trabalho pretende-se demonstrar que é possível agilizar ainda mais a preparação de uma subestação para recomposição total através de métodos que utilizam como ferramenta principal os sistemas de supervisão e controle sem deixar de lado toda a segurança necessária à pessoas e equipamentos. Além de se esperar diminuir o tempo de recomposição pretende-se minimizar os erros operacionais nas manobras uma vez que se sabe em que momentos de alta pressão psicológica é possível que os seres humanos tendam a acabar mesmo que poucas vezes errando ou pulando etapas na execução dos procedimentos que devem seguir uma vez que devem executar da maneira mais veloz e segura possível.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

A atual malha sistêmica que temos a honra de usufruir hoje em dia, passou por diversas mudanças desde a década de 1930 quando dava os seus primeiros passos no Brasil. Segundo Gomes 2012, o modelo que surgia na época era exclusivamente privado e a geração, transmissão e distribuição de energia era independente e isolada atendendo prioritariamente os centros urbanos em forma de “ilhas elétricas” e com uma regulação totalmente principiante. Mediante ao crescimento dos centros urbanos e o aumento exponencial da demanda de energia por volta de 1939 o estado começou a intervir no setor elétrico criando o Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica (CNAEE). Durante a segunda guerra mundial foi quando se iniciaram os primeiros racionamentos de energia evidenciando a necessidade, urgente na época, da expansão do setor elétrico e fortes investimentos em geração e transmissão de energia. (VEIGA E FONSECA, 2002).

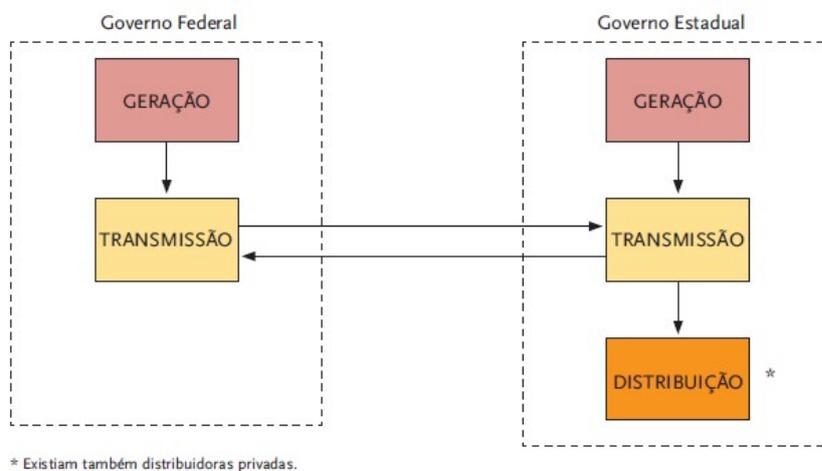
Segundo Gomes 2012, a criação da Companhia Hidro elétrica do São Francisco (CHESF) foi o marco inicial da intervenção do estado no setor elétrico. Em sequência a isto outros estados assumiram os encargos de construção e operação de usinas e linhas de transmissão com a criação no Rio Grande do Sul da Comissão Estadual de Energia Elétrica (CEEE) e em Minas Gerais a criação das Centrais Elétricas de Minas Gerais (CEMIG) posteriormente assim, vários estados criaram suas empresas estatais com os investimentos voltados ao setor elétrico. Em 1962 foi criada a Centrais Elétricas Brasileiras S.A (Eletrobrás) que assumiu papel de investidora majoritária na maioria das empresas do setor detendo com isto importante participação nos projetos de expansão e reforço da malha sistêmica. Foi na década de 1970 que duas das mais importantes obras do setor elétrico saíram do papel e iniciaram suas construções as usinas de Itaipu e Tucuruí. Foram projetos que tinham por objetivo atender à crescente demanda de energia no Brasil tornando assim a ELETROBRÁS a agência coordenadora do planejamento e da operação dos sistemas elétricos brasileiros.

A expansão inicial do segmento elétrico não seguia um planejamento adequado e as linhas de transmissão foram construídas em classes de tensões embora muito próximas, não planejadas (230, 345, 440 e 500KV) dificultando assim as interligações regionais que na época já se faziam necessárias. Em função disto o governo federal através do decreto nº 73.080 de 5 de novembro de 1973, definiu que as classes de tensões padronizadas seriam 230 e 500KV e que só seriam permitidas expansões de outras classes de tensões mediante a justificativa prévia de viabilidade técnica e econômica.

De acordo com Lorenzo 2001, foi no final da década de 70 que iniciaram os grandes problemas no setor elétrico nacional. O sistema que esteve durante anos em plena evolução passou a entrar em uma fase de recesso devido ao endividamento das empresas do segmento, especificamente devido ao projeto de Itaipu aonde ao mesmo tempo em que havia o elevado crescimento da dívida externa e das taxas de juros, houve uma redução das tarifas dificultando as possibilidades de investimentos e forçando assim as empresas a tomar mais empréstimos.

Conforme figura 01 o modelo do setor elétrico desenvolvido no decorrer do século XX, era segundo Gomes 2012, um monopólio estatal, ou seja, as empresas federais e estaduais detinham os três segmentos de geração, transmissão e distribuição de energia sendo assim não havia competição e estas empresas possuíam o poder sobre os preços cobrados. Por consequência do esgotamento dos recursos, da capacidade financeira estatal e a grande participação política na tomada de decisões sobre os planejamentos e expansão do setor elétrico o modelo atual se via em crise e necessitava de uma reestruturação.

Figura 1 – Modelo do setor elétrico em 1980



Fonte: Livro a Gestão do Sistema de Transmissão no Brasil, 2012.

A fim de reverter a atual situação foi criado em 1990 a Lei nº 8.031/1990 instituiu o Programa Nacional de Desestatização (PND) com o objetivo de sanar os problemas econômicos atuais do setor transferindo para a iniciativa privada de forma gradual as atividades desenvolvidas pelo setor público diminuindo a dívida pública e assim permitir a retomada dos investimentos. Outro marco importante da década de 90 foi a Lei nº 8.967 de 1995 que regulamentou as licitações para concessões de linhas de transmissão impulsionando assim o início das competições no setor elétrico.

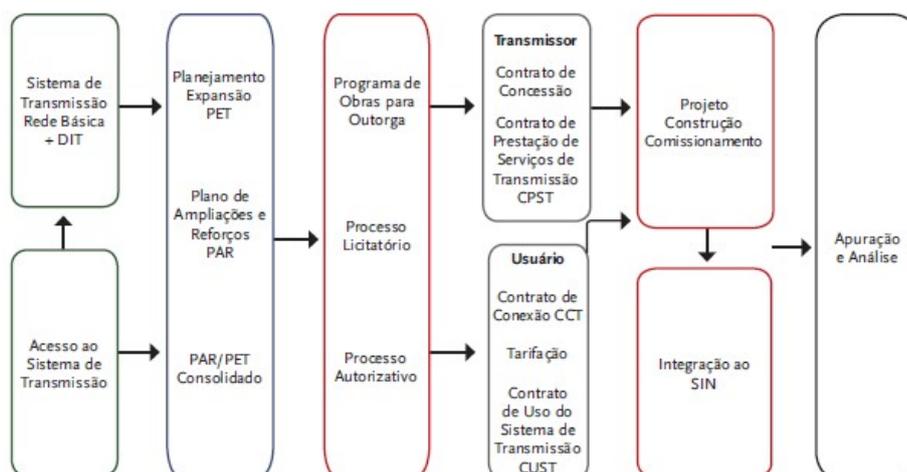
Segundo Gomes 2012, em 1996 o Ministério de Minas e Energia (MME) aprovou a contratação de uma consultoria inglesa Coopers & Lybrand visando um estudo

aprofundado sobre a reestruturação do setor elétrico brasileiro. Através desta pesquisa foram introduzidas as seguintes modificações na indústria de energia elétrica do Brasil:

- a) Desverticalização do setor elétrico no âmbito de geração, transmissão e distribuição de energia;
- b) Divisão do segmento geração/transmissão até então dependentes, com a criação da transmissão como um processo regulado;
- c) Estabelecimento do livre acesso a rede de transmissão permitindo a comercialização de energia entre geradores e distribuidores em pontos distintos da rede;
- d) Criação do ONS com o objetivo de coordenar e controlar a operação da geração e transmissão de energia no SIN;
- e) Criação do regime de concorrência na geração de energia e a otimização dos recursos hídricos na produção de energia em cascata;
- f) Criação do Mercado Atacadista de Energia (MAE) com o objetivo de intermediar as transações de compra e venda de energia elétrica.

Segundo Castro 2003, em 1996 com o processo de privatização avançado foi criada a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) com o intuito de analisar as novas concessões, desenvolver as licitações e fiscalizar as empresas recentemente privatizadas com relação a qualidade dos serviços prestados à população. Uma das primeiras medidas da ANEEL foi estabelecer os critérios para composição da Rede Básica (RB) definindo que todas as instalações com tensões iguais ou superiores a 230KV iriam fazer parte da mesma incluindo as de 138KV que o ONS considerasse importante para a operação do sistema ou desde que fossem interligações de áreas distintas.

Figura 2 – Principais processos do modelo de transmissão de energia



Fonte: Livro a Gestão do Sistema de Transmissão no Brasil, 2012.

A criação e consolidação do ONS em 1998 foi sem dúvida um grande avanço no quesito controle e operação do sistema. Com a operação e despacho centralizado ao operador nacional do sistema a confiabilidade da malha sistêmica aumentou uma vez que os agentes de geração e transmissão se reportam ao operador em todos os quesitos desde solicitações para desligamentos de equipamentos até desligamentos intempestivos do sistema e indisponibilidades de equipamentos. É de responsabilidade do ONS inclusive a elaboração dos estudos de operação como o Plano de Ampliação e Reforços (PAR) propondo todas as melhorias, ampliações e reforços a rede básica no horizonte de 3 anos. Na figura 3 é possível verificar a malha sistêmica do Brasil no ano de 2003.

Figura 3 – Mapa Geoeletrico em 2003

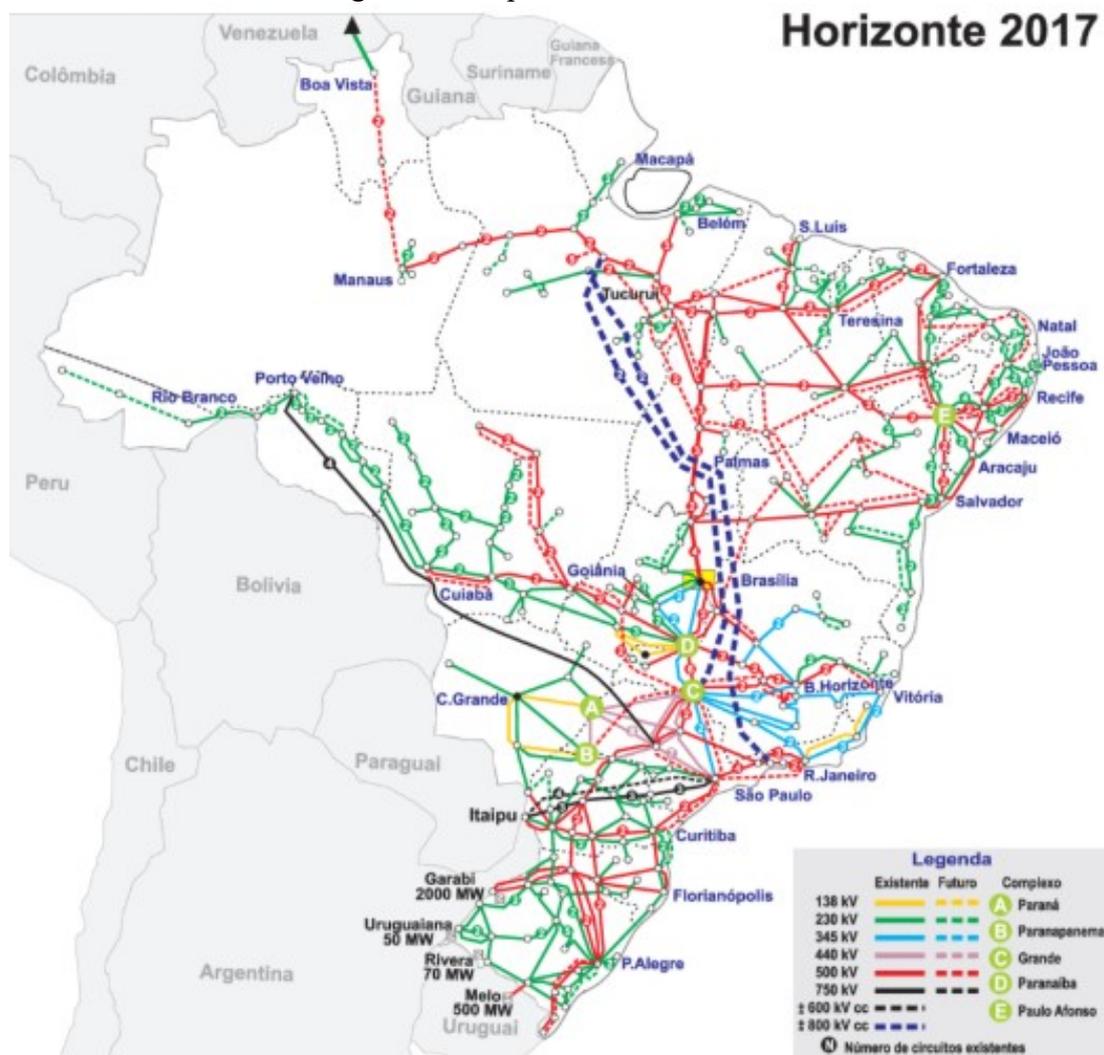


Fonte: Operador Nacional do Sistema ONS

O novo modelo do setor elétrico que se estabelecia no final da década de 90 ganhou destaque devido a dois grandes acontecimentos que evidenciaram a crise energética que o País se encontrava. Em 11 de março de 1999, o Brasil sofreu até então o que foi

considerado o maior apagão da história do País. Cerca de 10 estados e aproximadamente 50 milhões de pessoas foram afetadas. O distúrbio teve início, de acordo com o relatório do ONS, na subestação da CESP em Bauru SP o que levou um desligamento em cascata do SIN provocando a saída de operação das 16 unidades geradoras da usina de Itaipu estendendo-se então o desligamento para o Paraguai. Ainda de acordo com o relatório emitido na época pelo ONS e pelo Ministério de Minas e Energia o desligamento só teve grandes proporções devido ao sistema elétrico da época ser precário e com manutenções não regulares cabendo então buscar um novo padrão de confiabilidade do sistema com investimentos e a regulamentação do setor com padrões mínimos para as instalações da rede básica com relação a arranjos físicos, sistemas de supervisão, controle, comando e proteção. A figura 4 apresenta a malha sistêmica do Brasil no horizonte 2017.

Figura 4 – Mapa Geoeletrico em 2017



Fonte: Operador Nacional do Sistema ONS

Com a nova metodologia de processos para concessão de ativos de geração

e transmissão o ONS faz o estudo e análise das melhorias e ampliações necessárias a rede de operação, em consenso com o Plano de Expansão da Transmissão (PET) que é elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), encaminhando para o MME que dará o aval para a execução ou não da obra. Após isso a ANEEL fica responsável de lançar os editais de licitação dos Leilões de transmissão ou geração possibilitando assim que pessoas jurídicas, nacionais ou estrangeiras e fundos de investimentos participem da disputa. Segundo Sauer 2002, através dos leilões de geração o preço da energia a ser produzida fica definido no edital de licitação sob critério do menor custo e a competição entre os interessados se dará durante do leilão pois o preço já estará previamente definido e o vencedor será quem propor e menor preço de venda da energia.

De acordo com Gomes 2012, de 1999 até 2010 foram realizados 21 leilões de subestações e linhas de transmissão estas as quais representam cerca de 38,8mil km de linhas de transmissão e 60,6mil MVA de potência de transformação. O modelo do segmento de transmissão de energia adotado em 1998 propiciou um crescimento significativo de toda a malha sistêmica conforme Figuras 3 e 4.

Outro marco de importante destaque que evidenciou a crise energética do país foi o programa de racionalização do uso de energia lançado em 5 de abril de 2001. Segundo Abreu 2002, o programa se dividia em dois estágios, o primeiro o incentivo ao uso consciente da energia da população a então chamada racionalização e então caso a demanda de energia fosse maior que a oferta o governo acionaria o plano B – o racionamento de energia. Na época o discurso pregado pelo governo foi que as fortes secas que desabasteceram os reservatórios das hidrelétricas foram as grandes vilãs. Porém a malha sistêmica era precária e impossibilitavam a transmissão de energia de algumas termelétricas do Sul para os grandes blocos consumidores da região sudeste além é claro da falta de geração de energia que se estendia pelo país que estava em pleno crescimento. Mediante aos riscos eminentes de apagão os consumidores residenciais reduziram o consumo de energia na época em 20% e as indústrias contribuíram de forma significativa na racionalização de energia não sendo necessário o governo executar o programa de racionamento de energia.

Estes dois casos explicitaram uma mudança de paradigma do setor elétrico que além de depender na época de novos investimentos, precisava ser regulamentado e as novas linhas de transmissão, subestações e usinas deveriam seguir requisitos mínimos para entrada em operação. Mediante a isto o ONS disponibilizou aos agentes os procedimentos de rede que devem ser seguidos por todos os agentes do setor elétrico. O mesmo é dividido em 26 módulos que compõem as diretrizes que os agentes devem seguir. O módulo 02 dos

procedimentos de rede – Requisitos Mínimos para instalações de transmissão e gerenciamento de indicadores de desempenho é utilizado com guia na implementação de novos projetos do setor no que diz respeito a supervisão e controle de subestações, linhas de transmissão e usinas.

Os procedimentos de rede do ONS foram criados de acordo com a Lei nº 9648-98 Artigo 13, com redação dada pela Lei nº 10848/2004 e estabelece como atribuição do ONS propor regras para a operação de subestações, usinas e linhas de transmissão integrantes da rede básica. Os procedimentos de rede estabelecem os requisitos mínimos para entrada em operação e livre acesso as instalações pertencentes a RB e os seus objetivos principais são:

- a) Legitimar, garantir transparência, integridade e excelência na operação do SIN;
- b) Estabelecer com base contratual e legal as responsabilidades do ONS e dos agentes de operação no que se refere a atividades, produtos e prazos dos processos de operação do sistema elétrico;
- c) Especificar os requisitos técnicos contratuais exigidos no contrato de prestação de serviços de transmissão, contrato de conexão ao sistema de transmissão e dos contratos de uso do sistema de transmissão;

Os procedimentos de rede são de extrema importância para a manutenção e operação já existente do SIN e, também, para os novos empreendimentos e programas de expansão e melhorias propostos pela ANEEL. Os procedimentos de rede são divididos em 26 módulos conforme segue:

- a) Módulo 01: Operador Nacional do Sistema e os Procedimentos de rede – Este módulo foi cancelado pela ANEEL conforme resolução normativa 756/2016 de 16 de dezembro de 2016.
- b) Módulo 02: Requisitos mínimos para instalações de transmissão e gerenciamento de indicadores de desempenho – Define requisitos mínimos para instalações e estabelece diretrizes para apurações dos indicadores de desempenho das instalações da RB.
- c) Módulo 03: Acesso às instalações de transmissão – Estabelecer as instruções para viabilizar os acessos que compreendem a conexão e ao uso das instalações da RB.
- d) Módulo 04: Ampliações e reforços – Propor ao poder concedente as ampliações e reforços necessários à RB.

- e) Módulo 05: Consolidação da previsão da carga - Atribuir responsabilidades e estabelecer os prazos para consolidação da previsão de carga efetuar os estudos e disponibilizar aos agentes buscando melhorias no âmbito de previsão da carga do SIN.
- f) Módulo 06: Planejamento e programação da operação elétrica – Estabelecer diretrizes nos estudos de planejamento e programação da operação elétrica, definir a conduta a ser aplicada no SIN para garantir o atendimento da carga, conciliar solicitações dos agentes para intervenções no SIN e visualizar o impacto de novas obras do SIN.
- g) Módulo 07: Planejamento da operação energética – Estabelecer os procedimentos e responsabilidades para que o ONS desenvolva o planejamento da operação energética.
- h) Módulo 08: Programação diária da operação eletroenergética – estabelecer os programas diários de cargas, intercâmbios e geração para garantir a otimização dos recursos e a operação segura e confiável do SIN.
- i) Módulo 09: Recursos hídricos e meteorologia – Estabelecer responsabilidades e diretrizes para a operação do SIN no âmbito dos recursos através dos dados hidrológicos, hidroenergéticos e meteorológicos. Operação e controle das cheias nos reservatórios e dos aproveitamentos.
- j) Módulo 10: Manual de procedimentos da operação – Regulamentar as atividades de normatização, pré-operação, operação em tempo real e pós operação. Estabelecer regras para a operação do SIN, as rotinas operacionais, instruções de operação do sistema, estabelecer os critérios para recomposição de subestações e linhas de transmissão.
- k) Módulo 11: Proteção e controle – Estabelecer as diretrizes e responsabilidades para o tratamento das informações referentes aos sistemas de proteção e controle de interesse sistêmico e conectadas a RB bem como consumidores livres e potencialmente livres.

- l) Módulo 12: Medição para Faturamento – Estabelecer as responsabilidades, sistemáticas e os prazos para aprovação de projetos e montagem dos sistemas de medição e faturamento, definir prazos para leituras, inspeções e certificação dos padrões de trabalho.
- m) Módulo 13: Telecomunicações – Estabelecer os requisitos mínimos necessários para os serviços de telecomunicações, trata inclusive das implantações de novos serviços de telecomunicações bem como o a manutenção e avaliação do desempenho dos sistemas atuais.
- n) Módulo 14: Administração dos serviços ancilares – Estabelecer critérios para os serviços prestados pelos agentes e administração dos serviços ancilares bem como celebrar o contrato de prestação de serviços ancilares e a apuração destes serviços.
- o) Módulo 15: Administração de serviços e encargos de transmissão – Explicitar os critérios e processos inerentes a administração dos serviços de transmissão por meio de padronização das práticas do ONS e dos agentes envolvidos no cumprimento da regulamentação do setor elétrico.
- p) Módulo 16: Acompanhamento de manutenção – Acompanhar a manutenção de equipamento pertencentes a RB para o mantimento dos padrões de qualidade e confiabilidade do SIN, objetivando que os planos de manutenção obtenham as condições nominais exigidas pela ANEEL, os as manutenções previamente informadas ao ONS dentro dos padrões de desempenho homologados pela ANEEL.
- q) Módulo 17: Requisitos de informações entre o ONS e os agentes - Este módulo foi cancelado seu conteúdo foi utilizado para elaboração do submódulo 1.3.
- r) Módulo 18: Sistemas e modelos computacionais – utilizar os procedimentos de rede para relacionar modelos computacionais, sistemas e ferramentas.

