



UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO
CENTRO DE TECNOLOGIA E GEOCIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE CONTROLE E AUTOMAÇÃO

ANDRÉ LUIZ DE ARAÚJO

**APLICAÇÃO DA NORMA IEC-61850 NA AQUISIÇÃO SAGE: ESTUDO DE CASO
SUPERVISÃO E CONTROLE DE UMA LINHA DE TRANSMISSÃO DE 500 KV**

Recife
2023

ANDRÉ LUIZ DE ARAÚJO

**APLICAÇÃO DA NORMA IEC-61850 NA AQUISIÇÃO SAGE: ESTUDO DE CASO
SUPERVISÃO E CONTROLE DE UMA LINHA DE TRANSMISSÃO DE 500 KV**

Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado ao Curso de Graduação em
Engenharia de Controle e Automação da
Universidade Federal de Pernambuco,
como requisito parcial para obtenção do
grau em Bacharel em Engenharia de
Controle e Automação.

Orientador(a): Prof. Dr. Douglas Contento Pimentel Barbosa

Recife
2023

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,
através do programa de geração automática do SIB/UFPE

Araújo, André Luiz de.

Aplicação da norma IEC 61850 na aquisição SAGE: estudo de caso supervisão e controle de uma linha de transmissão de 500kV / André Luiz de Araújo. - Recife, 2023.

133p : il., tab.

Orientador(a): Douglas Contente Pimentel Barbosa

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) - Universidade Federal de Pernambuco, Centro de Tecnologia e Geociências, Engenharia de Controle e Automação - Bacharelado, 2023.

Inclui referências, apêndices, anexos.

1. IEC 61850. 2. SAGE. 3. Automação de subestação. 4. SCADA. I. Barbosa, Douglas Contente Pimentel. (Orientação). II. Título.

620 CDD (22.ed.)

ANDRÉ LUIZ DE ARAÚJO

**APLICAÇÃO DA NORMA IEC-61850 NA AQUISIÇÃO SAGE: ESTUDO DE CASO
SUPERVISÃO E CONTROLE DE UMA LINHA DE TRANSMISSÃO DE 500 KV**

Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado ao Curso de Graduação
Engenharia de Controle e Automação da
Universidade Federal de Pernambuco,
como requisito parcial para obtenção do
grau de Bacharel em Engenharia de
Controle e Automação.

Aprovado em: 04/05/2023

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Douglas Contente Pimentel Barbosa (Orientador)
Universidade Federal de Pernambuco

Prof. Geraldo Leite Maia Junior (Examinador Interno)
Universidade Federal de Pernambuco

Dedico esse trabalho aos meus pais.
Minhas maiores fontes de motivação,
força, inspiração e coragem.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, agradeço de forma entusiasmada aos meus pais, Luiz e Aurora, por todos os seus esforços diante de nossas limitações, para que um dia, eu pudesse ingressar na UFPE e realizar a graduação que desde muito cedo almejava. Agradeço pela força, pelo suporte e dedicação que tiveram, todos os seus sacrifícios, apoio emocional, financeiro, companheirismo e paciência para me acompanhar nessa longa jornada. Foram também os primeiros a perceberem minha vocação e me incentivar, comemorando a cada disciplina aprovada e me apoiando nos momentos de fraqueza. Acreditaram em mim nos momentos em que nem eu mais acreditava. São para eles o meu maior agradecimento.

Agradeço também a Dr. Antônio, por me tornar forte o bastante em seguir em frente. Agradeço por seus conselhos, suas advertências e seu direcionamento, pela sua confiança e por me fazer entender o processo e acreditar em meu potencial. Sua influência foi de extrema importância durante meu ciclo acadêmico.

E sou imensamente grato a toda a equipe de Automação da ESC Engenharia, por terem me guiado em toda trajetória, não só nos compromissos profissionais, mas me auxiliando em minhas obrigações acadêmicas, me dando flexibilidade e autonomia na realização de minhas atividades. Todo o conhecido adquirido sobre o SAGE, as experiências em subestações, os vários equipamentos e ferramentas disponibilizados e a confiança recebida, foi altamente importante para meu crescimento profissional. Agradeço também, a todos os profissionais do setor, que me auxiliaram pacientemente na escrita e revisão dessa monografia. Me sinto honrado em fazer parte dessa equipe.

“Vigiai o teu espírito ao longo do caminho!”

Chico Xavier

RESUMO

Com a modernização dos sistemas elétricos, a automação de subestações vem enfrentando desafios quanto a realização de comando, controle, supervisão e compartilhamento de dados através de uma rede capaz de promover a interoperabilidade entre IEDs (*Intelligent Electronic Device*) e outros dispositivos de fabricantes diversos que seguem protocolos distintos. A Norma IEC 61850 impõe então um padrão para a comunicação entre os diversos dispositivos que compõe o sistema de automação de uma subestação de energia, suportando diversos protocolos que podem ser executados numa rede TCP/IP, definindo padrões de mensagem como o GOOSE (*Generic Object-Oriented Substation Event*), para troca de informação entre IEDs, e o MMS (*Manufacturing Message Specification*), para troca de mensagens entre IED e o sistema SCADA (*Supervisory Control And Data Acquisition*). Na supervisão de subestações de energia, o sistema SCADA de maior uso no país, temos o SAGE (Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia), com grande flexibilidade e escalabilidade, funciona com uma infraestrutura computacional distribuída, com um sistema redundante, garante a segurança e o alto desempenho do sistema. Os protocolos definidos pela Norma IEC 61850, podem ser configurados no SAGE para a realização de tráfego de informações segundo seu padrão. Será apresentado então, todas as configurações necessárias a serem realizadas no sistema SAGE, para que ocorra a aquisição de dados vindos dos IEDs e possa ser realizado o comando, controle e supervisão de pontos digitais, analógicos e de comando, através da interface gráfica do sistema SCADA. Um estudo de caso será apresentado, onde foi realizado a supervisão de dois IEDs de Proteção e uma unidade de Controle, no processo de supervisão do seccionamento de uma linha de transmissão de 500 kV.

Palavras-chave: IEC 61850; SAGE; Automação de Subestação; SCADA.

ABSTRACT

With the modernization of electrical systems, substation automation has been facing challenges regarding command, control, supervision, and data sharing through a network capable of promoting interoperability between IEDs (Intelligent Electronic Device) and other devices from different manufacturers that follow different protocols. Standard IEC 61850 then imposes a standard for communication between the various devices that make up the automation system of a power substation, supporting various protocols that can be executed in a TCP/IP network, and defining message standards such as GOOSE (Generic Object-Oriented Substation Event), for exchanging messages. Information between IEDs, and the MMS (Manufacturing Message Specification), for exchanging messages between the IED and the SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) system. In the supervision of power substations, the SCADA system is most used in the country, we have the SAGE (Open Energy Management System), with great flexibility and scalability, works with a distributed computational infrastructure, with a redundant system, guarantees security, and the high performance of the system. The protocols defined by Standard IEC 61850 can be configured in SAGE to carry out information traffic according to its standard. Then, all the necessary configurations to be carried out in the SAGE system will be presented, so that the acquisition of data from the IEDs occurs and the command, control, and supervision of digital, analog, and command points can be carried out, through the graphical interface of the system SCADA. A case study will be presented, where the supervision of two Protection IEDs and a control unit was carried out, in the process of supervising the sectioning of a 500 kV transmission line.

Keywords: IEC 61850, SAGE, Substation Automation, SCADA

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.....	22
Figura 2 - Pirâmide de Automação industrial.....	26
Figura 3 - Níveis Hierárquicos de SAS pela IEC 61850.	28
Figura 4 - Arquitetura de subestação com padronização IEC 61850.	29
Figura 5 - Utilização de gigas e maleta de teste durante TAF.....	31
Figura 6 - Topologia com uso do protocolo RSTP.....	34
Figura 7 - Topologia com uso do protocolo MRP em anel.	35
Figura 8 - Topologia com uso do protocolo PRP.....	36
Figura 9 - Topologia com uso do protocolo HSR.....	36
Figura 10 - Modelo OSI	38
Figura 11 - Comparação entre o modelo OSI e TCP/IP.	41
Figura 12 - Divisões da Norma IEC 61850.....	46
Figura 13 - Estrutura de dados definida pela norma IEC 61850	49
Figura 14 - Comparação entre a IEC 61850 e o Modelo OSI.....	52
Figura 15 - Arquitetura de rede para a cabana de relés do 05A5.....	56
Figura 16 - Painéis 5UA2CZ-1, 5UA2CZ-2 e 5BR1.....	57
Figura 17 - Configuração do arquivo hosts.	58
Figura 18 - Lista de Pontos.	59
Figura 19 - Macro para edição das entidades do SAGE.	62
Figura 20 - Declaração de includes.....	63
Figura 21 - Utilização de máquina virtual como servidor SAGE.....	65
Figura 22 - Modelo de Dados para rede de Difusão Confiável.....	66
Figura 23 - Entidade PRO	68
Figura 24 - Entidade CTX.....	68
Figura 25 - Entidade INM	69
Figura 26 - Entidade INP.....	70
Figura 27 - Entidade NOH	70
Figura 28 - Entidade SXP.....	71
Figura 29 - Entidade SEV.....	71
Figura 30 - Entidade CXP.....	72
Figura 31 - Modelo de dados para Serviços de Alarmes e Eventos.....	73

Figura 32 - Entidade MAP.	74
Figura 33 - Entidade E2M.	74
Figura 34 - Entidade OCR.	75
Figura 35 - Modelo de dados para configuração do Serviço de Comunicação.	77
Figura 36 - Entidade TCV.	77
Figura 37 - Entidade TTP.	78
Figura 38 - Entidade GSD.	79
Figura 39 - Entidade ENM.	79
Figura 40 - Modelo de dados da Configuração do Serviço de Aquisição e Controle.	80
Figura 41 - Entidade TCL.	81
Figura 42 - Entidade INS.	82
Figura 43 - Entidade TCTL.	83
Figura 44 - Entidade PAS.	85
Figura 45 - Entidade PDS.	87
Figura 46 - Entidade LSC.	88
Figura 47 - Entidade PSV.	89
Figura 48 - Entidade TAC.	90
Figura 49 - Entidade CGS.	91
Figura 50 - Entidade PTS.	93
Figura 51 - Entidade RCA.	94
Figura 52 - Modelo de dados da Configuração de Serviço de Distribuição de Dado e Eventos.	95
Figura 53 - Entidade TDD.	95
Figura 54 - Entidade PAD.	96
Figura 55 - Entidade PDD.	97
Figura 56 - Modelo de Dados da Configuração dos Pontos Físicos.	98
Figura 57 - Entidade TN1.	99
Figura 58 - Entidade TN2.	100
Figura 59 - Entidade NV1.	101
Figura 60 - Entidade NV2.	102
Figura 61 - Entidade CNF.	104
Figura 62 - Entidade CGF.	105
Figura 63 - Entidade PAF.	107

Figura 64 - Entidade PDF.....	108
Figura 65 - Visor de Acesso do SAGE.	110
Figura 66 - SigDraw, editor de telas do SAGE.	111
Figura 67 - Visor de telas do SAGE.	115
Figura 68 - Visor de Eventos do SAGE.	116
Figura 69 - Visor de Alarmes do SAGE.....	118
Figura 70 - Visor de Processos do SAGE.	119

