



UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ – CAMPUS DE SOBRAL
CENTRO DE CIÊNCIA E TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA
CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

WALLISON ALEXANDRE MENEZES SOUZA

ANÁLISE TÉCNICA-OPERACIONAL DA
SUBESTAÇÃO SOBRAL III

SOBRAL

2017

WALLISON ALEXANDRE MENEZES SOUZA

**ANÁLISE TÉCNICA-OPERACIONAL DA
SUBESTAÇÃO SOBRAL III**

Monografia apresentada ao Curso de Engenharia Elétrica do Departamento de Engenharia da Universidade Federal do Ceará – Campus Sobral, como requisito parcial para a obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Prof. Dr. Éber de Castro Diniz

SOBRAL

2017

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Universidade Federal do Ceará
Biblioteca Universitária
Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

- S236a Souza, Wallison.
Análise Técnica-Operacional da Subestação Sobral III / Wallison Souza. – 2017.
60 f. : il. color.
- Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Campus de Sobral,
Curso de Engenharia Elétrica, Sobral, 2017.
Orientação: Prof. Dr. Éber de Castro Diniz.
1. Subestação. I. Título.

CDD 621.3

WALLISON ALEXANDRE MENEZES SOUZA

**ANÁLISE TÉCNICA-OPERACIONAL DA
SUBESTAÇÃO SOBRAL III**

Monografia apresentada ao Curso de Engenharia Elétrica do Departamento de Engenharia da Universidade Federal do Ceará – Campus Sobral, como requisito parcial para a obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Aprovada em: ___/___/_____.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Éber de Castro Diniz
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Me. Rômulo Nunes de C. Almeida
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Eng. Eletricista Washington Luís Siqueira
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Agradeço a Deus.

Aos meus pais, Tancredo (*in memoriam*) e
Zenilma.

AGRADECIMENTOS

À Deus por renovar minha fé ao longo de toda minha longa caminhada.

Ao Prof. Dr. Éber de Castro Diniz, pela dedicação e exemplo de amizade nesta orientação.

Aos membros participantes da banca examinadora, Professor Me. Rômulo Nunes de C. Almeida e Engenheiro Eletricista Washington Luis Siqueira, pela amizade, pelo exemplo e pelas preciosas colaborações e correções.

Aos professores deste campus que tanto contribuíram para minha formação.

À minha família Delano, Paulo, Tancredo Júnior, Sormany e Munick, que me apoiaram nesta empreitada, que compreenderam a importância desta jornada para mim e que sempre confiaram em mim.

À minha eterna namorada Sabrina, por estar comigo neste momento.

Aos colegas de trabalho da Companhia Hidrelétrica do São Francisco, pelas reflexões, críticas e sugestões recebidas.

Aos meus amigos Sílvio Cláudio, Nelber Ximenes, Eudes Barrozo, Nildson Bezerra, Fernando Lima, Jozy Mourão (*in memoriam*) e tantos outros que me ajudaram a vencer esse desafio, principalmente quando faltavam forças para continuar.

Ao companheiro de curso Rafael Lima Holanda (*in memoriam*) pela amizade e inspiração para sobretudo, continuar.

"O sol pendeu foi de tarde..."
Tancredo Souza

RESUMO

O presente trabalho propõe uma análise técnica-operacional da topologia da subestação SE SBT, destacando sua relevância para o sistema elétrico da região no tocante as seguintes questões: elo de interligação de subsistemas de geração Norte e Nordeste, controle de tensão da rede, bem como escoamento de gerações eólicas do litoral norte do Ceará e oferta de energia para a região. A SE SBT é uma subestação inteiramente digitalizada, ou seja, possibilita sua operação via remota. Para supervisão, controle e operação, o SAGE é o sistema operacional escolhido. De múltipla utilização, o SAGE viabiliza elencar histórico de grandezas elétricas, manobras em equipamentos e ordenação de eventos e alarmes. Conhecido pela sua capacidade de propiciar a comunicação entre equipamentos de diferentes fabricantes, bem como de equipamentos de gerações diferentes o IEC 61850 é um dos padrões de comunicação utilizado. É uma característica fundamental para manutenção do sistema digital, assim como para comissionamentos e ampliações futuras. Neste panorama, fundamentado em coleção de estudo documental será feito detalhamento da SE SBT.

Palavras-Chave: Subestação. Linha de Transmissão. Sistema Elétrico. SAGE.

ABSTRACT

This paper proposes a technical-operational analysis of the SBT electrical substation topology, focusing on its relevance for the region electrical distribution system regarding the following issues: North and Northeast subsystem ring, grid voltage control, power transmission for eolic plants form Ceará and local available energy. SBT substation is fully digital, that means, completely remote controlled. For supervision, control and operation, SAGE is the chosen operational system. It is a multiple tool that allows to adress the historical measurements, equipments occurences, events and alarms. Well known by being capable of communicate between different suppliers and also among many generations, the IEC 61850 is the communication protocol. It is a characteristic to a digital system maintenance and commissioning and expansions. Faced with this, based on a collection of documentary study will be done detailing the SBT substation.

Keywords: Substation. Transmissionline. Electrical system. SAGE

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Trecho Mapa Elétrico Nordeste DU-CT.NNE.01_r141	23
Figura 2 – Diagrama Unifilar SE SBT – Setor 500 kV	24
Figura 3 – Diagrama Unifilar SE SBT – Setor 230 kV	25
Figura 4 – Tela SAGE 500 kV	26
Figura 5 – Tela SAGE 230 kV	27
Figura 6 – Tela SAGE Serviços Auxiliares.....	28
Figura 7 – Configuração de Barramento de Disjuntor e Meio	30
Figura 8 – Configuração de Barramento Duplo	31
Figura 9 – Arquitetura de sistema baseado no IEC 61850	33
Figura 10 – Exemplo código alfanumérico chave seccionadora 500 kV	35
Figura 11 – Esquemático Equivalente de Ligação dos Autotransformadores 05T1/05T2.....	38
Figura 12 – Paralelismo SE SBT - Sistema Supervisório Comando TAPs Autotransformadores	39
Figura 13 – Relé SPS.....	41
Figura 14 – Tela de comando de autotrafo da SE SBT	41
Figura 15 – Tela de comando de autotrafo da SE SBT	42
Figura 16 – Diagrama unifilar de serviços auxiliares da SE SBT.....	47
Figura 17 – Tela de Serviços Auxiliares no SAGE da subestação SBT.....	48
Figura 18 – Serviços Auxiliares VCC da SE SBT	50
Figura 19 – Tela de Serviços Auxiliares VCC na IHM da SE SBT	51

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Valores Aproximados Função Transmissão SE SBT	21
Tabela 2 – Codificação de equipamentos e linhas de transmissão – 1° e 2° dígitos	35
Tabela 3 – Codificação de equipamentos e linhas de transmissão – 3° e 4° dígitos	36
Tabela 4 – Codificação de equipamentos e linhas de transmissão – 5° dígito	36
Tabela 5 – Codificação de cores	37
Tabela 6 – Limites Operacionais de Tensão SE SBT.....	44

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AP	Access Point
ATR	Autotransformador
AVR	Regulador Automático de Tensão
CAG	Controle Automático de Geração
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CDC	Comutador de Derivação em Carga
CHESF	Companhia Hidrelétrica do São Francisco
CE	Ceará
CFTV	Circuito fechado de TV
CPFL	Companhia Paulista de Força e Luz
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNOS	Centro Nacional de Operação do Sistema
COL	Centro de Operação Local
COOS	Centro de informações da operação da transmissão/geração
COS	Centro de Operação do Sistema
COSR	Centro de Operação do Sistema Regional
COSR-NE	Centro de Operação do Sistema Regional - Nordeste
CRON	Centro Regional de Operações Norte
EAT	Extra Alta Tensão
ELETRONORTE	Centrais Elétricas do Norte do Brasil
ENEL	Ente nazionale per l'energia elettrica
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
E/O	Conversão de sinal de elétrico para ótico
GOOSE	Evento Genérico de Subestação Orientado ao Objeto
GPS	Sistema de Posicionamento Global
HUB	Concentrador de Dados
IEC	International Electrotechnical Commission
IED	Dispositivo Eletrônico Inteligente

IHM	Interface Homem - Máquina
IO	Instrução Operativa
KVM	Keyboard videoand mouse
LAN	Local Area Network
LRM	Chave de posição Local – Remoto - Manutenção
LT	Linha de transmissão
MO	Manual de Operação
MPCCSR	Medição, Proteção, Controle, Comando, Supervisão e Regulação
ONS	Operador Nacional do Sistema
PLC	Controlador Lógico Programável
RTM	Roteiro de Manobras
SAGE	Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia
SBT	Subestação Sobral III
SE	Subestação de Transmissão
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SIN	Sistema Interligado Nacional
SNOF	Serviço de Operação de Instalações de Fortaleza
SPS	Relé de comando e controle de paralelismo
S/N	Endereço sem número
STN	Sistema de Transmissão Nordeste
TC	Transformador de Corrente
TP	Transformador de potencial
TS	Terminal Server
UA	Unidades Autônomas
UAT	Ultra Alta Tensão
USCA	Unidade Supervisão de Corrente Alternada
WAN	Wide Area Network

LISTA DE SÍMBOLOS

Ah	Ampére-hora, unidade
bay	Equipamentos compõem entrada de linha de transmissão
km	Quilometro, unidade de distância
kV	Quilovolt, unidade de tensão elétrica
Mbps	Megabits por segundo, velocidade de transferência de dados
MVA	Megavoltampére, unidade de potência elétrica
MVA _r	Megavoltampére reativo
MW	Megawatt, unidade de potência
h	Hora, unidade de tempo
GVA	Gigavoltampére, unidade de potência elétrica
VCA	Volt corrente alternada
VCC	Volt corrente contínua

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	15
2 SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA CHESF	18
2.1 Setor Elétrico Brasileiro	18
2.2 Filosofia da Operação do Sistema e das Instalações - CHESF	19
2.3 Qualidade de Transmissão de Energia Elétrica – Parcela Variável.....	20
2.4 Ações em Contingência Operacional	21
3 ANÁLISE TÉCNICA-OPERACIONAL DA SUBESTAÇÃO SBT	23
3.1 Perspectiva Geral SE SBT	23
3.2 Arranjo da Subestação	28
3.2.1 Setor 500 kV	29
3.2.2 Setor 230 kV	30
3.3 Sistema Digital para Automação da SE SBT	31
3.3.1 Arquitetura do Sistema Digital da subestação SE SBT	32
3.3.2 Sistema Supervisório - SAGE	33
3.4 Codificação Operacional de Equipamentos de Subestações	34
3.4.1 Codificação de Cores para Equipamentos da SE SBT	37
3.5 Equipamento Principal	37
3.5.1 Autotransformadores	38
3.5.1.1 Paralelismo dos Autotransformadores	38
3.5.1.2 Configuração e Operação do Paralelismo dos Autotransformadores	40
3.5.1.3 Controle e Supervisão dos Autotransformadores	43
3.6 Manobras e Intertravamentos	43
3.7 Controle de Tensão	44
3.8 Serviços Auxiliares.....	45
3.8.1 Sistema de Corrente Alternada	46
3.8.1.1 Sistema de Corrente Alternada 440 VCA	46
3.8.1.2 Sistema de Corrente Alternada 220 VCA	49
3.8.2 Sistema de Corrente Contínua	50
4 CONCLUSÃO.....	52

5 TRABALHOS FUTUROS	53
REFERÊNCIAS	54
ANEXO A – DIAGRAMA UNIFILAR SUBESTAÇÃO SOBRAL 3	56
ANEXO B – BANCO DE BATERIAS 700A3 / 700A4 – DADOS TÉCNICOS	57
ANEXO C – BANCO DE BATERIAS 800A1 / 700A2 – DADOS TÉCNICOS	58

1. INTRODUÇÃO

No Brasil o setor de energia elétrica é regulamentado e gerido estrategicamente pelo Governo Federal. Embora existam vários agentes privados que atuam nesta área, cabe ao governo brasileiro a responsabilidade de manter a operacionalidade e disponibilidade de energia elétrica para usufruto da população e do setor industrial. A matriz energética do país é entendida como um sistema amplo e complexo de múltiplas gerações que devem atender toda extensão nacional sob as diversas sazonalidades de demandas, garantindo bem-estar à população e base sólida para o desenvolvimento de ativos para sociedade.

A matriz energética brasileira é do tipo hidro-termo-eólico de grande porte. Nos últimos anos no Brasil, com o aprimoramento da tecnologia e aproveitando o potencial natural principalmente nos litorais das regiões nordeste e sul há uma crescente ampliação dos parques eólicos. As termelétricas a base de combustível fóssil (carvão e gás natural com ciclo combinado) tiveram larga expansão logo após a crise energética brasileira ocorrida nos anos de 2001 e 2002 onde viu-se nesse tipo de fornecimento, possibilidade de instalação de grandes blocos de geração instalados próximos dos grandes centros consumidores. No entanto, em nosso país, conforme relatório de Balanço Energético Nacional de 2014 produzido pela Empresa de Pesquisa Energética (2014) vinculado ao Ministério de Minas e Energia, a geração no Brasil é predominantemente de origem hidráulica com cerca de 70% do total gerado no país.

O Sistema Elétrico de Potência contempla geração, transmissão, distribuição e consumo da energia elétrica. Em virtude das dimensões continentais do país, dos seus aspectos naturais e da tecnologia existente, a geração de energia, em sua grande maioria, ocorre longe dos centros consumidores, por isso se fez necessário desenvolver um sistema de transmissão de energia elétrica do seu ponto de geração até o seu ponto de consumo. Um sistema de transmissão de energia, assim como todos os demais elementos do sistema elétrico, precisa garantir a qualidade da energia, segurança e eficiência para um uso adequado e seguro, portanto um sistema de transmissão tem papel vital dentro do sistema elétrico.

Criado em 1998, o Operador Nacional do Sistema Elétrico, ou simplesmente ONS, é responsável pela administração da operação das instalações de geração e transmissão do Sistema Interligado Nacional (SIN), sob a fiscalização e regulação da Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL. O SIN é formado por quatro subsistemas: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e a maior parte da região Norte. A interconexão dos sistemas elétricos, por meio da malha de transmissão, propicia a transferência de energia entre subsistemas, permite

a obtenção de ganhos sinérgicos e tira proveito da diversidade entre os regimes hidrológicos das bacias. A integração dos recursos de geração e transmissão concede o atendimento da demanda com segurança e economicidade. É nesse contexto, que a Subestação Sobral III está inserida. Ela faz parte do eixo de transmissão de 500 kV da interconexão dos subsistemas Norte e Nordeste, desempenhando importante papel na transferência do fluxo de potência entre essas duas regiões (ONS, 2017a).

É essencial a percepção, para a compreensão do sistema assistido pelo ONS, saber que a *Rede Básica* é a rede oficialmente definida e regulamentada pela ANEEL, onde o ONS atua hierarquicamente através dos seus centros de operação. É composta por subestações e linhas de transmissão com nível de tensão igual ou maior que 230 kV, excluindo os pontos de conexão com distribuidoras, geradoras e consumidores industriais; a *Rede Complementar* é a rede fora dos limites da rede básica, cujos fenômenos têm influência significativa na rede básica; a *Rede de Operação* é a união da rede básica com a rede complementar e com as usinas integradas, na qual o ONS exerce a coordenação, a supervisão e o controle da operação; a *Rede de Supervisão* é a rede que deve ser monitorada pelo ONS, via sistema de supervisão, tendo como limite referencial a primeira barra além da rede de operação; e ainda temos a *Rede de Simulação* que é a rede necessária de ser representada, para que os estudos e análises de fenômenos na rede de operação apresentem resultados com o grau de precisão requerido, para definição de diretrizes e procedimentos para operação. Esse é o cenário estrutural do sistema elétrico. (CHESF, 2013a).