- s) Módulo 19: Identificação e tratamento das não conformidades – Estabelecer os critérios, tratamentos e apurações das não-conformidades na operação do SIN bem como a aplicação de penalidades pelo ONS aos agentes de operação bem como estabelecer a identificação das não-conformidades pelo ONS e o encaminhamento para a diretoria do Operador Nacional do Sistema.
- t) Módulo 20: Glossário de termos técnicos – Garantir a uniformidade no uso, o entendimento e conhecimento adequado dos termos técnicos presentes nos procedimentos de rede.
- u) Módulo 21: Estudo para reforço da segurança operacional elétrica, controle sistêmico e integração de instalações – Estabelecer responsabilidades e sistemáticas quanto a avaliação e reforços da segurança operacional e ao controle sistêmico.
- v) Módulo 22: Análise de ocorrências e perturbações – Estabelecer metodologias para análises dos aspectos técnicos de ocorrências e perturbações no SIN e na análise das causas de falhas constatadas em equipamentos, instalações da rede básica e usinas despachadas centralizadamente.
- w) Módulo 23: Critérios para estudo – Estabelecer os critérios e diretrizes para os estudos do SIN realizados pelo ONS no cumprimento de suas responsabilidades legais.
- x) Módulo 24: Processo de integração de instalações – Apresentar o processo de integração de novas instalações e reservatórios para o SIN, definir responsabilidades dos envolvidos e formalizar as relações do ONS com a ANEEL, a ANA (Agencia Nacional de Águas), CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica) e todos os agentes de operação envolvidos no processo.
- y) Módulo 25: Apuração de dados, relatórios da operação do Sistema Elétrico Nacional e indicadores de desempenho – Atribuir diretrizes e responsabilidades para a emissão de relatórios da operação do SIN, cálculo de indicadores de desempenho e indicadores de atendimento as recomendações feitas pelo ONS em relatórios de análise e estudos.

z) Módulo 26: Modalidade de operação de usinas – Elaborar uma modalidade de classificação das usinas tais como Tipo I – programação e despacho centralizado, Tipo II – Programação centralizada e despacho não centralizado e Tipo III – Programação e despacho não centralizados.

Com base nos procedimentos de rede é possível identificar a evolução do setor elétrico brasileiro que só foi obtida após a criação de órgãos como ONS e ANEEL. Hoje o Brasil possui uma malha sistêmica que é referência a outros países em desenvolvimento e por conta disto tem-se diminuído cada vez mais os índices de desligamentos e apagões que, no final da década de 90, assombravam um país que estava tendo seu desenvolvimento barrado pela a escassez de energia elétrica e a falta de programação, estudos e previsões da carga sistêmica.

Como foi visto são inúmeras variáveis que formam o sistema elétrico nacional a complexidade do mesmo que envolve desde aspectos técnicos e ambientais até políticos. No próximo item será abordado o que de fato motiva o desenvolvimento do presente trabalho, os sistemas de supervisão e controle na transmissão de energia bem como a sua evolução e importância na operação do Sistema Elétrico Nacional.

2.1 SISTEMA DE SUPERVISÃO E CONTROLE NA TRANSMISSÃO DE ENERGIA

Os sistemas de supervisão e controle estão presentes hoje em praticamente todos os processos industriais. São sistemas que permitem que processos sejam acompanhados em tempo real e na maioria das vezes à distância otimizando custos e melhorando a produtividade. O entendimento de Silva et al. (2004) é que os primeiros sistemas supervisórios foram criados baseados na telemetria aonde se “captavam” os dados de plantas industriais que eram posteriormente disponibilizados através de painéis com lâmpadas de sinalização de estado de equipamentos e dispositivos.

Os sistemas digitais de supervisão e controle tiveram suas origens em consonância a evolução da automação industrial em meados da década de 1980. A tecnologia na época era extremamente limitada os computadores possuíam hardwares de baixa eficiência dificultando o processo de automatização. Com a evolução dos PCs e conseqüentemente a diminuição dos até então elevados custos para produção começaram a ser lançados no mercado os primeiros softwares conhecidos como SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) os hoje conhecidos mundialmente como sistemas supervisórios.

A operação do sistema elétrico nacional no final da década de 80 era majoritariamente manual/local sendo necessário um elevado número de pessoas para a execução dos mais variados tipos de processos desde a operação até a liberação de equipamentos para as equipes de manutenção. Tem-se registro de que a operação de usinas no Brasil era feita por meio de técnicos de operação local e que o mesmo trabalho executado atualmente por duas pessoas através dos sistemas de supervisão e controle, na época eram feitos por no mínimo vinte técnicos como pode ser visto na figura 5.

Figura 5 – Sala de comando de uma usina hidrelétrica em 1990

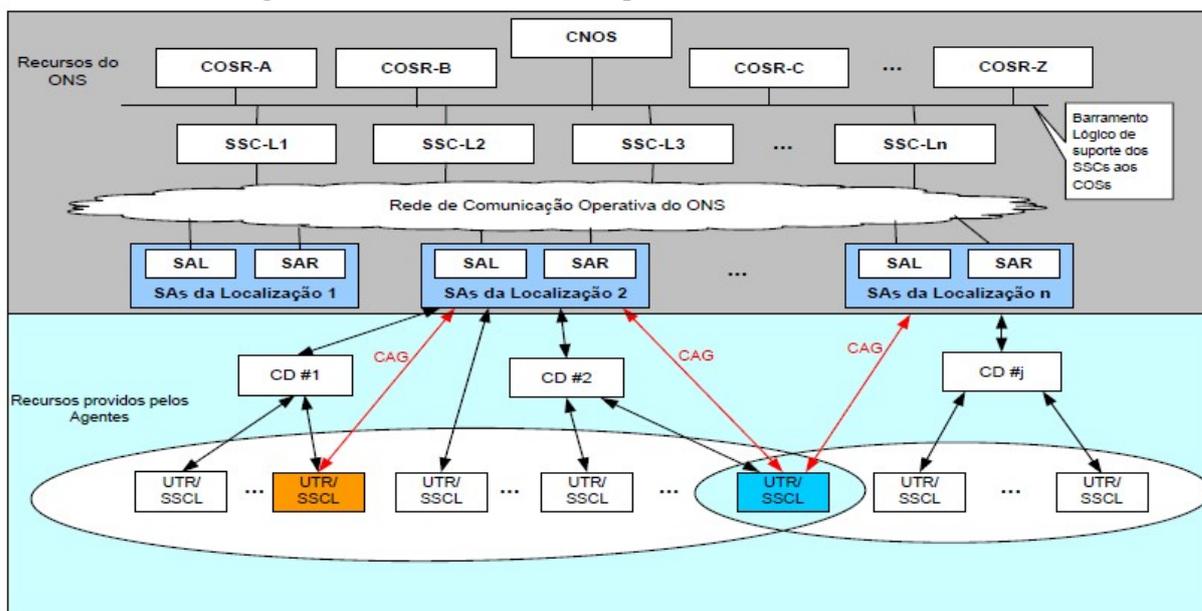


Fonte: Apresentação de Modelos de Subestações, 2015.

Segundo Gomes 2012, os sistemas de supervisão e controle na transmissão de energia começaram a ser incorporados por volta dos anos 90 com a automatização de subestações e a implementação de ferramentas de apoio ao tempo real bem como o início da utilização de simuladores para o sistema elétrico nacional.

Com a crescente demanda da carga e o aumento da malha sistêmica de linhas de transmissão as empresas do setor elétrico se viram obrigadas a fazer cada vez mais investimentos em sistemas de supervisão e controle aumentando assim a disponibilidade e a confiabilidade da operação de seus ativos. Os Procedimentos de Rede do ONS submódulo 2.7 nos fornece as especificações mínimas para entrada em operação de novas instalações ao sistema elétrico nacional no quesito Supervisão e Controle, propiciando as concessionárias de Transmissão e Geração de energia ter a consciência prévia dos requisitos mínimos exigidos pelo Operador Nacional do Sistema levando em consideração todos os pontos digitais e grandezas analógicas que devem ser fornecidos em tempo real ao Centros de Operação Regionais do ONS. A arquitetura dos sistemas digitais de supervisão e controle do ONS pode ser vista na figura 6.

Figura 6 – Infraestrutura de supervisão e controle do ONS



Fonte: Procedimentos de Rede do ONS módulo 2 - Requisitos mínimos de supervisão e controle para a operação.

Como pôde ser visto na figura 2 e de acordo com os procedimentos de Rede do ONS módulo 2 submódulo 2.7 (requisitos mínimos de supervisão e controle para a operação), a responsabilidade de envio de informações via supervisório para o ONS é dos agentes de operação (transmissoras, geradoras ou distribuidoras de energia). Através das unidades terminais remotas (UTRs) os agentes enviam as informações para os concentradores de dados (CDs) que fazem a emissão das informações aos sistemas de aquisição de dados (SAs) que através da rede de comunicação do ONS envia as informações aos sistemas de supervisão e controle (SSC) dos respectivos Centros de Operação Sistema Regional (COSR) e para o Centro Nacional de Operação do Sistema (CNOS).

O projeto SINOCON (Sistema nacional de observabilidade e controlabilidade) teve grande contribuição para a evolução dos sistemas de supervisão e controle e o aumento da confiabilidade da rede de operação sistêmica. O projeto foi lançado em decorrência a resolução 605 de 2002 da ANEEL e autorizado pela resolução normativa 318 de 2004, visando sanar inicialmente, as instalações consideradas estratégicas no plano SINOCON emergencial e posteriormente se estender a todas as instalações pertencentes a rede básica conforme os procedimentos de rede do ONS Módulo 10.19. De acordo com MOSZKOWICZ (2005) objetivo principal do projeto foi buscar a participação e colaboração dos agentes para sanar as deficiências dos sistemas de supervisão e controle das instalações elétricas do SIN com a modernização, substituição e implantação das Unidades Terminais Remotas (UTR).

Os principais objetivos do projeto SINOCON apontados pelo ONS e ANEEL na época foram:

- a) Manter a operação do SIN dentro das normas e critérios operativos reduzindo danos a equipamentos e riscos de interrupções;
- b) Criar um histórico dos eventos associados a rede de operação para fins de análise e estudo da malha sistêmica e das perturbações ocorridas para posterior treinamento das equipes de tempo real;
- c) Agilizar os processos de recomposição de sistemas de energia após perturbações;
- d) Permitir um controle eficaz da malha sistêmica e no monitoramento em tempo real das grandezas elétricas reduzindo perdas e otimizando a operação;
- e) Possibilitar ações preventivas prevenindo possíveis grandes distúrbios na rede elétrica em função de limites operacionais de linhas de transmissão e demais equipamentos.

O projeto que esteve em operação por vários anos, conseguiu alcançar o objetivo principal de modernização dos sistemas de supervisão e controle das instalações já existentes a rede básica e em complemento a isto os procedimentos de rede do ONS exigem que as novas instalações que entram em operação provinda de leilões da ANEEL sejam operadas dentro requisitos mínimos necessários, estes os quais exigem sistemas de supervisão e controle e a coleta/despacho dos dados como estado de equipamentos e grandezas elétricas, em tempo real para os centros de operação regionais do ONS.

2.2 HIERARQUIA DE COMANDOS DE UMA SUBESTAÇÃO

Como pôde ser visto, os sistemas de supervisão e controle dependem de diversos equipamentos para fornecer dados confiáveis aos seus usuários. Neste capítulo será explanado sobre todos os níveis de comando e controle de uma subestação bem como suas funções e vantagens e desvantagens. Os níveis de comando e controle existem na grande maioria das subestações e fazem parte da rotina operacional das subestações pertencentes a rede básica.

A operação de equipamentos de subestações pode ser executada atualmente de acordo com a hierarquia de operação, ou seja, depende das lógicas de projeto. Normalmente por condições de segurança os comandos são executados dos supervisórios à

distância (dos Centros de Operação), dos supervisórios locais (via supervisório local da subestação), das Unidades de controle da subestação, do painel de comando do equipamento ou em últimos casos no modo chamado localíssimo que é na botoeira no armário do próprio equipamento como pode ser visto na figura 7.

Figura 7 - Níveis de comando

Nível de controle	Descrição
0	Mecânico Local
1	Elétrico Local
2	Bay Controller - BC (UC do vão)
3	Sistema Supervisório Local (PACiS)
4	Sistema Supervisório COT (SAGE)

Fonte: Autor, 2019

Os níveis de comando e controle são opções de comandar equipamentos em modo remoto das salas de comandos ou em modo local de dentro da subestação ou até mesmo do armário do próprio equipamento. O conjunto de níveis 0, 1, 2, 3 e 4 formam o Sistema de Controle e Comando, a comunicação entre os níveis é feita através de cabos de comunicação e utilizam na maioria das vezes a rede de comunicação ethernet de alta velocidade em redes TCP/IP ou LAN de subestações. (BOLOTINHA, 2017).

2.2.1 Nível de controle 0 – Mecânico Local

Os equipamentos das subestações permitem também a sua operação em através do modo chamado “localíssimo” no armário do equipamento. Esta operação é a mais indicada para ser efetuada a equipamentos que estão liberados para manutenção, ou seja, desligados e isolados. Porém em alguns casos a operação de equipamentos poderá ser feita através das botoeiras do equipamento podendo ser um comando elétrico local aonde o operador a pressiona e executa a sua função ou manual/local onde é o caso de manobra em seccionadoras através da inserção da manivela comando mecânico.

Nos casos em que os comandos à distância não funcionarem é possível manobrar chaves seccionadoras pertencentes a rede básica através do comando mecânico, que se faz com a inserção da manivela no receptáculo indicado na figura 08 e efetuar a movimentação conforme orientação no próprio painel da chave seccionadora. Além da seccionadora outros equipamentos de subestações possuem funcionalidades operacionais que

podem ser executadas com comandos mecânicos como o caso da comutação de taps ou comutador de derivação em carga (CDC) em transformadores que através da inserção de uma manivela é possível comutar o tap do transformador em ligado. Após introdução da manivela, girá-la no sentido horário aumentando o TAP ou no sentido anti-horário para diminuí-lo.

Figura 8 – Detalhe do encaixe para manivela para abertura manual



Fonte: Autor, 2019.

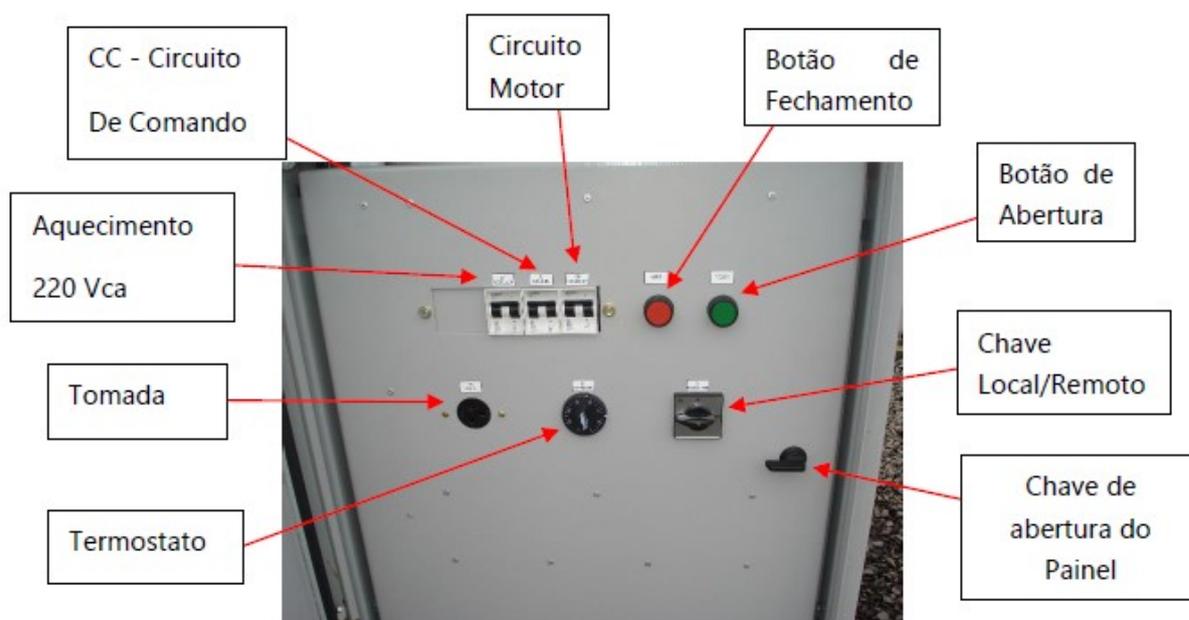
2.2.2 Nível de controle 01 – Elétrico Local

Além do nível de comando mecânico os comandos elétricos locais também são executados no armário do equipamento, ou seja, dentro da área energizada e, por este motivo é considerada de risco uma vez que o operador que efetua a manobra está próximo ao equipamento que sofrerá a operação. Por se tratar de equipamentos pertencentes a rede básica (classes de tensões maiores que 138KV) a operação destes equipamentos em modo elétrico local deve ser executada sempre em últimos casos e sempre após uma análise criteriosa dos possíveis intertravamentos, uma vez que esta forma de comando “*by-pass*” toda a lógica que impede comandos equivocados como é o caso, por exemplo, da abertura de uma seccionadora em carga, comando este que se enviado através dos sistemas de supervisão e controle estará intertravado, já quando efetuado do painel do equipamento através do comando elétrico local na maioria dos casos não possuirá nenhum tipo de intertravamento.

Para efetuar o comando elétrico local no equipamento conforme pode ser visto na figura 9, o operador deve passar a chave do equipamento que será manobrado para a

posição “Local” e após isto pressionar a botoeira desejada. Este tipo de comando é possível de ser executado em chaves seccionadoras, CDC de transformadores, disjuntores embora não seja recomendado por questões de segurança, ventilação forçada entre outros equipamentos pertencentes a subestações de energia.

Figura 9 – Painel de uma chave seccionadora para execução de comando local



Fonte: Autor, 2019.

2.2.3 Nível de controle 02 – Bay Control (unidade de controle)

Os comandos executados das Unidades de Controle conforme pode ser visto na figura 10, são ainda mais próximos dos equipamentos, porém ainda que dentro da subestação estão abrigados dentro da casa de relés sendo uma forma segura de operar os equipamentos. Através da navegação na UC é possível efetuar todos os comandos nos equipamentos do referido “vão”, porém com uma “máscara” não tão amigável quanto a do sistema de supervisão e controle. Os comandos realizados pelas Unidades de Controle instaladas nos painéis de comando, controle e proteção nas casas de relés possuem sincronização dos componentes do Sistema de Supervisão e Controle que é garantida por uma unidade de sincronização (relógio mestre) sincronizada por satélites através do sistema GPS.

Figura 10 – Unidade de controle Areva



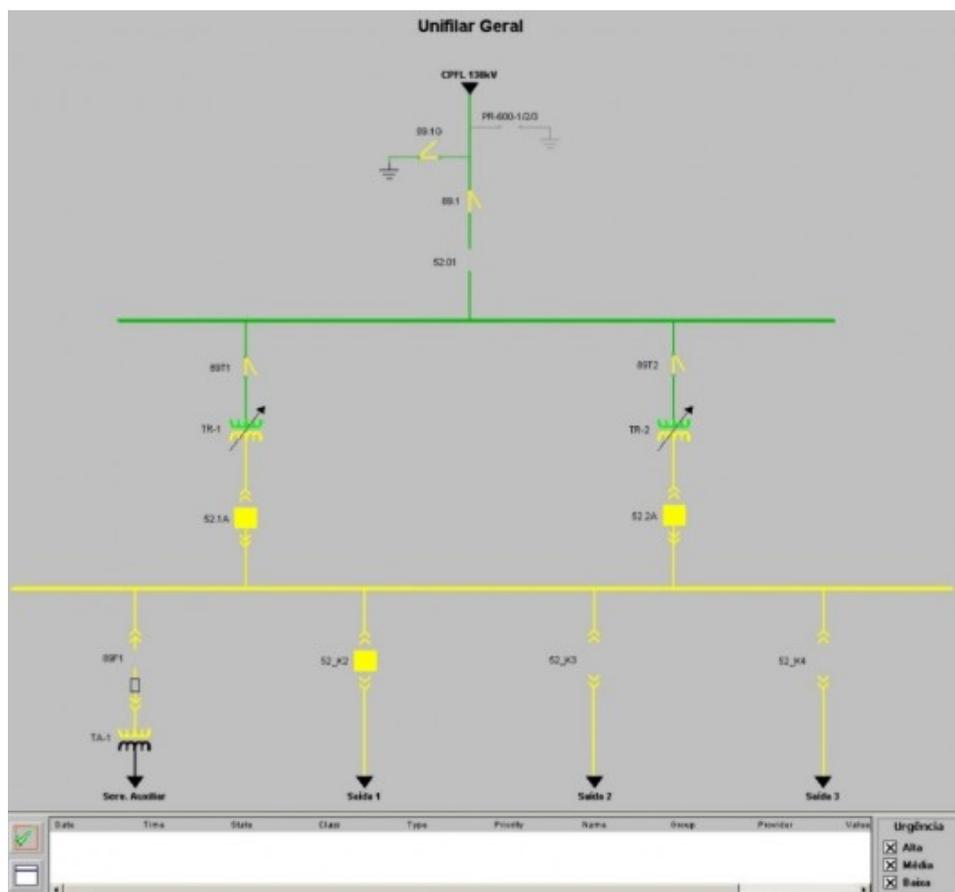
Fonte: Autor, 2019

As unidades de controle são responsáveis pela coleta e processamento de todas as informações de uma subestação. Ela é subdividida em módulos que são responsáveis pela aquisição de pontos de entrada e saída digitais e analógicos, módulo de fonte de alimentação e o principal módulo de processamento também conhecido como CPU responsável pelo processamento, programação e leitura da lógica de operação da UC. O módulo de processamento por exemplo, é responsável por receber uma leitura em nível lógico alto (1) e interpretar por exemplo como uma seccionadora de campo aberta ou fechada de acordo com a programação nela inserida. A UC faz a comunicação com os demais equipamentos de campo através de cabos de rede, via rádio ou fibra óptica. A base de dados é o dicionário da CPU, ou seja, ela mapeia todos os pontos (TAGs) que passam pela UC (BARRETO, 2013).