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Níveis de tensão do SEP (Corrente alternada)	19
Tabela 2 - Protocolos de Redundância.	37
Tabela 3 - Modelo OSI x Arquitetura de Comunicação do SAGE.	76
Tabela 4 - Tipos de dados NV2.....	99

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACSI	Abstract Communication Service Interface
ARPAnet	Advanced Research Projects Agency Network
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CGF	Entidade Ponto de Controle Físico
CGS	Entidade Controle Geral do Sistema
CLP	Entidade Controlador Lógico Programável
CNF	Entidade Configuração da Ligação Física do SCD
COI	Centro de Operação da Instalação
COR	Centro de Operação Regional
COS	Centro de Operação do Sistema
CTX	Entidade Contexto
CXP	Entidade de Relacionamento entre Classe MCD e classe Processo
DNS	Domain Name System
E2M	Entidade Macro Alarmes Possíveis de uma Entidade
ENM	Entidade Enlace (PLS) de multiligação X25-X75
EPRI	Electric Power Research Institute
FAT	Factory Acceptance Test
FTP	File Transfer Protocol
GOOSE	Generic Object-Oriented Substation Event
GSD	Entidade Gateway SCADA
HSR	High-availability Seamless Redundancy
HTTP	Hypertext Transfer Protocol
IED	Intelligent Electronic Device
INM	Entidade Instância de MCD
INP	Entidade Instância de Processo
INS	Entidade Instalação (subestação + usina)
IP	Internet Protocol
LACP	Link Aggregation Control Protocol
LLC	Logical Link Control
LN	Logical Nodes
LSC	Entidade Ligação SCADA

MAC	Media Access Control
MAP	Entidade Macro Alarmes Possíveis
MMS	Manufacturing Message Specification
MRC	Media Redundancy Clients
MRM	Media Redundancy Manager
MRP	Media Redundancy Protocol
MTTF	Mean Time to Failure
NNTP	Network News Transfer Protocol
NOH	Entidade Nó da Rede
NV1	Entidade Nível 1 da Configuração Física
NV2	Entidade Nível 2 da Configuração Física
OCR	Entidade Descrição da Ocorrência de Evento para Alarme
PAD	Entidade Ponto Analógico de Distribuição de Dados
PAF	Entidade Ponto Analógico Físico
PAS	Entidade Ponto de Medida Analógica ou Digital do SAC
PDD	Entidade Ponto Digital de Distribuição de Dados
PDF	Entidade Ponto Digital Físico
PDS	Entidade Ponto Digital do SAC
POP3	Post Office Protocol
PRO	Entidade Processo
PRP	Parallel Redundancy Protocol
PSV	Entidade Preservação
PTS	Entidade Ponto Totalizador do SAC
RCA	Entidade Relacionamento de Pontos Lógicos com Pontos Calculados
RDP	Registrador Digital de Perturbação
RDC	Rede de Difusão Confiável
RSTP	Rapid Spanning Tree Protocol
SAC	Serviço de Aquisição e Controle
SAE	Serviços de Alarmes e Eventos
SAGE	Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia
SAS	Sistema de Automação de Subestação
SAT	Site Acceptance Test
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition

SCD	Serviço de Comunicação de Dados
SCDD	Subsistema de Comunicação e Distribuição de Dados
SCL	Substation Configuration Description Language
SCSM	Specific Communication Service Mapping
SDCD	Sistema Digital de Controle Distribuído
SDDE	Serviço de Distribuição de Dados e Eventos
SE	Subestação de Energia
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SEV	Entidade Severidade
SIGA	Sistema de Informações de Geração da ANEEL
SIN	Sistema Interligado Nacional
SMTP	Simple Mail Transfer Protocol
SNMP	Simple Network Management Protocol
SSC	Subsistema de Suporte Computacional
STP	Spanning Tree Protocol
SV	Sample Value
SXP	Entidade de relacionamento entre severidade e classe de processo
TAC	Entidade Terminal Virtual de Aquisição e Controle
TAC	Teste de Aceitação de Campo
TAF	Teste de Aceitação de Fábrica
TC	Transformador de Corrente
TCL	Entidade Tipos de Cálculos
TCP	Transmission Control Protocol
TCTL	Entidade Tipos de Controle
TCV	Entidade Tipos de Conversores de Protocolos
TDD	Entidade Terminal Virtual de Aquisição de Dados
TN1	Entidade Tipo de Entidade Física do Nível 1
TN2	Entidade Tipo de Entidade Física do Nível 2
TP	Transformador de potencial
TTP	Entidade Tipos de Transportadores de Protocolo
UAC	Aquisição e controle de dados
UHE	Usina Hidroelétrica
USENET	Unix User Network

UTE	Usina Termoelétrica
UTP	Unshielded Twisted Pair

LISTA DE SÍMBOLOS



Representa uma entidade que não é configurada na base fonte do SAGE.



Representa uma entidade que faz parte da Base Fonte do SAGE, mas não é configurada quando se utiliza o protocolo IEC 61850 ou não foi contemplada no estudo de caso.



RCD: Rede de Difusão Confiável



SAE: Serviços de Alarmes e Eventos



SCD: Serviço de Comunicação de Dados



SAC: Serviço de Aquisição e Controle



SDEE: Serviço de Distribuição de Dados de Evento



Configuração dos Pontos Físicos



Fibra Óptica Simples / Rede de Sincronização.



Fibra Óptica Duplex / Rede de Supervisão e Controle Níveis I e II.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	14
1.1	OBJETIVO GERAL	16
1.2	OBJETIVOS ESPECÍFICOS	16
1.3	ESTUDO DE CASO.....	17
1.4	ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO.....	17
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	18
2.1	SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA.....	18
2.1.1	Geração, transmissão e distribuição de Energia	19
2.1.2	Subestações Elétricas	22
2.1.3	Automação de Subestações	23
2.2	PIRÂMIDE DE AUTOMAÇÃO	25
2.2.1	Pirâmide de automação industrial	26
2.2.2	Pirâmide de automação pela norma IEC 61850	27
2.3	TAF	30
2.4	TAC	31
2.5	PROTOCOLOS DE REDUNDÂNCIA EM REDES ETHERNET	32
2.5.1	RSTP	33
2.5.2	MRP	34
2.5.3	PRP	35
2.5.4	HSR.....	36
2.6	MODELOS DE CAMADAS DE REDE	37
2.6.1	MODELO OSI	38
2.6.1.1	<i>Camada física.....</i>	<i>39</i>
2.6.1.2	<i>Camada de enlace.....</i>	<i>39</i>
2.6.1.3	<i>Camada de rede.....</i>	<i>39</i>
2.6.1.4	<i>Camada de transporte.....</i>	<i>40</i>
2.6.1.5	<i>Camada de sessão.....</i>	<i>40</i>
2.6.1.6	<i>Camada de Apresentação.....</i>	<i>40</i>
2.6.1.7	<i>Camada de aplicação.....</i>	<i>41</i>
2.6.2	MODELO TCP/IP.....	41
2.6.2.1	<i>Camada de Rede.....</i>	<i>42</i>
2.6.2.2	<i>Camada de Internet.....</i>	<i>42</i>
2.6.2.3	<i>Camada de Transporte.....</i>	<i>42</i>
2.6.2.4	<i>Camada de aplicação.....</i>	<i>42</i>
2.7	PROTOCOLOS DE COMUNICAÇÃO	43
2.8	NORMA IEC-61850	44
2.8.1	Mensagem GOOSE.....	50
2.8.2	Mensagem MMS.....	50
2.8.3	Mensagem SV	51

2.9	SISTEMA SCADA.....	52
2.10	SAGE.....	53
3	DESENVOLVIMENTO DO TRABALHO	55
3.1	ARQUITETURA DE REDE	55
3.1.1	Configuração do arquivo Hosts	57
3.2	LISTA DE PONTOS.....	58
3.3	MODELAGEM DE DADOS.....	59
3.3.1	Utilização da macro para edição das entidades	61
3.3.2	Utilização de Máquinas Virtuais como servidores SAGE.....	63
3.3.3	SSC	65
3.3.3.1	<i>RCD (Rede de Difusão Confiável)</i>	65
3.3.3.2	<i>SAE (Serviços de Alarmes e Eventos)</i>	72
3.3.4	SCDD	75
3.3.4.1	<i>SCD (Serviço de Comunicação de Dados)</i>	76
3.3.4.2	<i>SAC (Serviço de Aquisição e Controle)</i>	80
3.3.4.3	<i>SDDE (Serviço de Distribuição de Dados e Eventos)</i>	94
3.3.4.4	<i>Pontos Físicos</i>	97
3.4	FERRAMENTAS E VISORES DO SAGE	108
3.4.1	Visor de Acesso.....	109
3.4.2	SigDraw	110
3.4.3	Visor de telas	112
3.4.4	Visor de Eventos.....	115
3.4.5	Visor de Alarmes	117
3.4.6	Visor de Processos.....	118
4	CONCLUSÕES E PROPOSTAS DE CONTINUIDADE	120
	REFERÊNCIAS	122
	APÊNDICES.....	124
	ANEXOS	127

1 INTRODUÇÃO

Dados da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), apontam que em 2022 e pelo segundo ano consecutivo, o Brasil vem aumentando seu consumo de energia elétrica. Saldo esse que mostra que o país se encontra em crescimento, sendo alavancado pelo setor industrial, responsável por cerca de 36,3% do consumo de energia elétrica, e pelo setor comercial que representa cerca de 17,4% desse consumo. O setor residencial também representa um bom parâmetro, pois cada vez mais, dispositivos tecnológicos estão fazendo parte do dia a dia dos consumidores, são aparelhos como aquecedores, fornos e, ainda que em uma pequena escala, os veículos elétricos, que em breve, representaram uma realidade dentre os consumidores de energia elétrica (ANEEL, 2023).

A relação direta entre a evolução tecnológica e o consumo de energia impõe então uma preocupação das agências reguladoras quanto a modernização e automação dos sistemas que compõe a geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. O crescimento na demanda de energia, irá exigir que todo o sistema esteja preparado para as demandas que estão por vir, seja na criação de novas fontes geradores, na implantação de mais linhas de transmissão ou na modernização das subestações de energia, para assim garantir que a transmissão de energia elétrica seja confiável, seguro e sem interrupções, minimizando gastos e podendo ser ofertada da melhor maneira para o consumidor final.

Um dos pontos-chaves no processo de distribuição de energia são as subestações elétricas, que representam os nós do sistema, fazendo a interligação entre as unidades geradoras e o consumidor final através das linhas de transmissão. Os equipamentos presentes nas subestações garantem o correto funcionamento e operabilidade do sistema, capaz de manobrar o fluxo de energia, realizar seccionamento de linhas de transmissão, aumentar e diminuir os níveis de tensão a serem transmitidos. A proteção, controle e supervisão dos equipamentos e das linhas de transmissão também são de responsabilidade das subestações, necessitando então que todo esse sistema seja robusto, eficiente e confiável.