A operação do sistema por parte do ONS é pautada em três pilares: a *pré-operação* visa consolidar a programação eletroenergética diária com a inclusão de modificações no programa de intervenções, nas restrições operativas das instalações de geração e transmissão, na previsão de carga, nas condições previstas para a operação dos reservatórios e na programação do Controle Automático de Geração – CAG; a *operação em tempo real* tem por objetivo coordenar, supervisionar e controlar o funcionamento operacional da Rede de Operação, a operação normal do sistema de transmissão e em situações de contingência na rede e o funcionamento das instalações do SIN; e a *pós-operação* completa a cadeia da Operação do Sistema com a apuração dos dados da operação realizada, a análise das ocorrências e perturbações, assim como a divulgação dos resultados para os agentes do setor, os órgãos governamentais, normativos, fiscalizadores e para a sociedade (CHESF, 2013a).

No Nordeste brasileiro a Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (CHESF), é responsável pela transmissão da energia elétrica na região, desde sua geração até as concessionárias distribuidoras e grandes clientes de energia. Destaca-se no conjunto de

elementos constituintes do sistema de transmissão da CHESF as linhas de transmissão e as subestações, através da operação dessas linhas e subestações entre os centros de controle do ONS e da CHESF é possível gerenciar a oferta de energia elétrica de forma a garantir a continuidade do fornecimento, bem como a qualidade deste serviço.

Diante do exposto este trabalho tem como objetivo: Explicar a importância técnica e funcionamento da SUBESTAÇÃO SOBRAL III, instalada na interconexão Norte/Nordeste onde além de propiciar fluxo de energia entre duas regiões brasileiras, distribui energia elétrica para a região de Sobral e adjacências, permitindo assim desenvolvimento econômico e social para a região norte do estado do Ceará.

Este trabalho está organizado em Introdução, Sistema Elétrico de Potência, Subestação, Conclusão e Referências. Quanto aos objetivos esta pesquisa é descritiva e quanto aos meios à pesquisa é bibliográfica e documental.

No capítulo 01 é apresentada a importância da matriz energética para o país, pontuando conceitos estruturais do sistema elétrico e contextualizando neste cenário a Subestação Sobral 3.

No capítulo 02 são apresentados aspectos organizacionais do sistema elétrico de potência CHESF, bem como estrutura da operação do sistema por parte da Chesf com foco na subestação Sobral 3.

No capítulo 03 são apresentados aspectos técnicos e operacionais da subestação Sobral 3.

No capítulo 04 é apresentada a conclusão do trabalho.

No capítulo 05 são sugeridos temas para trabalhos futuros.

No capítulo 06 são apresentadas as referências utilizadas no trabalho.

2. SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA CHESF

A NBR 5460 emitida pela Associação Brasileira de Normas Técnicas (1992) define Sistema Elétrico de Potência ou SEP em dois sentidos: em um sentido amplo, é o conjunto de todas as instalações e equipamentos destinados à geração, transmissão e distribuição de energia elétrica; no sentido restrito a norma promulgada pela ABNT afirma que o SEP é um conjunto definido de linhas e subestações que asseguram a transmissão e a distribuição de energia elétrica, cujos limites são deliberados por meio de critérios apropriados, tais como, localização geográfica, concessionário, tensão, *etc.*

A Norma Regulamentadora nº 10, ou simplesmente NR-10, afirma que o SEP brasileiro é o conjunto de instalação e equipamentos necessários à geração, transmissão e distribuição e medição de energia elétrica.

2.1. Setor Elétrico Brasileiro

Conforme descrito no capítulo 1, dadas as dimensões continentais do país, o Brasil possui um sistema elétrico de potência do tipo hidro-termo-eólico de grande porte. Em meados dos anos 2000, logo após a pior crise energética do país dada fundamentalmente pela falta de políticas estratégicas envolvendo o setor elétrico, o governo brasileiro decidiu sistematizar o setor visando: garantir a segurança do suprimento de energia elétrica; promover a modicidade tarifária, bem como promover a inserção social no Sistema Elétrico Brasileiro, ou SEB, tendo em vista que o produto de energia é insumo essencial para o desenvolvimento e bem-estar de um povo.

Com o objetivo de gerir o SEB o governo federal instituiu órgãos de controle e coordenação subordinados ao Ministério de Minas e Energia (ONS, 2017a):

- a) ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico): é o órgão responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN) e pelo planejamento e despacho da operação dos sistemas isolados do país;
- b) ANEEL: (Agência Nacional de Energia Elétrica): é o órgão responsável pela fiscalização e regulação do setor elétrico;
- c) EPE (Empresa de Pesquisa Energética): é o órgão responsável pela elaboração do planejamento do setor elétrico em logo prazo;

- d) CMSE (Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico): instituição responsável pela avaliação perene da segurança do fornecimento de energia elétrica; e
- e) CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica): responsável pela operação do mercado brasileiro de energia elétrica, voltada à viabilização de um ambiente de negociação competitivo, sustentável e seguro.

No tocante à comercialização de energia, foram instituídos dois ambientes para celebrar contratos de compra e venda: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), do qual participam agentes de geração e de distribuição de energia; e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), do qual participam agentes de geração, comercializadores, importadores e exportadores de energia e consumidores livres (ONS, 2017a).

Objetivando a redução do custo de aquisição da energia elétrica e posterior repasse de melhores tarifas para os consumidores cativos, foi estabelecido o modelo de leilões para a compra de energia por parte das distribuidoras.

Não obstante as questões técnicas e comercializadoras, o novo modelo do sistema elétrico brasileiro, têm como compromisso fundamental a inserção social do povo. Promover a universalização do acesso à energia elétrica a todos os cidadãos brasileiros, e garantir subsídio para os consumidores de baixa renda, foram a base para projetos tais como “Luz no Campo” no governo de Fernando Henrique Cardoso em 2000 e seu sucessor “Luz para Todos” no governo Lula iniciado no ano de 2003.

2.2. Filosofia da Operação do Sistema e das Instalações – CHESF

A CHESF, Companhia Hidro Elétrica do São Francisco é uma empresa subsidiária do grupo Eletrobrás e tem como principal objetivo a geração e transmissão de energia elétrica na região nordeste do Brasil.

Tomando como referência Paulo Afonso – BA, e daí de acordo com a disposição geográfica das demais regionais, o sistema eletro-energético da CHESF, está dividido em seis regionais: Centro, Oeste, Norte, Leste, Sul e Sudoeste da Bahia.

A Superintendência de Operação é o órgão responsável pela operação de sistema e instalações do sistema CHESF. Cotidianamente, o relacionamento para tratamento de assuntos a nível estratégico da operação deverá ser entre o Departamento de Operação de Sistema Eletroenergético e as Divisões Regionais de Operação. Para assuntos a nível tático/operativo serão tratados entre o Departamento de Metodização da Operação do Sistema Eletroenergético, o Departamento de gestão e Controle de Qualidade da Operação e os

Serviços de Operação. No caso particular da Operação de Sistema, o relacionamento continuará sendo com os Centros Regionais de Operação do Sistema, chamados de CRO's. Já para assuntos relativos à programação e comando da operação do sistema deve ser tratado entre os CRO's e os Serviços de Operação e o corpo de operadores de instalações (CHESF, 2016e).

A coordenação, supervisão e controle do sistema são realizados pelo ONS, através do Centro Regional de Operação Nordeste, COSR-NE. O Centro Regional de Operação do Sistema, COOS, foi estruturado para funcionar como um Centro de Informações da Operação da Transmissão e Geração, tratando as informações, sendo um elo entre o COSR-NE, CRO's, Departamento e Superintendência.

O Centro Regional de Operações Norte ou CRON, é um órgão localizado no município de Fortaleza, no Estado do Ceará, tendo como função o controle e o comando relativo às subestações de sua respectiva área de atuação. Destacam-se entre suas principais atividades: o controle das tensões do sistema; o monitoramento do carregamento de equipamentos; as programações de manobras; o controle de corte de carga e a coordenação de recomposição do sistema elétrico (CHESF, 2016e).

A SE-SBT, Subestação Sobral III está vinculada ao órgão executivo da operação Norte, SNOF onde a equipe de operadores tem como função a execução da operação. As atividades estão distribuídas nas seguintes fases: a) Pré-Operação – consiste no planejamento e na elaboração/atualização de Instruções e RTM dos serviços auxiliares; b) Operação em Tempo Real – consiste na execução da operação da instalação em tempo real, destacando-se: atendimento a ocorrências e atendimento as solicitações de intervenções/manutenções; e c) Pós-Operação – consiste na elaboração de análise, avaliação e montagem de estatísticas da operação realizada e dos resultados obtidos (CHESF, 2014).

2.3. Qualidade de Transmissão de Energia Elétrica - Parcela Variável

Em face às alterações ocorridas no Setor Elétrico durante a década de 2000, tornou-se cada vez mais rigorosa a definição de padrões de qualidade na busca da melhoria na prestação do fornecimento de energia elétrica. (SILVA, 2010)

Para atender estas determinações, atualmente temos em vigência a Resolução Normativa 279/2016, criada pela ANEEL, que estabelece padrões de qualidade do serviço público de transmissão de energia elétrica baseada na disponibilidade e na capacidade plena dos equipamentos de transmissão do sistema elétrico.

Daí surge o conceito Parcela Variável, ou simplesmente PV, que consiste em um desconto financeiro sobre a receita recebida pela empresa transmissora por um determinado equipamento, quando este se encontrar fora de operação, seja por manutenção, perturbação ou falha no sistema.

A Receita Anual Permitida ou RAP é o valor creditado aos agentes em detrimento da disponibilidade de seus equipamentos ou conjunto de equipamentos, denominado função transmissão. Como exemplo, a tabela 1 apresenta valores aproximados em R\$ do custo sobre algumas funções transmissões da SE SBT sob eventos programados e não programados.

Tabela 1 – Valores Aproximados Função Transmissão SE SBT

Função de Transmissão	RAP do Ciclo 2017/21018	Pagamento Base	DESLIG AUT (R\$/HORA)	DESLIG URG (R\$/HORA)	DESLIG PROGRA (R\$/HORA)
FT LT 500 kV SOBRAL III /PECEM II	R\$ 36.000.000,00	R\$ 3.000.000,00	R\$ 630.000,00	R\$ 210.000,00	R\$ 42.000,00
FT TR 500/230 kV SOBRAL III	R\$ 5.500.000,00	R\$ 460.000,00	R\$ 96.000,00	R\$ 32.000,00	R\$ 6.500,00
FT LT 230 kV SOBRAL III /ACARAU II	R\$ 3.300.000,00	R\$ 270.000,00	R\$ 57.000,00	R\$ 19.000,00	R\$ 3.800,00

Fonte: CHESF (2017)

Por outro lado, laureando os agentes que obtiverem excelência de desempenho de suas funções transmissão é acrescida a sua RAP, um valor adicional. Os recursos do valor adicional a RAP são exclusivos da arrecadação com pagamentos de PV's (SILVA, 2010).

2.4. Ações em Contingência Operacional

Como já descrito sobre a exigência da sociedade brasileira pôr o máximo de disponibilidade dos elementos que compõem a Rede Básica, tanto no tocante a questões de proporcionar desenvolvimento para o país, assim como sobre a questão dos descontos sobre a receita a ser recebida pelas transmissoras em detrimento de Parcela Variável é vital a ação assertiva das equipes de operação sobre atuação em condições de Contingência Operacional.

Contingência Operacional é o estado indesejável, caracterizado pelo desligamento geral ou parcial das Instalações, limitações elétricas de linhas de transmissão e demais equipamentos principais, implicando na necessidade de providências imediatas no sentido de restituir a disponibilização dos ativos de transmissão e restaurar o fornecimento de energia elétrica nos consumidores afetados (CHESF, 2007).

Ações a serem realizadas durante Contingência Operacional:

- a) anotar hora da ocorrência;
- b) identificar o(s) equipamento(s) afetado(s) e se o desligamento é parcial ou geral;
- c) verificar impedimentos, violações ou alterações nos limites operativos da instalação;
- d) identificar as partes que sofreram desligamentos e que não tenham impedimentos ativos para sua disponibilização e pronta normalização; e
- e) acionar equipe de manutenção para resolução e normalização do sistema para as demais partes que sofreram desligamento com impedimento.

Em detrimento de manter o sistema estável e evitar apagões ou mesmo mitigar suas durações é imprescindível o trabalho metódico de todos do setor. Ciclicamente as equipes de operação passam por processo de treinamentos, simulados de ocorrências e prova de Certificação com ONS.

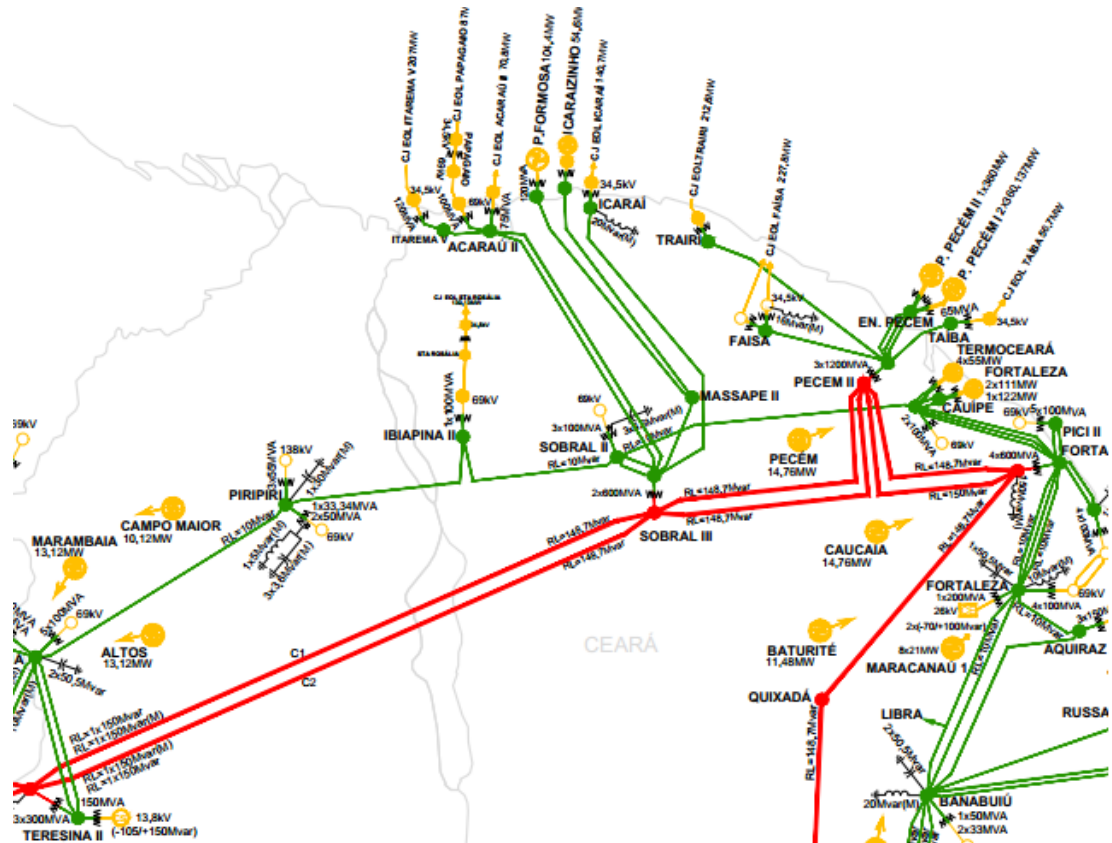
3. ANÁLISE TÉCNICA-OPERACIONAL DA SUBESTAÇÃO SOBRAL III

Este tópico trata da topologia da subestação Sobral III, que é o objeto deste trabalho, a seguir serão apresentados os pormenores técnicos categorizados por subsistemas.