2.2.4 Nível de controle 03 – Supervisório Local

A operação de equipamentos via supervisório local nos fornece a mesma riqueza de informações que o supervisório do centro de operação possui, porém, por estar mais próximo da subestação e não envolver tantos outros equipamentos de telecomunicações pode demonstrar confiabilidade igual ou superior aos comandos executados via supervisório do centro de operação e também é considerado uma forma segura de comandar equipamentos de alta tensão conforme pode ser visto na figura 11.

Figura 11 – Supervisório local da subestação da AMBEV em Agudos SP



Fonte: EXPERT Automação Industrial, 2012.

Os supervisórios locais costumam ser disponibilizados junto com o fabricante dos equipamentos. Os comandos via supervisório do centro de operação na maioria das vezes utilizam como caminho o supervisório local para posteriormente serem direcionados aos equipamentos de pátio.

2.2.5 Nível de controle 04 – Supervisório do Centro de Operação do Sistema

A operação de equipamentos de subestações deve, sempre que possível, ser realizada a partir dos centros de operação das subestações (COT), via supervisório por motivos de agilidade segurança se tratando de subestações pertencentes a Rede Básica evitando assim riscos a pessoas e equipamentos. Os sistemas supervisórios integrados disponibilizam em tempo real estados de equipamentos, temperatura, níveis de óleo, níveis de pressão de gás, grandezas elétricas como potência ativa, potência reativa, tensão, corrente e frequência demonstrando todos os dados necessários ao operador que efetua a manobra via supervisório.

A sala de comando do ONS conforme pode ser vista na figura 12, apesar de ser responsável pela coordenação, supervisão e controle do SIN não executa manobras pois não possui comando em equipamentos. Todas as manobras que o mesmo julga necessárias seja ela para controle de tensão, reativos ou perturbações no sistema o operador nacional do sistema entra em contato com o Centro de Operação do Agente responsável pela operação da subestação ou equipamento e solicita que a manobra seja executada.

Figura 12 – Sala de Operação do ONS.



Fonte: Portal EBC, 2015.

2.3 EQUIPAMENTOS DE SISTEMAS DE SUPERVISÃO E CONTROLE

Diversos equipamentos se fazem necessários para a operação ter a disponibilidade em tempo real de grandezas elétricas e estados de equipamentos nos sistemas de supervisão e controle de subestações e linhas de transmissão. Estes equipamentos são responsáveis pelo recebimento e transferência de informações de campo para os sistemas de supervisão e controle existentes. Na transmissão de energia o sistema de supervisão e controle mais difundido e abordado neste trabalho será o SAGE (Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia). Além dos sistemas de supervisão e controle se fazem necessários no processo equipamentos como IHM, cabeamento, sistemas de telecomunicações, switches de rede, fibra óptica, protocolos de comunicação, unidades terminais remotas ou unidades de controle, GPS entre outros.

2.4 SISTEMAS SUPERVISÓRIOS

Existem inúmeros sistemas de supervisão e controle utilizados para operação do SIN no presente trabalho abordaremos o que é sem dúvida o mais difundido e atualmente utilizado pelo centro de operação do ONS. O SAGE foi desenvolvido pelo CEPEL (Centro de Pesquisas em Energia Elétrica) e segundo o próprio CEPEL foi desenvolvido exclusivamente para supervisão, controle e gestão de sistemas elétricos. Este sistema possibilita a aquisição, armazenamento e análise de todos os eventos em tempo real bem como grandezas elétricas e estado de equipamentos. É nacionalmente difundido e utilizado por mais de 200 empresas que possuem gestão de ativos de energia elétrica controlando mais de 1200 instalações do SIN.

Segundo a CEPEL o SAGE através de seus aplicativos promove um contato fácil e didático entre o operador e o sistema computacional, fornecendo a mais alta tecnologia de interatividade homem-máquina. O SAGE é baseado na arquitetura distribuída redundante esta a qual é conectada por vários servidores aumentando assim a confiabilidade e a base de dados do sistema. Através de telas dedicadas a eventos e alarmes o operador consegue filtrar informações relevantes e utiliza como auxílio na tomada de decisões em tempo real.

A importância dos sistemas de supervisão e controle para a operação do SIN se dá em todos os aspectos sejam eles locais para os agentes otimizando seus processos e agilizando suas recomposições e para o ONS no âmbito da operação como um todo, pois o operador nacional do sistema precisa acompanhar em tempo real todas as medidas, grandezas e estado de equipamentos para manter a continuidade do sistema e a operação adequada dentro das faixas operacionais.

Os sistemas de supervisão, controle e aquisição de dados também conhecido como SCADA, permitem supervisionar, comandar e controlar dispositivos de campo conectados a ele. A inserção dos sistemas supervisórios no âmbito da transmissão de energia teve diversos benefícios como aumento da qualidade no serviço prestado (maior controle das grandezas elétricas), redução significativa nos custos operacionais (diminuiu-se significativamente a quantidade de funcionários lotados nas instalações pois as leituras de dispositivos e grandezas elétricas que eram feitas em campo, hoje podem ser monitoradas através dos sistemas de supervisão e controle) e o aumento da confiabilidade da malha sistêmica (mediante a supervisão em tempo real de ativos de transmissão foi possível diminuir o tempo de recomposição de equipamentos que sofreram desligamentos intempestivos).

A realização da supervisão é executada através das telas e listas de

eventos/alarmes que são disponibilizadas ao operador. A tela contém diagramas unifilares, plantas e processos que se fazem necessários a operação. Através dos sistemas supervisórios é possível inclusive selecionar determinados alarmes de acordo com a sua severidade para soar de maneira diferente ao operador para que o mesmo tenha maior agilidade na identificação do problema. As listas de alarmes conforme podem ser vistas na figura 13, tem por objetivo alertar o operador a um possível problema que está ocorrendo ou por ventura poderá ocorrer. Um exemplo prático é o controle de tensão dos barramentos de uma subestação, que através da interface dos sistemas de supervisão e controle é possível determinar valores para trabalho de acordo com a faixa para controle de tensão e quando esta atingir um valor fora do que foi pré-determinado irá soar um alarme para operador identifique a anormalidade e possa intervir o mais rápido possível. Estes alarmes sonoros são cessados na maioria dos casos somente após intervenção do operador obrigando-o assim a navegar nas telas do supervisório identificar a atuação para aí sim poder silenciar o alarme.

Figura 13 – Lista de alarmes do SAGE da CHESF

Visual	Ação	Reconhecer	Eliminar	Rec/Elim	Tela	Nota	Alarmes GERAL	16:13:51			
Filtro:	Som Global: Hab							Alarmes: 157/3	Urgência: 0	Advertência: 265	Não Rec: 905
14/09 16:13:36	Ultrapasou o limite superior de uc	(199.00)	05T-01G13-00	Medição de Potência Ativa	[185]						
14/09 16:13:07	Ultrapasou o limite superior de s	(8314.23)	05T-01G13-AMP	Corrente de 01G13-00T	[278]						
14/09 16:12:50	Ultrapasou o limite superior de ucq	(14.62)	01B1-CRD-KV	Kv da 01B1 de CRD	[432]						
14/09 16:12:21	Retornou à região de normalidade	(539.70)	05B1-LGG-KV	KV da Barra 05B1 de LGG	[2601 URG]						
14/09 16:12:11	Ultrapasou o limite superior de uc	(527.70)	01G4-05D-KV	POTENCIA ATIVA 01G4-00G	[80]						
14/09 16:12:06	Ultrapasou o limite superior de s	(8312.40)	05T-01G13-AMP	Corrente de 01G13	[217]						
14/09 16:11:32	Retornou à região de normalidade	(549.10)	04H4-FMS/CTU-AMPA	AMPA de LT 04H4	[2687 URG]						
14/09 16:11:08	Local		01G3-UAS-CLT	CHAVE DE TRANSFERÊNCIA DE COMANDO 01G3-UAS	[1770]						
14/09 16:09:00	Ataou / Normalizou		05O-04T5:30:RCBQ	Regulacao Bloqueada	[10 ADV]						
14/09 16:08:49	Normalizou		05O-SAGE138:00:CFPA	Controladores Fora de Passo	[84 ADV]						
14/09 16:08:20	Retornou à região de normalidade	(72.23)	02G3-CRD-KV	Tensão da Barra 02G2 de CRD	[379 URG]						
14/09 16:08:17	Ataou		02B-02H1:78:RAM7	Estado Poligono Automático	[2]						
14/09 16:07:59	Ultrapasou o limite inferior de adv	(79.52)	01G1-UAS-05	05 de 01G1-UAS	[1942 URG]						
14/09 16:07:14	Retornou à região de normalidade	(18.00)	02M-04T3:7AP:020	Medição de TAP do Registador 20	[193 URG]						
14/09 16:07:14	Retornou à região de normalidade	(18.00)	02M-04T3:7AP:011	Medição de TAP do Registador 11	[189 URG]						
14/09 16:06:59	Ultrapasou o limite superior de adv	(71.28)	02H1-05D-KV	KV de 02H1-05D	[1212 URG]						
14/09 16:05:39	Chave transitando para o estado Aberto		04B7-7:89	Seccionadora 74B7-7	[133]						
14/09 16:05:06	Retornou à região de normalidade	(238.60)	04H1-TSD-KV	TENSÃO BARRA 1 (KV)	[143 ADV]						
14/09 16:04:44	Ataou		1502-05A-050C	DISJUNTOR 1502	[8]						
14/09 16:04:44	Ataou		1502-05A-050F	FECHAMENTO BLOQUEADO	[3]						
14/09 16:04:44	Ataou		1502-05A-050A	ALARME DE BAIXA PRESSÃO SIST. ACIOAMENTO	[3]						
14/09 16:04:44	Ataou		1502-05A-050Q	BLOQUEIO DE FUBICO	[3]						
14/09 16:03:34	Disjuntor Abriu		1502-05A	DISJUNTOR 1502	[8]						
14/09 16:04:07	Ataou / Normalizacão		01G1-05D-POP1	FALHA ESTACAO DE OPERACAO 1	[239 ADV]						
14/09 16:03:54	Disjuntor Fechou		1502-05A	DISJUNTOR 1502	[8]						
14/09 16:03:33	Retornou o limite superior de ucq	(479.06)	05Y1-Y2D-8-AMF0	CONDENTE da FASE B do 05Y3-P2D-PA	[41 URG]						
14/09 16:03:27	Retornou à região de normalidade	(200.30)	04H4-FMS/CTU-05	05 de 04H4-FMS/CTU de CTU	[501 URG]						
14/09 16:02:14	Retornou à região de normalidade	(69.00)	04B-02H2:KVB	KV Fase B do 04B2-2-RCD	[518 URG]						
14/09 16:02:08	Romoto		01G4-UAS-CLT	CHAVE DE TRANSFERÊNCIA DE COMANDO 01G4-UAS	[782 ADV]						
14/09 16:01:54	Disjuntor Abriu		1502-05A	DISJUNTOR 1502	[8]						
14/09 16:01:41	Retornou à região de normalidade	(80.50)	05T2-04H10:05C1	Medição de Tensão	[1296]						
14/09 16:01:35	Retornou à região de normalidade	(239.45)	05T2-UAS-05	05 de 05T2-UAS	[385 URG]						
14/09 16:01:20	Disjuntor Fechou		04B2-2:KVB	KV Fase B do 04B2-2-RCD	[189 ADV]						
14/09 16:01:09	Retornou à região de normalidade	(239.87)	1502-05A	DISJUNTOR 1502	[8]						
14/09 16:01:08	Retornou à região de normalidade	(239.87)	RCD-04B1-2:KVB	KV Fase B do 04B1-2-RCD	[235 ADV]						
14/09 16:00:20	retornou a região de normalidade	(2926.72)	05T-01G13-AMP	Corrente de 01G13	[268]						
14/09 15:59:48	Retornou à região de normalidade	(239.87)	RCD-04B1-1:KVB	KV Fase B do 04B1-1-RCD	[4353 URG]						
14/09 15:59:46	atenuou		05H2-05T1-CAAS	KV Fase B do 04B1-1-RCD	[155 ADV]						
14/09 15:59:44	atenuou		05H2-05T1-050C	05H2-05T1 CAD ALARME DESNIVEL CORRENTE FS	[4]						
14/09 15:59:44	Retornou à região de normalidade	(12.96)	05H2-05T1-050F	KV Fase B do 01B1-05D	[9399 ADV]						
14/09 15:59:06	Normalizou		05H2-05T1-050A	FS-Trip Oscilação de Potência	[1 URG]						
14/09 15:58:48	Normalizou		05H2-05T1-050P	FS-Trip Oscilação de Potência	[1 URG]						
14/09 15:58:43	Retornou à região de normalidade	(241.00)	05H2-05T1-050Q	KV Fase B do 04B1-1-RCD	[111 ADV]						
14/09 15:58:38	Retornou à região de normalidade	(71.36)	05H2-05T1-050R	KV Fase BC do 02B0-05D	[23 ADV]						
14/09 15:58:33	Normalizou		05H2-05T1-050S	Controlador em Andamento	[265]						
14/09 15:57:54	Ultrapasou o limite superior de ad	(545.69)	RCD-05B1:KVB	KV Fase B do 05B1-RCD	[3306 URG]						
14/09 15:57:42	atenuou		05H2-05T1-050T	FS-Trip Oscilação Pot. FASE A FS	[8]						
14/09 15:57:40	atenuou		05H2-05T1-050U	FS-Trip Oscilação Pot. FASE B FS	[8]						
14/09 15:57:36	Normalizou		05H2-05T1-050V	FS-Trip Oscilação Pot. FASE A FS	[8]						
14/09 15:57:27	Normalizou		05H2-05T1-050W	FS-Trip Oscilação Pot. FASE B FS	[8]						
14/09 15:55:26	Ataou / Normalizou		05H2-05T1-050X	FS-Trip Oscilação Pot. FASE A FS	[8]						
14/09 15:55:26	Ataou / Normalizou		05H2-05T1-050Y	FS-Trip Oscilação Pot. FASE B FS	[8]						
14/09 15:53:24	Ultrapasou o limite superior de uc	(185.16)	05H2-05T1-050Z	Falta Alimentação Circuito Fech e Abert	[31 ADV]						
14/09 15:53:21	Disjuntor Fechou		05H2-05T1-0510	Atuação Relé de Bloqueio do Controlador	[26]						
14/09 15:53:09	Romoto		01G1-UAS-CLT	CHAVE DE TRANSFERÊNCIA DE COMANDO 01G1-UAS	[99 ADV]						
14/09 15:52:04	Normalizou		05H2-05T1-0511	Atuação Falha de Disjuntor	[1 URG]						
14/09 15:51:47	Normalizou		05H2-05T1-0512	Atuação Falha de Disjuntor	[1 URG]						
14/09 15:51:39	Normalizou		05H2-05T1-0513	FS-Recepção Transfer Trip	[1 URG]						
14/09 15:51:37	Normalizou		05H2-05T1-0514	FS-Recepção Transfer Trip	[1 URG]						
14/09 15:51:02	Ultrapasou o limite superior de ad	(242.05)	05H2-05T1-0515	Medição de Tensão	[6187]						

Fonte: CEPEL guia do usuário, 2010.

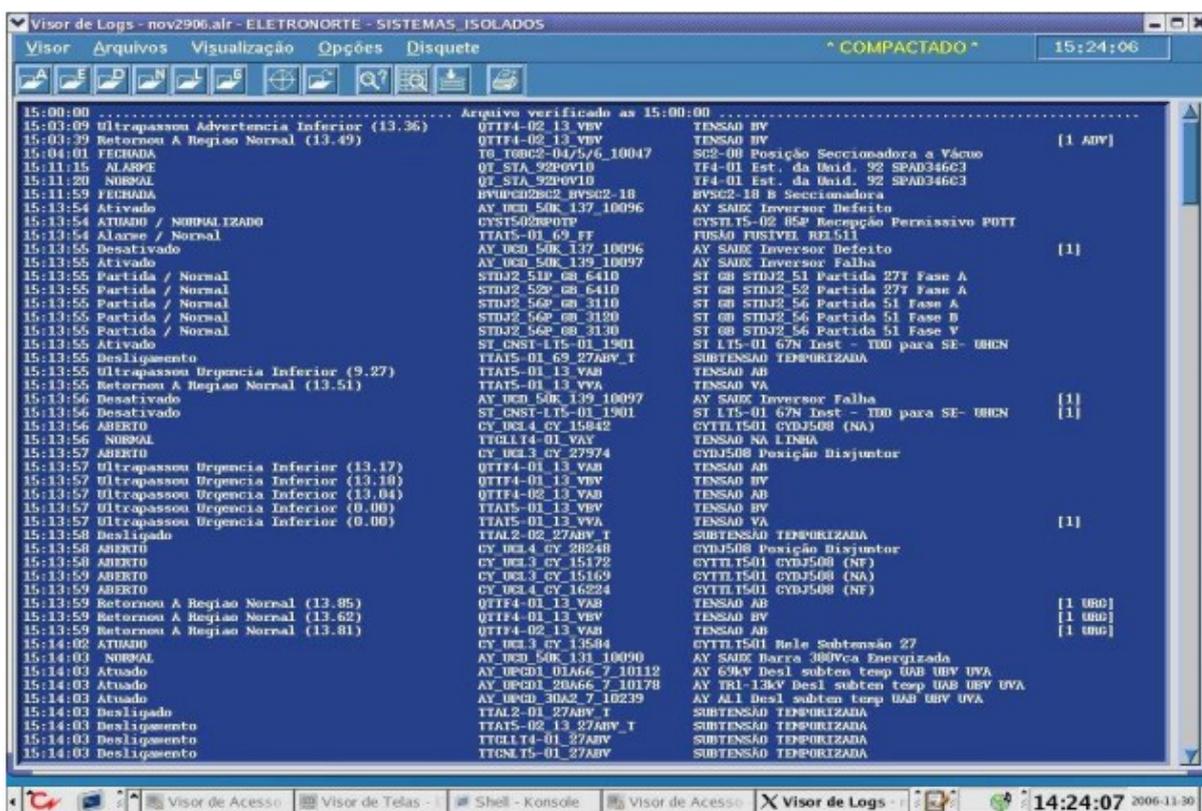
As listas de eventos são fiéis aos acontecimentos gerados em campo e

entende-se por evento qualquer ocorrência, variação de estado ou grandeza gerada na planta monitorada. Este evento é disponibilizado através do supervisório com estampa de tempo (dia, mês, ano, hora, minuto e segundo) normalmente sincronizado por GPS. Esta estampa permite a organização dos eventos mediante a sequência dos acontecimentos para posteriormente facilitar a análise das ocorrências uma vez que os horários de abertura e fechamento de disjuntores, proteções são fundamentais para análise de perturbações no sistema. Geralmente as listas de alarmes e listas de eventos que pode ser vista nas figuras 14 e 15, são disponibilizadas em telas separadas para que através das listas de alarmes o operador tenha maior ciência do que está acontecendo no seu sistema e possa intervir, e a lista de eventos para análise futura da ocorrência e a fidelidade dos horários dos acontecimentos.

O SAGE além de ter sido desenvolvido especificamente para atendimento ao setor elétrico brasileiro, possui algumas facilidades que contribuem para sua grande difusão no setor elétrico. Ele suporta comunicação com as mais variadas marcas de softwares e hardwares além de suportar o acesso a redes locais (diferentes níveis de hierarquia de controle). O protocolo de comunicação utilizado pelo SAGE para comunicação em rede é o TCP-IP e a sua linguagem de programação é a C e C++. A comunicação de dados é desempenhada por módulos que permitem a conexão com uma infinidade de equipamentos de campo. Outra facilidade do SAGE é possuir um sistema integrado EMS (Sistema de gerenciamento de energia) que possibilita uma análise da rede responsável por monitorar a rede informando ao operador uma estimativa confiável do sistema produzindo estratégias de controle que permitam alterar condições de grandezas para o retorno a operação normal de equipamentos.

O SAGE disponibiliza inclusive além da plataforma para operação em tempo real, um meio através do supervisório para acesso a uma plataforma de estudos e simulação. Através dela é possível simular pontos para estudo e análise de ocorrências, análise de contingências e carregamentos de LT's e simulação de perturbações para treinamento das equipes de tempo real.

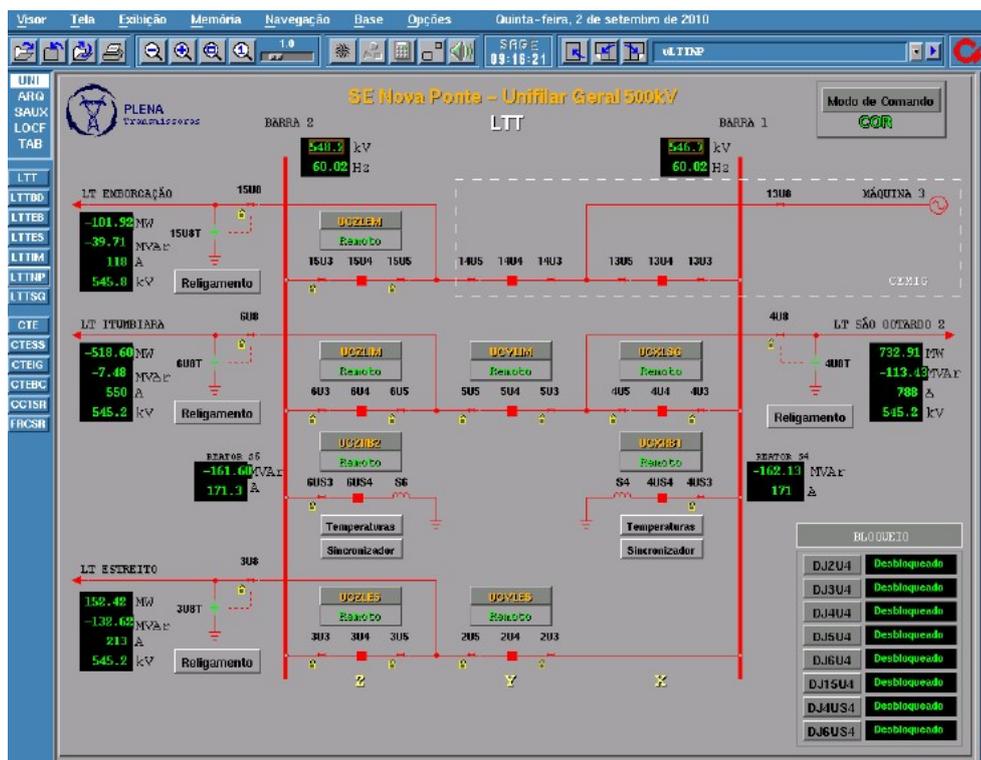
Figura 14 – Visor de Eventos do SAGE



Fonte: CEPEL guia do usuário, 2010.