Apesar de estar em constante evolução, o processo de automação das subestações não ocorre de forma imediata e ao mesmo tempo em todas as subestações ou mesmo em duas dependências. A consequência disso é equipamentos obsoletos terem que operar em conjunto com equipamentos mais modernos. Uma dificuldade acerca disso, está no fato desses equipamentos ultrapassados de fabricantes diferentes, fazerem uso de protocolos específicos de seu fabricante, o que impossibilita a comunicação e interoperabilidade entre esses equipamentos e os demais de outros fabricantes. A falta de interoperabilidade desses equipamentos mostrou uma barreira imensa para o Sistema de Automação de Subestação (SAS), uma vez que para que o sistema funcionasse, seria necessário o uso de equipamentos do mesmo fabricante, necessitante de um investimento com alto custo financeiro. As limitações tecnológicas de um fabricante então seriam transmitidas ao SAS, tornando o sistema menos eficaz, uma vez que o uso de uma tecnologia mais avançada de um equipamento específico de outro fabricante não poderia ser utilizada naquele sistema.

Diante desse cenário, sentiu-se a necessidade de se estabelecer uma padronização quanto a estruturação do processo de automação nas subestações elétricas. Levando então a IEC publicar a Norma IEC 61850, contendo uma série de capítulos destinadas a tópicos específicos do SAS como a modelagem em orientação a objeto dos equipamentos de uma subestação, as configurações de redes em redundância, os protocolos de comunicação e várias outras instruções que possibilitariam o uso diversos equipamentos de fabricantes diferentes. A vantagem no uso dessa norma está principalmente pela sua característica de orientação a objeto, sendo possível criar modelos de objetos para toda a estrutura do SAS, dessa maneira, a norma não se tornará ultrapassada diante do avanço tecnológico, seguindo tendências e acompanhando a evolução dos equipamentos de proteção, controle e supervisão.

Na necessidade de se atender as particularidades do sistema elétrico brasileiro, o CEPEL (Centro de Pesquisa de Energia Elétrica), que pertence ao grupo Eletrobrás, desenvolveu em 1991 um sistema aberto de supervisão e controle que possui como característica a alta flexibilidade, facilidade de manutenção, robustez e capacidade de comunicação nos diversos protocolos utilizados no país, incluindo os determinados

pela Norma IEC 61850. O SAGE, Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia, com suas características de escalabilidade, interoperabilidade, portabilidade e a possibilidade do uso de uso em redundância e através de vários protocolos diferentes, logo se tornaria o sistema SCADA/EMS mais utilizado nas subestações elétricas do grupo Eletrobrás, sendo utilizado em cerca de 1400 subestações e presente em mais de 200 empresas (Furnas, 2019). O custo ofertado pelo SAGE, foi um fator decisivo, uma vez que os sistemas SCADA ofertado no mercado possuem um custo financeiro muito elevado se comparado com o SAGE. O fato de ser um sistema aberto, permite que o SAGE seja altamente dinâmico, acompanhando as necessidades de evolução do sistema elétrico e a evolução tecnológica do setor.

1.1 Objetivo Geral

Apresentar como é realizada a integração do SAGE dentro do SAS obedecendo a Norma IEC 61850. Para isso, será relatada as características da norma, assim como suas particularidades e detalhamentos, as possíveis configurações da rede de redundância e os tipos de mensagens determinadas pela norma. Será exposto também o uso da ferramenta SCADA e como são realizadas a aquisição e distribuição dos pontos de supervisão e controle do sistema.

1.2 Objetivos Específicos

- Aplicar os conceitos da Norma IEC 61850 no processo de automação de subestações elétricas;
- Apresentar a criação das entidades (arquivos de configuração), dos serviços SSC (Subsistema de Suporte Computacional) e SCDD (Subsistema de Comunicação e Distribuição de Dados) do SAGE em seu modelo SCADA;
- Realizar as configurações para se obter a supervisão e controle dos pontos analógicos, digitais e de comando do sistema através do SAGE;
- Relatar os procedimentos de rede para criação das redes de difusão e de aquisição do SAGE, assim como os equipamentos que compõe esse sistema.

1.3 Estudo de Caso

Como estudo de caso, será apresentado os resultados da elaboração do sistema SCADA do SAGE para a supervisão do seccionamento de uma linha de transmissão de 500 kV. O projeto ocorreu durante o TAF (Teste de Aceitação de Fábrica) entre os meses janeiro a março de 2022 nas dependências da empresa contratante localizada na cidade de Recife. Na ocasião, o autor como estagiário da empresa ESC Engenharia, participou diretamente de todo o processo, sendo de sua responsabilidade a edição da base de dados do SAGE, criação de telas, configuração dos parâmetros da rede e teste de subida de pontos.

1.4 Organização do Trabalho

Toda a base teórica será apresentada no capítulo 2, descrevendo toda as ferramentas e conceitos necessários para o entendimento do estudo de caso. Serão retratados os aspectos do sistema elétrico de potência, os protocolos de redundância de rede, a pirâmide de automação dentro do cenário do Sistema de Automação de Subestação (SAS), os modelos OSI e TCP/IP e sua relevância no uso das diversas redes de compõe o SAS, a Norma IEC 61850 com sua organização em capítulos referentes a temas específicos do SAS, o SAGE e as definições dos testes realizados durante o processo de concepção do SAS. O capítulo 3 apresenta todas as configurações e edições das entidades do SAGE responsáveis pela aquisição, supervisão, controle e distribuição dos pontos digitais, analógicos e de comando seguindo as diretrizes da Norma IEC 61850, devidamente como foram realizadas durante o estudo de caso. E o capítulo 4 apresentará as conclusões e resultados relevantes ao decorrer de todo o processo e proposta para trabalhos futuros.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Ao longo desse capítulo, serão apresentados todos os conceitos necessários para entendimento do estudo de caso que será apresentado no capítulo 3. Conceituando sobre os sistemas elétricos de potência e sua relevância dentro do meio tecnológico, seus aspectos construtivos e necessidade de sua modernização. O processo de automação das subestações elétricas também será abordado, enfatizando a utilização da Norma IEC 61850 que compõe diretrizes para os aspectos de comunicação, a arquitetura das redes de dados, os equipamentos e demais componentes que irão compor o SAS (Sistema de Automação de Subestação). Também será relatado o SAGE, sistema SCADA desenvolvido pela CEPEL e de ampla utilização das subestações do Grupo Eletrobrás.

2.1 Sistema elétrico de potência

O Sistema Elétrico de potência (SEP), é formado por um conjunto de grandes sistemas de energia que englobam geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Constituído por um conjunto de equipamentos como geradores, transformadores, disjuntores e linhas de transmissão, que possui como objetivo principal, fornecer energia elétrica vindas da unidade geradora até o consumidor final, de forma contínua, sem interrupções, de forma confiável e com segurança. No Brasil, chamamos de Sistema Interligado Nacional (SIN), o sistema que interliga todos os sistemas elétricos de todas as regiões do Brasil, com exceção dos sistemas isolados. O SIN compõe uma rede com mais de 100 mil quilômetros de extensão, partindo desde as usinas geradoras de energia que produzem energia elétrica, e seguindo por uma subestação elevadora, onde se é elevada a tensão da energia gerada, com o intuito de diminuir as perdas durante o processo de transmissão. Posteriormente essa energia é enviada através das linhas de transmissão, que em geral, possuem grandes distâncias a serem percorridas até chegar ao ponto de consumo, que se localizam na maioria das vezes em grandes centros urbanos. A energia elétrica é então entregue a uma subestação abaixadora ou de distribuição, onde será reduzido o seu valor de

tensão para valores adequados a serem entregues ao consumidor final, como residências, comércios e indústrias. O SEP pode ser classificado de acordo com o seu valor de tensão, como apresentado na tabela 1.

Tabela 1 - Níveis de tensão do SEP (Corrente alternada)

ABNT (NBRs)	Até 1 kV	Baixa Tensão	BT
	>1 kV a 36,2 kV	Média Tensão	MT
	>36,2 kV	Alta Tensão	AT
Tem (NRs)	Até 1 kV	Baixa Tensão	BT
	>1 kV	Alta Tensão	AT
ANEEL	Até 1 kV	Baixa Tensão	BT
	>1 kV a 69 kV	Média Tensão	MT
	≥69 kV	Alta Tensão	AT
ONS	≥230 kV	Rede Básica de transmissão	

Fonte: (EngeHall, 2023).

2.1.1 Geração, transmissão e distribuição de Energia

A Geração de energia no país é em grande parte formada pelas usinas hidrelétricas (UHEs) de grande porte (acima de 30 MW), e usinas (UTES) que fazem uso de carvão mineral, óleo mineral, gás natural e nuclear são as fontes mais convencionais. Além dessas, as fontes alternativas como a solar fotovoltaica, usinas eólicas e usinas que usam biomassa complementam a geração de energia no sistema de geração brasileiro. Com um grande potencial fluvial, o Brasil possui mais de 110 usinas hidroelétricas, sendo o processo de geração de maior destaque, responsável por cerca de 55,3% de toda a energia elétrica gerada no país no ano de 2021, enquanto as demais fontes somadas chegaram a 44,7% (EPE, 2021).

As usinas geradoras possuem uma tensão de saída em seus geradores entre 6 kV e 25 kV, geradas a uma frequência de 60 Hz. Essa tensão de saída, é então ampliada para níveis mais altos de tensão em transformadores elevadores, para que assim possam ser transmitidas em grandes distâncias com um valor pequeno de

corrente, evitando assim perdas através do efeito Joule e queda de tensão ao longo das linhas de transmissão (ANEEL, 2023).

As usinas térmicas, possuem uma vantagem sobre as UHE por serem de fácil construção e poderem ser construídas perto do mercado consumidor, evitando custo com a transmissão de energia. Porém seu custo de manutenção e operação são elevados, além da dependência dos combustíveis que sofrem variação de preço, o que leva uma certa incerteza sobre seu uso. As usinas nucleares, apesar da vantagem de poderem ser instaladas próximas aos locais de consumo, tem como desvantagem, os aspectos de segurança e as questões ambientais.

As usinas térmicas que fazem uso de combustíveis como carvão ou gás, possuem a necessidade de localizarem-se perto da fonte do combustível, possuindo um custo referente a transmissão da energia até os locais de consumo, além principalmente da poluição ambiental.

AS UHEs possuem um elevado custo de construção, porém o custo de manutenção e operação são baixos, e devido as restrições geográficas, são em sua grande maioria, implementadas longe dos grandes centros de consumos, sendo necessárias extensas linhas de transmissão para levar a energia produzida até os destinatários finais (ANEEL, 2023).

Ao ser produzida nas usinas geradoras, e elevada para uma tensão mais adequada nas subestações elevadoras, a energia é transmitida pelas linhas de transmissão. Alguns valores de tensão usualmente são empregados no processo de transmissão, ficando entre valores de 13,8 kV e 765 kV. Para determinar se durante a transmissão, a corrente deve ser contínua ou alternada, é necessário ser realizado estudos considerando tanto a aspecto técnico quanto o financeiro. Um padrão bastante usado indica que a corrente contínua mostra-se viável para linhas entre 600 a 800 quilômetros. Nesse caso de transmissão em corrente contínua, é exigida a presença de subestações conversoras junto as subestações abaixadoras para realizar-se a retificação da corrente, porém as subestações conversoras apresentam um custo muito elevado, sendo então um aspecto de bastante desvantagem a transmissão em corrente contínua (PRESCOTT, 2020).