3.1. Perspectiva Geral SE SBT

A Subestação Sobral III ou simplesmente SE SBT é uma subestação com nível de tensão em 500/230 kV concebida com objetivo de proporcionar via de interligação dos sistemas CHESF e ELETRONORTE, possibilitando intercâmbio de energia entre os subsistemas Nordeste e Norte e também como elo 500/230 kV com a Subestação Sobral II, bem como ponto de conexão para escoar a energia gerada pelas usinas eólicas instaladas no litoral norte do estado cearense. Localizada na cidade de Sobral, no Ceará, logradouro Rodovia CE 161 – Estrada para Santana do Acaraú S/N km 5, Sítio Madeira. Iniciou sua operação no ano 2000 (CHESF, 2013c). Abaixo, segue figura 1 contendo trecho do mapa elétrico Nordeste representando ao centro a SE SBT e suas respectivas linhas de transmissão.

Figura 1 – Trecho Mapa Elétrico Nordeste

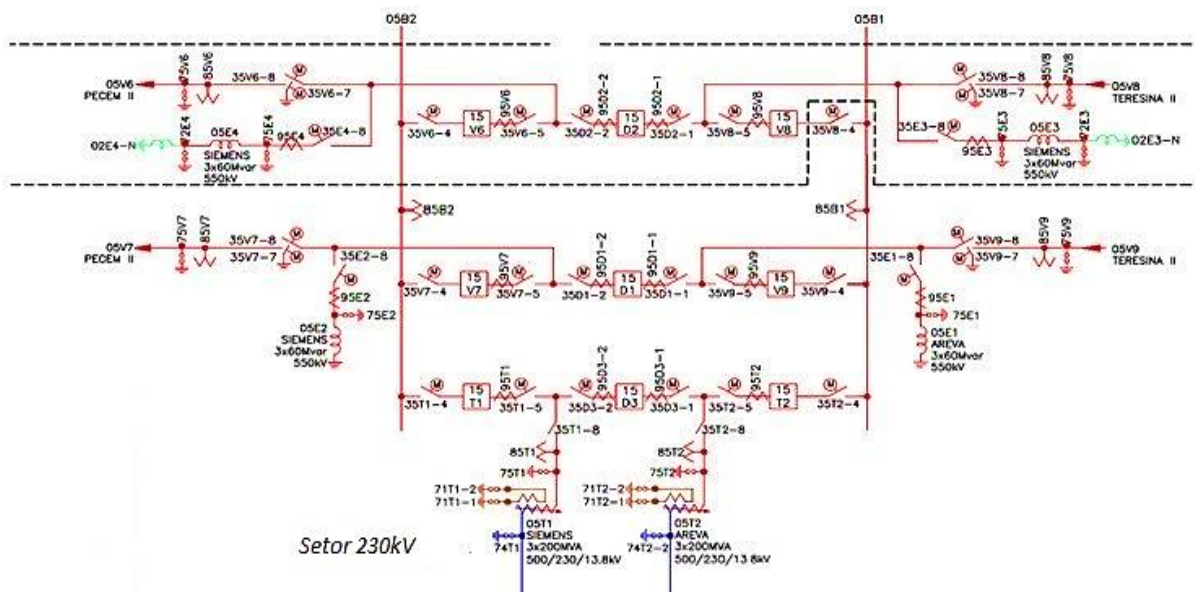


Fonte: (CHESF, 2017c)

Basicamente, a topologia da SE SBT é constituída pelos seguintes elementos:

- sete autotransformadores monofásicos de 200 MVA, agrupados de modo a formar dois bancos trifásicos de 600 MVA, totalizando uma potência instalada de 1,2 GVA e o sétimo autotransformador em função de reserva;
- quatorze reatores de linha não manobráveis monofásicos de 60 MVAR, formando quatro bancos trifásicos de 180 MVAR em agrupamento de três reatores associados às quatro entradas de LTs de 500 kV, sendo os dois reatores de linha restante atuando como reserva;
- setor de 500 kV configuração de disjuntor e meio para o barramento;
- quatro linhas de transmissão de 500 kV. Abaixo, segue figura 2 com unifilar do setor de 500 kV;

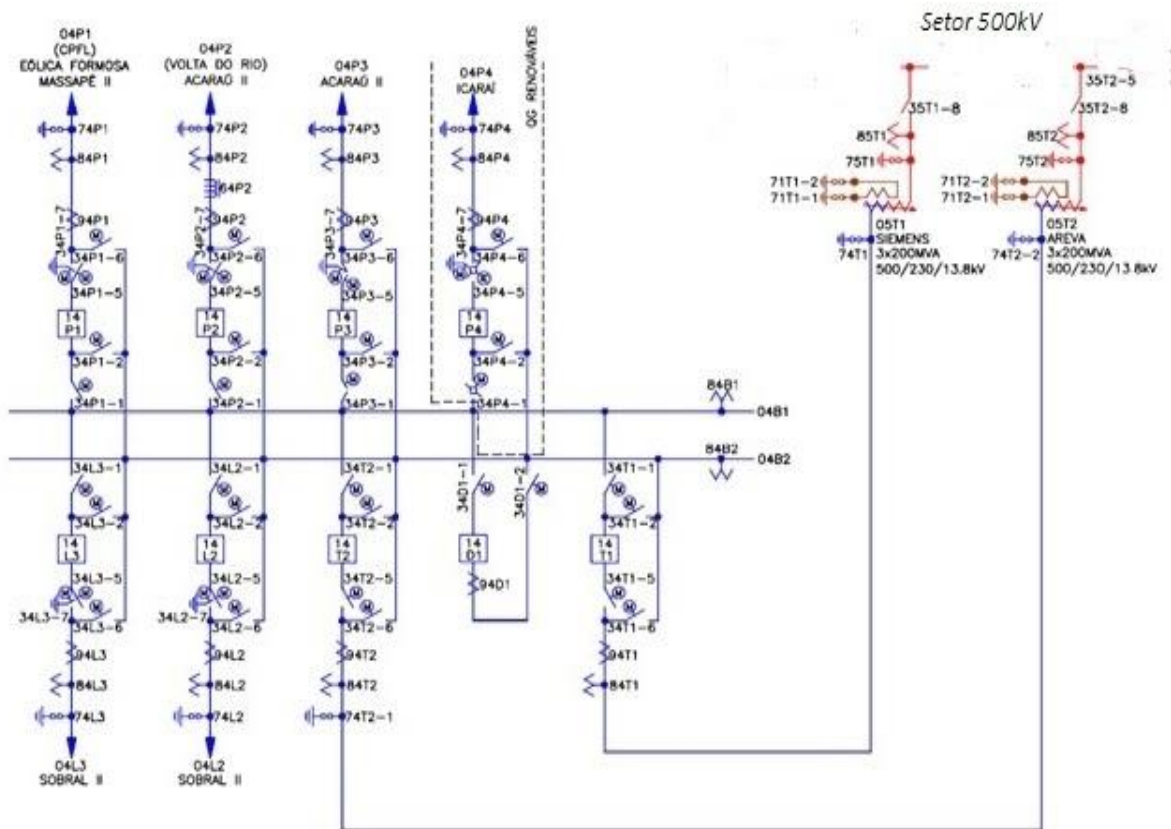
Figura 2 – Diagrama Unifilar SE SBT – Setor 500kV



Fonte: CHESF (2013c).

- setor de 230 kV configuração de barramento duplo com disjuntor de transferência normalmente aberto; e
- seis linhas de transmissão de 230 kV. Abaixo, segue figura 3 com unifilar do setor de 230 kV;

Figura 3 – Diagrama Unifilar SE SBT – Setor 230kV



Fonte: CHESF (2013c).

Conforme normatização CHESF (2013c) a operação dos equipamentos da SE SBT é realizada integralmente pela equipe técnica da CHESF, no entanto o modelo de mercado livre de energia brasileiro permite a participação de demais empresas na operacionalização do sistema de transmissão nacional, deste modo foi concedida a construção bem como manutenção de determinadas LTs por empresas parceiras conforme abaixo. Maiores detalhes podem ser vistos no diagrama unifilar completo da SE SBT, conforme anexo A.

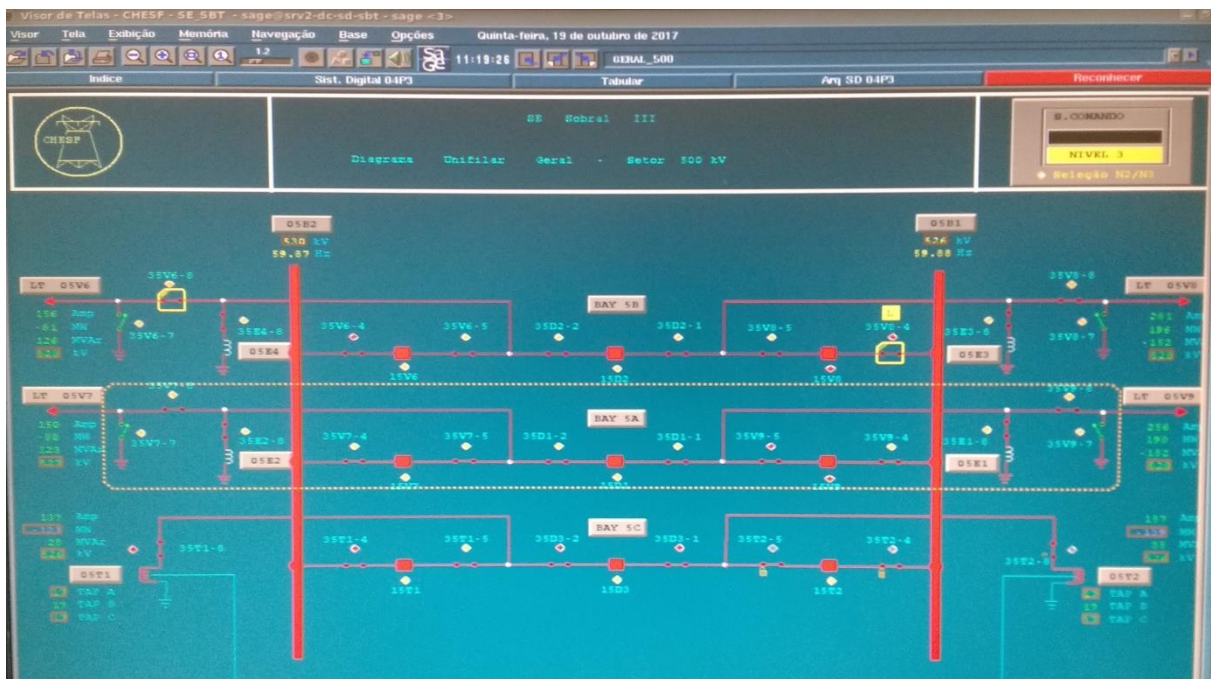
- a) LT 05V6 - trecho entre SE SBT e SE PED – parceria com STN;
- b) LT 05V7 - trecho entre SE SBT e SE PED – parceria com CHESF;
- c) LT 05V8 - trecho entre SE SBT e SE TSD – parceria com STN;
- d) LT 05V9 - trecho entre SE SBT e SE TSD – parceria com CHESF;
- e) LT 04P1 - trecho entre SE SBT e Eólica Formosa Massapê II – parceria com CPFL;
- f) LT 04P2 - trecho entre SE SBT e SE AUD – parceria com CHESF;
- g) LT 04P3 - trecho entre SE SBT e SE AUD – parceria com CHESF;

- h) LT 04P4 - trecho entre SE SBT e Icaraí de Amontada – parceria com QG Renováveis;
- i) LT 04L2 - trecho entre SE SBT e SE SBD – parceria com CHESF; e
- j) LT 04L3 - trecho entre SE SBT e SE SBD – parceria com CHESF.

Importante destacar que a SE SBT é considerada uma subestação digitalizada, ou seja, todos seus protocolos de supervisão, controle, comando e proteção são informatizados. O Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia, ou simplesmente SAGE, é o sistema operacional utilizado para realizar a supervisão, controle e comando de todos os seus equipamentos. De fácil utilização, o SAGE proporciona um ambiente dedutível para operação tanto em condições normais como exemplo realização de manobras e supervisão de grandezas elétricas, como também em condições de contingência, verificação de alarmes de proteção diante de faltas oriundas de perturbações no sistema.

A seguir é apresentada na Figura 4 a tela de controle e supervisão SAGE para o setor de 500 kV.

Figura 4 – Tela SAGE 500 kV



Fonte: Próprio (2017)

A seguir é apresentada na Figura 5 a tela de controle e supervisão SAGE para o setor de 230 kV.

Figura 5 – Tela SAGE 230 kV

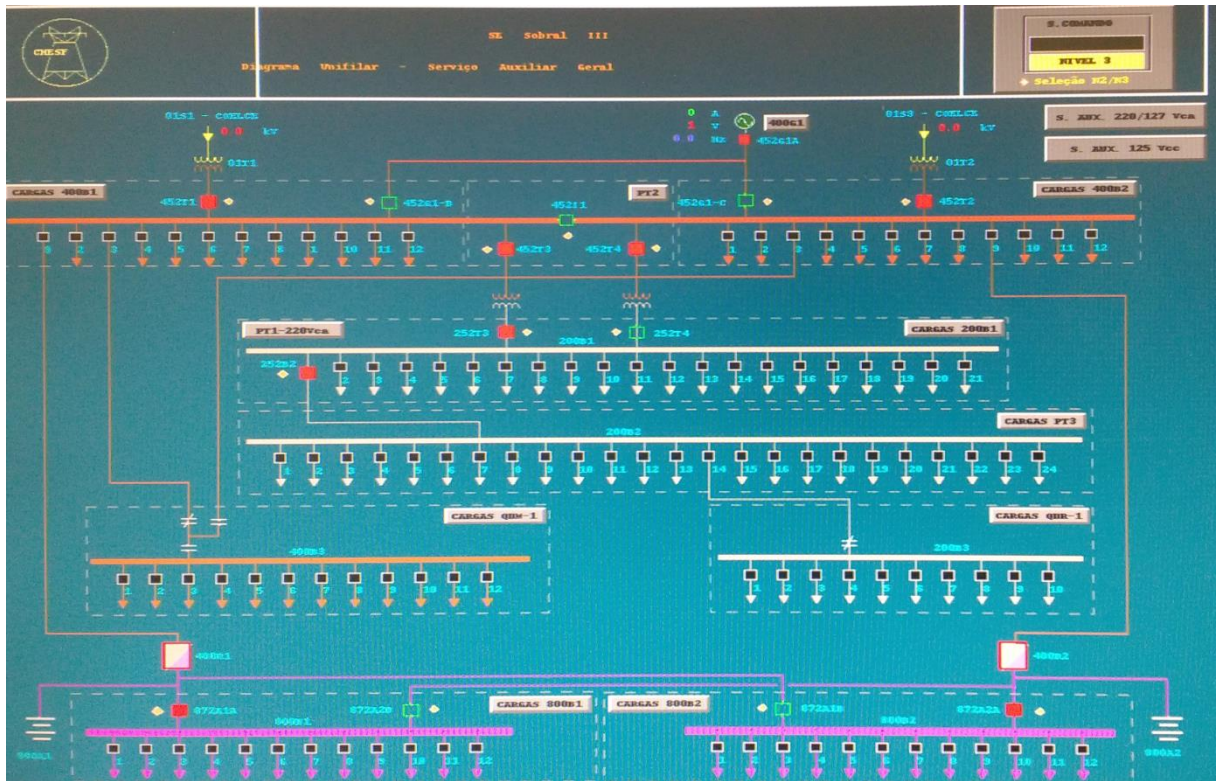


Fonte: Próprio (2017)

A gestão operacional da subestação SBT também contempla os denominados serviços auxiliares que são definidos como o conjunto de fontes de alimentação em corrente alternada e corrente contínua em uma subestação. São constituídos de chaves seccionadoras, chaves fusíveis, cubículos de disjuntores, disjuntores, transformadores reguladores, transformadores de serviço, barramentos, grupo diesel, retificadores, acumuladores e as cargas, denominadas de cargas essenciais e cargas não essenciais. (CHESF, 2013e).