O CAG (Controle automático de geração de energia) utilizado pelo ONS é uma das ferramentas disponibilizadas pelo SAGE com ele é possível fazer o controle automático em malha fechada da geração de energia e o controle da importação e exportação entre áreas.

Figura 15 - Visor de Telas SAGE



Fonte: Implantação de um centro de operação em tempo real de um agente de transmissão do SIN, 2010.

O CAG segundo ONS é um processo sistêmico que viabiliza o controle da frequência e intercâmbio entre áreas do SIN, através de recursos de controle que atuam em usinas e unidades geradoras. O CAG trabalha em conjunto com o SAGE através do EMS para o monitoramento do sistema e das grandezas elétricas. O ONS possui também o CAT (controle automático de tensão) que é um sistema de controle das grandezas elétricas atuante em determinados equipamentos para assim manter os valores de tensões nos barramentos pré-definidos dentro dos padrões estabelecidos.

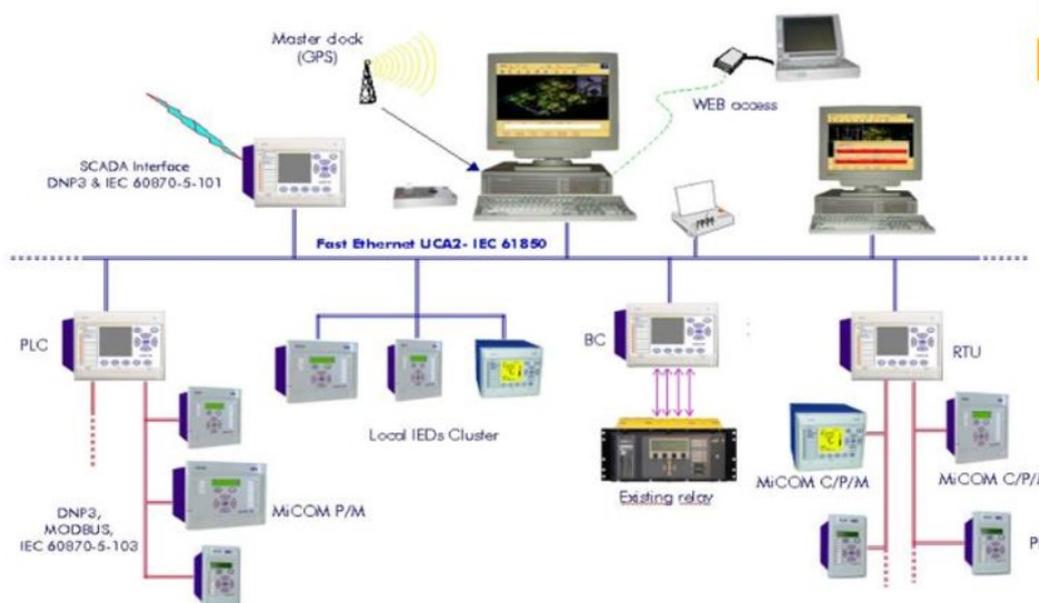
2.5 REDE DE TELECOMUNICAÇÕES

O termo rede de computadores como pode ser observado na figura 16, é utilizado para designar a interação de um computador com outros. Tendo em vista a infinidade de formas de comunicação entre os mesmos dependendo inclusive de meios físicos e tipos de fabricantes as redes de comunicações mais difundidas são:

- LAN: Rede Aérea Local são aquelas que possuem poucos quilômetros de extensão, são consideradas particulares de uso restrito e utilizadas em indústrias, condomínios, residências entre outros.

- b) WAN: Rede aérea extensa são aquelas que interligam equipamentos entre cidades ou até mesmo países, são de acesso aberto não sendo possível na maioria dos casos identificar o proprietário da rede uma vez que elas utilizam serviços e recursos públicos como cabos telefônicos e fibra óptica.
- c) MAN: Rede de área metropolitana, são as redes que estão dentro das cidades e possuem distâncias razoáveis porém utilizam as mesmas tecnologias das redes LAN, no entanto com um maior alcance. Por exemplo a conexão de dois escritórios da mesma empresa na mesma cidade.

Figura 16 - Hierarquia do sistema de supervisão e controle de uma Subestação



Fonte: Sistemas industriais AREVA, 2012.

As redes de comunicação de subestações são compostas por equipamentos que fazem a interligação dos sistemas estes equipamentos são:

- a) HUB: Dispositivo utilizado para fazer a interligação entre computadores ele é responsável por receber e enviar dados de um computador para vários outros. Os Hubs como pode ser visto na figura 17, possuem várias entradas (portas) para comunicação os mais comuns vão de 8 até 32 portas dependendo do fabricante e da especificação de uso. São indicados para uso em redes relativamente pequenas e internas. O Hub funciona da forma que quando está transmitindo dados de um local para outro ele não recebe mais informações até que conclua o seu processo

inicial ou seja enquanto ele está com uma transmissão em andamento não receberá informações de mais ninguém antes de terminar o processo.

Figura 17 - Hub de rede



Fonte: DH Gate, 2019.

b) **SWITCH**: São responsáveis por criar uma rede de comunicação exclusiva da origem para o destino diferentemente do Hub que transmite seus dados para várias máquinas, porém uma transmissão por vez, com o switch é possível efetuar várias transmissões simultâneas aumentando assim a taxa de velocidade da rede. Os switch possuem várias portas de entradas para cabos de rede e existem também switch ópticos que trabalham já com a utilização de fibra óptica conforme pode ser visto na figura 18.

Figura 18 - Switch de rede



Fonte: KNUP, 2019.

c) **ROTEADORES**: Os roteadores que pode ser visto na figura 19, trabalham como os switch porem de uma forma mais inteligente. Os roteadores além de transmitir vários pacotes a vários endereços simultaneamente, conseguem escolher as melhores alternativas de rotas disponíveis e mais rápidas. É utilizado para redes de maior porte e com mais equipamentos a ela conectados além de serem capazes de interligar várias de redes de comunicação. Os roteadores são divididos em Estáticos que são os de maior uso doméstico por serem mais baratos, estes são capazes de enviar os pacotes de dados sempre pelos menores caminhos, e os roteadores dinâmicos estes de maior uso na indústria são equipamentos que conseguem

identificar os caminhos mais rápidos para transferência de dados evitando os caminhos com congestionamento de pacotes.

Figura 19 - Roteador de Rede



Fonte: Multilaser, 2019.

d) GPS: O sistema de posicionamento global é um sistema posicionado por satélite utilizado para determinação de um receptor na superfície da terra. Em subestações o GPS é utilizado para fazer os sincronismos de horários entre os equipamentos da SE para análise de perturbações e desligamentos de equipamentos visto que a estampa de tempo deve ser fiel aos acontecimentos de campo. O GPS conforme pode ser visto na figura 20, em subestações é responsável por sincronizar os horários de todos os dispositivos a ele conectados como UAC's, unidades de controle, reles de proteção e demais equipamentos conectados à rede de telecomunicações.

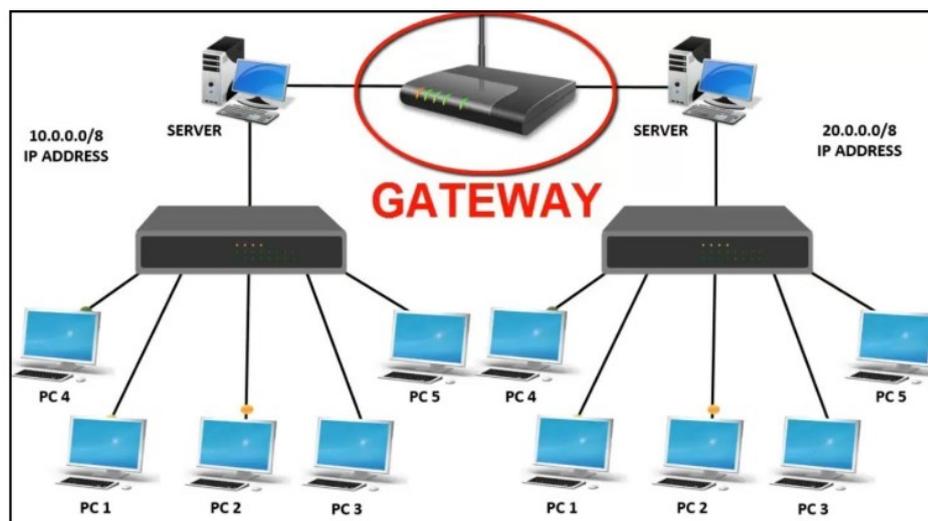
Figura 20 - GPS sincronizador de estampa de tempo.



Fonte: REASON, 2015.

e) GATEWAY: Equipamento responsável por fazer a “tradução” de diferentes protocolos de comunicação e a interação entre eles ou também a interligação entre duas redes de comunicação distintas. Também é o responsável pela proteção da rede de comunicação muito utilizado em subestações de energia são equipamentos dedicados a determinados serviços de rede conforme pode ser visto na figura 21.

Figura 21 - Gateway de comunicação



Fonte: D3 System, 2019.

Os equipamentos que compõem as redes de comunicações dependem de meios físicos para “conversar” e efetuar a transferência de dados e pacotes de dados. Estes meios físicos na maioria das vezes são:

- a) **Condutores Metálicos:** São os cabos de maior utilização na indústria, porém sua utilização já se encontram em concorrência com a fibra óptica. Os condutores metálicos mais conhecidos para os meios de comunicação são o par trançado que são baratos, possuem alta velocidade de transferência de dados, porém possuem baixa resistência física, ou seja, precisam ficar abrigados e protegidos conforme podem ser vistos na figura 22. Outro exemplo de condutores metálicos são os cabos coaxial que por sua vez já estão em desuso, porém possuem boa resistência física, mas baixa capacidade de transferência de dados.

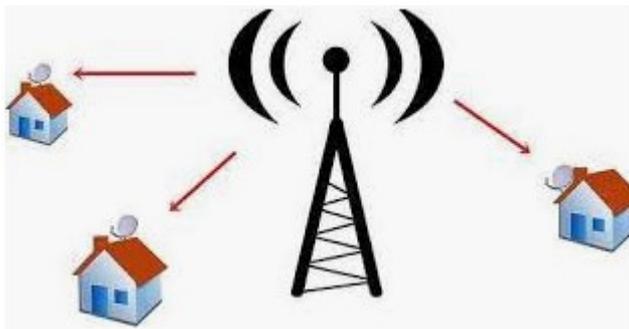
Figura 22 - Cabo coaxial e par trançado



Fonte: Conectwi, 2019.

- b) **Rádio:** Sistema de comunicação via ondas eletromagnéticas que utiliza o ar como meio físico. Utiliza equipamentos como transdutor, modulador e amplificador para converter e modular os sinais transmitidos, criando faixas de frequência conforme pode ser visto na figura 23.

Figura 23 - Sistema de comunicação a rádio



Fonte: Minha Conexão, 2019.

c) Fibra Óptica: É constituída de dois filamentos com índices de refração diferentes. Sua transmissão é feita através de sinal de luz codificado emitida por diodos emissores de luz LED conforme pode ser visto na figura 24. Permite taxas altíssimas de transmissão de dados e sua aplicabilidade é enorme na indústria devido além de seu bom desempenho na transmissão de dados não sofre interferência eletromagnética.

Figura 24 - Cabo de Fibra Óptica



Fonte: Conectwi, 2019.

Além de equipamentos e meios físicos para possibilitar a comunicação entre equipamentos e sistemas operacionais são precisos os chamados protocolos de comunicação que são “línguas” ou uma gramática padronizada de comunicação entre redes e dispositivos. Os protocolos de comunicação são como as regras gramaticais através das quais equipamentos e dispositivos computadorizados comunicam-se entre si de maneira a qual convertem sinais binários codificando informações em padrões específicos. Antigamente cada fabricante estabelecia e utilizava o seu protocolo de comunicação, porém com a necessidade cada vez maior da integração entre diferentes marcas alguns protocolos mais utilizados foram padronizados e passados a ser utilizados pela maioria dos fabricantes.

Equipamentos de subestações e linhas de transmissão fazem uso de protocolos de comunicação para transmissão e recepção de dados. As unidades de aquisição de dados, unidades de controle, unidades remotas entre outros utilizam protocolos de

comunicação padronizados de acordo com o protocolo IEC 870-5 que define as regras para comunicação na automação de equipamentos elétricos. Existem aplicações específicas desta norma IEC 870-5/101 que detalha a comunicação do sistema central com a UAC e a IEC 870-5/103 que detalha a comunicação entre computadores e relés digitais. A norma IEC-870-6 detalha a comunicação entre as subestações e os centros de controle. Os protocolos de comunicação mais difundidos e utilizados para operação de subestações são o TCP-IP que é um protocolo de comunicação utilizado por vários fabricantes de equipamentos.

3 PRINCÍPIO DE FUNCIONAMENTO DOS EQUIPAMENTOS DE UMA SUBESTAÇÃO

Nem todos os equipamentos das subestações de energia são telecomandados e manobrados via sistema supervisorio. TP's e TC's são exemplos disto, pois são equipamentos que apesar de fazerem parte das linhas de transmissão não são manobráveis a distância, ou seja, são equipamentos fixos e essenciais para o funcionamento adequado das linhas de transmissão. Os equipamentos que possuem comandos a distância na maioria das subestações pertencentes a rede básica são os disjuntores, chaves seccionadoras, taps de transformadores e ventilação forçada em transformadores, serviço auxiliar e algumas funções de relés como é o caso do relé 79 (religamento automático) que pode ser habilitado ou desabilitado de acordo com a necessidade, relé de bloqueio 86 e relés de sincronismo função 25.

3.1 DISJUNTORES

De acordo com a definição da ABNT NBR IEC 60947-2, disjuntor é um dispositivo de manobra e de proteção capaz de estabelecer, conduzir e interromper correntes em condições normais do circuito, assim como estabelecer, conduzir por tempo especificado, e interromper correntes em condições anormais especificadas do circuito, tais como as de curto-circuito, ou seja, é um dispositivo capaz de interromper circuitos em carga e com a maior velocidade possível. Os disjuntores das subestações de energia possuem dispositivos de extinção de arco voltaico e são divididos em: SF6 (hexafluoreto de enxofre), disjuntores a seco, disjuntores a sopro magnético, disjuntor a óleo, disjuntor a vácuo e disjuntor a ar comprimido.

3.2 DISJUNTORES ISOLADOS A SF6:

Os disjuntores isolados a gás SF6 conforme pode ser observado na figura 25, possuem uma série de propriedades físicas e químicas que o tornam um meio isolante extintor de extrema eficiência. O SF6 é um gás incombustível, não possui cheiro, incolor e possui comportamento de um gás nobre. O compartimento em que o gás SF6 fica armazenado é fechado e livre de umidade por toda a vida útil do equipamento. As características da sua isolação variam de acordo com a pressão e são muito superiores aos meios isolantes

tradicionais como óleo mineral e ar comprimido.

Figura 25 - Disjuntor isolado a SF6



Fonte: ABB, disjuntores.

O disjuntor é constituído de tal maneira que pode ser mantida a continuidade de um circuito elétrico. Após cada operação de fechamento e abertura, consequentemente é um equipamento que tem como finalidade inserir ou retirar de um sistema elétrico, equipamentos ou linhas, e interromper o circuito quando há sobrecarga, sendo que esta interrupção se processa automaticamente. O tipo de acionamento dos disjuntores de subestações geralmente é por meio de mola ou hidráulico. O manômetro que monitora a pressão do gás SF6 poder ser visto na figura 26.

Figura 26 - Manômetro indicador de pressão do gás SF6



Fonte: Autor, 2019.

3.3 DISJUNTORES A SECO:

Foram os primeiros disjuntores a serem utilizados no mercado utilizados para classes de tensão e níveis de correntes menores seus contatos operam em meio ao ar livre sob pressão atmosférica e a extinção do arco voltaico ocorre por meio de lamínas que interrompem o arco e a passagem de corrente elétrica em pequenos segmentos conforme pode ser visto na figura 27.

Figura 27 - Disjuntor a seco 13,8KV



Fonte: ABB, Disjuntor SecoVac

3.4 DISJUNTOR A SOPRO MAGNÉTICO

Neste disjuntor o arco voltaico é direcionado a uma câmara de extinção através de um sopro pneumático, estas câmaras de extinção são formadas de materiais refratários e isolantes especiais que são capazes de extinguir o arco sem provocar danos ao equipamento. Não possui materiais inflamáveis e é utilizado em cabines até 24KV e o fato de sua extinção do arco se dar através do ar provoca rápida oxidação dos contatos sendo necessária manutenções mais frequentes nestes tipos de equipamentos.

3.5 DISJUNTOR A ÓLEO

Utilizado desde os primórdios na fabricação de disjuntores o óleo mineral que pode ser visto na figura 28, é um excelente meio isolante de arcos voltaicos. Os disjuntores a óleo são subdivididos em duas formas de extinção do arco voltaico: efeito de hidrogênio e efeito fluxo líquido. O efeito de hidrogênio consiste em que a altíssima

temperatura do arco voltaico decompõem o óleo liberando hidrogênio que pelas suas características possui condutividade térmica muito elevada passa a resfriar o arco e “absorvendo” o calor do mesmo. Já o efeito fluxo líquido consiste em jogar grande volume de óleo frio no arco voltaico dando continuidade ao processo de evaporação aludido, de maneira que grandes quantidades de calor possam ser retiradas pelos gases resultantes. Hoje em dia os disjuntores a óleo mais utilizados em subestações de energia são do tipo GVO (grande volume de óleo).

Figura 28 - Disjuntor a óleo GVO



Fonte: Universo elétrico, disjuntores a óleo.

3.6 DISJUNTOR A VÁCUO

As primeiras tentativas de extinção de arco voltaico em disjuntores de corrente alternada foram feitas através do princípio de extinção a vácuo. Sua produção em maior escala só se deu por volta de 1970 devido as técnicas anteriormente testadas não atenderem as expectativas e requisitos mínimos necessários. A expressão de extinção do arco a vácuo pode se dizer que seja um tanto quanto contraditória uma vez que no vácuo não há meio para que o arco voltaico se propague sendo assim teoricamente não há arco no vácuo, no entanto nas câmaras dos disjuntores os íons positivos e elétrons são fornecidos pela nuvem de partículas metálicas provenientes da evaporação dos contatos formando o substrato para o arco voltaico.

Após a interrupção de corrente, estas partículas depositam-se na superfície dos contatos recuperando, assim, a rigidez dielétrica entre os mesmos. Esta recuperação da rigidez dielétrica é muito rápida nos disjuntores a vácuo que pode ser visto na figura 29, o que permite altas capacidades de ruptura em câmaras relativamente pequenas. (SAMPAIO, 2012).

Figura 29 - Disjuntor a Vácuo



Fonte: Tianan Elétric, 2019.

3.7 DISJUNTOR A AR COMPRIMIDO

Os disjuntores a ar comprimido como pode ser observado na figura 30, possuem um mecanismo eletropneumático que executam duas funções simultaneamente, a de proporcionar a operação mecânica do disjuntor através da abertura e fechamento dos contatos e também a de efetuar a extinção do arco, fornecendo ar na quantidade e pressão necessárias para tal. O princípio da extinção é, basicamente simples, consistindo em criar-se um fluxo de ar sobre o arco, fluxo este provocado por um diferencial de pressão, quase sempre se descarregando o ar comprimido após a extinção para a atmosfera. Praticamente todos os modelos atuais de disjuntores a ar comprimido usam o princípio de sopro axial, ou seja, o arco é distendido e “soprado” axial mente em relação aos bocais e contatos. Para a garantia de todas essas características, o disjuntor deve contar com um sistema de controle capaz de monitorar todos esses fatores, além de requisitar manutenção constante. Caso seja constatado que algum desses requisitos não esteja sendo atendido, o sistema de supervisão pode acionar os bloqueios e alarmes para informar o operador sobre a não conformidade das condições de operação. Com relação às aplicações, os disjuntores a ar comprimido podem operar em todas as faixas de tensão previstas em normas.

No entanto, normalmente são instalados em redes que operam em alta ou extra alta tensão. Isso se deve ao fato de que apesar da complexidade de concepção e de operação deste tipo de equipamento, as seguranças apresentadas por utilizar um meio de

extinção não inflamável aliada às suas boas propriedades extintoras lhe conferem grandes vantagens para operar nos níveis de tensão mais elevados. (SAMPAIO, 2012).

Figura 30 - Disjuntor a ar comprimido



Fonte: Apostila Elementos de uma subestação, 2013.

3.8 SECCIONADORAS

As chaves seccionadoras podem desempenhar nas subestações diversas funções sendo, a mais comum, a de seccionamento de circuitos por necessidade operativa ou por necessidade de isolar componentes do sistema (equipamentos ou linhas) para a realização de manutenção nos mesmos. Nesse caso, as chaves abertas que isolam o componente em manutenção devem ter uma suportabilidade entre terminais às solicitações dielétricas de forma que o pessoal de campo possa executar o serviço de manutenção em condições adequadas de segurança. Em muitos casos dispõem-se adicionalmente de chaves de aterramento que garantem as condições de segurança na execução dos trabalhos de manutenção. As chaves seccionadoras mais utilizadas nas subestações de energia são as Semi-pantográfica vertical, chave de abertura vertical e abertura vertical reversa.