A necessidade em elevar a tensão produzida nos geradores, é devida a ineficiência em se transmitir a energia em tensões pequenas, visto seu alto valor de corrente, as quedas de tensão e perda de potência ao longo da linha de transmissão. Com a elevação da tensão, a transmissão sofre menores perdas devido a elevada corrente, além de minimizar os custos, já que a maior parte do custo financeiro das linhas são devido ao dimensionamento da seção dos cabos, existindo assim ponto de mínimo de custo, onde o valor da corrente e a seção do cabo são otimizados, correspondendo ao melhor aspecto técnico e menor custo financeiro.

Estações abaixadoras são utilizadas na extremidade final da linha de transmissão para reduzir o valor de tensão para valores que irão suprir os consumidores finais, esse baixo valor de tensão são então distribuídos através de vias aéreas ou subterrâneas por ruas e avenidas, tornando assim o processo de transmissão mais seguro.

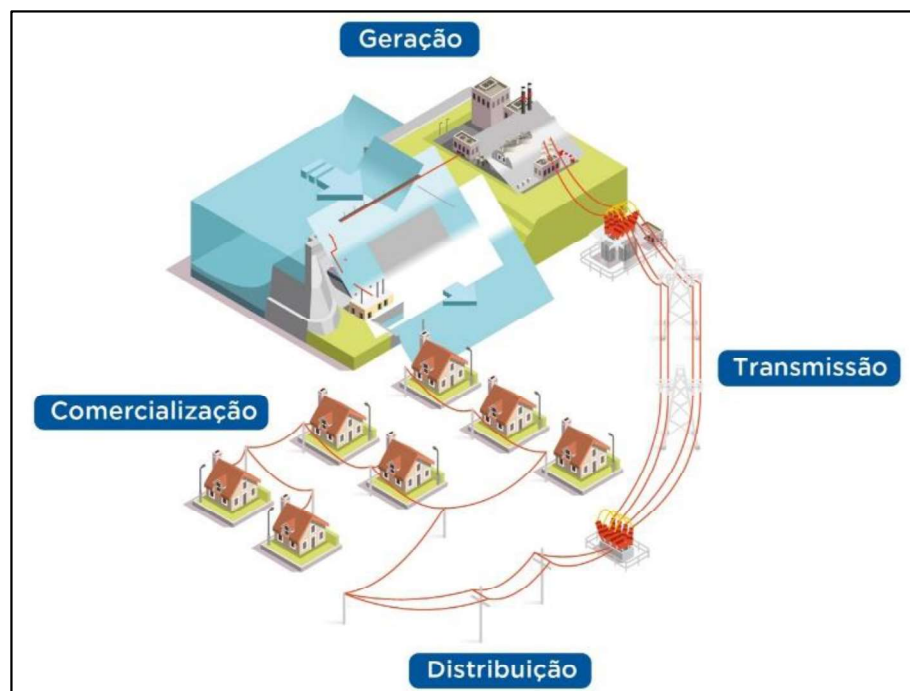
Com o aumento da demanda do consumo de energia elétrica, ocasionalmente surge a necessidade da utilização de novos meios de geração de energia, assim como outros meios de transmissão, distribuição e subestações. Por esse motivo, é comum a necessidade de interligação com subestações já existentes, que é uma solução mais econômica e mais confiável, deixando como única desvantagem o aumento na complexidade de operação do sistema. A vantagem principal de um sistema interligado em comparação com um que é alimentado radialmente, está no fato do suprimento de energia não ser interrompido em caso de problema de geração, ou mesmo uma falha durante sua transmissão, pois nesse modelo, a energia possui caminhos alternativos a serem transmitidos. Outra vantagem está no melhor aproveitamento energético, pois sistemas interligados podem fazer “troca de energia”, fazendo com que um superavit em um sistema possa suprir a demanda em outro (ONS, 2023).

Através das linhas de transmissão, a energia chega até as subestações de distribuição, onde em geral as tensões são baixadas para 13,8 kV, e seguem por meio de uma linha de subtransmissão até transformadores de distribuição ou para usuários primários. A tensão primaria é entregue então a consumidores industriais ou podem

passar por transformadores secundários e baixar mais ainda a tensão para valores como por exemplo 220 V, a ser entregue aos consumidores domésticos.

Todo o processo de geração de energia nas usinas geradoras, sua transmissão através das linhas de transmissão, as subestações elétricas e distribuição para o consumidor final, apresenta-se resumidamente na figura 1.

Figura 1 - Geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.



Fonte: (Portal da Indústria, 2021).

2.1.2 Subestações Elétricas

Uma SE, subestação de energia, é uma instalação elétrica formada por um conjunto de equipamentos responsáveis transformar, proteger, controlar e manobrar a energia elétrica recebida, através de equipamentos de proteção e controle (VICENTE, 2011). Sendo assim, as subestações recebem o fluxo de energia e realizam o controle e transmissão através de linhas de transmissão, convertendo os níveis de tensão através de equipamentos chamados de transformadores e colocando a tensão em um nível adequado para seu consumo em indústrias ou residências. Os

transformadores de potência são os equipamentos de maior importância numa SE, responsáveis por receber um valor de tensão em seu terminal primário, e converter para um valor de tensão terminal secundário. Em geral, a tensão no secundário é menor que a do primário, caracterizando assim o transformador como abaixador. Uma exceção para esse caso são os transformadores elevadores, que elevam a tensão no secundário, usados para elevar o valor de tensão das unidades geradoras, para que assim a transmissão da energia seja realizada em valores maiores e mais adequados para a transmissão.

Outro equipamento de extrema importância dentro das SEs são os disjuntores, que são dispositivos mecânicos de manobra, usados para estabelecer, conduzir ou interromper o fluxo de energia em caso de alguma anormalidade no circuito. Sendo o principal equipamento de proteção, os disjuntores garantem de forma precisa e eficiente o isolamento de parte do sistema em casos de manutenção, ou, problemas de funcionamento ou mesmo acidentes. Outro dispositivo de manobra utilizado dentro de SEs são as chaves seccionadoras, cuja principal função é seccionar e isolar partes de um circuito. Em condições normais, as chaves seccionadoras devem ter contato normalmente fechado e permitir a condução de corrente, mesmo que de curto-circuito até a atuação do disjuntor.

2.1.3 Automação de Subestações

Com o avanço dos dispositivos eletrônicos, computadores e equipamentos de proteção e medição, as SEs ficaram sujeitas então a modernização de seus sistemas, tanto na supervisão, quanto na proteção. O avanço tecnológico então permitiu a presença de equipamentos com um poder de processamento muito maior que os obsoletos relés existentes nos equipamentos eletromecânicos, além de permitir que os sistemas ficassem mais rápidos e com uma maior confiabilidade de operação. A migração para sistemas mais tecnológicos gerou a necessidade de gerenciar alarmes, eventos e controles, além de manter relatórios e documentações sobre todo o processo e eventos que ocorrem simultaneamente durante o funcionamento da SE. Os sistemas de automação pioneiros nas SEs se baseiam em relés eletromecânicos

interligados através de fiações composta por muitos cabos, que realizavam através da combinação de lâmpadas, botoeiras e chaves, o controle manual dos equipamentos. Esses sistemas mostravam-se extremamente problemáticos em relação a sua manutenção e interoperabilidade, uma vez que para implementar uma nova supervisão ou realizar algum ajuste, seria necessário o ajuste físico dos painéis, passar novos fios, realizar adaptações nas bancadas e adicionar botoeiras ou chaves para aquela nova supervisão (ALMEIDA, 2011).

Com a chegada da era digital e o avanço na microeletrônica, os microprocessadores permitiram a implementação de circuitos lógicos, que possibilitaram a utilização de sistemas programáveis e o uso de computadores com interface no controle e proteção de sistemas elétricos. Queiroz, classifica os sistemas de automação de subestação de acordo com a tecnologia implementada. Classifica então como sistemas convencionais, os sistemas com relés eletromecânicos, botoeiras, lâmpadas indicativas e instrumentos analógicos. Esses sistemas ainda são muito comuns de serem encontrados em subestações por todo o país. Porém a necessidade de melhorar o monitoramento das informações, vem tomando o espaço e cada vez mais, os sistemas convencionais, vem sendo substituídos por sistemas mais modernos (QUEIROZ, 2010).

Os sistemas numéricos, que chegaram como alternativa para os sistemas convencionais, são caracterizados por equipamentos que concentram informações em um único lugar, facilitando a operação e a interferência humana, evitando assim erros. A aquisição dessas informações pode ser realizada em ambientes afastados, permitindo também o uso da Interface Homem Máquina (IHM), proporcionando a operação do sistema de uma forma mais eficaz. Os sistemas numéricos permitem também a aquisição de dados em tempo real durante a operação, coletando informações enviadas por IEDs, e consultando dados históricos e de manutenção. O contínuo monitoramento do processo permite estimar os melhores momentos para intervenção da manutenção, possibilitando também analisar a vida útil dos equipamentos (MENDES, 2014).

Porém, o uso desses vários equipamentos dos sistemas numéricos necessitava da padronização de um protocolo, já que cada fabricante possuía seu padrão e seus

hardwares, impossibilitando que equipamentos de fabricantes distintos, se comunicassem dentro do mesmo sistema. Classificando então como Sistemas Modernos, uma primeira iniciativa foi a utilização da IEC 60870-5. Foram então surgindo outras norma e protocolos até que houvesse uma padronização dos dados em modelagem orientada a objeto. Os sistemas modernos possuem então os mesmos equipamentos digitais que os sistemas numéricos, IEDs, CLPs, multimedidores, *switches*, entre vários outros dispositivos, porém substituindo todo o cabeamento de cobre convencional por uma rede de comunicação de dados, tornando assim as SEs completamente digitais, elevando a capacidade de controle e processamento. Alguns dentre os principais protocolos e normas utilizados nos SAS são o DNP3, IEC 101/104, Modbus e os protocolos descritos na norma IEC 61850, o MMS, o GOOSE e o SV (MENDES, 2014).

2.2 Pirâmide de Automação

A pirâmide de automação representa de uma forma ilustrativa, a hierarquia entre os cinco níveis de controle que existe no setor industrial e como estão relacionados entre si. A pirâmide é então organizada de forma que os níveis mais baixos estão relacionados com os equipamentos de campo, que estão em contato direto com o ambiente de produção, enquanto os níveis mais altos, ao gerenciamento dos processos e planta, que são os softwares voltados para a operação corporativa. A imagem da pirâmide com os níveis mais baixos em sua base, reflete que esses níveis, possuem mais equipamentos vinculados a esse nível, além de uma grande quantidade de informação. Enquanto os níveis que estão mais próximos ao topo, possuem uma quantidade menor de dados, porém os dados são mais refinados, de melhor qualidade. A vivência do autor dentro do setor elétrico de potência, permitiu verificar que a pirâmide de automação industrial, habitualmente difundida pelos profissionais da indústria e pelo meio acadêmico, diverge em alguns aspectos com a pirâmide e os níveis de automação que são usualmente empregados no setor elétrico, levando então o autor a propor uma comparação ente os níveis de automação proposto pela definição usual e os níveis de automação descritos corriqueiramente no setor elétrico.

2.2.1 Pirâmide de automação industrial

A pirâmide de automação industrial é amplamente conhecida em todo o setor industrial, principalmente após a implementação da indústria 4.0, e é amplamente difundida através dos livros-textos utilizados no meio acadêmico. Sua representação é apresentada na figura 2.