A figura 6 apresenta a tela SAGE do supervisor referente aos serviços auxiliares da SE SBT:

Figura 6 – Tela SAGE Serviços Auxiliares



Fonte: Próprio (2017)

A finalidade dos serviços auxiliares é (CHESF, 2013e):

A finalidade dos Serviços Auxiliares é suprir as cargas essenciais e não essenciais dos sistemas de corrente alternada e corrente contínua das Instalações, tais como: bombas, motores, compressores, retificadores, cabanas de relés, painéis de comando, circuitos de iluminação e tomadas, centrais de ar condicionado, comutadores de tap, etc, sendo de fundamental importância que os Serviços Auxiliares sejam bastante confiáveis por serem vitais para a segurança operacional da Instalação.

Na sequência do trabalho será abordado com maiores detalhes o sistema de serviços auxiliares da SE SBT.

3.2. Arranjo da Subestação

O arranjo da subestação é determinado pelo tipo de barramento escolhido. Para o caso da SE SBT temos dois arranjos distintos. Um arranjo para o setor de 500 kV e outro arranjo para o setor de 230 kV.

3.2.1. Setor 500 kV

Para o setor de 500 kV é utilizado o arranjo de Disjuntor e Meio. Esta configuração consiste de duas barras paralelas e entre as barras estão conectados três disjuntores para cada *bay* de 500kV da subestação, conforme exemplo da Figura 4. Utilizando-se para cada duas saídas de linha, um grupo com três disjuntores, daí a origem do seu nome (3 disjuntores para 2 saídas de linha = 1 e ½). Os disjuntores são isolados por 2 seccionadoras de tal forma que para cada saída de linha haverá duas seccionadoras (CHESF, 2010). De acordo com Colussi (2002) este arranjo é o mais utilizado no Brasil para sistemas de 500 kV (EAT) e 765KV (UAT), além de mais econômico e possui boa confiabilidade.

Pode-se haver manutenção a qualquer disjuntor ou barramento sem suspender o serviço e sem alterar o fluxo de energia. Além disso, uma falha em um barramento não interrompe o serviço a nenhum circuito, apresentando assim um alto índice de confiabilidade e de segurança (CHESF, 2013c).

De acordo com CHESF (2013c) as principais vantagens deste arranjo são:

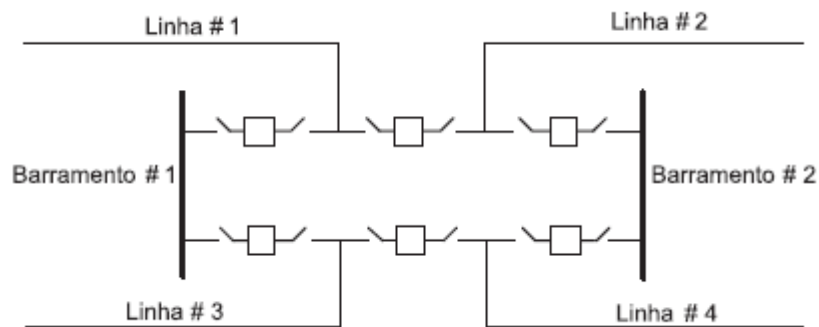
- a) maior flexibilidade de manobra;
- b) qualquer uma das barras poderá ser retirada de serviço a qualquer tempo para manutenção;
- c) falha em um dos barramentos não retira circuitos de serviço; e
- d) sem interrupção dos fluxos de energia, mesmo falta em uma barra e desligamento dos respectivos disjuntores.

Em contrapartida as desvantagens elencadas para este arranjo são:

- a) um e meio disjuntor por circuito;
- b) chaveamento e religamento automático envolvem demasiado número de operações;
- c) os disjuntores devem ser dimensionados para o dobro da corrente; e
- d) o arranjo opera com todos os disjuntores ligados.

A figura 7 a seguir, mostra um diagrama unifilar típico da configuração de Disjuntor e meio discutida anteriormente.

Figura 7 – Configuração de Barramento de Disjuntor e Meio



Fonte: CHESF (2010).

3.2.2. Setor 230 kV

No intuito de aumentar a flexibilidade e a confiabilidade nos arranjos elétricos da subestação, foi desenvolvido o arranjo de barra dupla; trata-se de uma configuração com duas barras, podendo cada *bay* está conectado a qualquer uma das barras. São utilizadas seccionadoras para selecionar a qual barra os disjuntores serão conectados e uma seccionadora na saída do *bay*. Para conectar as barras é utilizado o *bay* de acoplamento de barra ou transferência de linha, constituído por disjuntor e duas seccionadoras, operando sempre com o disjuntor fechado (CHESF, 2010).

No caso específico da SE SBT, a configuração adotada são todas as LTs conectadas ao barramento 04B1 e o *bay* de transferência com disjuntor 14D1 aberto e suas seccionadoras fechadas. Em virtude de necessidade de manutenção em um dos *bays* ou mesmo em caso de falha de um dos disjuntores de linha, esta configuração possibilita a transferência do circuito do disjuntor com falha via 14D1 sem interrupção ou mesmo limitação do fluxo de energia (CHESF, 2013c).

Segundo CHESF (2013c) os principais benefícios do arranjo em barra dupla são:

- a) flexibilidade de manobras com ambas as barras em operação;
- b) qualquer uma das barras poderá ser isolada para manutenção; e
- c) facilidade de transferência dos circuitos de uma barra para outra com o uso de um único disjuntor de transferência e manobras com chaves.

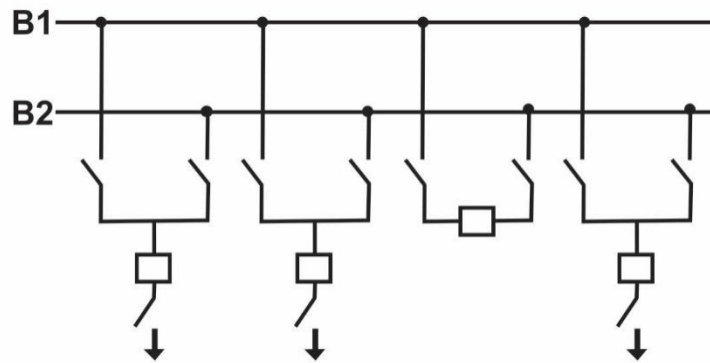
E suas principais desvantagens são:

- a) requer um disjuntor extra de transferência para conexão com a outra barra;

- b) alta exposição a falhas no barramento; e
- c) falha no disjuntor de transferência pode colocar a subestação fora de serviço.

A figura 8 abaixo mostra a arquitetura básica de um arranjo de barra dupla:

Figura 8 – Configuração de Barramento Duplo



Fonte: CHESF (2010).

3.3. Sistema Digital para Automação da SE SBT

Conforme CHESF (2013b), o Sistema Digital de Controle, Proteção, Teleproteção, Medição e Supervisão da Subestação Sobral III é dividido em quatro níveis de atuação:

- a) Nível 0 - Também chamado “localíssimo”, representa o nível de comando e controle junto aos equipamentos de pátio onde eles estão instalados;
- b) Nível 1 - Conhecido também como nível local, compreende as Unidades Autônomas (UA) compostas pelos diversos relés digitais. Este nível está localizado na casa de relés e sala de Serviços Auxiliares da subestação;
- c) Nível 2 - Chamado de IHM Central, é composto pelo sistema computacional instalado na sala de comando central da subestação; e
- d) Nível 3 - Composto pelo Centro Regional de Operação de Fortaleza e/ou outros Centros Regionais de Operação na CHESF.

Em detrimento da segurança da Operação o nível mais baixo, ou seja, o mais próximo do equipamento a ser manobrado, prevalece em relação aos níveis mais altos. Isso quer dizer que quando, por exemplo, um equipamento a ser manobrado está selecionado em

Nível 0 – localíssimo, as manobras deste equipamento ficam bloqueadas para os demais níveis 1, 2 e 3.

A arquitetura de automatização da SE SBT é considerada digitalizada devido à integração dos Dispositivos Eletrônicos Inteligentes – IEDs presentes na instalação via rede LAN. Estes dispositivos são unidades microprocessadas multifuncionais para proteção, controle, medição e supervisão, utilizando o padrão de comunicação IEC 60870-5-104 (suporta TCP/IP) para os equipamentos mais antigos da SE SBT e para os equipamentos mais novos, 05T2 e 04P3 destaca-se a utilização do padrão de comunicação IEC 61850 que permite a troca de mensagens GOOSE (Evento Genérico de Subestação Orientado a Objeto) no nível horizontal entre os diversos IED's instalados (CHESF, 2016d).

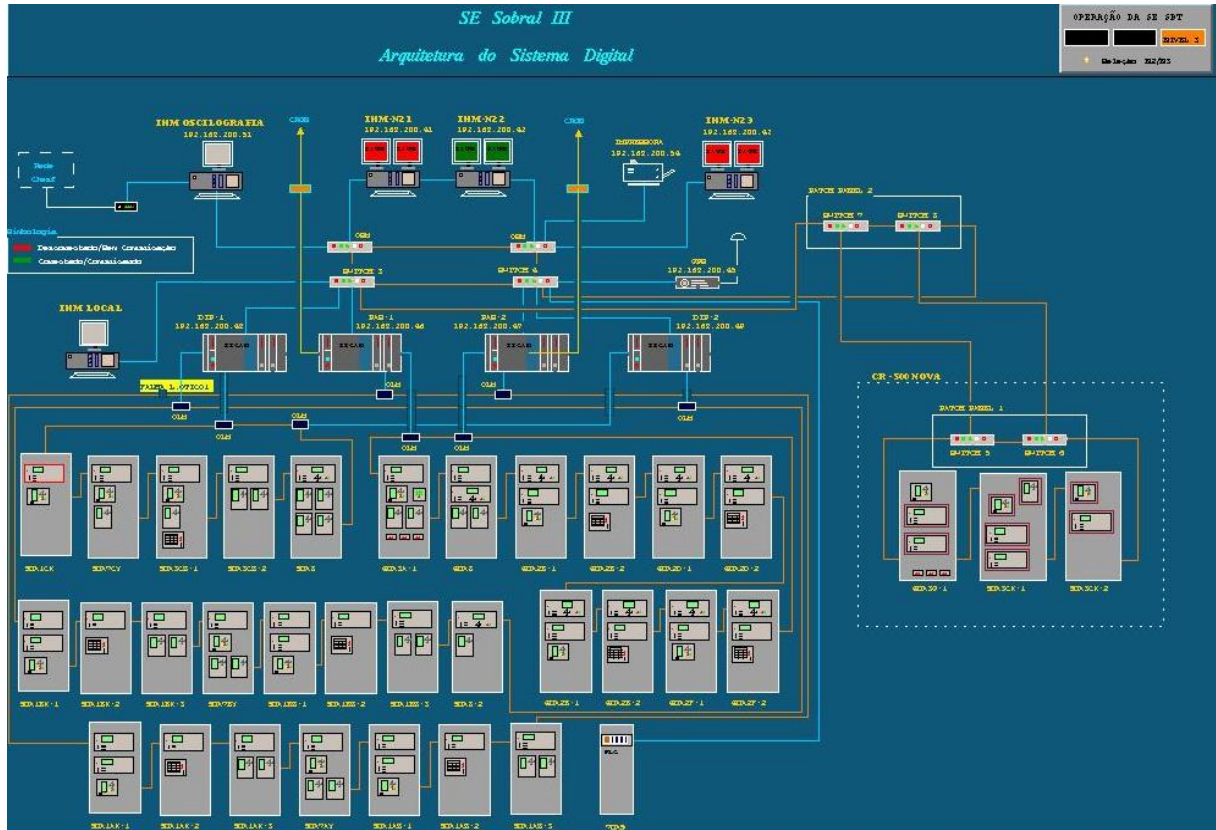
O sistema de automação é composto de duas redes isoladas configuradas em anel, constituída por *switches* na qual irão trafegar as mensagens codificadas em GOOSE. A necessidade da confiabilidade destes dados justifica a comunicação do tipo GOOSE que transmite mensagens de alta prioridade pelo lançamento repetido destes dados na rede para garantir que o receptor encontre estas mensagens. Essa característica do GOOSE pode gerar tráfego excessivo na rede provocando congestionamentos, a mensagem GOOSE é repetida seguidamente na segunda rede de dados, apenas no caso da segunda rede for perdida, as mensagens GOOSE serão anunciadas na primeira rede, isso permite que a rede número 1 se mantenha mais segura. Essa segurança é necessária devido ao GPS está conectado somente nesta rede (CHESF, 2016d).

3.3.1. Arquitetura do Sistema Digital da subestação SE SBT

A comunicação entre os IED's e o SAGE na SE SBT utiliza o padrão IEC 61850. Este padrão de comunicação foi desenvolvido principalmente para automação de usinas e subestações objetivando viabilizar a comunicação entre equipamentos de fabricantes distintos ou ainda entre equipamentos de diferentes gerações sem que haja a necessidade da utilização de equipamentos conversores tais como os *gateways* ou até mesmo da imposição do uso de equipamentos de um mesmo fabricante (CHESF, 2016d).

A figura 9 apresenta uma arquitetura típica de um sistema digital utilizando o protocolo IEC 61850:

Figura 9 – Arquitetura de sistema baseado no IEC 61850



Fonte: Próprio (2017)

3.3.2. Sistema Supervisório – SAGE

Os sistemas digitais dos ativos operacionais da CHESF são compostos de recursos computacionais, de rede e de telecomunicações para a Medição, Proteção, Controle, Comando, Supervisão e Regulação (MPCCSR).

As proteções e unidades de controle dispõem de processadores lógicos, aritméticos, de memórias e de sistemas de comunicação funcionando de forma similar a computadores, os já conhecidos IEDs (dispositivos eletrônicos inteligentes). Os ajustes dos IEDs são realizados pela digitação de dados e pela escolha de parâmetros em planilhas (*dataset*) de ajustes em *softwares* fornecidos pelos fabricantes. Desta feita, já não é mais apropriado a expressão “calibrar um relé” quando se trata de proteções digitais, é melhor dizer “parametrizar IED” (CHESF, 2013b).

Além dos IEDs para proteção e controle, há diversos aplicativos computacionais que recebem as informações destes dispositivos e interagem com o usuário formando um único sistema computacional integrado (CHESF, 2013b).