3.9 CHAVE SECCIONADORA SEMI-PANTOGRÁFICA VERTICAL. (SPV)

As Seccionadoras da série SPV são do tipo Semi-Pantográfica como podem ser vistas na figura 31, executam movimentos verticais com contatos principais fixos e móveis, são equipados com um contato auxiliar para proteger os contatos principais contra danos causados por arcos, oriundos do chaveamento de corrente, durante as operações de abertura e fechamento. O contato fixo é suspenso e conectado aos condutores (rígidos ou

flexíveis) do barramento por meio de cabos flexíveis. O braço móvel é composto de dois braços articulados (braço superior e inferior).

Figura 31 - Chave Seccionadora Semi-pantográfica vertical



Fonte: Autor, 2019.

Os braços são constituídos de tubos de alumínio muito resistentes e de alta condutibilidade. No interior do braço inferior localiza-se uma unidade de balanceamento. As junções dos braços móveis são realizadas com pivôs que giram em mancais. As bases de suporte são de aço galvanizado a quente, resistentes aos mais severos esforços (esforços nos terminais de linha, esforços devidos as correntes de curta duração, etc.).

3.10 SECCIONADORA DE ABERTURA VERTICAL

As Seccionadoras do tipo de abertura vertical que podem ser vistas na figura 32, possuem três isoladores em cada pólo dois desses isoladores suportam a parte ativa e o terceiro é um isolador rotativo, que aciona o braço móvel. Esse tipo de seccionadores pode ser instalado nas posições vertical, horizontal ou horizontal inversa. A parte ativa também é equipada com um dispositivo mecânico que transforma um movimento de rotação, originado pelo comando (mecanismo de operação), em um movimento de rotação do braço móvel em seu suporte. Durante a operação de fechamento, o braço móvel descreve um ângulo de cerca de 90° , em um plano contato vertical, e atinge a posição horizontal com a inserção do contato móvel macho no contato fêmea fixo. A operação de abertura dá-se no sentido inverso e o braço móvel atinge a posição vertical quando o seccionador está completamente aberto. O

contato fêmeo principal é constituído por um jogo de lâminas de contato, pressionadas por molas. Esse arranjo assegura uma pressão adequada quando o contato macho é inserido.

Figura 32 - Seccionadora de abertura Vertical



Fonte: Autor, 2019.

O contato macho é formado por uma placa de cobre, firmemente fixada na extremidade do braço móvel. O braço é um tubo de alumínio, muito resistente e de alta condutibilidade. Os contatos se acoplam através de um movimento deslizante e o estabelecimento do contato é auto-limpante e auto-travante, o que assegura o melhor comportamento no caso de esforços devidos as correntes de curto-circuito. A quantidade de lâminas de contato fixo e as dimensões do braço móvel dependem das especificações do equipamento. Os contatos são revestidos de prata nas áreas por onde flui corrente. As bases suportem inferiores são de aço zincado a quente e são dimensionadas para resistir aos mais severos esforços (esforços nos terminais de linha, esforços devidos as correntes de curta duração, etc.).

3.11 SECCIONADORA DE ABERTURA VERTICAL REVERSA

As Seccionadoras do tipo de abertura vertical possuem em cada pólo uma parte ativa, com um braço móvel, que porta, em sua extremidade, um contato de cobre, provido de um protetor anti-gelo essa unidade é instalada em um isolador suporte e é movida por um isolador rotativo conforme pode ser visto na figura 33. Um contato fêmea fixo, do tipo

tulipa, composto de vários dedos de cobre, instalado em um isolador suporte. A operação de fechamento do seccionador é realizada através da rotação do braço móvel do seccionador, em um plano vertical, e um subsequente deslocamento vertical do braço, que faz com que o contato móvel macho se introduza no contato fixo fêmea; a operação de abertura dá-se na sequência inversa. Na operação de fechamento, duas alavancas de acionamento operam, conjuntamente, cada braço móvel.

Figura 33 - Chave seccionadora de abertura vertical reversa



Fonte: Autor, 2019.

Próximo ao final do curso de fechamento, as alavancas de acionamento interligadas cruzam um ponto morto e param. Nessa posição, o seccionador fica bloqueado e somente um comando subsequente de abertura, oriundo do mecanismo de operação, pode liberar o braço móvel. Esse atributo faz com que o seccionador resista aos esforços eletrodinâmicos causados por correntes de curto-circuito. A conexão do braço móvel com a base da parte ativa é realizada por meio de um feixe de fitas de alumínio, a fim de evitar faíscas e vibrações, causadas por curto-circuito, que são comuns em conexões com condutores encordoados.

3.12 TAPS EM TRANSFORMADORES

Os CDC (comutadores de derivação sob carga) conhecidos como taps de transformadores como podem ser observados na figura 34, tem a função de modificar a

relação de transformação, adicionando ou subtraindo as espiras do enrolamento de regulação (baixa do ATF), mantendo inalteradas as condições de carga. A regulação da baixa do ATF fica a cargo das demandas e ou necessidades do SIN. O SPS (Supervisor de Paralelismo Síncrono) é um equipamento desenvolvido para o controle e supervisão da operação em paralelo de transformadores de potência equipados com comutadores de derivação em carga. Baseado em micro controladores, o SPS incorpora as funções dos diversos equipamentos que eram utilizados no passado para o controle de paralelismo de transformadores, tais como chaves seletoras Mestre/Comando/Individual, manual/Automático e Local/Remoto, indicadores da posição de tap, relés auxiliares para lógica eletromecânica, dentre outros. Por esse motivo, a fiação de comando e o número de componentes ficam extremamente reduzidos, aumentando consideravelmente a confiabilidade geral e reduzindo os tempos de mão-de-obra para instalação e testes, além de simplificar em grande extensão a manutenção.

Figura 34 - Comutador de derivação em carga (vista interna).



Fonte: Direct Industry, 2019.

O SPS está provido ainda de contatos de saída para sinalizações, saída em loop de corrente para indicação de posição de tap, entradas para contatos secos para comando remoto e porta serial RS485, permitindo completa aquisição de dados e o total controle do sistema de paralelismo à distância através do módulo de comunicação, parte integrante do sistema de paralelismo SPS. O equipamento foi totalmente projetado e testado para operação

nas condições adversas encontradas em subestações de energia elétrica, tais como surtos, impulsos, interferências eletromagnéticas e temperaturas extremas. Os transformadores operados em paralelo possuem igual número de posições de derivação, com correspondência direta entre os diversos CDCs, isto é, os CDCs devem operar em posições numericamente iguais para que se obtenha o mínimo de corrente de circulação. Nestes casos, a filosofia de controle de paralelismo normalmente utilizada é a denominada “Mestre-Comandado” (ou Mestre-Escravo), onde um dos transformadores é selecionado como Mestre e os demais como Comandados. Esta é a filosofia adotada pelo SPS, e de acordo com a mesma todos os comandos de mudança de posição efetuados pelo Mestre devem ser reproduzidos pelos comandados, de forma a manter a concordância de taps. Caso algum dos CDCs não obedeça ao comando, o sistema completo deve permanecer bloqueado, impedindo novas mudanças de posição, e deve ser emitido alarme sinalizando a ocorrência. Caso seja necessário, qualquer dos transformadores pode ser retirado da operação em paralelo, selecionando-o como individual. Neste caso o se CDC não manterá sincronismo de posição com o Mestre, nem gerará qualquer bloqueio ou alarme por discordância de posição. Qualquer dos transformadores pode ser livremente selecionado como mestre, comandado ou individual, respeitando-se que não haja mais de um mestre e que não haja comandados sem a presença de um mestre. (TreeTech, 2016).

3.13 VENTILAÇÃO FORÇADA EM TRANSFORMADORES

Os sistemas de ventilação forçada dos transformadores de força das subestações de energia que podem ser observados na figura 35, estão diretamente ligados a potência nominal do transformador. Este sistema é composto por moto ventiladores acoplados aos transformadores que auxiliam no controle de temperatura dos transformadores. O sistema de automatismo da ventilação forçada opera de modo que o termômetro para líquido isolante que tem por objetivo detectar a temperatura do ponto mais quente do óleo, localizado numa superfície abaixo da tampa principal do transformador equipado com contatos auxiliares que são usados para acionamento dos dispositivos de refrigeração (ventiladores) e de proteção (alarme e retirada do transformador de operação acionando as bobinas de abertura dos disjuntores, caso a temperatura do óleo se eleva acima de valores pré-estabelecidos).

Figura 35 - Sistema de Ventilação forçada do transformador.



Fonte: Autor, 2019.

O sistema de ventilação forçada do transformador pode ser acionado de duas formas, automaticamente quando da atuação de sensores de temperaturas pré-fixados ao atingir determinados valores enviam comandos automáticos para acionar os ventiladores e de modo manual via sistema de supervisão e controle. Em transformadores de força de subestações pertencentes a rede básica trabalha-se na maioria dos casos com 60% do carregamento do transformador com a ventilação forçada desligada ONAN (óleo natural ventilação natural), de 60 até 80% do carregamento do transformador com o primeiro grupo de ventilação forçada ligado ONAF (óleo natural ventilação forçada) e de 80 até 100% do carregamento do transformador trabalha-se com os 2 grupos (ou quantos houver) de ventilação forçada ligados.

3.14 SERVIÇOS AUXILIARES

Os chamados serviços auxiliares de subestações de energia são partes vitais do processo de manutenção e operação de toda a SE. Ele é responsável por alimentar todos os equipamentos em CC (corrente contínua) e CA (corrente alternada) nas classes de tensão mais baixas para atendimento a equipamentos de menor porte como motores de chaves seccionadoras, sistema de carregamento de mola de disjuntores e toda a parte de telecomunicações que é extremamente crucial para o bom desempenho do processo.

Os sistemas de serviços auxiliares em subestações pertencentes a rede básica são compostos geralmente por 3 fontes de alimentação em CA que são os terciários dos transformadores de força da própria subestação, uma fonte alternativa de 13,8, 23 ou 34,5KV proveniente das concessionárias locais de energia e os GDE (Gerador Diesel de Emergência) que pode ser observado na figura 36, que são os geradores de energia. Esta alimentação é disponibilizada em um barramento de 380VCA que por sua vez pode operar separadamente ou em paralelo de acordo com as configurações da subestação.

Figura 36 - Gerador Diesel de Emergência de 180KVA



Fonte: Autor, 2019.

Após o barramento de 380VCA são conectados geralmente, dois retificadores de 125VCC que serão os responsáveis por converter a tensão em CA para CC disponibilizando esta tensão de 125vcc para o barramento e assim alimentando motores e todo o sistema que utiliza corrente contínua. É importante destacar que além de alimentar todo o sistema de corrente contínua os retificadores alimentam os bancos de baterias que pode ser observado na figura 37, que trabalham em flutuação e em caso de eventuais perdas das fontes em CA todos os equipamentos que operam em CC permanecem com alimentação normal por algumas horas de acordo com a potência nominal de cada banco de baterias.

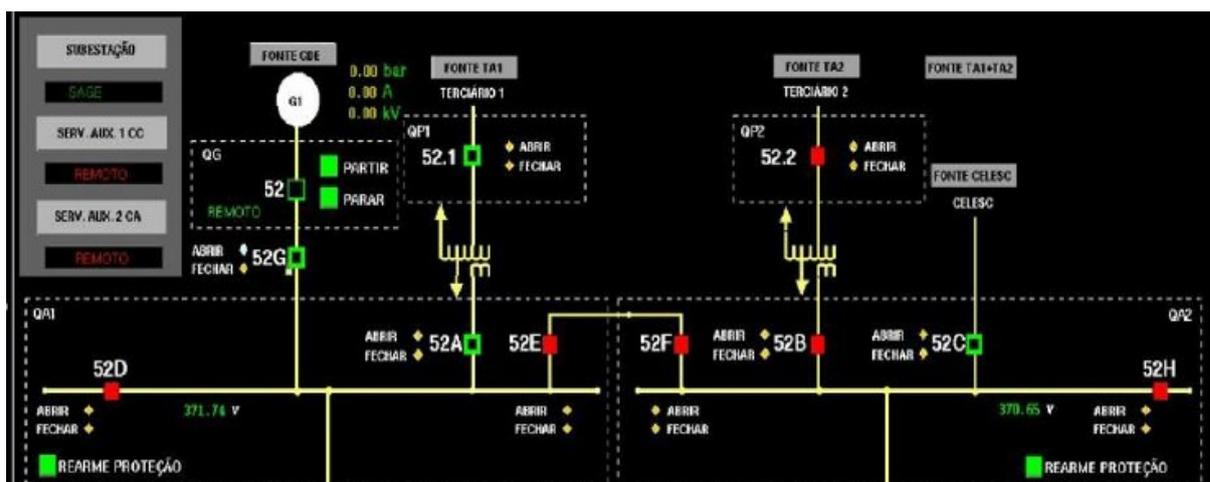
Figura 37 - Banco de baterias 125vcc



Fonte: Autor, 2019

A maior parte do serviço auxiliar das subestações pertencentes a rede básica possuem supervisão, controle e comando a distância como pode ser visto na figura 38. Os comandos via supervisorio possíveis nos serviços auxiliares são variados podem desde a partida e colocação em carga de um GDG até a comutação das fontes, dos retificadores e ajuste nos níveis de tensão dos barramentos auxiliares.

Figura 38 - Sistema de supervisão e controle do serviço auxiliar.



Fonte: Autor, 2019.

O serviço auxiliar é de extrema importância para a operação da subestação pois sem ele os equipamentos de supervisão e controle, relés de proteção, serviços essenciais entre outros, perdem alimentação comprometendo assim o bom desempenho da SE.

3.15 RELÉS DE PROTEÇÃO

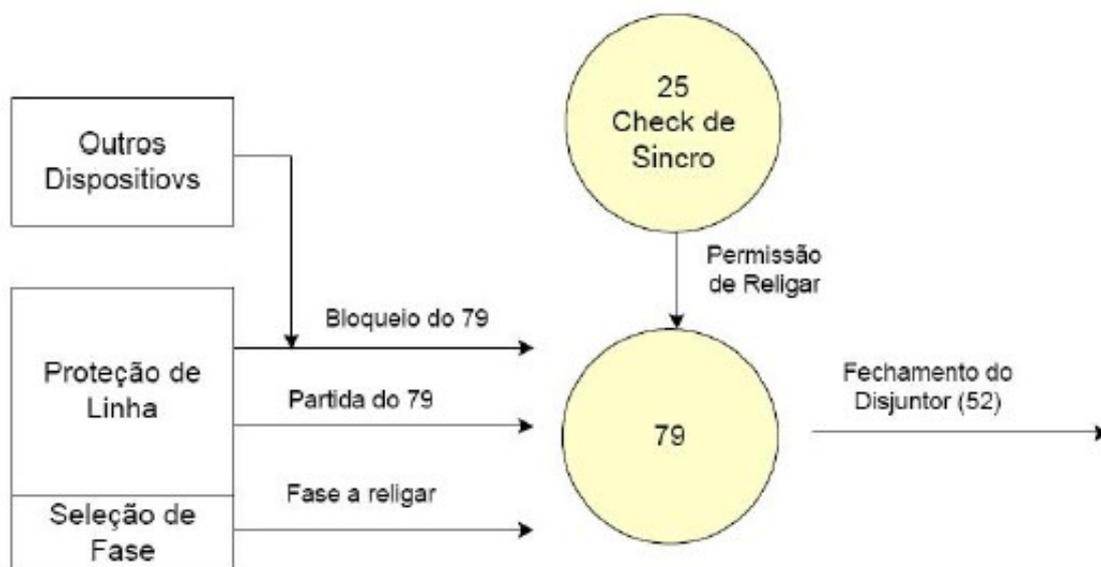
A tabela ANSI (American National Standards Institute) apresenta e padroniza todos os relés e suas variações em numerais para facilitar o entendimento e utilização de, se não todas, das principais proteções de subestações, linhas de transmissão e a grande maioria os equipamentos utilizados no SIN. Os relés que serão mencionados são somente aqueles que possuem comando e interação com os sistemas supervisórios objetivo do presente estudo (relés 79, 86, 25 entre outros). Diversas proteções quando atuadas emitem sinalizações para os sistemas supervisórios para identificação da possível falta e continuidade nos procedimentos estabelecidos, porém, não são todas que possuem funções de comando via supervisório a grande maioria emite somente a sinalização operado ou normalizado.

3.15.1 Relé 79 - Religamento Automático

O relé 79 (religamento automático) foi sem dúvida um grande auxiliador para as recomposições dos sistemas de potência e diminuição do tempo de faltas. Várias faltas ocorridas em equipamentos ou linhas de transmissões são de caráter transitório, ou seja, não são desligamentos permanentes, isso significa que após a extinção total da falta a LT por exemplo, pode ser religada sem que ocorra danos a mesma. Um exemplo prático são árvores que devido a atuação de ventos fortes podem por ventura tocar nas LTs efetuando assim a sensibilização dos relés de proteção e conseqüentemente o desligamento da LT. Nestes casos a atuação do relé 79 é fundamental uma vez que após a extinção total da falta o relé 79 verifica as condições de religamento e dentro do ciclo de milissegundos ou segundos em que foi programado efetua uma ou quantas tentativas de religamento foi projetado para efetuar como pode ser visto na figura 39.

O religamento automático deve ser parametrizado para não ocorrer quando de faltas externas a linhas de transmissão, para atuação de proteções como diferencial de barra e falha de disjuntor e para atuações temporizadas da proteção principal por segurança. O “tempo morto” é outra função ligada diretamente ao relé 79 e é o tempo ajustado para que o a linha de transmissão ou equipamento fique sem transportar energia a fim de extinguir totalmente a falta antes da tentativa de religamento.

Figura 39 - Sinais de Controle do R-79



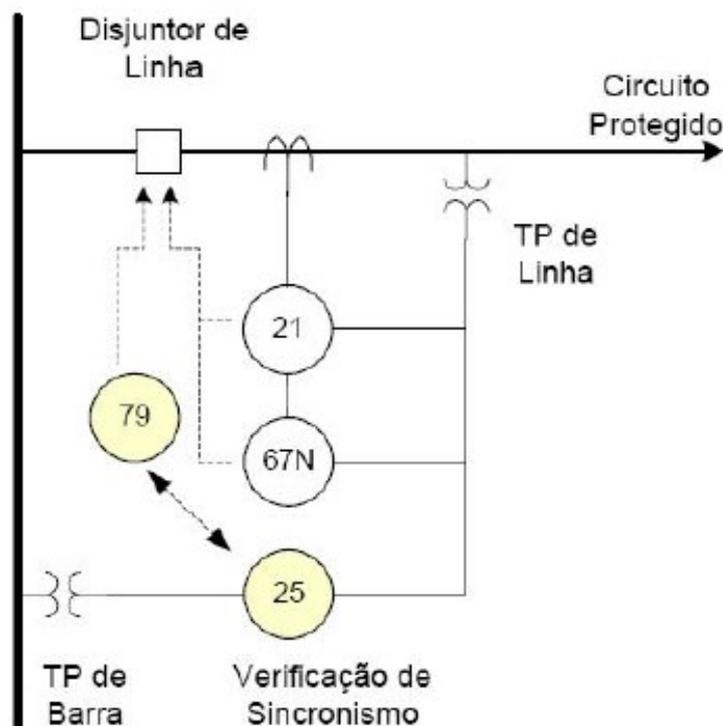
Fonte: Apostila Plena Transmissão de Energia, 2008.

O religamento automático deve ser bloqueado sempre que houver serviços em linha viva ou seja serviços de equipes de manutenção em regime energizado por fins de segurança para que em caso de desligamento acidental da LT o religamento automático 79 não opere evitando assim danos maiores a pessoas e equipamentos.

3.15.2 Relé 25 – Check sincronismo

O relé 25 (Check Sincronismo) possibilita a verificação das condições de sincronismo (Tensão, Frequência e Ângulo) para o fechamento ou energização de equipamentos de subestações ou linhas de transmissão como pode ser visto na figura 40. Com esta função é possível a execução de comandos de disjuntores para fechamento de circuitos como linha viva/barra morta ou seja quando a linha de transmissão já encontra-se energizada por um dos seus terminais e o fechamento do seguinte disjuntor será energizando um barramento, linha morta/barra viva é o tipo de circunstância mais comum um desligamento simples de uma linha de transmissão será sempre no sentido de que o barramento esta energizado e a LT não, e linha viva/barra viva ou seja quando do fechamento do segundo terminal de uma linha de transmissão será interligando-a a outra subestação que já encontra-se com o barramento energizado.

Figura 40 - Religamento automático com Check Sincronismo



Fonte: Apostila Plena Transmissão de Energia, 2008.

O relé 25 permite a comparação, ajuste e verificação do módulo das tensões comparadas para que sejam estipuladas faixas operativas de permissão para fechamento, verifica e possibilita ajuste do ângulo de fase entre as tensões comparadas e efetua a verificação do escorregamento (frequência) entre as tensões comparadas. O fechamento de um sistema em anel ou em paralelo pode ser considerado um exemplo prático da utilização das funções de sincronismo pois permite que o disjuntor seja fechado possibilitando a inserção do equipamento ao SIN sincronizando a UG por exemplo, com as tensões, frequência e ângulo do sistema. O relé 25 além de possuir interação de alarmes com os sistemas supervisorio possui comandos de habilitar/desabilitar para fins de comando de fechamento de disjuntores.