Figura 2 - Pirâmide de Automação industrial.



Fonte: Adaptado de (SILVA, 2017).

A base da pirâmide, é a representação dos equipamentos de campo, do “chão de fábrica”, representa o nível 1, etapa de aquisição de dados e controle manual. Os dispositivos e equipamentos que estão representados nesse nível são as máquinas e dispositivos de campos, sensores, atuadores, transmissores, inversor de frequência, sistemas de partidas e entre outros equipamentos.

O nível logo acima, o nível 2, é onde se encontram os equipamentos automatizados responsáveis pelo controle das atividades da planta. Os dispositivos presentes nesse nível apresentam um certo nível de inteligência, capazes de tomar diretrizes quanto ao controle da planta. Alguns dispositivos característicos desse nível são os CLPs e os IEDs.

A supervisão e monitoramento da planta acontece no nível 3. É nesse nível que se encontra o banco de dados com informações precisas sobre os processos, qualidade de estatísticas. O sistema supervisório então coleta informações vindas dos níveis inferiores, que são caracterizados pelos equipamentos, e transmite essas informações para os níveis superiores, de caráter mais administrativo.

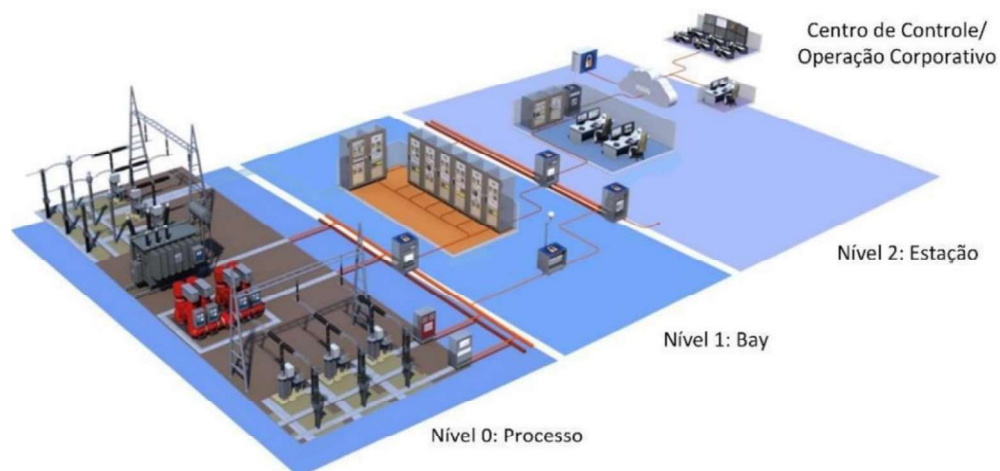
O nível 4 é caracterizado pelo gerenciamento da planta. É responsável pela programação e planejamento da produção. Além de possuir controle sobre os processos, é responsável pela logística e suprimento de matéria-prima.

O topo da pirâmide, nível 5, refere-se ao planejamento estratégico e gerenciamento corporativo. É o nível onde administra-se os recursos da empresa, por meio do uso de softwares que auxiliam na gestão de vendas, gestão financeira e *Business Intelligence* (SILVA, 2017).

2.2.2 Pirâmide de automação pela norma IEC 61850

No cenário da automação de subestações elétricas, a norma IEC 61850 caracteriza então os equipamentos, sistema supervisório e os centros de operação remoto como níveis distintos e que diferem da definição usual da pirâmide de automação industrial. Classificando então os equipamentos que compõe o SAS em três diferentes níveis e que se comunicam entre si, de forma horizontal ou vertical, através de barramentos, como é apresentado na figura 3.

Figura 3 - Níveis Hierárquicos de SAS pela IEC 61850.



Fonte: (COUTINHO, 2015).

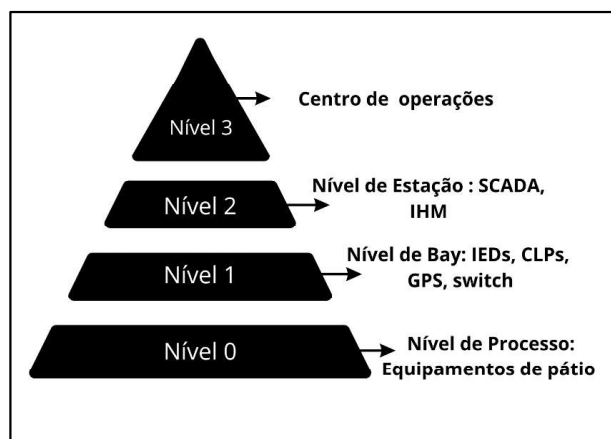
A norma IEC 61850-9, define o nível 0, conhecido também como nível de processo da subestação, como sendo os equipamentos de pátio: disjuntores, banco de capacitores, chaves seccionadoras, transformadores, transformadores de corrente (TCs), transformadores de potência (TPs) e qualquer outro equipamento ou cabeamento que se encontre no chão de pátio de uma SE. Os equipamentos e dispositivos presente nesse nível, são responsáveis direto pela proteção e medição das grandezas elétricas, suas informações são enviadas via camada de comunicação (TCP/IP) através do protocolo SV (*Sample Value*), e recebidas pelos equipamentos do nível superior através do barramento de processos (SILVESTRE, 2014).

O nível 1, conhecido também por nível de *Bay* (vão), é definido pela IEC 61850-7. Composto por IEDs, switches, CLPs, fibra óticas, roteadores, Gateway, GPS e entre outros. São os equipamentos responsáveis por receber os dados vindos do barramento de processo, enviados pelos equipamentos de pátios (nível de processo) e através de lógicas de programação, fazer atuar os sistemas de proteção, realizar coleta de oscilografia, enviar comandos e receber dados dos dispositivos e medições das grandezas elétricas. Os protocolos da IEC 61850 comuns a esse nível são os MMS, utilizados para enviar dados ao nível 2 e o GOOSE, utilizado na troca de informação entre os próprios equipamentos desse nível. A troca de informação entre os dispositivos do nível de *Bay*, é realizado através do barramento de *Bay* (SILVESTRE, 2014).

O nível 2, é caracterizado pelos sistemas SCADA e IHM, também conhecido por nível de Estação, é definida na IEC 61850-7.1. É responsável pelo recebimento dos dados do nível de *Bay*, e através dele realizado a supervisão e controle de todo o sistema de informação da subestação, apresentando em telas toda a operação em tempo real que acontece na SE. As informações coletadas nesse nível são distribuídas para os centros de operações remotas, como o COS e COR, através de protocolos como o DNP3, IEC 101/104, que são protocolos preferencialmente utilizados para transmissão a grandes distâncias. Os dados utilizados no nível de estação, são recebidos através do barramento de estação (SILVESTRE, 2014).

O nível 3 é referente a toda supervisão realizada acima do nível 2, como os COR (Centro de Operação Regional) e o COS (Centro de Operação do Sistema). Suas atribuições são similares as do nível 2, podendo realizar a supervisão e controle dos equipamentos pertencentes a subestação, porém agora em nível regional ou nacional. O nível 3 não é descrita na norma, porém, podemos associá-la a um complemento ao nível 2. A representação em formato de pirâmide para os níveis de automação segundo a Norma 61850 está apresentada na figura 4.

Figura 4 - Arquitetura de subestação com padronização IEC 61850.



Fonte: Autor.

2.3 TAF

O TAF, Teste de Aceitação de Fábrica, ou do inglês, *Factory Acceptance Test* (FAT), é o processo de validação da funcionalidade e performance do sistema. Nessa etapa, o sistema é construído, programado e testado obedecendo todos os requisitos e características do projeto, garantindo o funcionamento segundo as especificações recebidas do contratante. Durante o TAF, são realizadas a inspeção visual dos equipamentos, a verificação dos parâmetros, geração de relatórios e arquivos de backup. O comportamento da rede também é avaliado, verificando o comportamento do tráfego de informação através da topologia e protocolo determinado no projeto.

O TAF é realizado em ambiente controlado, sem a presença dos equipamentos de pátio (disjuntores, chaves seccionadoras, transformadores), contando com a presença dos IEDs, dos servidores, switches, hubs, fibra óticas, gps, sistema SCADA e de qualquer outro dispositivo que se fará presente no SAS pertencente aquele evento a ser testado. Comumente, são utilizados gigas de teste para a realização dos testes de subida de pontos, e uma maleta de teste é utilizada para injetar valores de tensão e corrente no sistema, como apresentado na figura 5, verificando assim a lógica e correta atuação dos sistemas de proteção.

Uma etapa que compõe o TAF, é o Pré-TAF, momento em que a equipe de comissionamento realiza toda a montagem, parametrização, elaboração do sistema SCADA e verificação da conformidade com o projeto. Essa etapa de preparação para o TAF, ocorre sem a presença do cliente, garantindo assim, que durante o TAF, todo o sistema esteja em conformidade evitando a improdutividade e o retrabalho.

Qualquer anormalidade verificada durante o TAF deve ser registrada em relatórios e corrigido antes do envio dos equipamentos para campo (ESC ENGENHARIA, 2023).

Figura 5 - Utilização de gigas e maleta de teste durante TAF.



Fonte: (ESC ENGENHARIA, 2023).

2.4 TAC

O Teste de aceitação de campo (TAC), ou do inglês, *Site Acceptance Test* (SAT), também conhecido como testes de comissionamento, são atividades realizadas em campo, com a presença dos equipamentos de pátio e tem por objetivo, assegurar o funcionamento do sistema projetado e sua conformidade com o projeto definido pelo cliente. O TAC ocorre com a presença de todos os equipamentos e componentes de rede presentes no SAS já entregues no local definitivo de sua aplicação, onde serão executados testes em todos os componentes de hardware e software devidamente montados e instalados. O TAC é realizado após o TAF, e sua conclusão, assegura que o sistema encontra-se preparado e hábil para entrar em operação (ESC ENGENHARIA, 2023).

2.5 Protocolos de redundância em redes Ethernet

A arquitetura de rede de um SAS deve adequar-se as necessidades das funções de proteção, controle e monitoramento do sistema projetado, assim como as restrições físicas do entorno, as políticas da concessionária e os requisitos de desempenho. Os fatores primordiais na escolha da arquitetura são a confiabilidade, a disponibilidade da rede, os requisitos de redundância, tempo de latência, escalabilidade e facilidade de manutenção. Em geral, a arquitetura de rede é baseada em um modelo híbrido entre as arquiteturas cascata, anel e estrela, sendo o barramento de processo o que recebe o maior tráfego de informações dentro da rede do SAS. O fator de maior importância nas redes das subestações é a alta disponibilidade, que é alcançada com o uso de redes em redundância, que basicamente consiste em usar uma topologia de rede onde a informação trafegue através de mais de um caminho, uma vez que o uso de apenas um caminho, ocasionaria a completa indisponibilidade em caso de falha no segmento de rede. Porém, o uso de redes em redundância ocasiona um outro problema, os pacotes de dados circulam indefinidamente na rede sem encontrar o local de destino, ocupando assim por completo o uso da banda disponível.