Diante do exposto, o Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia, ou simplesmente SAGE, é o sistema computacional escolhida para operação do sistema energético. Entre suas vantagens, destaca-se: tratar de um sistema cujas soluções estão dentro do aparato tecnológico da Eletrobrás e por conta da capacitação técnica desta ferramenta auferida às equipes de manutenção da própria CHESF. Além disso, os sistemas proprietários, que não são abertos, se tornam, ao longo do tempo, onerosos e de difícil manutenção (CHESF, 2013b).

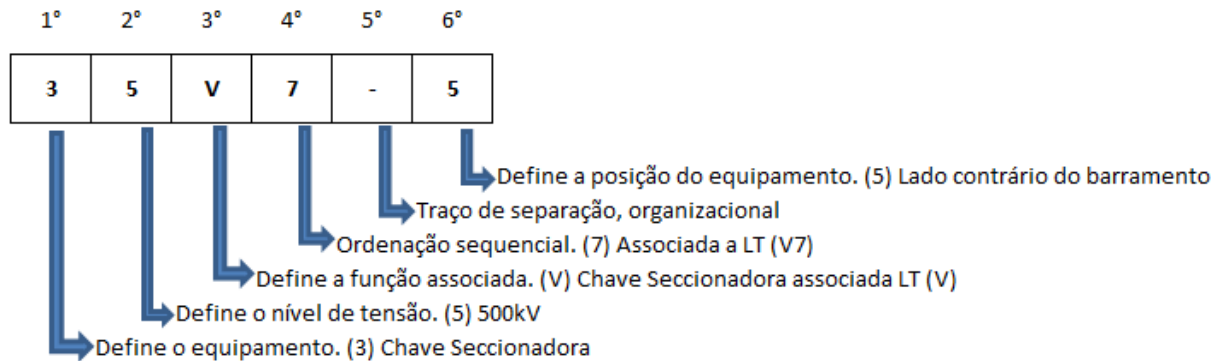
3.4. Codificação Operacional de Equipamentos de Subestações

Com o objetivo de definir padrões para codificação operacional e identificação das instalações, equipamentos e linhas de transmissão e a representação de equipamentos em diagramas unifilares, bem como informar a nomenclatura abreviada dos equipamentos do sistema elétrico foi desenvolvido padrão a conhecer.

Os equipamentos devem ser identificados por um código alfanumérico de 4 (quatro) a 6 (seis) dígitos, que deve ser colocado no equipamento ou na sua estrutura de fixação, através de uma plaqueta ou pintura no próprio corpo, com dimensões 10 x 20 cm ou 10 x 35 cm (a depender do tamanho do código) com fundo amarelo e caracteres preto. As linhas de transmissão e os barramentos devem ser identificados por um código alfanumérico de 4 (quatro) a 6 (seis) dígitos, através de uma plaqueta, dimensões 40 cm x 30 cm com fundo amarelo e caracteres preto e fixada em pedestais de perfis de alumínio quadrado de 19 mm, com tamanho de 2,0 m que deverão ser fixados a uma altura de 1,60 m em relação ao solo e 0,40 m enterrado no solo e colocado embaixo dos cabos e perto da estrutura ou do pórtico ou do muro (a depender do local) (CHESF, 2015).

A codificação operacional dos equipamentos e linhas de transmissão é feita de acordo com exemplo da figura 10 abaixo:

Figura 10 – Exemplo código alfanumérico chave seccionadora 500 kV



Fonte: Próprio (2017)

O primeiro dígito define o tipo de equipamento e o segundo dígito define a tensão de operação do equipamento conforme mostra a Tabela 2 abaixo. Quando se tratar de transformadores elevadores conectados a unidades geradoras, usa-se o código definido para a tensão de geração; para os demais transformadores adota-se o código do maior nível de tensão.

Tabela 2 – Codificação de equipamentos e linhas de transmissão – 1° e 2° dígitos

CÓDIGO	1° DÍGITO: EQUIPAMENTO	2° DÍGITO: NÍVEL DE TENSÃO
0	Gerador, Transformador, Linha de Transmissão, Regulador Série, Compensador Estático, Compensador Síncrono, Banco Capacitor, Reator e Barramento	-
1	Disjuntor	10 a 25 kV
2	Religador	51 a 75 kV
3	Chave Seccionadora/Chave de aterramento rápido	76 a 150 kV
4	Chave fusível	151 a 250 kV
5	Chave de abertura em carga	251 a 550 kV
6	Bobina de Bloqueio	1 a 9,9 kV
7	Pára-raios	-
8	Transformador de potencial	-
9	Transformador de corrente	26 a 50 kV

Fonte: Elaborado pelo autor

O terceiro e quarto dígitos informam a função e a sequência do equipamento ou linha, excetuando-se pára-raios e transformadores de potencial que devem ter esses caracteres definidos em função dos equipamentos principais a eles associados. Quando se tratar de barramentos principal e auxiliar, o quarto dígito complementa a informação da sua função. Equipamentos que estejam nas instalações como reserva, adotam a letra R no quarto dígito.

A tabela 3 a seguir apresenta os valores do terceiro e quarto dígito na codificação padrão:

Tabela 3 – Codificação de equipamentos e linhas de transmissão – 3° e 4° dígitos

FUNÇÃO DO EQUIPAMENTO	3° DÍGITO: CÓDIGO ALFABÉTICO	4° DÍGITO: SEQUÊNCIA DO EQUIPAMENTO
Gerador	G	1 a 9 ou R
Transformador de aterramento	A	1 a 9 ou R
Barramento principal	B	P
Barramento auxiliar	B	A
Barramento (outros)	B	1 a 9 ou R
Disjuntor de transferência/meio	D	1 a 9 ou R
Disjuntor comum a dois transformadores	W	1 a 9 ou R
Reator	E	1 a 9 ou R
Banco de capacitor	H	1 a 9 ou R
Compensador síncrono	K	1 a 9 ou R

Fonte: Elaborado pelo autor

O quinto dígito é separado dos demais por um traço. O quinto dígito identifica a posição do equipamento, caso exista mais de um equipamento reserva com a mesma função na mesma instalação, adotar o número sequencial para o quinto dígito.

A tabela 4 apresenta os valores assumidos para o quinto dígito:

Tabela 4 – Codificação de equipamentos e linhas de transmissão – 5° dígito

FUNÇÃO DO EQUIPAMENTO	5° DÍGITO: IDENTIFICAÇÃO DA POSIÇÃO
Barramento seccionável, Transformador de potencial, Transformador de corrente, Para-raios e Seccionadora de disjuntor de Transferência	1,2,3,4
Seccionadora de barramento	1,2,3
Seccionadora de disjuntor, lado do barramento	4
Seccionadora de disjuntor, lado contrário do barramento	5
Seccionadora de "by pass"	6
Seccionadora de aterramento	7
Seccionadora de gerador	1,2
Seccionadora com outras funções	8,9

Fonte: Elaborado pelo autor

3.4.1. Codificação de Cores para Equipamentos da SE SBT

As cores utilizadas são para visualizar os equipamentos de acordo com os níveis de tensão nos diagramas unifilares, devendo ser representadas de acordo com CHESF (2011) da seguinte forma representada na Tabela 5:

Tabela 5 – Codificação de cores

NÍVEL DE TENSÃO	DIAGRAMA EMITIDO PELA CHESF	DEMAIS DIAGRAMAS
500 kV	Vermelho	Vermelho
230 kV	Azul	Azul
138 kV	Preto	Preto
69 kV	Verde	Verde
13,8 kV	Marrom	Amarelo
Abaixo de 13,8 kV	Laranja	-
440 V	Laranja	Marrom
380 V	Laranja	Cinza
220 Vca	Laranja	Creme
125 a 250 Vcc	Laranja	Rosa

Fonte: Elaborado pelo autor

3.5. Equipamento Principal

A Subestação Sobral III conta com a potência instalada de 1,2 GVA oriundas de 02 conjuntos trifásicos de autotransformadores monofásicos 120 / 160 / 200 MVA – $550/\sqrt{3}$ – $230/\sqrt{3}$ – 13,8 kV. O autotransformador 05T1 de fabricação SIEMENS e o 05T2 de fabricação AREVA (CHESF, 2013c).

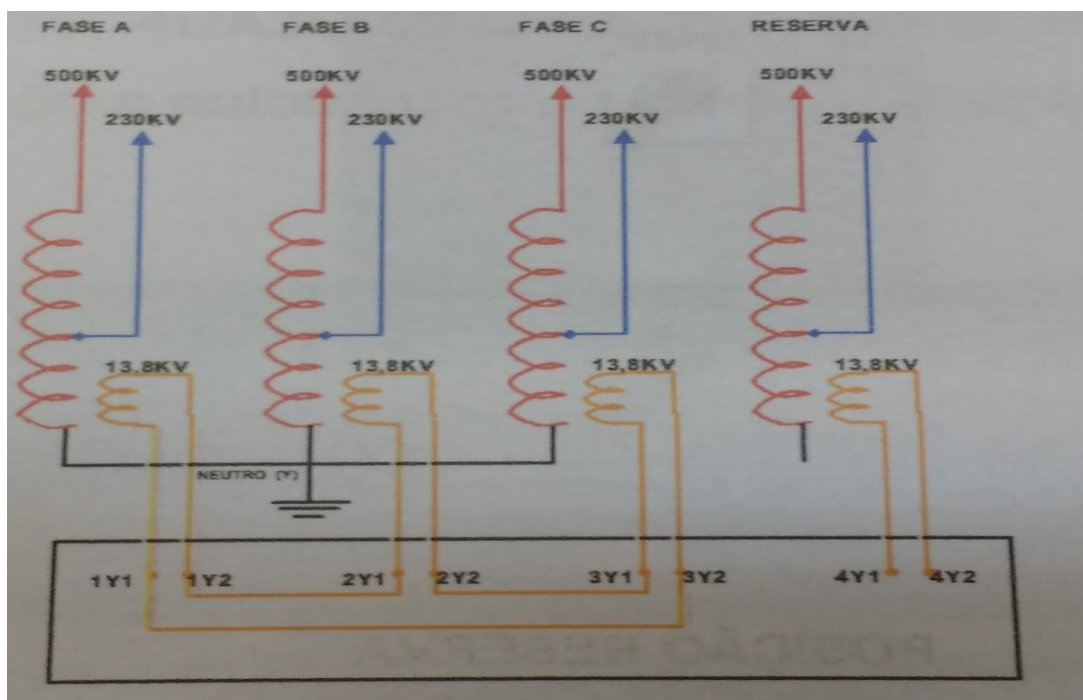
Além dos autotransformadores instalados, existe em cada entrada de linha de transmissão de 500 kV, conjuntos trifásicos de reatores não manobráveis de 60 MVar em $550/\sqrt{3}$ kV instalados com a função de atenuar os efeitos capacitivos acumulados ao longo da extensão das LTs de 500 kV. Os reatores trifásicos 05E1, 05E2, 05E3 e 05E4 são de fabricação SIEMENS (CHESF, 2013c).

3.5.1. Autotransformadores

Os autotransformadores são conectados em estrela com neutro solidamente aterrado para minimizar a propagação de distúrbios de um lado para outro do equipamento. O enrolamento primário e o secundário são interligados de forma que a potência a ser transformada pelo acoplamento magnético é apenas uma parcela da potência transmitida pelo transformador (CHESF, 2013c). Para estes equipamentos é comum adicionar um enrolamento terciário conectado em triângulo, para estabilização do neutro e consequente circulação da corrente de terceiro harmônico. A figura 11 apresenta esquema de ligação dos autotransformadores. Quando comparados aos transformadores convencionais de dois enrolamentos de mesma potência, verifica-se que os autotransformadores apresentam:

- a) menor custo;
- b) dimensões mais reduzidas; e
- c) melhor eficiência e melhor regulação.

Figura 11 – Esquemático Equivalente de Ligação dos Autotransformadores 05T1/05T2



Fonte: CHESF (2013c).

3.5.1.1. Paralelismo dos Autotransformadores

O paralelismo dos autotransformadores, ou simplesmente ATRs da SE SBT se dá em bancos trifásicos constituídos por autotransformadores monofásicos e seus respectivos comutadores de derivações em carga. Para fins de paralelismo cada banco possui a identidade de Mestre, Seguidor e Individual. Seguindo o princípio de operação Mestre-Seguidor, cada

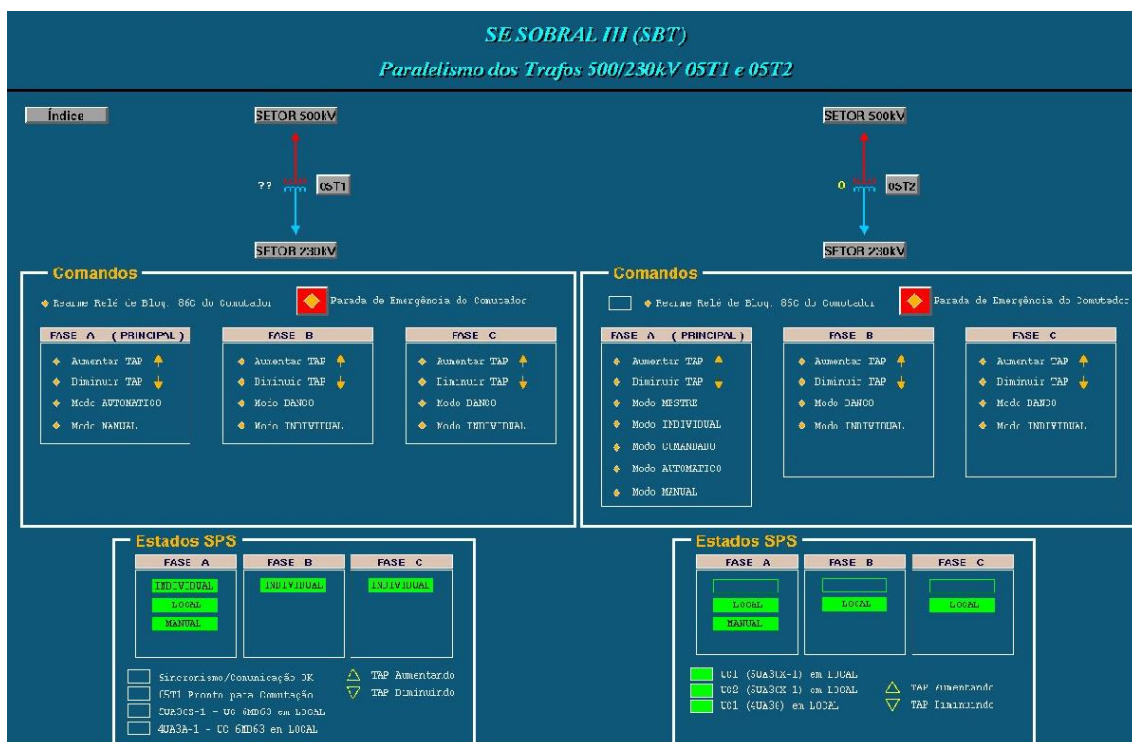
banco deve se comportar como um único transformador trifásico. Desta forma, cada fase de um banco deve apresentar a mesma tensão em seu secundário. Isso implica que ao operar os transformadores, as três fases de um banco devem estar sincronizadas, em posições numericamente iguais para minimização das correntes de circulação. A fase A é a fase de referência, tal que as fases B e C são comandadas de forma a acompanhá-la (CHESF, 2013c).

As proteções dos Comutadores de *tap* dos autotransformadores da SE SBT são compostas pelos relés VC100 com as funções de sobretensão, subtensão, e sobrecorrente residual.

Esta camada de proteção engloba também as proteções específicas do sistema de paralelismo sendo composta pelas funções de discordância entre as fases A/C e A/B; falha de sincronismo na partida, discrepância de *taps* entre bancos entre outras além das proteções intrínsecas (CHESF, 2013c).