3.15.3 Relé 86 – Bloqueio

As proteções de linhas de transmissão e equipamentos de subestações são projetadas e parametrizadas de acordo com a sua severidade, isso significa que são divididas em faltas de regime permanente e de regime transitório. As faltas caracterizadas como regime permanente sensibilizam o relé 86, relé de bloqueio cujo sua função é impedir que todos os disjuntores associados a função que foi desligada sejam bloqueados impedindo assim a

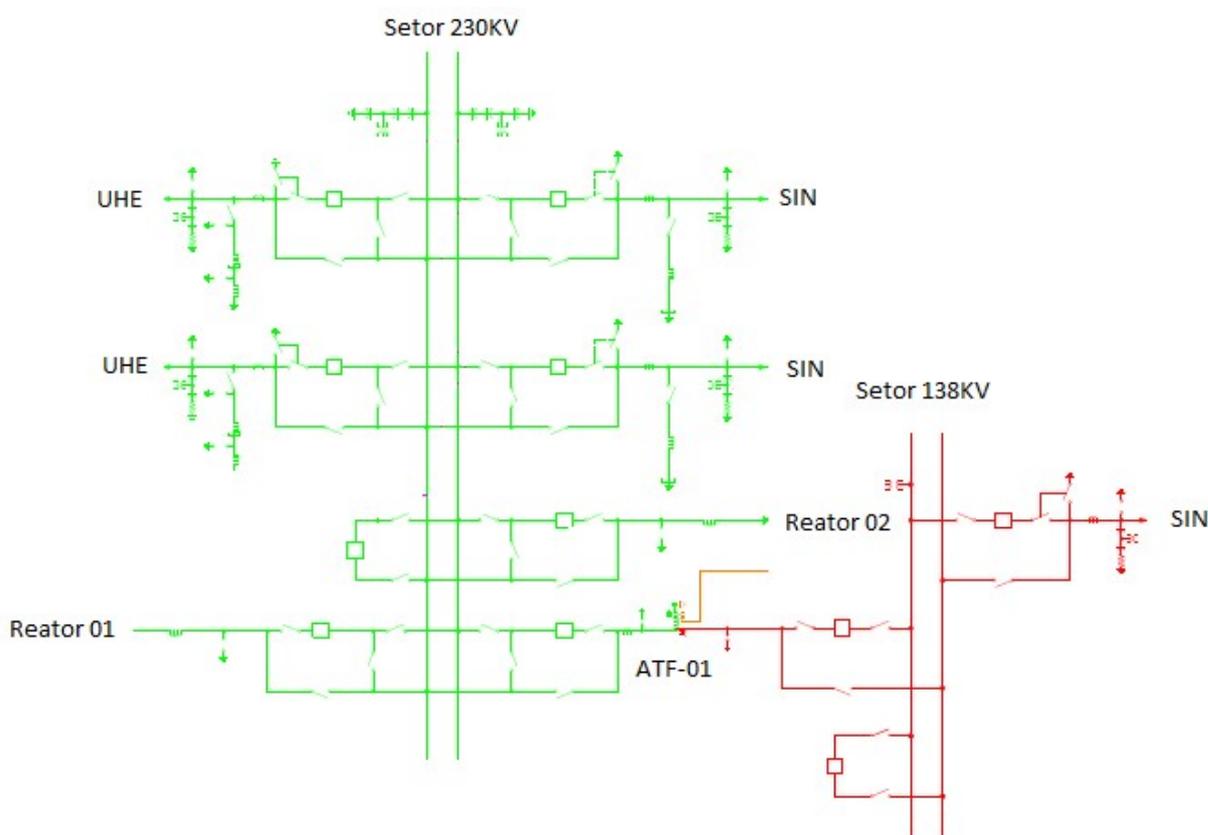
energização deste equipamento visto que o tipo de falta é de caráter permanente e o equipamento deve ser inspecionado ou até mesmo declarado a sua indisponibilidade ao sistema. Para normalização destes equipamentos que sofreram o bloqueio se faz necessário atuação das equipes de manutenção e o rearme do bloqueio que pode ser feito através dos sistemas supervisórios ou até mesmo na IHM do próprio relé de proteção.

Exemplos de proteções que podem sensibilizar o relé 86 são a atuação do Relé de gás em transformadores (função 63) em que ocorre a formação de gases no interior de transformadores a óleo devido a descargas internas, avarias na isolação dos enrolamentos, perdas de isolação entre outros, ou seja todos os efeitos que produzam gases ou movimentos violentos no óleo. O relé de BUCHHOLZ consta com duas boias acopladas ao tanque do transformador cada uma contando com uma ampola preenchida parcialmente com mercúrio e com acesso a dois terminais de circuitos elétricos que são acionados quando da formação de gás e o contato superior com as boias fixadas. Outro exemplo de proteção que sensibiliza o relé 86 é a falha de disjuntor (50BF) onde o disjuntor que isola a LT sob falta, por exemplo, falha e são necessárias aberturas de todos os disjuntores conectados ao barramento isso faz com que enquanto o disjuntor que sofreu a falha não seja isolado impossibilite o rearme do bloqueio 86 dos demais disjuntores abertos. O relé de bloqueio 86 possui interação, sinalização, alarme e comando com o supervisório e se faz de extrema necessidade visto que sem o devido rearme e dependendo do tipo de proteção atuada não é possível efetuar a normalização do circuito sem o devido rearme do mesmo.

4 ESTUDO DE CASO

A seguir será apresentado um estudo de caso aonde foi feita a análise de uma recomposição de uma subestação após o desligamento de duas Linhas de Transmissão e por consequência desta perda, a ausência de tensão nos barramentos de 230 e 138KV e, a sua normalização no sistema seguindo as instruções de recomposição do ONS. Será verificado a viabilidade técnica da implantação de um Sistema Especial de Proteção (SEP) para evitar uma sobrecarga momentânea em um transformador de potência bem como a implantação de um sistema para auxílio na recomposição da subestação no sistema via sistema supervisório. Para isto será utilizado como exemplo uma subestação fictícia e o diagrama unifilar da SE pode ser visto na figura 41.

Figura 41 - Diagrama Unifilar da Subestação de energia do estudo de caso



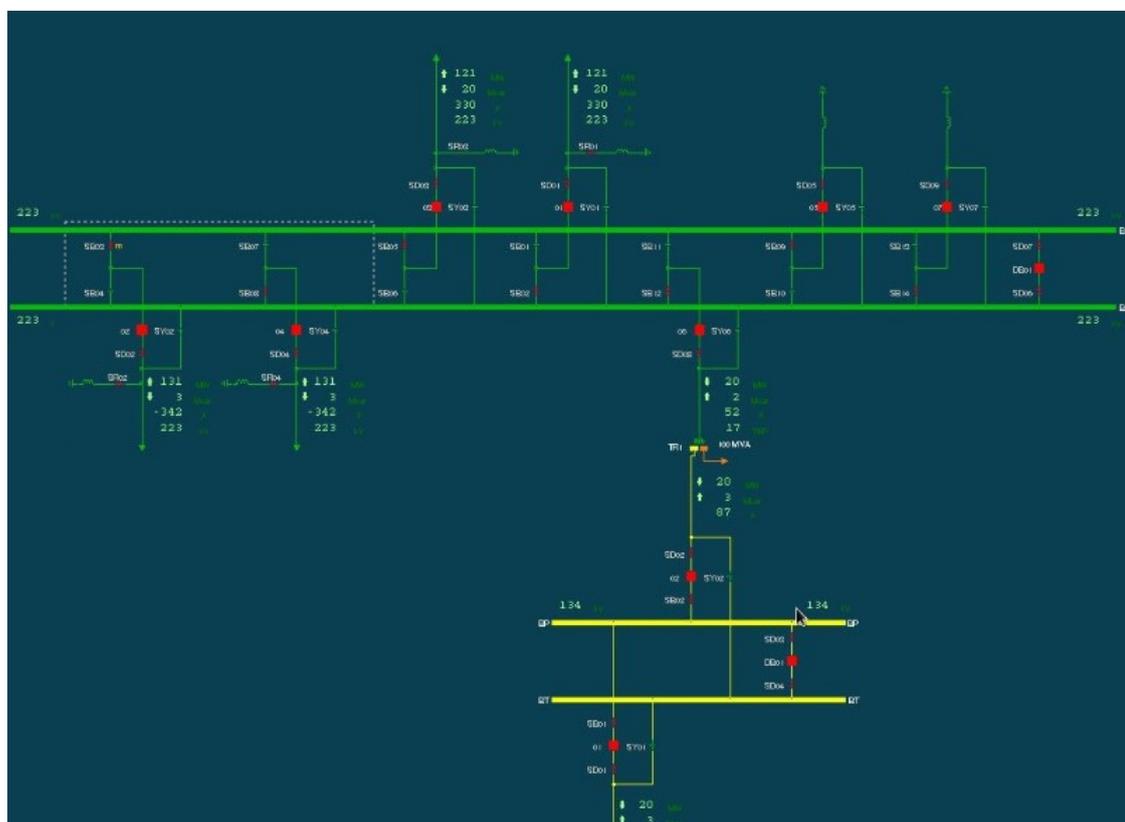
Fonte: Autor, 2019.

A subestação analisada é composta de duas Linhas de Transmissão que escoam uma geração de energia provinda de uma UHE interligando-a no SIN por outras duas Linhas de Transmissão de 230KV, possui um transformador de potência de 230/138/13.8KV, 2 reatores de barra de 230KV e uma linha de transmissão de 138KV conforme diagrama apresentado na figura 41.

A configuração da subestação é do tipo barra dupla a 4 chaves no setor de 230KV e barra dupla a 3 chaves no setor de 138KV. Ambos os barramentos operam com o disjuntor interligador de barras fechado. De acordo com a Instrução de Operação - Operação de Instalações do ONS (IO-OI) a definição do número de tentativas de religamentos destas linhas de transmissão e equipamentos, bem como o intervalo entre elas é de responsabilidade do agente de transmissão e estas informações devem ser disponibilizadas no cadastro de informações operacionais da respectiva área elétrica (IO-OI do ONS). Após efetuadas todas as tentativas de religamentos manual de autonomia do agente operador do equipamento este deve sempre após análise prévia verificar a necessidade de tentativas de energização adicionais e solicitar ao Centro Regional do ONS. Em caso de necessidade o agente operador da LT poderá solicitar ao ONS a tentativa de energização em sentido inverso se assim julgar necessário e se as tentativas de energização em sentido normal não obtiverem sucesso.

A configuração do barramento da subestação genérica estudada é barra dupla a 4 chaves interligadas pelo disjuntor de paralelo. O barramento 01 de 230KV deve operar com as LTs UHE C-1, SIN C-1 e Reator 01 e o barramento 02 de 230KV deve operar com as LTs UHE C-2, SIN C-2, Reator 02 e transformador conectados a ele como pode ser visto na figura 42.

Figura 42 - SE em regime de operação normal



Fonte: Autor, 2019.

Qualquer mudança na configuração do barramento de 230KV pertencente a rede básica é controlado e coordenado pelo Centro de Operação Regional do ONS, bem como o controle de tensão nos barramentos de 230KV como pode ser visto nas figuras 43 e 44. O controle de tensão no barramento de 138KV não pertencente a rede básica desta subestação tem sua regulação e controle de tensão executado com autonomia pela operação do agente responsável pela SE. Quando do esgotamento dos recursos para controle de tensão no barramento de 138KV da SE o agente operador da subestação deve acionar as equipes de tempo real do COSR para solicitar ações e recursos sistêmicos para controle da tensão bem como a sua manutenção dentro dos regimes e faixas de operação normal.

Figura 43 - Períodos de Carga do SIN

Período	Segunda	Terça a Sábado	Domingos e Feriados
00:00 às 05:00	Mínima	Leve	Leve
05:00 às 07:00	Mínima	Leve	Mínima
07:00 às 09:00	Média	Média	Mínima
09:00 às 18:00	Média	Média	Leve
18:00 às 22:00	Pesada	Pesada	Média
22:00 às 24:00	Média	Média	Leve

Fonte: Procedimentos de Rede do ONS.

De acordo com as instruções de operação do ONS, os períodos de carga mínima, leve, média e pesada definidos para controle de tensão estão pré-estabelecidos através de faixas de horários conforme figura 43. Quando da vigência do horário de verão, que não está mais em vigor no ano de 2019, o ONS fica responsável por emitir uma MOP (Mensagem Operativa), estabelecendo os novos horários e períodos de carga do SIN levando sempre como referência o horário de Brasília.

Segundo os procedimentos de rede do ONS, sempre que houver um desligamento total da subestação o operador do agente responsável pela instalação deve identificar o desligamento bem como a configuração da subestação, identificar o tipo de desligamento que poderá ser caracterizado como total ou seja ausência de tensão em todos os barramentos e terminais de suas linhas de transmissão ou desligamento parcial da instalação que é qualquer outra configuração que não se enquadre como desligamento total. O operador do agente responsável pela subestação deve informar ao tempo real do COSR do ONS o horário da ocorrência, a configuração da subestação após o desligamento e a configuração da subestação após as manobras executadas de sua autonomia em casos de recomposição fluente que é quando o agente responsável pela operação do equipamento ou subestação tem autonomia total para recompor e normalizar seus ativos sem a necessidade de falar,

previamente, com o ONS. Já a recomposição coordenada o agente fica impedido de realizar manobras com autonomia ficando responsável apenas por disponibilizar seus equipamentos ao tempo real do ONS em no máximo 1 minuto passivo de parcela variável por indisponibilidade em caso de não cumprimento deste tempo exigido para disponibilização.

Figura 44 - Faixas para controle de tensão do SIN

Tensão Nominal	Faixas de Tensão (kV)
765 kV	690 a 800
525 kV	500 a 550
500 kV	500 a 550
440 kV	418 a 460
345 kV	328 a 362
230 kV	218 a 242
138 kV	131 a 145
69 kV	65 a 72
34,5 kV	32,7 a 36,2
23 kV	21,8 a 24,1
13,8 kV	13,1 a 14,5

Fonte: Procedimentos de Rede do ONS.

Em caso de desligamento total da subestação de acordo com os procedimentos do ONS, este que pode variar de subestação para subestação devido se tratar de estudos de recomposição, o operador responsável pela subestação deve identificar a ausência de tensão em todos os barramentos e terminais de suas linhas de transmissão e abrir todos os disjuntores exceto os disjuntores interligadores de barra e informar ao COSR do ONS quando a configuração da subestação estiver atendida ou seja quando a subestação estiver pronta para recomposição total. Quando a subestação possuir equipamentos de mais de um agente, o agente proprietário pela instalação deve informar ao COSR do ONS quando as manobras de responsabilidade de terceiros não estiverem satisfeitas para que assim o tempo real do ONS entre em contato com as outras empresas envolvidas no processo para que estas providenciem suas manobras de recomposição.

Os procedimentos para desenergização programada ou de urgência de equipamentos ou linhas de transmissão pertencentes a rede básica, serão controlados e coordenados pelas equipes de tempo real do ONS. De acordo com o glossário de termos técnicos do ONS, o termo urgência é caracterizado como se fazendo necessário uma ação o mais breve possível, ou seja, há um tempo útil antes de ser tomada a ação. Exemplo disto pode ser considerado uma sobre carga de uma linha de transmissão onde o operador pode

solicitar para o ONS uma ação e depois em últimos casos efetuar o desligamento da referida LT. Já o termo Emergência é caracterizado como uma ação que deve ser tomada o mais rápido possível, ou seja, o operador deve desligar o equipamento para depois informar ao ONS. Exemplo disto pode ser considerado um transformador com princípio de incêndio onde o operador deve tomar a ação imediata independente de corte de carga ou reflexos sistêmicos pois o risco ali é eminente a pessoas e equipamentos.

De acordo com a IO-OI do ONS os procedimentos para energização e fechamentos em anel de linhas de transmissão só devem ser executados com autonomia pela operação do agente quando não se tratar de proteções impeditivas e as condições de energização exigidas nas instruções de operação estiverem atendidas. Nos demais casos as recomposições serão coordenadas pelo centro de operação regional do ONS conforme pode ser visto nas figuras 45 e 46.

Figura 45 - Exemplo de uma instrução de Recomposição de uma Linha de Transmissão

LT 230 kV Salto Osório / Xanxerê (ELETROSUL)	SE Xanxerê (ELETROSUL) recebe tensão da SE Salto Osório pela LT 230 kV Salto Osório / Xanxerê (ELETROSUL) (Sentido Normal):	
	Fechar, em anel ou energizando o barramento de 230 kV, o disjuntor da LT 230 kV Salto Osório / Xanxerê (ELETROSUL).	Se em anel ângulo máximo de 47 graus.
	SE Xanxerê (ELETROSUL) envia tensão da SE Pato Branco pela LT 230 kV Pato Branco / Xanxerê (ELETROSUL) (Sentido Inverso):	
	Permitido com coordenação do COSR-S, conforme IO-PM.S.2SC.	

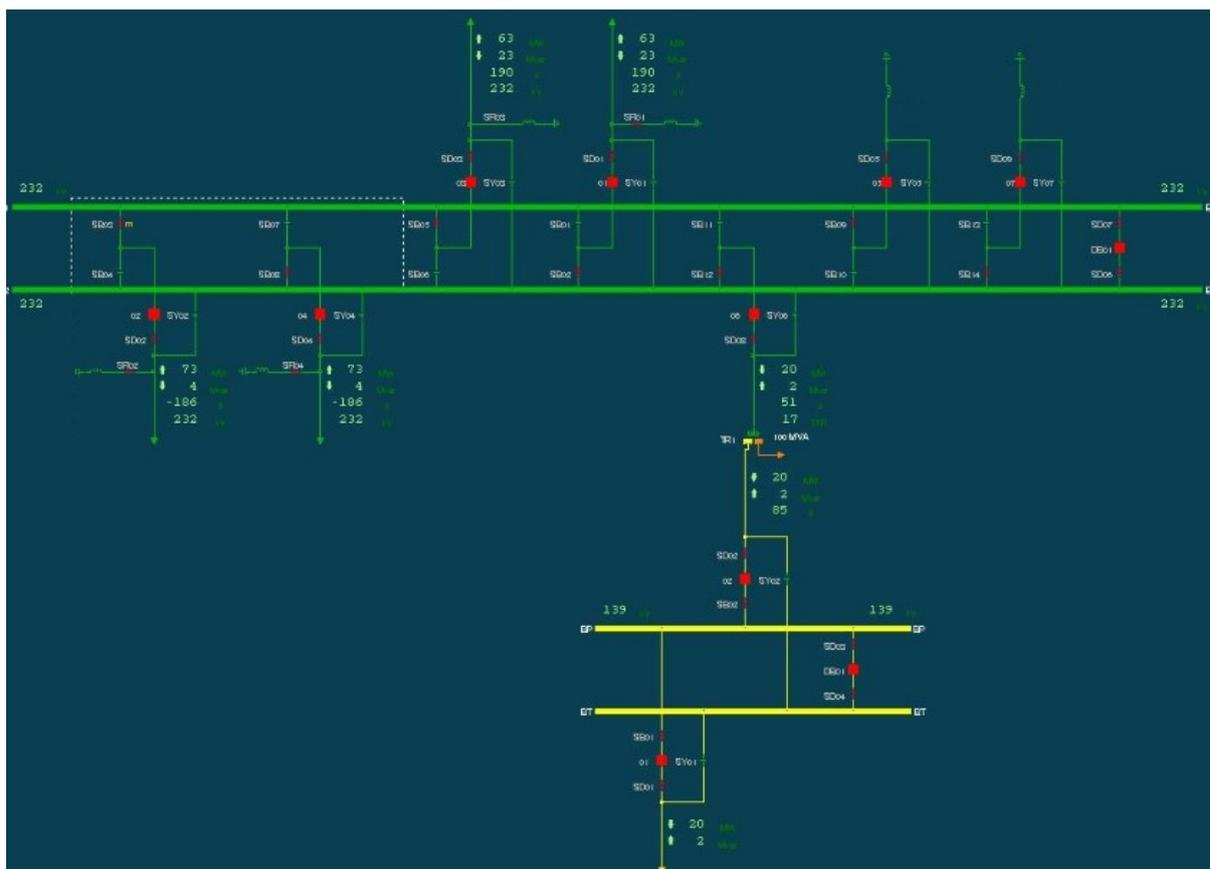
Fonte: Procedimentos de Rede do ONS - IO-OI.S.XAN.

Segundo a Instrução de Operação – Esquemas Especiais um sistema especial de proteção trabalha na forma de que ao detectar situações anormais em um sistema elétrico o mesmo deve atuar a fim de preservar a integridade do sistema, de equipamentos, linhas de transmissão e subestações afetando sempre que possível o menor número de consumidores. Um SEP pode ser um esquema de controle, emergência ou segurança do sistema interligado nacional. O Esquema de Controle de Emergência (ECE), é um esquema especial que tem por objetivo realizar uma ação automática de controle para preservar equipamentos e linhas de transmissão quando detecção de uma condição anormal de operação do SIN. Já o Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC), é um sistema especial de proteção que tem por finalidade o desligamento automático e escalonado de blocos de carga por meio da utilização de relés de frequência minimizando os efeitos de subfrequência ocasionado da perda de grandes blocos de geração de energia.

Quando da atuação dos Esquemas Especiais segundo a própria instrução do

ONS o operador do tempo real do COSR deve identificar as causas que determinaram a sua atuação, registrar os equipamentos desligados, o montante de carga interrompida bem como o horário da ocorrência. Posteriormente deve ser iniciada as manobras para recomposição das unidades geradoras desligadas, restabelecendo gradativamente as cargas interrompidas do SIN e a normalização dos equipamentos desligados.