A rede em redundância trás dois aspectos importantes. O balanceamento de carga, uma vez que a adição de um caminho redundante aumenta a largura da banda, o protocolo LACP (*Link Aggregation Control Protocol*) comumente é utilizado para esse propósito. O outro aspecto é a tolerância a falhas, uma vez que as conexões adicionais entre os equipamentos permitem um enlace secundário em caso de falha no equipamento principal (SANTOS, 2021).

A parte 3 da norma IEC 61850 (IEC 61850-3 , 2002), define de forma técnica algumas características sobre os diferentes protocolos de redundância investigando a confiabilidade da rede, os estados do sistema e a probabilidade de permutação entre eles. Dois parâmetros são comumente utilizados para esse fim:

- MTBF: *Mean Time Between Failures*, representa a medida de tempo entre falhas reparáveis de um dispositivo, para se ter uma alta confiabilidade, essas medidas devem ser muito elevadas, geralmente em centenas de milhares de horas.

- MTTF: *Mean Time to Failure*, é uma medida de tempo referente ao período gasto para que um equipamento retorne a seu estado normal após uma falha. Para uma boa manutenibilidade, o dispositivo ou sistema deve possuir uma baixa MTTF.

A respeito do protocolo utilizado, o *Switchover-time determinism*, ou determinismo no tempo de comutação, representa o tempo de resposta do protocolo para comutar entre o caminho principal e o alternado, assim como o tempo para o sistema retorne ao caminho principal, após a recuperação da falha no mesmo.

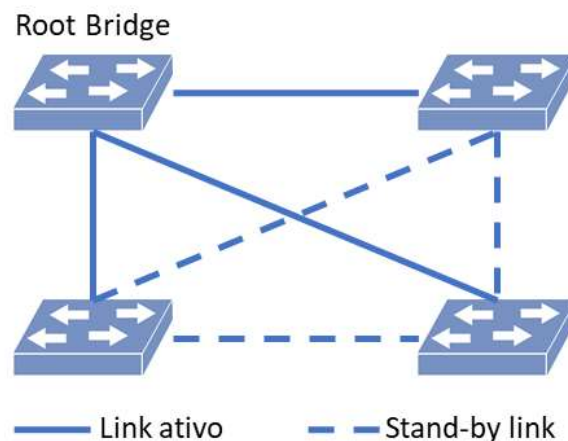
Observou-se então a necessidade de realizar o monitoramento dos caminhos de uma rede em redundância, dando início então ao aparecimento de protocolos voltados para esse propósito. O primeiro deles foi o STP, *Spanning Tree Protocol*, que ao detectar uma interrupção, realiza uma comutação lógica para habilitar o caminho alternativo no menor tempo possível após a detecção da interrupção. Porém, durante essa comutação, a rede permaneceria indisponível por cerca de segundos, o que dependendo do projeto, poderia trazer impactos negativos. Essa imprevisibilidade no tempo de recuperação da rede, levou ao surgimento de protocolos que aprimoravam a metodologia do STP, minimizando o tempo de interrupção e trazendo maior confiabilidade para o SAS (SANTOS, 2021).

2.5.1 RSTP

Definido na norma IEEE 802.1w, o *Rapid Spanning Tree Protocol* foi a primeira das tentativas de aprimoramento do STP. Sua vantagem está em não possuir uma limitação a quantidade de dispositivos na rede, podendo ser implementado em qualquer topologia. Possui como desvantagem o fato de o tempo de recuperação de interrupção ser dependente da localização da falha. Sua configuração consiste em ligações completas e simétricas entre switches, desativando os enlaces que não estão sendo utilizados. Um dos switches recebe a denominação de *root bridge*, ou *switch* raiz, então cria-se uma árvore de caminhos que busca o trajeto ótimo realizado a partir do *root bridge*. O RSTP apresenta uma resposta melhor quanto ao tempo de

acomodação melhor, quando empregado no modelo anel, devido ser uma topologia restrita. Porém, ao ser empregado em uma rede em malha, possui uma maior imprevisibilidade na criação da árvore de comunicação e na escolha de um novo *switch* raiz. Sua topologia é apresentada na figura 6.

Figura 6 - Topologia com uso do protocolo RSTP.

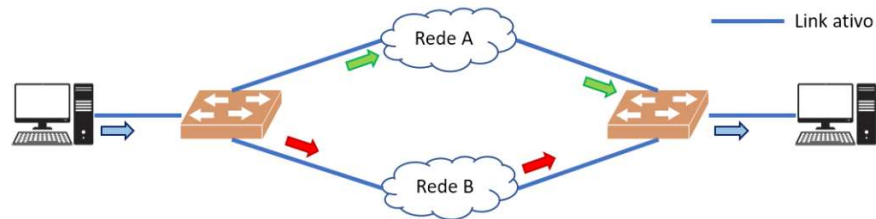


Fonte: (SANTOS, 2021).

2.5.2 MRP

Definido na parte 2 da norma IEC 62439, o *Media Redundancy Protocol*, é especificado unicamente para redes em anel até 50 dispositivos. Seu tempo de comutação determinístico após uma falha é entre 200 ms e 500 ms, sendo esse tempo determinado pelo usuário. Em seu funcionamento, um dos switches é rotulado como MRM, *Media Redundancy Manager*, responsável por enviar os pacotes de dados em ambos os sentidos do anel, e esperar recebê-los de volta. Os demais switches ou dispositivos compatíveis com esse protocolo, são denominados MRC. Caso o MRM não receba os seus pacotes de dados testes enviados por uma de suas portas e não receba através da outra, caracterizando assim uma falha, este habilitará a porta bloqueada e o anel funcionaria no sentido contrário. A topologia do MRP em anel é apresentada na figura 7.

Figura 8 - Topologia com uso do protocolo PRP.

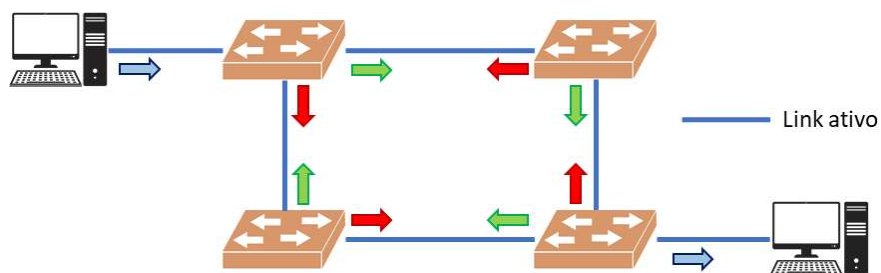


Fonte: (SANTOS, 2021)

2.5.4 HSR

Também conhecida como IEC62439-3, o *High-availability Seamless Redundancy*, possui assim como o PRP, um tempo de convergência de '0ms', porém o HSR é unicamente empregado em topologia anel. O HSR envia o mesmo pacote através de suas duas portas de forma simultânea, dessa forma, somente dispositivos que suportam HSR podem integrar uma rede com esse protocolo. Caso seja inevitável o uso de algum dispositivo que não suporte HSR, deve ser feito o uso de *Quad-Boxes*, que permitem a implementação do protocolo em dispositivos não suportados. Da mesma forma que o PRP, apenas o primeiro pacote de informação é recebido, o seu redundante, é então descartado quando chegado no destino. A topologia do protocolo HSR é apresentada na figura 9.

Figura 9 - Topologia com uso do protocolo HSR.



Fonte: (SANTOS, 2021).

A Tabela 2 apresenta as principais características de forma resumida dos protocolos de monitoramento de redundância. O que observa-se é que não há uma

topologia ou protocolo que possua total vantagem sobre o outro, cada um deve ser empregado devido suas características à necessidade do projeto, como a disponibilidade física, a severidade quanto aos tempos de convergência ou resposta a falhas e interrupções.

Tabela 2 - Protocolos de Redundância.

Protocolo	Topologia	Nº máximo de dispositivos	Tempo máximo de recuperação	Tempo de reconfiguração em normalidade
RSTP	Anel	40	Aprox. 2 segundos	Tipicamente entre 100ms e 200ms
RSTP	Qualquer	Qualquer	Maior que 2 segundos	Difícil estimar, requer análise da rede em questão.
MRP	Anel	50	500ms, 200ms, 30ms, 10ms	Aprox. 200 ms, 60 ms, 15ms e <10 ms
PRP	Dupla, qualquer	Qualquer	0ms	0ms
HSR	Anéis	512	0ms	0ms

Fonte: (MOLANO, 2014).

2.6 MODELOS DE CAMADAS DE REDE

Para ser possível a comunicação de dados entre redes diferentes, é necessário a criação de regras comuns para a recepção e a transmissão dos pacotes de dados. Esse conjunto de regras, são conhecidos como protocolos. O protocolo de maior uso nos SAS destinado a esse fim é o modelo TCP/IP. Esse modelo de referência é dividido em quatro camadas, baseando-se assim no modelo OSI, que o precedeu. O modelo OSI é um modelo de protocolos genérico, utilizado para descrever a comunicação em rede, composto por sete camadas que padronizam os componentes de hardware e software de diversos dispositivos que pertencem a uma rede (TANEBAUM, 2021).

A divisão em camadas de ambos os modelos, permite a realização de diagnóstico de rede de forma mais eficiente e assertiva. Em caso de algum problema, o processo de verificação se inicia indo do nível mais baixo ao nível mais alto, verificando desde as camadas inferiores até as mais elevadas. A descrição dos modelos OSI e TCP/IP e de suas camadas, são apresentadas a seguir.

2.6.1 MODELO OSI

Desenvolvido pela ISO (*Internacional Standards Organization*), o modelo OSI foi um dos primeiros modelos desenvolvidos com o intuito de padronizar os protocolos utilizados nas diversas camadas, desenvolvido para sistemas abertos, que permitam a comunicação entre outros sistemas. Esse modelo, é dividido em sete camadas, como é mostrado na figura 10. O modelo OSI por si só, não é uma arquitetura de rede, pois não traz especificações quanto aos serviços e protocolos, para tal, a ISO propôs padrões para cada uma das camadas (TANEBAUM, 2021) (MATHEUS, 2022).

Figura 10 - Modelo OSI



Fonte: Adaptado do Autor.

2.6.1.1 Camada física

É a camada responsável pela transmissão dos bits ainda em seu formato bruto, nela é definida a quantidade de volts necessária para a representação do bit 0 e do bit 1, a quantidade de tempo que um bit deve durar, a bidirecionalidade (se pode haver transmissão nos dois sentidos ou em apenas um), como a conexão deve ser iniciada e quando encerrada e a quantidade de pinos que o conector de rede utilizará. O Hub é um exemplo de dispositivo dessa camada.

2.6.1.2 Camada de enlace

Também conhecida como camada de ligação, é responsável pela verificação de erros. É através dessa camada, que os bits brutos vindos da camada física, são transformados em quadros de dados livres de erros e transmitido de forma sequencial para a camada de rede. O controle de fluxo também é de responsabilidade dessa camada, impedindo que transmissores rápidos, envie quadros em excesso para receptores mais lentos. Pode-se ainda dividir essa camada em duas subcamadas: a subcamada MAC (*Media Access Control*), que é a camada responsável por permitir a conexão de vários computadores na mesma rede, cada computador recebe então um endereço físico único, que são usados como identificação durante o envio e recebimento dos quadros. A outra subcamada é a LLC (*Logical Link Control*), que controla o fluxo de dados, é através dela que é possível ter vários protocolos da próxima camada convivendo dentro da mesma rede. Um exemplo de dispositivo dessa camada são os switches.