A figura 12 exibe o sistema de paralelismo da SE SBT diagramado na tela do supervisor de controle da subestação:

Figura 12 – Paralelismo SE SBT - Sistema Supervisório Comando TAPs Autotransformadores



Fonte: Próprio (2017)

3.5.1.2. Configuração e Operação do Paralelismo dos Autotransformadores

Havendo dois ou mais transformadores ligados em paralelo, eis a estruturação estabelecida na SE SBT para comando dos equipamentos. Os requisitos de controle são efetuados pelo conjunto de opção dos modos de operação MANUAL/AUTOMÁTICO e modos de seleção MESTRE/SEGUIDOR/INDIVIDUAL. Sendo presente na SE SBT as seguintes modalidades de operação com paralelismo:

- a) três autotransformadores funcionando como banco trifásico; e
- b) dois bancos trifásicos de autotransformadores funcionando em paralelo.

O modo de operação MANUAL/AUTOMÁTICO é selecionado na tela da IHM (Nível 2) ou no relé VC100 associado a cada autotransformador (Nível 1). Já o modo de seleção MESTRE/SEGUIDOR/INDIVIDUAL é escolhido na tela da IHM (Nível 2), cada modo tem as seguintes premissas conforme detalhado por CHESF (2013c):

- a) MESTRE - Condição em que é designada ao mesmo a emissão dos sinais de comando aos demais autotransformadores selecionados como SEGUIDORES. O mestre assume o comando, os demais recebem do regulador mestre a posição de serviço do mecanismo motorizado e as compara. Caso seja determinada alguma diferença, o mecanismo motorizado do SEGUIDOR recebe um pulso de comando visando corrigir essa diferença.
- b) SEGUIDOR - Nesta condição o mesmo deverá seguir com fidelidade as transições do MESTRE. O SEGUIDOR recebe do regulador mestre a posição de serviço do mecanismo motorizado e as compara. Caso seja determinada alguma diferença, o mecanismo motorizado do SEGUIDOR recebe um pulso de comando visando corrigir essa diferença; e
- c) INDIVIDUAL - Nesta condição o mesmo deverá funcionar independente, ou seja, o INDIVIDUAL terá o controle e funcionamento do mecanismo motorizado executado fora do paralelismo.

Para comando e controle do paralelismo entre os autotransformadores é utilizado o relé SPS. Dentre as suas funções disponíveis, destaca-se o controle de unidades mestre-escravo, e/ou quando for o caso, uso em bancos de autotransformadores, para operação individual ou comandada. (CHESF, 2013c).

A figura 13 mostra a tela de comando do relé SPS de comando e controle de autotransformadores:

Figura 13 – Relé SPS



Fonte: Próprio (2017)

O paralelismo dos comutadores dos autotransformadores pode ser operado através de comando manual pela IHM (Nível 2), diretamente pelo SPS (Nível 1), ou ficar fora de operação se como desligado (Nível 0).

Se algum comutador não obedecer aos comandos de mudança de *tap*, o SPS impedirá novas alterações de posição e sinalizará a condição falha. Nesse cenário o operador deve realizar o ajuste de *tap* manualmente no próprio comutador (Nível 0).

As faixas de excursionamento dos autotransformadores variam de 1 a 33 posições, elevando ou abaixando o valor de tensão da barra de 230 kV, conforme aumente ou diminua as respectivas posições.

A figura 14 mostra uma tela de comando do paralelismo de autotransformadores da SE SBT.

Figura 14 – Tela de comando de autotransformador da SE SBT

SE Sobral III
ATR - 05T2 - Alarmes e Comandos do Comutador

○ Nível 3
● Nível 2
◆ Seleção N2/N3

Indicação TAP
○ Fase A
○ Fase B
○ Fase C

Alarmes

<input checked="" type="checkbox"/> F1 - Trip Relé de Gás Comut. 2. Grau	<input type="checkbox"/> 05T2 - Trafo/Comutador Nível Anormal de Óleo
<input checked="" type="checkbox"/> F5 - Trip Relé de Gás Comut. 2. Grau	<input type="checkbox"/> 05T2 - Comutador Pressão Alta Filtro de Óleo
<input type="checkbox"/> 05T2 - Comutador Limite Inferior Atingido Fase A	<input type="checkbox"/> 05T2 - Comutador em Remoto
<input type="checkbox"/> 05T2 - Comutador Limite Superior Atingido Fase A	<input type="checkbox"/> 05T2 - Comutador em Manual
<input type="checkbox"/> 05T2 - Comutador Limite Inferior Atingido Fase B	<input type="checkbox"/> 05T2 - Comutador em Local Fase A
<input type="checkbox"/> 05T2 - Comutador Limite Superior Atingido Fase B	<input type="checkbox"/> 05T2 - Comutador em Local Fase B
<input type="checkbox"/> 05T2 - Comutador Limite Inferior Atingido Fase C	<input type="checkbox"/> 05T2 - Comutador em Local Fase C
<input type="checkbox"/> 05T2 - Comutador Limite Superior Atingido Fase C	<input type="checkbox"/> 05T2 - Comutador em Automático Fase A
<input type="checkbox"/> 05T2 - Comutador Fora de Passo	<input type="checkbox"/> 05T2 - Comutador em Automático Fase B
<input type="checkbox"/> 05T2 - Falta Tensão CA Comutador Fase A	<input type="checkbox"/> 05T2 - Comutador em Automático Fase C
<input type="checkbox"/> 05T2 - Falta Tensão CA Comutador Fase B	<input type="checkbox"/> 05T2 - Comutador Parada de Emergência
<input type="checkbox"/> 05T2 - Falta Tensão CA Comutador Fase C	
<input type="checkbox"/> 05T2 - Atuação Relé de Bloqueio do Comutador	

Estados SPS

FASE A	FASE B	FASE C
LOCAL	LOCAL	LOCAL
MANUAL		

UC1 (5UA3CX-1) em LOCAL
 UC2 (5UA3CX-1) em LOCAL
 UC1 (4UA30) em LOCAL

TAP Aumentando
 TAP Diminuindo

Comandos

Rearme Relé de Bloq. 960 do Comutador Parada de Emergência do Comutador

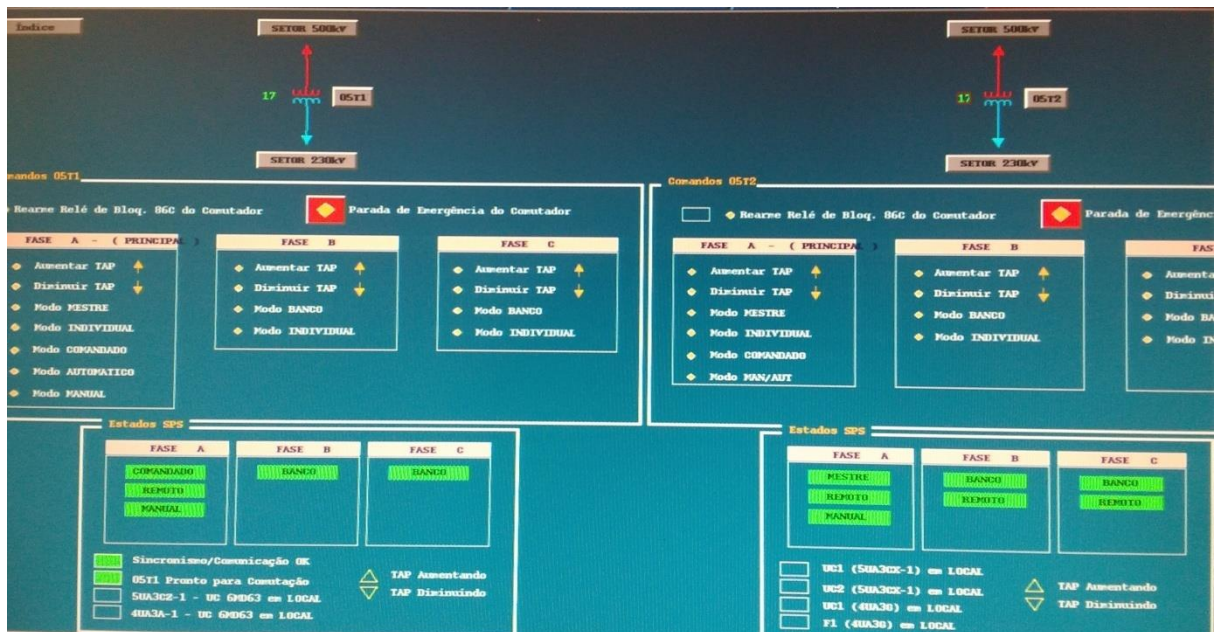
FASE A - (PRINCIPAL)	FASE B	FASE C
◆ Aumentar TAP ↑	◆ Aumentar TAP ↑	◆ Aumentar TAP ↑
◆ Diminuir TAP ↓	◆ Diminuir TAP ↓	◆ Diminuir TAP ↓
◆ Modo MESTRE	◆ Modo BANC0	◆ Modo BANC0
◆ Modo INDIVIDUAL	◆ Modo INDIVIDUAL	◆ Modo INDIVIDUAL
◆ Modo COMANDADO		
◆ Modo AUTOMATICO		
◆ Modo MANUAL		

Fonte: Próprio (2017)

De acordo com CHESF (2013c) é possível realizar o comando simultâneo de todos os bancos de autotransformadores da SE SBT, para isto os ATR's deverão estar selecionados no modo de operação "MANUAL", um deles (05T1 ou 05T2) no modo de seleção "MESTRE" e os demais seguidores, selecionados no modo de operação "MANUAL" e modo de seleção "COMANDADO". Vale destacar que os autotransformadores operando no modo de operação "AUTOMÁTICO" a regulação de tensão é feita via sistema.

Atualmente, o autotransformador 05T2 está com modo de seleção "MESTRE" e o 05T1 com modo de seleção "COMANDADO", definidos na fase "A" de cada equipamento. As fases "B" e "C" de cada autotransformador estão selecionadas como BANCO (nessa configuração as fases "B" e "C" seguem a posição da fase "A". Ambos os autotransformadores estão em modo de operação "MANUAL" (nessa configuração a regulação da tensão não é feita automaticamente. O controle é feito pelo centro regional). Neste cenário, pelo nível 2, a regulação da tensão é feita simplesmente dando comando aumentar/diminuir na fase "A" do 05T2. Veja figura 15 a seguir:

Figura 15 – Tela de comando de autotransformador da SE SBT



Fonte: Próprio (2017)

A operação dos ATR's em nível 0 é possível pelo mecanismo de acionamento do comutador de *tap* localizado no próprio autotransformador, por este mecanismo local é possível o comando e controle manual individual de cada fase, com supervisão local através do indicador de posições do mecanismo de acionamento, não existindo neste nível a função de paralelismo entre os bancos de autotransformadores.

3.5.1.3. Controle e Supervisão dos Autotransformadores

O comando, controle e supervisão dos comutadores de *taps* e paralelismo possui dispositivos de falha de sincronismo, discordância de fases, bloqueio e parada de emergência, conforme descritos a seguir.

A falha de sincronismo ocorre quando um ou mais comutadores deixam de executar o comando de comutação de *taps*, podendo ocorrer entre banco de autotransformadores ou entre as fases de um mesmo banco.

A discordância entre fases ocorre quando uma das fases não seguiu o comando de mudança de *tap*, ficando com defasagem em relação às outras fases de um mesmo banco. A discordância de fases é detectada quando a leitura foge consideravelmente do valor ideal, por falha no comutador ou nas conexões. Quando ocorre, automaticamente é acionada a parada de emergência (CHESF, 2013c).

O bloqueio dos comutadores é caracterizado pela atuação dos relés de bloqueio tipo 86C dos comandos dos comutadores diante do surgimento de subtensões, sobretensões e sobrecorrente. (CHESF, 2013c).

A parada de emergência é acionada automaticamente pelo sistema de controle e supervisão quando o paralelismo apresenta falhas de discordância entre as fases AB, BC nos comutadores dos autotransformadores, pela operação tempo excedido, por sobrecorrente residual ou ainda, em caso necessário, pela ação do operador através da IHM (Nível 2) ou na unidade de aquisição (Nível 1) (CHESF, 2013c).

3.6. Manobras e Intertravamentos

Existem dois tipos de equipamentos de manobras no pátio da SE SBT, a saber:

- a) disjuntores; e
- b) chaves (seccionadoras e lâmina de terra).

Os disjuntores possuem comando elétrico remoto na Sala de Comando ou pelas UAs na cabana de relés e acionamento elétrico local, no pátio, com chave LRM (Local-Remoto-Manutenção) na posição 'Local'. Os disjuntores também recebem ordem de abertura e de religamento automáticos dados através dos relés de proteção ou chaves de bloqueio e dos relés de religamento respectivamente.

De acordo com o manual de operação CHESF (2013c), todas as chaves seccionadoras possuem bloqueio de fechamento quando é colocado cartão de intervenção no

disjuntor do respectivo vão. As diversas chaves existentes na SE são manobradas satisfazendo as seguintes premissas:

- a) nenhuma seccionadora poderá ser manobrada em carga (disjuntor ou barramento, que poderá energizá-la, fechado ou energizado); e
- b) nenhuma chave de aterramento deverá ser fechada com um barramento ou linha energizada.

3.7. Controle de Tensão

Consonante com a política de qualidade da CHESF, onde constam especificamente os produtos a serem oferecidos: “Tensão regulada nos pontos de conexão com as distribuidoras e Continuidade nos pontos de conexão com as distribuidoras” (CHESF, 2016e, p. 11).

Podemos afirmar que o controle de tensão em limites operacionais estabelecidos é tão importante quanto o fornecimento ininterrupto de energia elétrica. Os limites máximos e mínimos para as tensões do setor de 230 kV e 500 kV na SE SBT são definidos conforme CHESF (2016a) e estão apresentados na tabela 6 abaixo:

Tabela 6 – Limites Operacionais de Tensão SE SBT

Tensão de Barramento	Limite inferior	Limite Superior
230 kV (-10% à +5%)	207 kV	242 kV
500 kV (-10% à +10%)	450 kV	550 kV

Fonte: CHESF (2013c).

Como já comentado no item 3.5.1, onde foi tratado dos autotransformadores da SE SBT, os autotransformadores 05T1 e 05T2, possuem comutadores de *taps* que são a primeira alternativa para o controle de tensão utilizado pelo Operador do Sistema.

A SE SBT possui 4 LTs de 500 kV, em função da tensão e de sua extensão estas linhas acumulam relevante efeito capacitivo, para sua compensação daí a importância da inserção dos reatores de barra não manobráveis preservando os valores de tensão nos barramentos dentro de valores recomendados. Diante deste cenário, outra alternativa utilizada

pelo Operador do Sistema é o desligamento de determinadas linhas de transmissão sistêmicas para controle de tensão que por sua vez somente pode ser realizado pelo COSR-NE, após autorização do CNOS (ONS, 2017b).

Ainda baseado no mesmo documento do ONS relacionado acima, está previsto para subestação com configuração de disjuntor e meio que ao ser desligada uma LT o vão relacionado deverá ser complementado em função de:

- a) quando, devido à configuração remanescente da subestação, o desligamento de um de seus equipamentos (linha de transmissão, reator, capacitor ou transformador) provocar desligamentos de outro(s) equipamento(s); e
- b) quando o reator de linha estiver situado entre a seccionadora e o disjuntor e for necessária a utilização deste reator para controle de tensão.