Figura 46 - SE em regime de operação normal



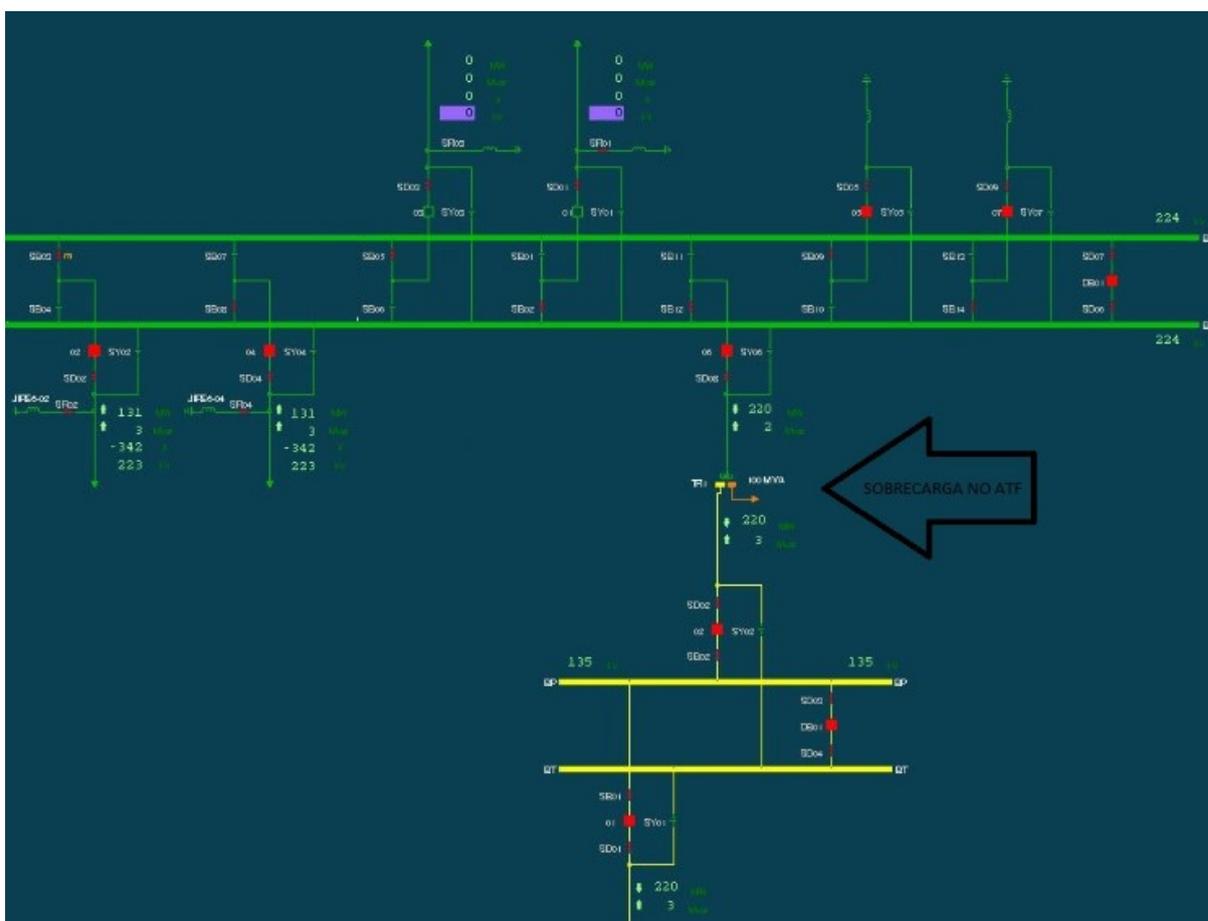
Fonte: Autor, 2019.

A subestação analisada é responsável pelo escoamento de energia e conseqüentemente a interligação entre uma UHE ao SIN. Quando de um desligamento dos 2 circuitos que interligam a subestação com o SIN, seja ele por uma descarga atmosférica ou algum distúrbio permanente, a subestação por possuir um transformador de potência de 230KV para 138KV de 100MVA passa a, mesmo que momentaneamente, tentar efetuar o escoamento desta geração através do transformador pois o mesmo esta também ligado ao SIN pelo seu lado de 138KV. Por este motivo e como a geração da UHE aqui citada se trata de 300MW o transformador sofre uma sobre carga e se desliga do sistema pela atuação das proteções 51 (sobre corrente temporizado).

Quando da atuação do SEP como pode ser visto na figura 47, o transformador e a subestação só poderão ser recompostos após rearme do relé de bloqueio 86.

Este rearme poderá ser executado via comando supervisorio ou localmente no próprio relé através da IHM. Embora a construção dos transformadores tenha atingido um nível técnico bastante elevado, devem-se considerar duas causas principais de defeito nos seus isolamentos resultantes de sobretensões de origem atmosférica e de aquecimentos inadmissível dos enrolamentos devido a sobrecargas permanentes ou temporárias mas que mesmo sendo toleráveis na exploração do sistema conduzem ao envelhecimento precoce do isolamento dos enrolamentos e, finalmente aos curto circuitos entre espiras ou até mesmo entre fases.

Figura 47 - Desligamento das LTs SE/SIN C-1 e C-2.



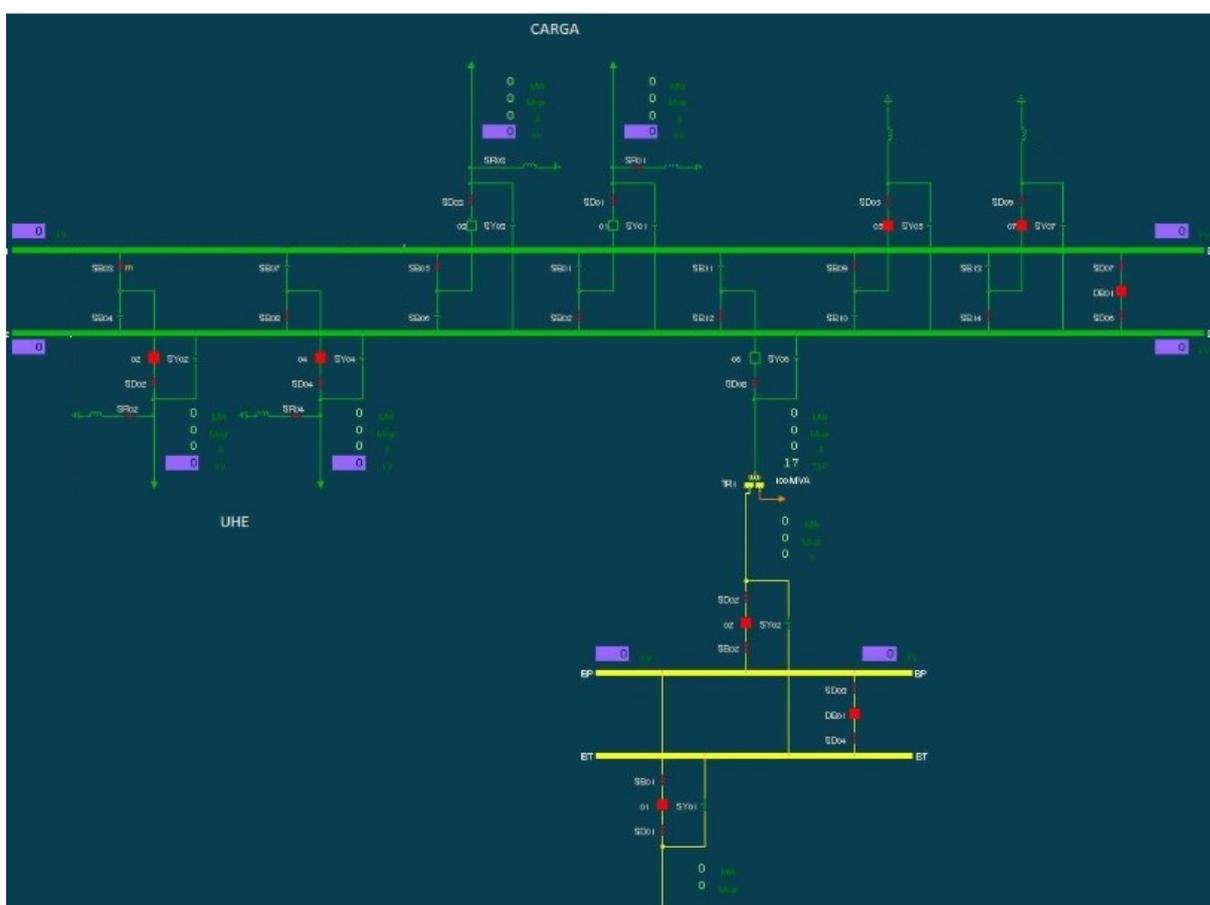
Fonte: Autor, 2019.

Todos os sistemas elétricos devem ser equipados com dispositivos de proteção estrategicamente situados a fim de proteger o circuito ou equipamento de falhas de isolamento ou funcionamentos anormais. Estes dispositivos não atuam independentemente uns dos outros, pelo contrário, suas características devem conter entre si uma determinada relação, de tal forma que uma anormalidade no sistema possa ser isolada e removida sem que outras partes do mesmo sejam afetadas. Em sistemas de proteção costuma-se chamar isto de coordenação e tem por finalidade isolar a parte defeituosa do sistema o mais próximo possível da falta evitando consequências e propagação do sinistro e fazer com que esta isolação seja o

no mais curto espaço de tempo possível visando a redução de danos.

A fim de evitar este estresse momentâneo no transformador, foi desenvolvida uma lógica que sempre em que houver o desligamento dos dois circuitos SE-SIN ou se até mesmo um circuito já estiver desligado para manutenção e ocorrer o desligamento do outro circuito remanescente haverá a operação do Sistema Especial de Proteção (SEP) e por consequência disto a lógica mandará um sinal para o disjuntor do lado de 230KV do transformador desligar-se evitando assim que o transformador assuma uma carga maior que a sua potência nominal como pode ser visto na figura 48.

Figura 48 - Desligamento lado de 230KV ATF-01



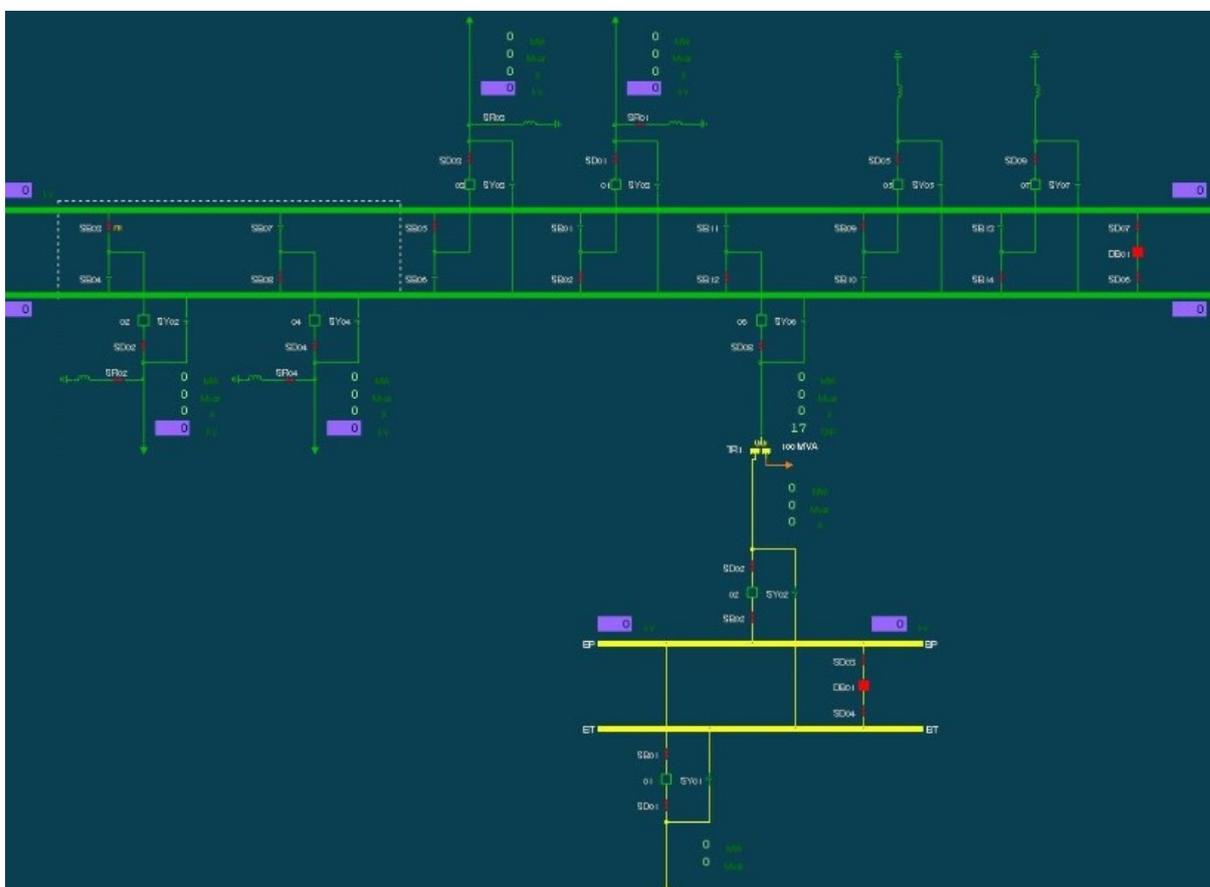
Fonte: Autor, 2019.

Costuma-se dizer que dois dispositivos em série ou em cascata estão coordenados se seus ajustes são tais que ao segundo dispositivo mais próximo da fonte é possível eliminar a falta caso o primeiro mais próximo do defeito falhe na atuação. É chamado de tempo ou degrau de coordenação o intervalo de tempo que separa as duas hipóteses anteriores e que deve cobrir pelo menos o tempo próprio do disjuntor, mais o tempo próprio do relé e uma certa margem de tolerância.

A lógica de atuação do parte do princípio que quando as LTs 230KV

SE/SIN C-1 e C-2 estiverem com seus respectivos disjuntores abertos e o Sistema Especial de Proteção estiver ligado (ON) a lógica enviará um sinal de trip para o disjuntor representado como D9, lado de 230KV do transformador retirando-o de operação e desinterligando a Subestação do SIN evitando desta forma que ocorra a sobrecarga no transformador uma vez que o mesmo quando permanecer ligado estará escoando a geração provinda da UHE. Após atuação do SEP o operador responsável pelo agente verifica as condições que se encontra a subestação e efetua a preparação para recomposição da subestação conforme IO-OI do ONS, ou seja, se tratando de ausência de tensão nos barramentos e em todos os terminais das suas linhas de transmissão abrir todos os disjuntores exceto os interligadores de barra conforme figura 49.

Figura 49 - SE Preparada para Recomposição Total



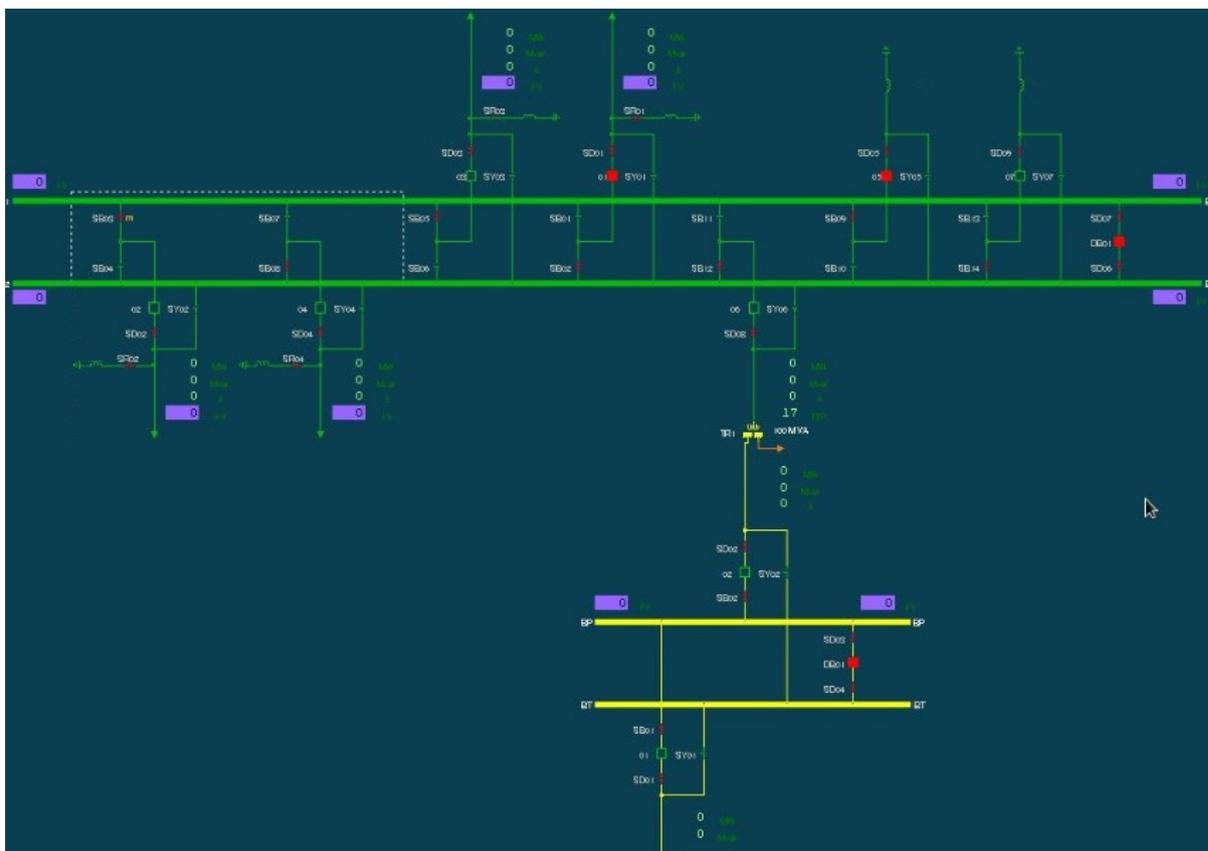
Fonte: Autor, 2019.

A recomposição desta subestação fictícia iniciará com a conexão de um dos reatores de barra na ponta da LT SE/SIN para ser energizado simultaneamente com a linha de transmissão evitando assim sobretensões de energização para os equipamentos.

De acordo com a IO-OI devem ser seguidos e respeitados os limites operativos e faixas de controle para energização de linhas de transmissão. Quando as premissas (tensão, frequência, ângulo, carga ativa, entre outras) para energização de uma

linha de transmissão não estiverem atendidas o agente responsável pela operação da instalação deve efetuar a disponibilização do ativo ao Centro Regional do ONS ao qual se relaciona para que este providencie os devidos acertos sistêmicos e possibilite a energização da LT conforme pode ser observado na figura 50.

Figura 50 - Reator conectado para energização simultânea com a LT.

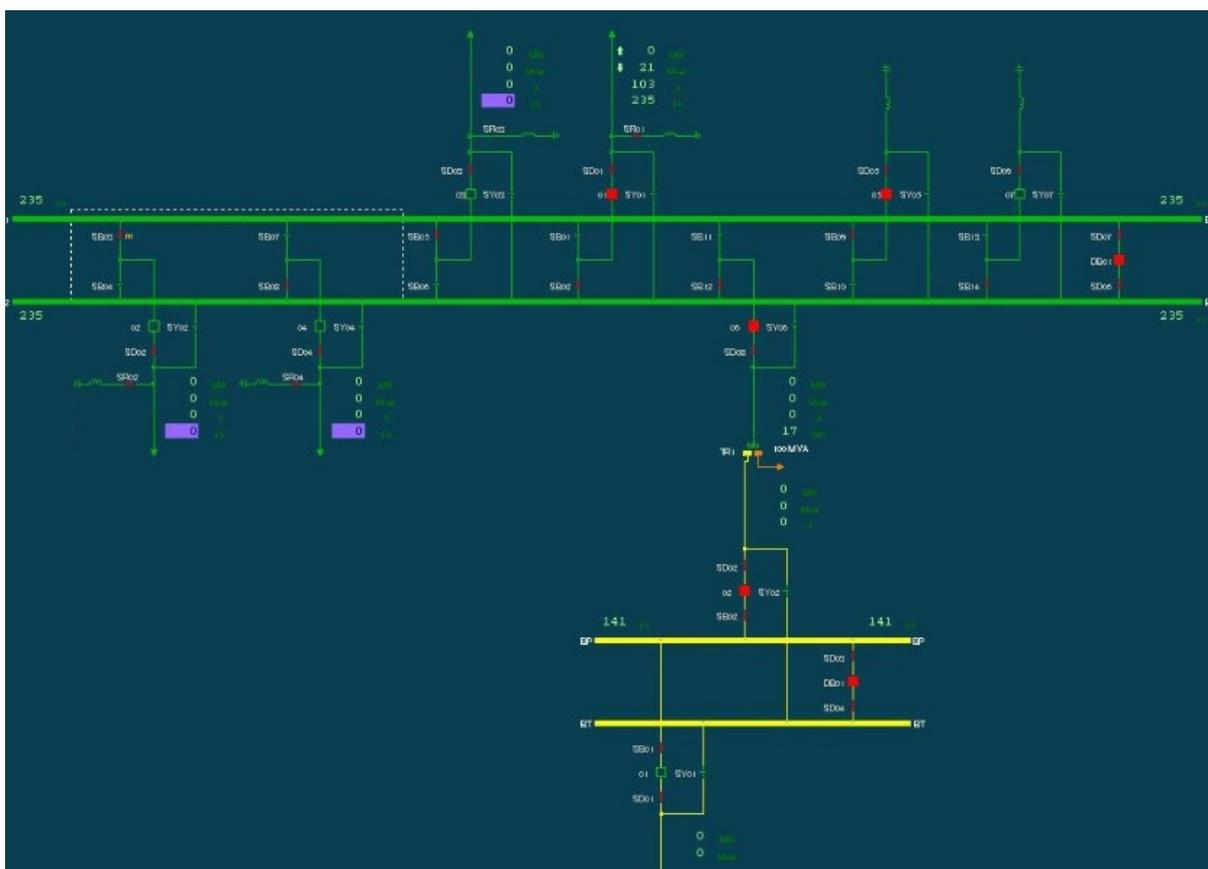


Fonte: Autor, 2019.

Nota-se que, quando a LT 230KV SIN/SE que está com os disjuntores da linha de transmissão C-1 e do Reator fechados, for energizada a partir do SIN ocorrerá a energização simultânea do barramento de 230KV da SE e mais do reator de barras evitando assim que os equipamentos sofram um estresse maior devido as tensões geralmente altas de energização destes equipamentos.

Por se tratar de uma recomposição total de uma subestação de energia pertencente a rede básica o operador responsável pelo equipamento deve seguir todos os passos e procedimentos descritos nas instruções de operação do ONS. Após a energização do barramento de 230KV simultaneamente com o reator conectado será efetuada a energização do transformador de 230/138KV e conseqüentemente a energização do barramento de 138KV dessa subestação como pode ser visto na figura 51.