2.6.1.3 Camada de rede

A camada de rede é responsável por determinar como os pacotes de dados serão roteados entre a host de origem e o host de destino, determinando assim a melhor rota em caso de congestionamento de dados e como deve ser realizado o controle dos dados. É nessa camada que temos o endereçamento IP, que é o

endereço que identifica a máquina na rede. Um exemplo de dispositivo dessa camada são os roteadores.

2.6.1.4 Camada de transporte

Responsável por receber os dados da camada acima, dividir em pacotes menores e repassar para a camada de rede, garantindo que todos os fragmentos menores cheguem de forma correta na outra extremidade. É nessa camada que é determinada o tipo de serviço que será fornecido na camada de sessão. Porém nem todo protocolo irá garantir que os dados serão entregues sem erros. Exemplos de protocolos dessa camada são o TCP que garante a entrega da mensagem, e o UTP, que não garante a entrega da mensagem sem erros, porém é mais veloz que o TCP, o projeto é que determinará qual dos dois é melhor aplicável.

2.6.1.5 Camada de sessão

Essa camada permite estabelecer uma sessão entre dispositivos, oferecendo diversos serviços como o controle de diálogo, o gerenciamento de símbolos e a sincronização entre os dispositivos.

2.6.1.6 Camada de Apresentação

Camada relacionada com a sintaxe e semântica das informações transmitidas, serve como tradutora dos dados. Sendo assim, dispositivos que usam diferentes representação de dados podem se comunicar, uma vez que essa camada realiza uma codificação que será utilizada durante a conexão. A camada de apresentação, então gerencia essas estruturas de dados abstratas e permitem a definição e intercambio de estrutura de dados em seu nível mais alto.

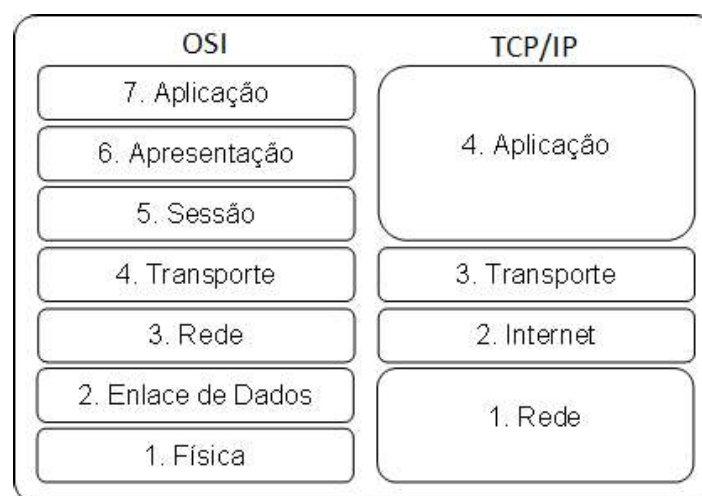
2.6.1.7 Camada de aplicação

É na camada de aplicação que temos os protocolos necessários para que se tenha a interação homem-máquina. É através dessa camada que é possível a troca de dados como e-mails, envio de arquivos, acesso a programas e websites.

2.6.2 MODELO TCP/IP

O surgimento desse modelo se deu diante da necessidade de conectar várias redes de maneira uniforme, sendo que cada uma já possuía seus protocolos existentes. Esse modelo de rede partiu então do projeto ARPANET (*Advanced Research Projects Agency Network*), uma rede criada por um grupo de pesquisa fundado pela Defesa dos Estados Unidos, que possuía como objetivo unir em uma única rede, diversas redes provindas de universidades e repartições públicas. Fazendo então uso da filosofia em conjunto dos protocolos TCP e IP, o modelo TCP/IP foi criado em 1974, fazendo uso da divisão em camadas assim como o modelo OSI, porém sendo resumida a quatro camadas, cada uma responsável por tarefas e serviços específicos, como é apresentada na figura 11 (MACÊDO, 2012) (TANEBAUM, 2021).

Figura 11 - Comparação entre o modelo OSI e TCP/IP.



Fonte: Adaptado de (MACÊDO, 2012).

2.6.2.1 Camada de Rede

A camada de rede ou camada de acesso à rede, é equivalente as camadas de enlace de dados e física no modelo OSI. Seu objetivo é adaptar o modelo TCP/IP aos diversos tipos de redes como Ethernet, *Token Ring*, *Frame Relay*, PPP e SLIP etc. Sendo assim, essa camada é independente da tecnologia da rede ao qual ela foi especificada.

2.6.2.2 Camada de Internet

Esta camada é responsável pelo endereçamento, roteamento e controle de envio e recepção dos dados. Faz uso do protocolo IP, que é um protocolo não orientado a conexão, logo não haverá garantia que o pacote enviado irá chegar ao seu destino, e caso a entrega seja realizada, não há garantia que foi recebido na ordem de envio. A camada de internet tem por objetivo definir o caminho ao qual os pacotes de dados irão percorrer desde o host de origem até o host de destino.

2.6.2.3 Camada de Transporte

A camada de transporte do modelo TCP/IP é equivalente a mesma camada de transporte no modelo OSI. É responsável pelas funções de transporte e dos mecanismos necessários para a entrega dos pacotes de dados de forma sequencial sem que ocorra qualquer tipo de falha. Essa camada faz uso de dois protocolos distintos para efetuar o transporte, o TCP e o UDP.

2.6.2.4 Camada de aplicação

A camada de aplicação é formada pelos diversos protocolos que permitem o correto funcionamento dos serviços do modelo TCP/IP. Alguns dos protocolos dessa camada são o TELNET, protocolo de terminal virtual, que permite que o usuário de um computador, realize o acesso remoto a um outro computador e consiga fazer uso

dele; o FTP, protocolo de transferência de arquivos; e o SMTP, protocolo de e-mail. Outros protocolos que foram adicionados a essa camada posteriormente foram o DNS, o NNTP, USENET, POP3 e o HTTP. A camada de aplicação no modelo TCP/IP, é equivalente as camadas de apresentação, aplicação e sessão no modelo OSI.

2.7 PROTOCOLOS DE COMUNICAÇÃO

Um protocolo de comunicação é um conjunto de regras que define uma formatação padrão para os dados dentro de um sistema de comunicação, comportando-se como uma espécie de gramática ou linguagem dos dispositivos que compõe uma rede. Assim, equipamentos que pertencem a uma mesma rede, conseguem comunicar-se entre si, mesmo que sejam de fabricantes diferentes, pois essas regras definidas pelo protocolo, padroniza a maneira pela qual são organizados, transmitidos e enviados os sinais binários codificados em padrões específicos (MELLO, 2006).

Fabricantes de diversos equipamentos, costumavam adotar seus próprios protocolos, criando assim uma barreira na comunicação de seus equipamentos com o de outros fabricantes, tornando inflexível a implementação de projetos que possuam a necessidade de agrupar equipamentos com características diversas e funções só encontradas em modelos de determinados fabricantes. Outra dificuldade estava em estruturar-se configurações de sistema em um projeto cujo protocolo de comunicação de seus equipamentos não possuía essas atribuições desejadas. A troca de equipamentos defeituosos ou sua modernização também representava um inconveniente, visto que seria necessário sempre obter dispositivos com o mesmo fabricante e de modelo similar, a fim de se manter seu protocolo de comunicação para garantia do funcionamento do SAS.

A inviabilidade do uso de protocolos de comunicação dos próprios fabricantes, levou a necessidade de uma padronização visando a utilização de protocolos capazes de suprir a necessidade de projetos cada vez mais complexos e robustos, permitindo o uso de equipamentos de fabricantes distintos e configurações cada vez mais flexíveis.

Alguns protocolos se destacaram dentro dos SAS, como a IEC 870-5, que define regras específicas para a comunicação de equipamentos usados na automação de sistemas elétricos. Dentro do protocolo IEC 870-5 destacam-se a IEC 870-5/101, que traz especificações de comunicação de um sistema central com uma UAC (aquisição e controle de dados), e a IEC 870-5/103, que detalha a comunicação de servidores com os IEDs.

O DNP3 é outro protocolo amplamente utilizado em sistemas SCADA, possibilitando a comunicação entre diversos dispositivos de um sistema de automação como as *smart grids*. Outros protocolos bastante difundidos na automação de sistemas, são o TCP/IP, usado em redes Ethernet e o MODBUS, utilizado em sistemas de automação industriais.

Porém, a evolução dos SAS, fez surgir a necessidade de protocolos que acompanhassem e modernização de seus equipamentos, e não se tornassem obsoletos na medida que os dispositivos tornam-se mais complexos e tecnológicos. A norma IEC 61850 então define uma série de protocolos capaz de suprir toda essa necessidade, com grande desempenho, flexibilidade, eliminando a dependência da configuração dos equipamentos e tornando o sistema altamente confiável (MELLO, 2006)

2.8 NORMA IEC-61850

Diante da evolução dos sistemas de automação em subestações elétricas, uma enorme quantidade de equipamentos de diversos fabricantes passou a fazer parte dos SAS, operando em diversos protocolos diferentes e ocasionando a necessidade de uma maior infraestrutura para facilitar a troca de informação entre esses dispositivos. Então em 1999, o EPRI, *Electric Power Research Institute*, lançou um conjunto de padrões internacionais conhecida como UCA 2.0, para resolver o problema da falta de padronização entre os equipamentos voltados para o SAS. Esses padrões faziam uso da tecnologia de orientação a objeto, fazendo assim a representação de equipamentos digitais e seus componentes em modelo de objeto. Anos depois, a IEC juntamente com a EPRI, trabalharam na generalização dos protocolos, à medida que

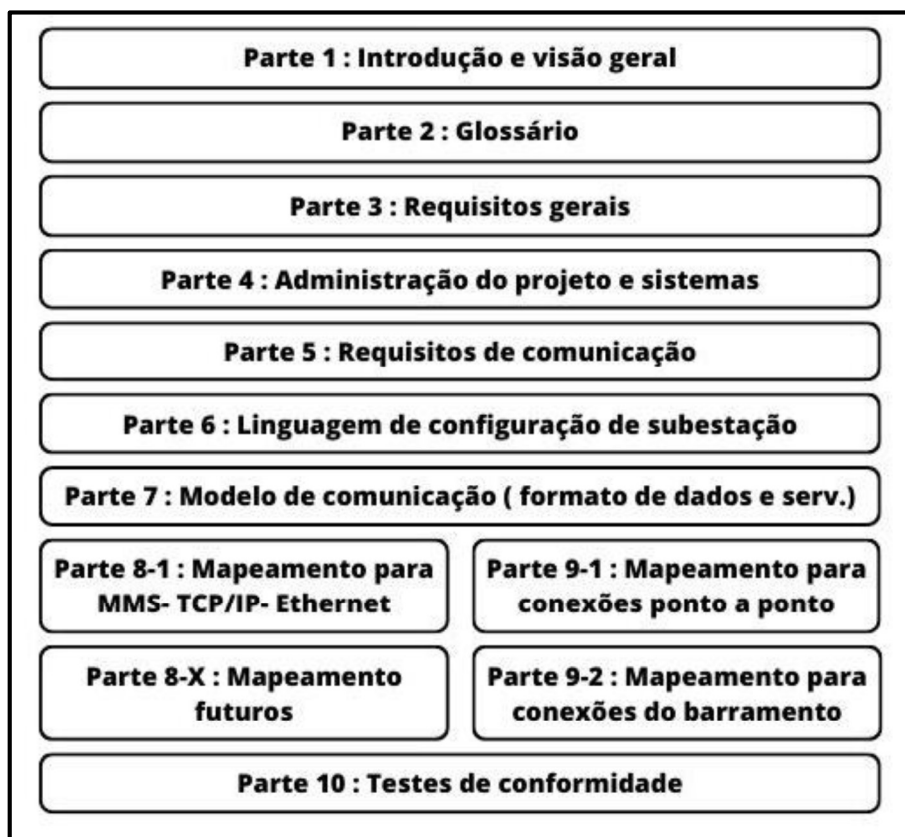
a UCA 2.0 se tornava amplamente utilizada em SAS, levando então ao IEC ao lançamento da norma IEC 61850, que trazia todos os princípios dos protocolos presentes na UCA 2.0, com a filosofia da orientação a objeto e em conjunto com o protocolo de rede TCP/IP e interface ethernet (KREUTZ, 2014).