O ONS (2017c) rege que em condições de demanda decrescente da área Norte da região Nordeste, deverá ser desligado o circuito com menor fluxo (MW) abaixo:

- a) desligar o trecho 500 kV Milagres / Quixadá / Fortaleza II; ou
- b) desligar um dos circuitos da LT 500 kV Sobral III / Pecém II.

Em condições de demanda crescente da área Norte da região Nordeste, a mesma instrução operacional orienta que deverá ser ligado o circuito desligado:

- a) trecho 500 kV Milagres / Quixadá / Fortaleza II, ou
- b) LT 500 kV Sobral III / Pecém II.

3.8. Serviços Auxiliares

Os Serviços Auxiliares da SE SBT são constituídos de dois sistemas: um de corrente alternada e outro de corrente contínua, conforme descritos abaixo:

- a) Sistemas de Corrente Alternada, composto de:
 - dois transformadores de 13.800/460 V, de 500 kVA;
 - dois transformadores de 440/220 V, de 300 kVA;
 - dois transformadores de 440/380 V, de 112,5 kVA;
 - um Grupo Motor-Gerador de 440 V, de 150 kVA;
 - disjuntores de 440, 380 e 220 V;
 - painéis de distribuição, comando e supervisão;
 - unidade de comando - PLC
- b) Sistema de Corrente Contínua, composto de:

- dois bancos de baterias de 125 VCC / 420 Ah / 10h;
- dois retificadores de 440 VCA / 125 VCC;
- disjuntores 125 VCC;
- painéis de distribuição, comando e supervisão.

A Unidade de Comando PLC constitui a interface com as IHMs do Sistema Digital na subestação SE SBT.

3.8.1. Sistema de Corrente Alternada

A seguir serão apresentados os sistemas de corrente alternada em 440 e 220 V que compõem o sistema de corrente alternada dos Serviços Auxiliares da SE SBT.

3.8.1.1. Sistema de Corrente Alternada 440 VCA

O suprimento dos Serviços Auxiliares de Corrente Alternada da SE SBT é proveniente da concessionária ENEL, através de dois alimentadores de 13,8 kV, que alimentam os transformadores 01T1 e 01T2. CHESF (2016c) descreve que Sistema de Corrente Alternada 440 VCA da SE SBT tem a finalidade de suprir as seguintes cargas:

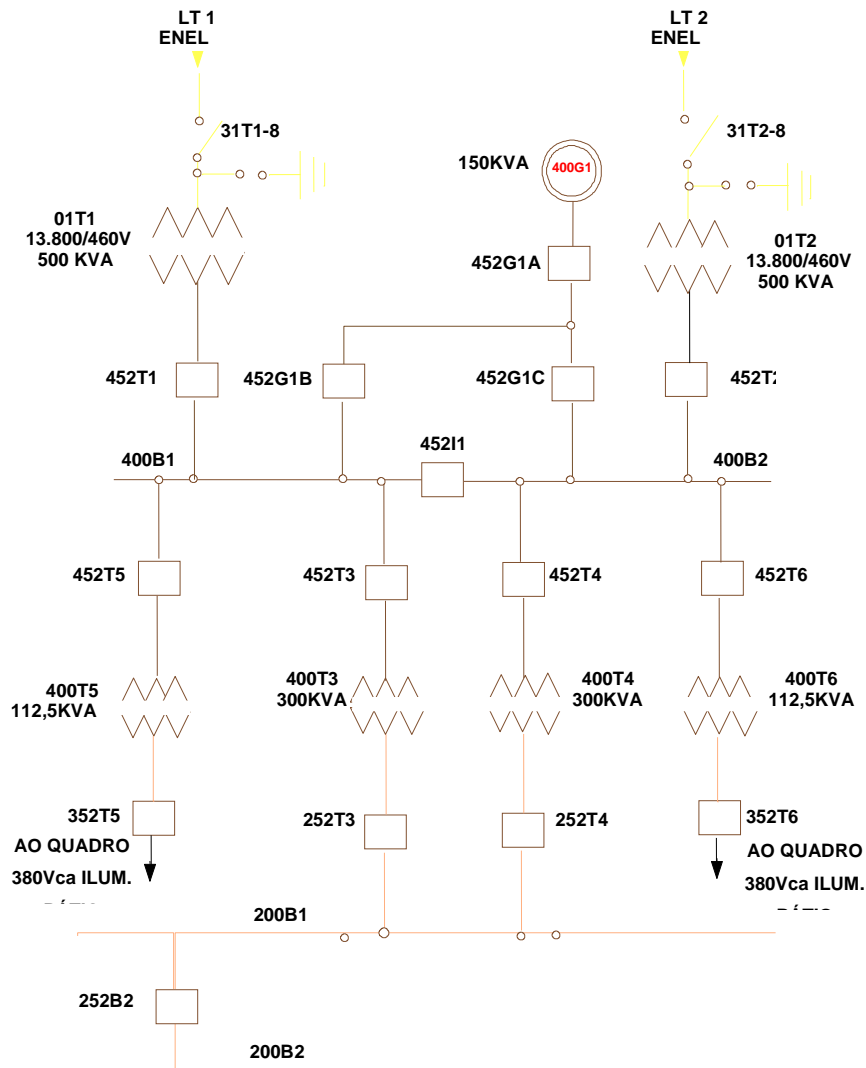
- a) transformadores 400T3 e 400T4 (440/220V)
- b) transformadores 400T5 e 400T6 (440/380V)
- c) retificadores do Serviço Auxiliar CC (440VCA/125VCC)
- d) motores dos ventiladores dos Autotransformadores 05T1 e 05T2
- e) CDC (Comutadores de Derivação em Carga) dos Autotransformadores 05T1 e 05T2.

A filosofia de operação do Sistema de 440 VCA é de barras separadas 400B1 e 400B2, com disjuntor de interligação e seleção de cargas, possibilitando maior flexibilidade e confiabilidade deste sistema. Conforme CHESF (2016c) o Sistema de 440 VCA é composto dos seguintes componentes:

- a) dois transformadores de 13.800/460 V (01T1 e 01T2);
- b) dois transformadores de 440/380 V (400T5 e 400T6);
- c) dois transformadores de 440/220 V (400T3 e 400T4);
- d) um grupo motor-gerador de 440 V e 150 kVA; e
- e) um quadro de supervisão de corrente alternada (USCA).

A figura 16 apresenta o diagrama unifilar dos Serviços Auxiliares de Corrente Alternada de 440VCA / 380VCA / 220 VCA na SE SBT.

Figura 16 – Diagrama unifilar de serviços auxiliares da SE SBT



Fonte: (CHESF, 2016c).

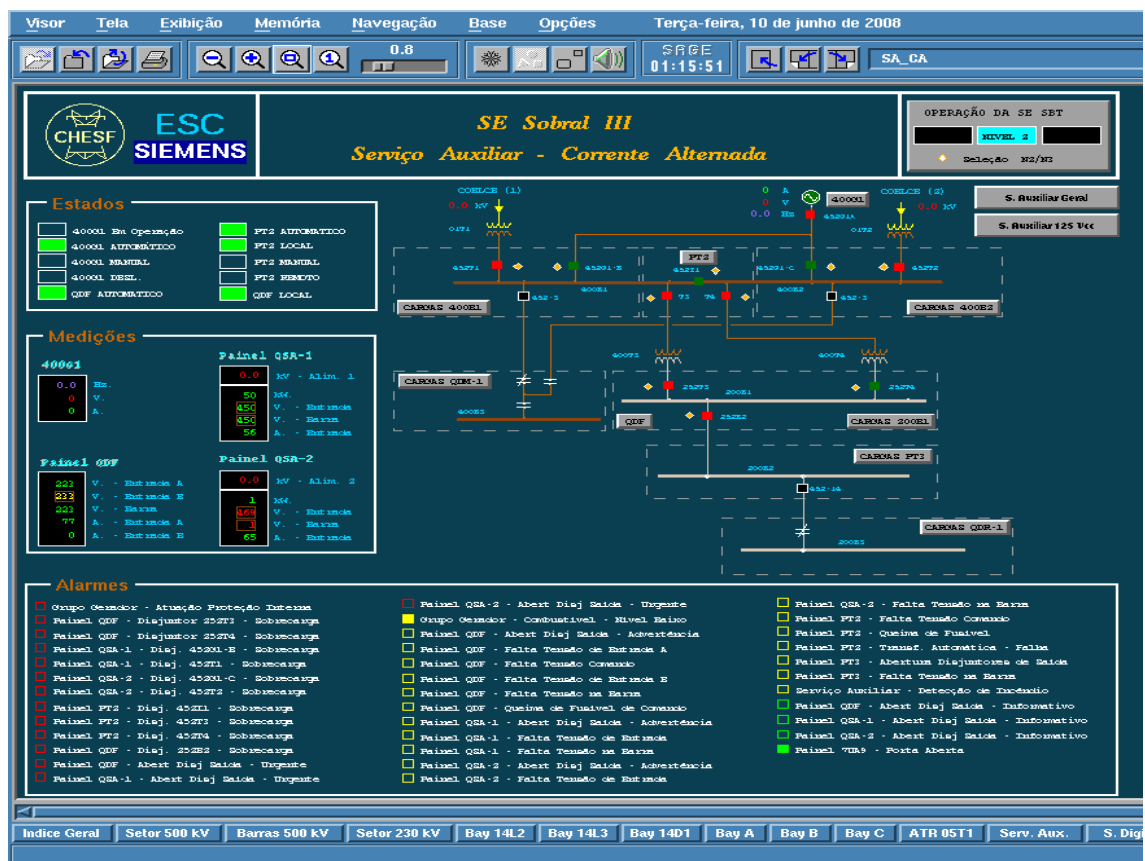
A operação do Sistema de 440 VCA poderá ser feita de três formas distintas:

- Local - nos painéis de 440 VCA na sala dos Serviços Auxiliares;
- Remoto - no monitor da IHM na sala de comando da SE SBT; e
- Automático.

A seleção da modalidade de operação deverá ser feita pela chave 43 LR, localizada no painel PT2 ou pelo Sistema Digital no monitor do IHM. A seleção para ativação do automatismo poderá ser feita pelas botoeiras de liga/desliga da chave 43TX, no painel PT2 ou no monitor da IHM na sala de comando da SE SBT (CHESF, 2016c).

Abaixo, na figura 17, apresentamos uma cópia da tela do sistema de corrente alternada com os alarmes, medições, comandos e estados dos componentes deste sistema.

Figura 17 – Tela de Serviços Auxiliares no SAGE da subestação SBT



Fonte: Próprio (2017)

3.8.1.2. Sistema de Corrente Alternada 220 VCA

O suprimento dos Serviços Auxiliares de Corrente Alternada 220 VCA da SE SBT é proveniente dos Secundários dos Transformadores 400T3 e 400T4, que alimentam os barramentos 200B1 e 200B2 (CHESF, 2016c). O Sistema de Corrente Alternada 220 VCA tem a finalidade de atender as seguintes cargas:

- a) circuitos de aquecimento / iluminação / tomadas de equipamentos e painéis;
- b) iluminação / tomadas de dependências e cabanas de relés;
- c) retificadores que alimentam o sistema de telecomunicações (220VCA/125VCC)
- d) conjunto motobomba do heliporto;
- e) sistema CFTV;
- f) quadro na cabana de 230 kV que alimentam motores de seccionadoras e motores carregadores de molas dos disjuntores de 230 kV;
- g) centrais de ar condicionado das cabanas de relés;
- h) inversor 4 kVA;
- i) carregador de bateria e resistência de pré-aquecimento do 400G1;
- j) sistema rede LAN; e
- k) bomba d'água.

A filosofia de operação do sistema de 220 VCA é de barra essencial única, com dois disjuntores 252T3 e 252T4 com prioridade para 252T3 (secundário do 400T3).

A operação do Sistema de 220 VCA poderá ser feita de três formas distintas:

- a) Local - nos painéis de 220 VCA na cabana dos Serviços Auxiliares;
- b) Remoto - no monitor da IHM na sala de comando da SE SBT; e
- c) Automático.

A seleção da modalidade de operação deverá ser feita pela chave 43LR, localizada no painel PT1 ou pelo Sistema Digital no monitor da IHM. A seleção para ativação do automatismo poderá ser feita pelas botoeiras de liga/desliga da chave 43TX, no painel PT1 ou no monitor do IHM na sala de comando da SE SBT (CHESF, 2016c).

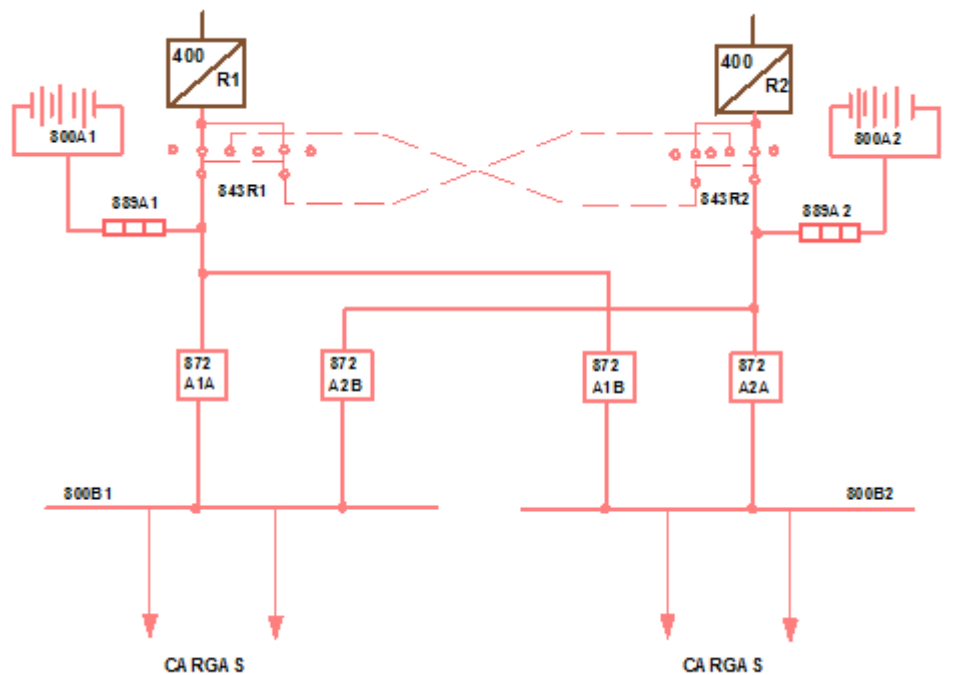
3.8.2. Sistema de Corrente Contínua

A finalidade do sistema de corrente contínua da SE SBT é suprir as cargas dos circuitos de comando, controle, supervisão, proteção e iluminação de emergência, com tensão contínua, possibilitando a operação dos diversos equipamentos e componentes da subestação (CHESF, 2016c). Os serviços auxiliares de corrente contínua na tensão de 125 VCC da SE SBT se constituem dos seguintes componentes:

- dois Retificadores de 440/125 VCC; e
- dois conjuntos de Baterias Reguladas a Válvula (seladas) de 125 VCC.

O sistema de corrente contínua da SE SBT não possui automatismo, sendo a alimentação das cargas redundante. Na figura 18 temos o diagrama unifilar desse circuito mostrando a redundância de entrada e os seus componentes.