Figura 51 - Energização do barramento de 138KV da SE

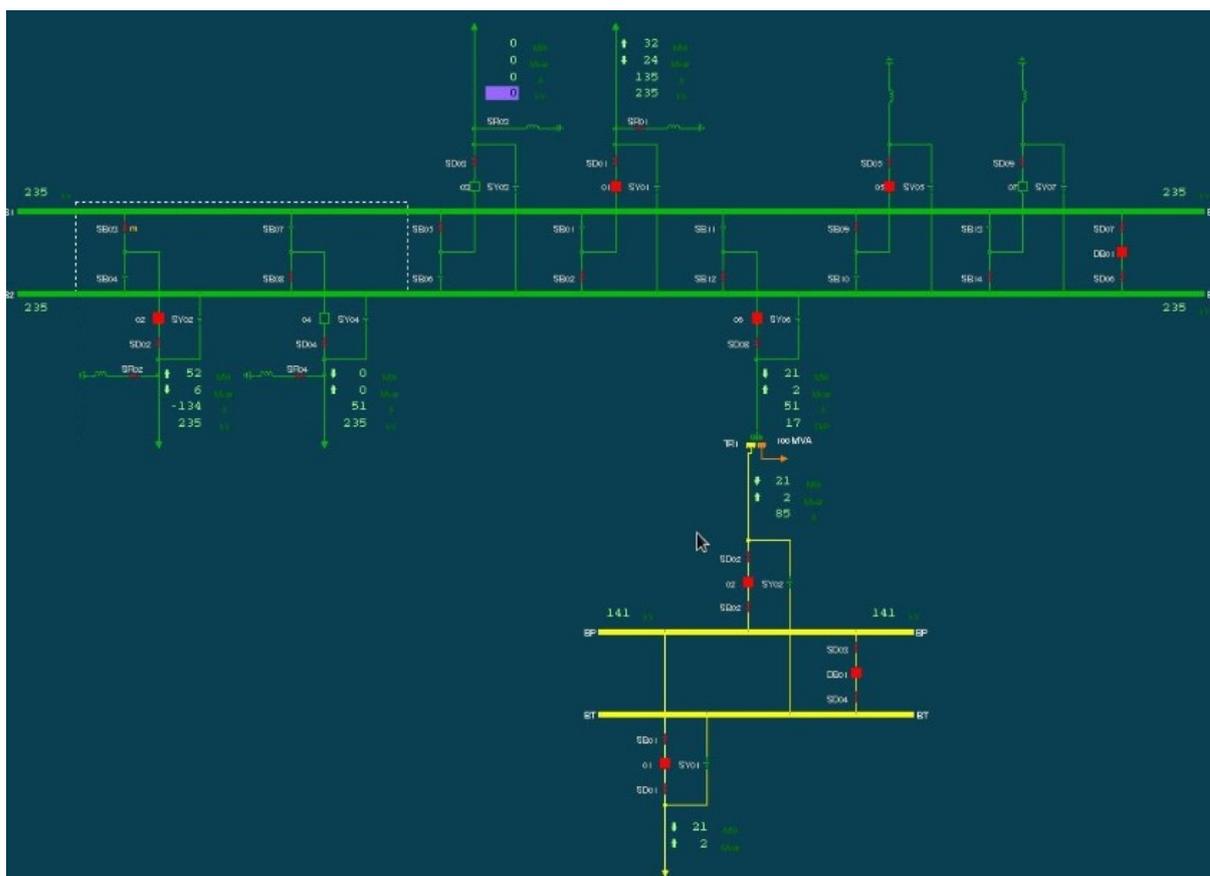


Fonte: Autor, 2019.

É importante destacar que o transformador e a linha de transmissão mesmo após energizados ainda não assumiram carregamento devido ao anel no lado de 138KV ainda não estar fechado e assim impossibilitando o fluxo de potência através destes equipamentos. Geralmente por recomendação do ONS e de acordo com as instruções de recomposição do mesmo, a energização de transformadores pertencentes a rede básica é feita com o transformador na posição neutra (tap neutro), esta posição que varia de acordo com a marca e fabricante do equipamento e também depende da quantidade de taps que o transformador possui.

A energização ou fechamento em anel da linha de 138KV possibilita caminho para o fluxo de potência e por consequência deste fechamento o transformador e a linha de transmissão assumem carga ativa como pode ser visto na figura 52. De acordo com os procedimentos específicos para recomposição desta subestação pode-se fechar o disjuntor da Linha de 138KV simultaneamente com a energização da primeira LT SE/UHE C-1.

Figura 52 - Energização LT 138KV e LT UHE C-1

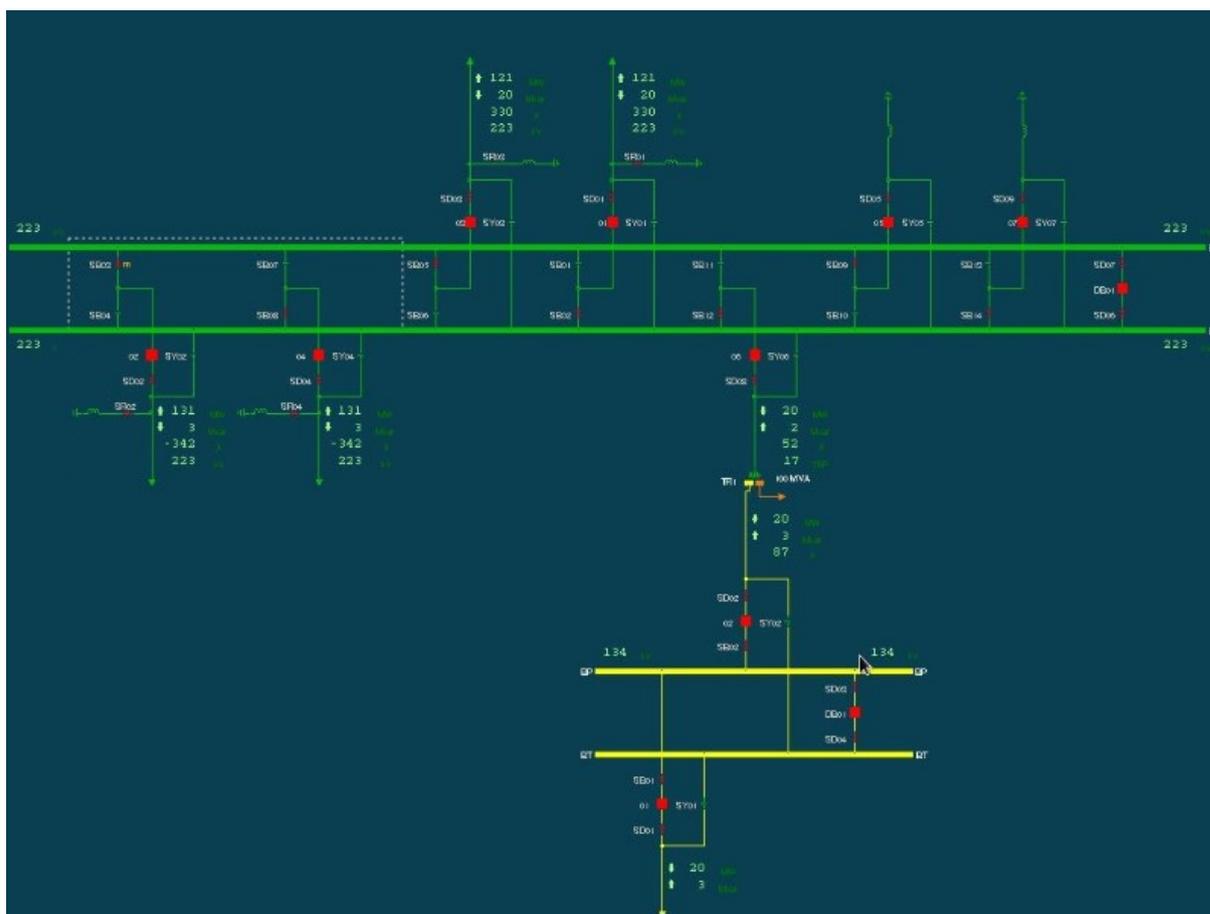


Fonte: Autor, 2019.

Como pode ser visto no momento do fechamento do disjuntor da LT de 138KV o transformador assumiu um carregamento de 21MW. Em casos de recomposições gerais de subestações e linhas de transmissão é sempre importante observar o comportamento do serviço auxiliar e como o mesmo na maioria dos casos faz a utilização do terciário do transformador nestes casos deverá efetuar a comutação automática para as fontes alternativas que pode ser muitas vezes as concessionárias de distribuição ou os próprios geradores diesel de emergência. O banco de baterias é de extrema importância nestes momentos pois é quem assumira o suprimento de todas as cargas de alimentação até que as fontes em CA normalizem e voltem a alimentar os retificadores.

Após o fluxo de potência (carga ativa) no transformador e na LT de 230KV SE/SIN que já foi energizada o operador responsável pelos equipamentos do agente pode normalizar os demais equipamentos e reestabelecer a subestação para o regime de operação normal como pode ser observado na figura 53.

Figura 53 - SE normalizada no sistema



Fonte: Autor, 2019.

Como pode ser visto os procedimentos adotados pelas equipes de tempo real do ONS e dos agentes responsáveis pela operação dos equipamentos além de complexos obedecem a sequências lógicas para o restabelecimento de forma que as grandezas elétricas e limites operacionais não ultrapassem as faixas pré-estabelecidas. Os procedimentos de rede do ONS são sem dúvida a melhor forma de equalizar o conhecimento entre as equipes do ONS e as equipes dos Agentes de operação para que em casos de colapsos nos sistemas de energia ambas as partes conheçam suas funções e atribuições para recompor o sistema de forma ordenada e coesa sem que a segurança de pessoas e equipamentos sejam violadas.

5 CONCLUSÃO

O atual modelo do setor elétrico que os agentes de operação estão submetidos faz com que os investimentos em desenvolvimento de melhorias para a operação dos sistemas sejam contínuos. A evolução do setor já fala por si, conforme foi visto em poucos anos foi possível transformar o Sistema Interligado Nacional que operava de forma insegura com diversos riscos de apagões e com a utilização dos recursos sem critérios de responsabilidade, em uma malha invejável e já sendo seguida como modelo a outros países. Hoje pode-se dizer que possuímos um sistema muito bem ramificado e a otimização dos recursos naturais é feita de forma consciente e responsável. A operação do SIN feita pelo Operador Nacional do Sistema é sublime e é executada de forma homogênea, ou seja, de forma que nenhum agente tenha favorecimentos ou vantagens em relação aos outros.

Para que a operação do sistema continue com seus altos índices de disponibilidade de linhas de transmissão e equipamentos dentro das normas e requisitos mínimos para operação do SIN, as empresas que possuem concessão de ativos de geração e transmissão estão sujeitas a penalidades de acordo com as Resoluções da ANEEL número 729 de 28 de junho de 2016 e posteriormente complementada pela resolução 782 de 19 de setembro de 2017 aonde os agentes do setor elétrico estão sujeitos a sofrer multas inestimáveis quando da indisponibilidade de seus equipamentos e o não atendimento das atividades de manutenções mínimas cadastradas no SAM (Sistema de Acompanhamento da Manutenção). Os estudos de melhoria de tempo de recomposição de equipamentos deverão estar cada vez mais em pauta por estarem diretamente ligados às possíveis punições impostas aos agentes que possuem a concessão dos ativos de energia.

Ao estudar sobre os sistemas de supervisão e controle na transmissão de energia percebe-se que é uma área muito específica com suas características e particularidades, porém, como faz parte de um processo como um todo, ela envolve outras áreas que também são de extrema relevância para o bom desempenho de todo o processo. Os ganhos operativos com sistemas supervisórios confiáveis são muitos desde a diminuição de tempos de recomposição, custos menores com mão de obra visto que as subestações não precisam ser assistidas in loco 24 horas por dia, maior agilidade na identificação de faltas com listas de alarmes e eventos monitorados em tempo real e melhor controle na qualidade da prestação do serviço devido ao monitoramento frequente das grandezas elétricas do Sistema Interligado Nacional.

Mediante a isto e com o auxílio de softwares de simulação foi possível

constatar e implementar uma lógica que evite uma sobrecarga em um transformador de energia conectado ao Sistema Interligado Nacional pertencente a rede básica quando do desligamento intempestivo de duas linhas de transmissão. Esta lógica que tem por objetivo desconectar o transformador do sistema para que o mesmo não passe a escoar a energia provinda de uma UHE e que em função disto não seja submetido a uma sobrecarga. Foi possível observar nos testes que a atuação do SEP foi correta dentro do que já se previa e que a lógica implementada no simulador funcionou perfeitamente quando ocorreu o desligamento simultâneo das duas Linhas de Transmissão.

REFERÊNCIAS

ABB. **Disjuntores c2019**. Disponível em: <<https://new.abb.com/low-voltage/pt/produtos/disjuntores>> Acesso em: 20 de outubro de 2019.

ABREU, F. **A crise do setor elétrico 1999 – 2001 – O racionamento de energia**. Rio de Janeiro, 2002.

ANEEL – Agencia Nacional de Energia Elétrica. **Resoluções Normativas**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/resolucoes-normativas>>. Acesso em 10 de agosto de 2019.

ANEEL – Agencia Nacional de Energia Elétrica. **Resolução 729, de 28 de junho de 2016**. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2014/027/resultado/ren2016729.pdf>> Acesso em 03 de novembro de 2019.

ANEEL – Agencia Nacional de Energia Elétrica. **Resolução 782 de 19 de setembro de 2017**. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2017782.pdf>>. Acesso em 03 de novembro de 2019.

BARRETO, L. H. B. **Sistemas de Proteção, Controle e Supervisão em Subestações de Energia Elétrica – Uma Visão Geral**. Rio de Janeiro, 2013.

BOLOTINHA, M. **Comando e controle de instalações elétricas**. São Paulo, 2017.

CEPEL. **SAGE c2018**. Disponível em: <http://www.cepel.br/pt_br/produtos/sage-sistema-aberto-de-gerenciamento-de-energia.htm>. Acesso em 28 de setembro de 2019.

CONNECTWI. **Cabo Coaxial c2019**. Disponível em: <<https://www.conectwi.com.br/cabo-coaxial-telecam-4mm-80-malha-bipolar-100mts.html>>. Acesso em 14 de novembro de 2019.

CONNECTWI. **Fibra Óptica c2019**. Disponível em: <<https://www.conectwi.com.br/fibra-optica/cabo-optico-drop-flat-1.html>>. Acesso em 14 de novembro de 2019.

DH GATE – **Switch de Rede c2019**. Disponível em: <<https://pt.dhgate.com/product/new-10-100mbps-network-switch-hub-8-ports/437898072.html#seo=WAP>>. Acesso em 14 de Novembro de 2019.

D3 SYSTEM – **O que é Gateway? c2019**. Disponível em: <<https://www.d3system.com.br/o-que-e-gateway/>>. Acesso em 13 de outubro de 2019.

EBC. **Portal Empresa Brasil de Comunicação, c2019.** Disponível em: <<http://www.ebc.com.br/noticias/2015/01/ons-restricoes-na-transferencia-causaram-falta-de-luz-em-tres-regioes-do-pais>>. Acesso em 20 de agosto de 2019.

ELETRONBRAS. **CEPEL c2018.** Disponível em: <http://www.cepel.br/pt_br/>. Acesso em 20 de setembro de 2019.

EXPERT AUTOMAÇÃO. **Subestação AMBEV Agudos, c2015.** Disponível em: <<http://expertautomacao.com.br/servicos/sistemas-de-protecao/cases/subestacao-ambev-agudos/>>. Acesso em 25 de agosto de 2019.

GOMES, R. **A gestão do sistema de transmissão do Brasil.** Rio de Janeiro: FGV, 2012.

KNUP . **Switch de Rede c2019.** Disponível em: <<https://novaknup.com.br/produtos/switch-5-portas-kp-e05/>>. Acesso em 14 de novembro de 2019.

LOPES, M. A. M. **A importância dos sistemas supervisórios no controle de processos industriais.** Ouro Preto, 2009.

MELLO, N. F. B. **Automação Digital de uma Subestação de Energia.** Rio de Janeiro, 2006.

MINHA CONEXÃO. **Sistema de comunicação a radio c2018.** Disponível em: <<https://www.minhaconexao.com.br/blog/saiba-como-funciona-a-conexao-da-internet-via-radio/>>. Acesso em 14 de novembro de 2019.

MOSZKOWICZ, M. Sinocon - **Sistema nacional de observabilidade e controlabilidade.** Curitiba, 2005.

MULTILASER. **Roteador de Rede c2019.** Disponível em: <<https://www.multilaser.com.br/roteador>>. Acesso em 14 de novembro de 2019.

OLIVEIRA JR., C. A. **Desenvolvimento de um protocolo de comunicação para automação de subestações móveis via satélite.** Natal, 2005.

OLIVEIRA, G, S, E. **Aplicação do Configurator de Rede para o Sistema Elétrico do Estado do Amapá.** Brasília, 2006.

ONS. **Instrução de Operação - Esquemas Especiais de Proteção, c2019.** Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/mpo>>. Acesso em 25 de outubro de 2019.

ONS. **Instrução de Operação: Operação de Instalações, c2019**. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/mpo>>. Acesso em 20 de outubro de 2019.

ONS. **Instrução de Operação – Operação em Contingência, c2019**. Disponível em <<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/mpo>>. Acesso em 31 de outubro de 2019.

ONS. **Instrução de Operação – Preparação para Manobras, c2019**. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/mpo>>. Acesso em 12 de outubro de 2019.

ONS. **Procedimentos de Rede, c2019**. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>>. Acesso em 06 de agosto de 2019.

ONS. **Procedimentos de Rede – Glossário de Termos Técnicos, c2019**. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>>. Acesso em 29 de outubro de 2019.

PEREIRA, R. M. **Automação e digitalização em uma subestação de energia elétrica: Um estudo de caso**. Ponta Grossa, 2007.

PINHEIRO, J. M. S. **Introdução as redes de supervisão e controle**. Disponível em: <https://www.projetoderedes.com.br/artigos/artigo_rede_de_supervisao_e_controle.php>. Acesso em 10 de junho de 2019.

QUEIROZ, R. J. N. **Implantação de um centro de operação em tempo real de um agente de transmissão do Sistema Interligado Nacional**. Rio de Janeiro, 2010.

SAMPAIO, A. L. P., **Consolidação de material didático para a disciplina de equipamentos elétricos – Disjuntores**. Rio de Janeiro, 2012.

SILVA, A. P. G.; SALVADOR, M. **O que são sistemas supervisórios?** Rio de Janeiro 2004.

SOUTO, A. O.; FONSECA, M. O. **Automação de subestações Industriais**. São Paulo, 2007.

TRETECH. **Manual de instruções Supervisor de paralelismo síncrono**. Atibaia, 2016.

UNIVERSO ELÉTRICO. **Disjuntores de Baixa Tensão, c2019**. Disponível em <<https://universoeletrico.wordpress.com/2016/08/13/disjuntores-a-oleo/>>. Acesso em 20 de outubro de 2019.

ANEXO A – TABELA ANSI

Nº	DENOMINAÇÃO
1	Elemento Principal
2	Função de partida/ fechamento temporizado
3	Função de verificação ou interbloqueio
4	Contator principal
5	Dispositivo de interrupção
6	Disjuntor de partida
7	Disjuntor de anodo
8	Dispositivo de desconexão da energia de controle
9	Dispositivo de reversão
10	Chave de sequência das unidades
11	Reservada para futura aplicação
12	Dispositivo de sobrevelocidade
13	Dispositivo de rotação síncrona
14	Dispositivo de subvelocidade
15	Dispositivo de ajuste ou comparação de velocidade ou frequência
16	Reservado para futura aplicação
17	Chave de derivação ou descarga
18	Dispositivo de aceleração ou desaceleração
19	Contator de transição partida-marcha
20	Válvula operada eletricamente
21	Relé de distância
22	Disjuntor equalizador
23	Dispositivo de controle de temperatura
24	Relé de sobreexcitação ou Volts por Hertz
25	Relé de verificação de Sincronismo ou Sincronização
26	Dispositivo térmico do equipamento
27	Relé de subtensão
28	Reservado para futura aplicação
29	Contator de isolamento
30	Relé anunciador
31	Dispositivo de excitação
32	Relé direcional de potência
33	Chave de posicionamento
34	Chave de sequência operada por motor
35	Dispositivo para operação das escovas ou curto-circuitar anéis coletores
36	Dispositivo de polaridade

37	Relé de subcorrente ou subpotência
38	Dispositivo de proteção de mancal
39	Reservado para futura aplicação
40	Relé de perda de excitação
41	Disjuntor ou chave de campo
42	Disjuntor/ chave de operação normal
43	Dispositivo de transferência manual
44	Relé de sequência de partida
45	Reservado para futura aplicação
46	Relé de desbalanceamento de corrente de fase
47	Relé de sequência de fase de tensão
48	Relé de sequência incompleta/ partida longa
49	Relé térmico
50	Relé de sobrecorrente instantâneo
51	Relé de sobrecorrente temporizado
52	Disjuntor de corrente alternada
53	Relé para excitatriz ou gerador CC
54	Disjuntor para corrente contínua, alta velocidade
55	Relé de fator de potência
56	Relé de aplicação de campo
57	Dispositivo de aterramento ou curto-circuito
58	Relé de falha de retificação
59	Relé de sobretensão
60	Relé de balanço de tensão/ queima de fusíveis
61	Relé de balanço de corrente
62	Relé temporizador
63	Relé de pressão de gás (Buchholz)
64	Relé de proteção de terra
65	Regulador
66	Relé de supervisão do número de partidas
67	Relé direcional de sobrecorrente
68	Relé de bloqueio por oscilação de potência
69	Dispositivo de controle permissivo
70	Reostato elétricamente operado
71	Dispositivo de detecção de nível
72	Disjuntor de corrente contínua
73	Contator de resistência de carga
74	Função de alarme
75	Mecanismo de mudança de posição

76	Relé de sobrecorrente CC
77	Transmissor de impulsos
78	Relé de medição de ângulo de fase/ proteção contra falta de sincronismo
79	Relé de religamento
80	Reservado para futura aplicação
81	Relé de sub/ sobrefrequência
82	Relé de religamento CC
83	Relé de seleção/ transferência automática
84	Mecanismo de operação
85	Relé receptor de sinal de telecomunicação
86	Relé auxiliar de bloqueio
87	Relé de proteção diferencial
88	Motor auxiliar ou motor gerador
89	Chave seccionadora
90	Dispositivo de regulação
91	Relé direcional de tensão
92	Relé direcional de tensão e potência
93	Contator de variação de campo
94	Relé de desligamento
95 à 99	Usado para aplicações específicas