Figura 18 – Serviços Auxiliares VCC da SE SBT



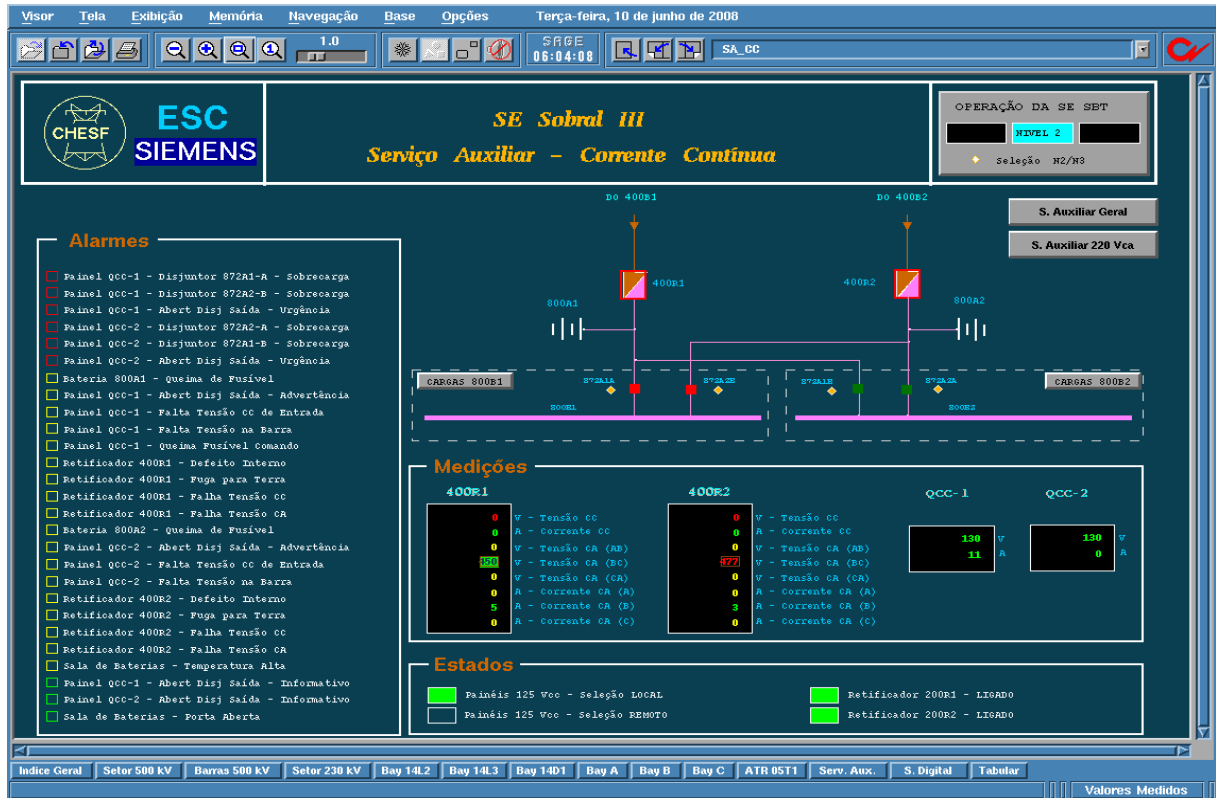
Fonte: (CHESF, 2016c)

A operação do Sistema de 125 VCC poderá ser feita de duas formas distintas:

- Local - nos painéis de 125 VCC na cabana dos Serviços Auxiliares; e
- Remoto - no monitor do IHM na sala de comando da SE SBT.

Uma tela do sistema digital do circuito 125 VCC é mostrada na figura 19. Na tela é possível identificar informações de alarmes, medições, comandos e estados dos componentes deste sistema.

Figura 19 – Tela de Serviços Auxiliares VCC na IHM da SE SBT



Fonte: Próprio (2017)

Os anexos B e C trazem as informações técnicas dos bancos de baterias do sistema auxiliar VCC da SE SBT.

4. CONCLUSÃO

Meio a crise energética que o país enfrentou no início dos anos 2000, foi necessário pensar e implementar um modelo para o setor elétrico brasileiro que pudesse frente as sazonalidades dos níveis dos reservatórios hídricos das diversas regiões, assim como o crescente consumo de energia elétrica por parte da população e atender a expectativa de investidores no setor industrial foi fundamentada a ideia de um sistema integrado nacional de energia. Foram estruturados órgãos vinculados ao Ministério de Minas e Energia para planejamento, operação, fiscalização e comercialização de energia no país.

Diante deste cenário, foi inserida no sistema e colocado em operação a subestação de Sobral 3. Tendo como principal função estabelecer elo entre os subsistemas de geração Norte e Nordeste através de linhas de transmissão de 500 kV, garantido maior oferta de energia e celeridade no desenvolvimento da região norte do estado do Ceará.

Atualmente, contando com 1,2 GVA de potência de transformação, 4 linhas de transmissão de 500 kV, além de 4 linhas de transmissão de 230 kV por onde escoam as gerações de usinas eólicas localizadas no litoral norte do Ceará, a SE SBT estabelece papel estratégico determinante para a disponibilidade e confiabilidade do sistema elétrico.

A SE SBT é uma subestação inteiramente digitalizada, ou seja, é possível ser operada inteiramente via remota. Utilizando a plataforma operacional SAGE que faz a interface homem-máquina para realizar a supervisão, controle e operação de todos os equipamentos. O padrão de comunicação utilizado para o controle é o IEC 61850 que se destaca na automação de subestações por viabilizar comunicação entre equipamentos de gerações diferentes, como também equipamentos de fabricantes diferentes.

Foi abordado as formas de contribuição da SE SBT para o controle de tensão na região. Utilização de reatores de linha não manobráveis, comutação de TAP's em carga dos autotransformadores e até retirada temporária de operação de LT's de 500 kV. Neste trabalho também foi explorado a questão da identificação de equipamentos através de codificação alfanumérica específica utilizada nacionalmente, destacando a importância da comunicação verbal entre os interlocutores do sistema para segurança da operação. Incluindo ações para mitigar e restabelecer o sistema após perturbações.

5. TRABALHOS FUTUROS

Em detrimento da expansão da SE SBT, como sugestão para trabalhos futuros é possível destacar:

- Realizar estudo sobre o aumento da geração dos parques eólicos que escoam sua geração através do barramento de 230 kV da SE SBT, implicando em mudança de topologia de barramento de 230 kV;
- Realizar estudo sobre o impacto na regulação de tensão da região com a inserção de um compensador estático que está para ser instalado;
- Realizar estudo para inserção do terceiro banco trifásico de autotransformadores.

REFERÊNCIAS

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **ABNT NBR 5460**: Sistemas Elétricos de Potência. Rio de Janeiro, 1992.

BRASIL. Ministério do Trabalho e Emprego. **Norma Regulamentadora nº 10 -NR 10**: Segurança em instalações e serviços em eletricidade. Brasília: Ministério do Trabalho e Emprego, 2004.

COLUSSI, André. **Sistema especialista para avaliação de alternativas de topologia para subestações de transmissão**. 2002, 115 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Programa de pós-graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2002.

COMPANHIA HIDRO ELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO - CHESF. **NO-OP.01.23**: Ações dos Operadores de Sistema em Situações de Contingência Operacional. Recife, 2007. 3 p.

COMPANHIA HIDRO ELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO - CHESF. **Diagramas e manobras**. Paulo Afonso, 2010. 115 p.

COMPANHIA HIDRO ELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO - CHESF. **IN-OP.01.004**: Codificação operacional de instalações e equipamentos e representação em diagrama unifilar. 4ª Ed. Recife, 2011. 8 p.

COMPANHIA HIDRO ELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO - CHESF. **Filosofia de Operação do Sistema CHESF**. Recife, 2013a. 20 p.

COMPANHIA HIDRO ELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO - CHESF. **Instalações digitalizadas**: Módulo I - Sistemas digitais. Paulo Afonso, 2013b. 24 p.

COMPANHIA HIDRO ELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO - CHESF. **IOP.SBT**: Instrução de Operação da Proteção – SE SBT. 5ª Ed. Sobral, 2013c. 308 p.

COMPANHIA HIDRO ELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO - CHESF. **Normativos da Operação do Sistema CHESF**. Paulo Afonso, 2013d. 58 p.

COMPANHIA HIDRO ELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO - CHESF. **Serviços Auxiliares**. Paulo Afonso, 2013e. 21 p.

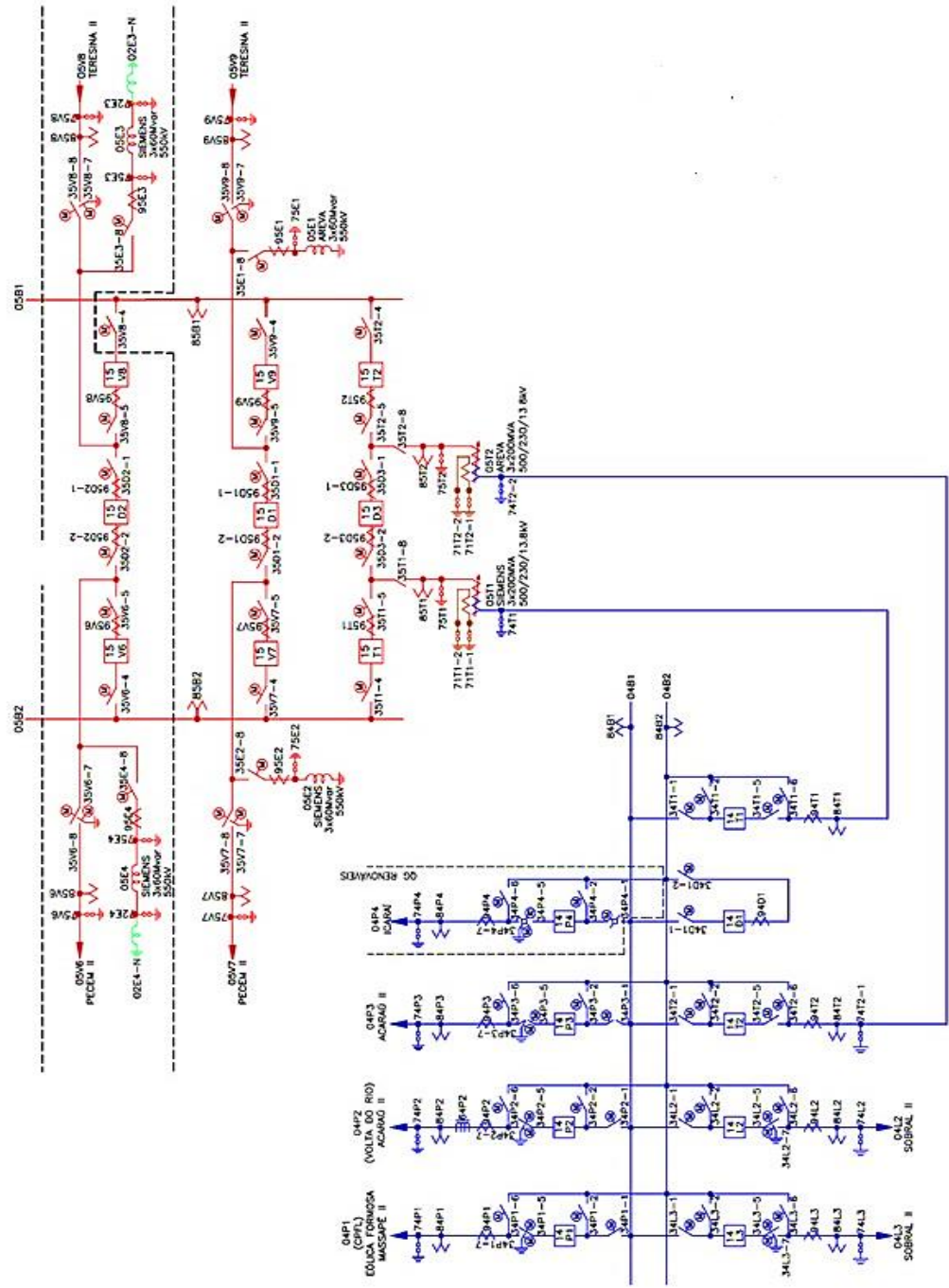
COMPANHIA HIDRO ELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO - CHESF. **IN-OP.01.002**: Intervenções em equipamentos e linhas de transmissão. Recife, 2014. 45 p.

COMPANHIA HIDRO ELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO - CHESF. **NO-OP.01.20**: Codificação de instalações e equipamentos. Recife, 2015. 20 p.

COMPANHIA HIDRO ELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO - CHESF. **IO-SBT.01**: Reenergização da SE Sobral III. 21ª Ed. Sobral, 2016a. 7 p.

- COMPANHIA HIDRO ELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO - CHESF. **IOA.SBT**: Instrução de Operação de Serviço Auxiliar da SE Sobral III. 4ª Ed. Sobral, 2016b. 108 p.
- COMPANHIA HIDRO ELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO - CHESF. **IOA.SBT**: Instrução de Operação de Serviço Auxiliar da SE Sobral III. 5ª Ed. Sobral, 2016c. 49 p.
- COMPANHIA HIDRO ELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO - CHESF. **IOP.SBT**: Instrução de Operação da Proteção – Sistema Digital e Distribuição 125 Vdc. 6ª Ed. Sobral, 2016d. 125 p.
- COMPANHIA HIDRO ELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO - CHESF. **Manual de Operação**. Recife, 2016e.
- COMPANHIA HIDRO ELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO - CHESF. **Manual de Qualidade**. Recife, 2016f. 28 p.
- COMPANHIA HIDRO ELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO - CHESF. **Tabela Função Transmissão**. Ciclo 2017-2018. Recife, 2017.
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (Brasil). **Balanco Energético Nacional 2014**: Ano base 2013. Rio de Janeiro, 2014. 288 p.
- OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO - ONS. Institucional. Disponível em: <http://www.ons.org.br/institucional/o_que_e_o_ons.aspx>. Acesso em 18 junho 2017a.
- OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO - ONS. **IO-ON.NE.2NO**: Operação normal da área 230 kV Norte da região Nordeste. Rev. 91. 2017b.
- OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO - ONS. **IO-ON.NNE**: Operação normal da interligação Norte/Nordeste. Rev. 74. 2017c.
- SILVA, Joyce Roberta Tenório. **Impacto da parcela variável nos custos da manutenção de linhas de transmissão**: o caso do sistema CHESF. 2010, 64 f. Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica) – Escola Politécnica de Pernambuco, Universidade de Pernambuco, Recife, 2010.
- YOSHINAGA, Akira - **Controle da qualidade de recursos industriais**. Faculdade de Tecnologia de São Paulo – FATEC-SP. São Paulo. 2004

ANEXO A-DIAGRAMA UNIFILAR SUBESTAÇÃO SOBRAL 3



ANEXO B – BANCO DE BATERIAS 700A3 / 700A4 – DADOS TÉCNICOS

Tecnologia: Pb Ácida - VRLA ;

Fabricante: PowerSafe;

Tipo de Elemento: 5 OPzV 250;

Capacidade: 250Ah / 10h;

Tensão Nominal: 48VCC - 2,0 VCC por elemento - 25 °C;

Tensão de Flutuação/Carga: 53,52 VCC (2,23 a 2,25 VCC por elemento - 25°C);

Tensão Final de Descarga: 42 V

Banco de Baterias: 24 elementos.

ANEXO C – BANCO DE BATERIAS 800A1 / 800A2 – DADOS TÉCNICOS

Tecnologia: Pb Ácida Regulada a Válvula;

Fabricante: FIAMM;

Tipo de Elemento: 6OPzV420;

Capacidade: 420 Ah/10h a 20°C;

Tensão Nominal: 125 VCC;

Tensão de Flutuação: 133,8 VCC (2,23 V/Elemento a 25 °C)

Condutância a 25°C por elemento: 2000 S;

Tensão Final: 1,75 V / Elemento;

Banco de Baterias: 60 elementos.