O principal objetivo da norma IEC 61850 foi trazer a interoperabilidade para os SAS, permitindo assim que os dispositivos digitais trocassem informação entre si e garantindo o correto funcionamento do SAS seja os dispositivos funcionando de maneira individual ou em cooperação entre eles.

Um dos grandes triunfos da norma, é possuir o padrão aberto “à prova do futuro”, pois além de estabelecer um padrão avançado de comunicação entre equipamentos, estabelece um padrão orientado a objeto que facilita a modelagem de novos equipamentos do SAS permitindo a norma ser inclusiva quanto a novas tecnologias, evitando assim que a torne obsoleta. A vantagem então do uso da orientação a objeto, é que torna-se possível modelar as funções mais comuns das subestações, como disjuntores, chaves seccionadoras, transformadores, funções de proteções, e garantir que esses objetos possam trocar informação entre si. Essas informações que são trocadas através de dados, representam dados analógicos, estampa de tempo, status do funcionamento de um equipamento, devem ser conhecidos e ajustados para o correto funcionamento do sistema. Essa troca de dados também é determinada pela norma, garantindo assim que mesmo diante do avanço tecnológico e aprimoramento, melhoramento e aumento de complexidade dos equipamentos, a norma continuará a se manter diante de todas essas exigências (PEREIRA & SANTOS, 2007) (KREUTZ, 2014).

A norma IEC61850 apresenta-se estruturada em 10 capítulos, sendo cada um desses capítulos responsáveis por compor um tópico específico dos SAS. A Figura 12 apresenta como encontra-se distribuída a divisão dos capítulos da norma.

Figura 12 - Divisões da Norma IEC 61850



Fonte: Adaptado de (PEREIRA & SANTOS, 2007).

Nas duas primeiras partes da norma, são tratadas informações gerais, constando a organização e meios de compreensão de toda a norma, não possuindo muito valor técnico. A parte 3, requerimentos gerais, traz aspectos gerais sobre a comunicação da rede dando ênfase aos requisitos de qualidade, além de trazer diretrizes e recomendações sobre outras normas e especificações.

A parte 4, administração do projeto e sistemas, tem como escopo o processo de engenharia e suas ferramentas de apoio, definindo o ciclo de vida de um sistema de automação e dos IEDs, garantindo a qualidade desde a montagem do SAS até sua descontinuação e descomissionamento.

A parte 5, especifica os requisitos de comunicação das funções, identificando por completo todas as funções conhecidas. Está fora do escopo da parte 5 a padronização das funções e suas configurações, sua única atribuição é a comunicação entre os IEDs dentro da rede da subestação. Os dados trocados e o desempenho dessa comunicação também são definidos nessa parte da norma.

A parte 6, linguagem de configuração de subestação, define a *Substation Configuration Description Language* (SCL) linguagem utilizada pra representação dos dispositivos elétricos da subestação descritos na IEC 61850-5, e englobando também a representação dos serviços de comunicação descritos na IEC 61850-7.x. Essa parte da norma inclui a representação de entidades dos dispositivos, com suas funções representando os nós lógicos, sistemas de comunicação e capacidades. A representação dos dados como SCL permite que diferentes dispositivos do SAS troquem arquivos SCL e tenham uma interoperabilidade completa.

A parte 7, a mais extensa de toda a norma, é organizada em 4 seções, que por completo, fornecem de modo conceitual os métodos e modelagens para representar as funções citadas na IEC 61850-5, em seu modelo de objeto utilizando o SCL como descrito em IEC 61850-6. Além de definir a modelagem de funções e sistemas de comunicação, a parte 7 explica como esses serviços e modelos abstratos são mapeados para protocolos de comunicação concreto definidos na IEC 61850-8. Também na IEC 61850-7, são especificados os nomes e dados de nós lógicos (LN), utilizados para a comunicação entre os IEDs, incluindo a relação entre os nós lógicos e os dados. Esses nomes definidos nessa parte da norma, são usados para construir a referência de objetos hierárquicos aplicados na comunicação, determinando a convenção de nomenclatura.

A parte 8, mapeamento para MMS-TCP/IP, especifica o mapeamento dos objetos e serviços do ACSI (Abstract Communication Service Interface), definido em IEC 61850-7.2, para o protocolo MMS (*Manufacturing Message Specification*) em conformidade com os protocolos OSI e TCP.

A parte 9, declara o mapeamento para as conexões (SCSM), especificando o mapeamento dos serviços de comunicação entre o nível de *bay* e o nível de processo.

A parte 10, teste de conformidade, especifica as técnicas padrões para testar as conformidades do projeto e técnicas de medições de parâmetros de desempenho. O uso dessas técnicas garante a integridade do sistema e o correto funcionamento de todos os equipamentos que a ele pertence.

A norma IEC 61850 é capaz de representar qualquer dispositivo real que tenha uma interface compatível com a norma, fazendo essa representação, através da

modelagem em orientação a objeto através de funções predefinidas, chamadas de *Logical Nodes* (LN). Os Logical Nodes, possuem propriedades, que também são modeladas e recebem o nome de *Data Sets*. Essas funções podem ser agrupadas nos chamados *Logical Devices* (LD), e essas são abrigadas nos chamados *Physical Devices* (PDs) (VICENTE, 2011).

O uso de *Logical Nodes*, permite que as funções possam ser alocadas livremente dentro dos *Logical Devices*, possibilitando então que funções de proteções sejam alocadas em dispositivos de proteção diferentes, e através do uso de um correto protocolo de comunicação, seja realizada a troca de informação entre eles. Essa flexibilidade na alocação dos LNs, permite também que diferentes filosofias e topologias possam ser concebidas no sistema de automação da subestação, gerando novas soluções para disponibilidade, arquitetura de rede, proteção, controle e redução de custos, tanto de manutenção quanto de instalação (KREUTZ, 2014).

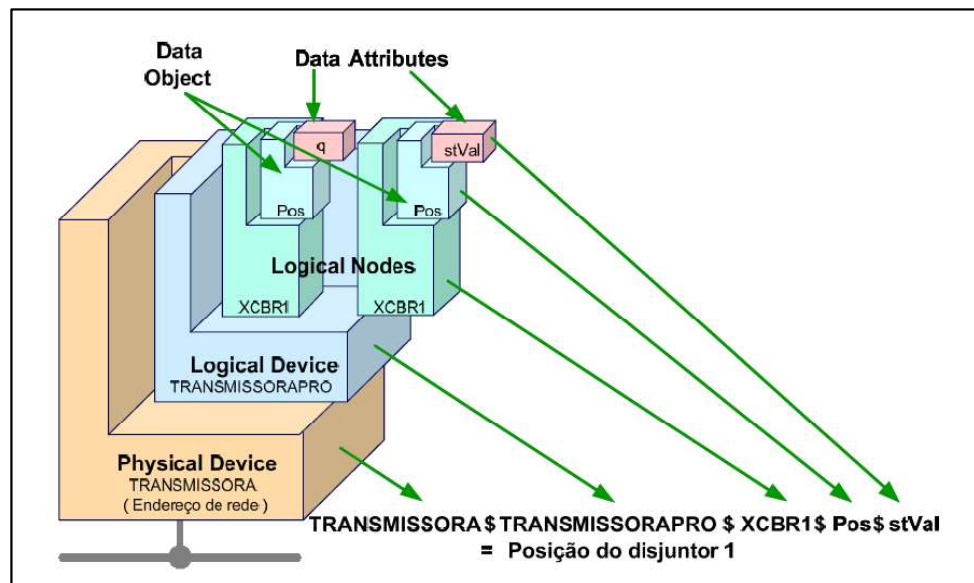
A representação de dispositivos em LNs, gera a necessidade da padronização na nomenclatura dessas funções, identificando também sua classe e seus atributos. Essa padronização, permiti que equipamentos de fabricantes diferentes, sejam facilmente modelados seguindo um dicionário de nomes e estruturas hierárquicas propostas na norma. No total, a norma define 167 nós lógicos divididos em 16 grupos, cuja representação é dada por quatro letras, onde a primeira letra identifica a qual grupo esse LN pertence. A tabela completa com os *Logical Nodes* definidos pela Norma IEC 61850 (1ª edição) pode ser consultada no apêndice A (COMACCIO, SILVA, & COSTA, 2017).

Entre esses 167 *Logical Nodes*, pode-se citar como exemplo os de maior uso:

- **PDIF:** Proteção Diferencial
- **XCBR:** Disjuntor
- **XSWI:** Chave Seccionadora
- **YPTR:** Transformador de Potência

De posse da padronização dos nomes das funções, de seus atributos e da estrutura hierárquica, é possível realizar a representação do estado de um disjuntor, como no exemplo da figura 13.

Figura 13 - Estrutura de dados definida pela norma IEC 61850



Fonte: (VICENTE, 2011).

A troca de informações através da rede de um SAS segue o padrão *Ethernet*, e que para isso seja possível, a norma prevê alguns protocolos de comunicação para que a troca de mensagens na rede seja efetuada. Para troca de informação com o sistema de supervisão é utilizado o protocolo MMS, para informações trocadas entre os IEDs utiliza-se o protocolo GOOSE, para troca de informações de valores analógicos entre IEDs, se utiliza o SV e para o *WebService*, troca de informação entre todos os equipamentos conectados na rede, se utiliza o protocolo XML (KREUTZ, 2014).

Para se garantir a interoperabilidade e que o sistema seja a prova do futuro, a norma prevê o uso de protocolos já difundidos no meio profissional, como a utilização do protocolo MMS, o TCP/IP, o UDP/IP e a rede Ethernet. AS mensagens GOOSE fazem uso de um sistema conhecido como SCSM (*Specific Communication Service Mapping*), um sistema que consiste na repetição do envio das mensagens para se obter o nível de confiabilidade desejado. As tentativas de envio são realizadas dobrando-se o tempo de espera, com o objetivo de evitar colisões na rede. Esse tempo de espera possui como limite o *timeAll-wedToLive*, e após ser atingido, assume o encerramento da conexão. (ALMEIDA, 2011)

2.8.1 Mensagem GOOSE

Algumas funcionalidades específicas de IEDs, podem estar dependentes de informações contidas ou obtidas em outro IED. Essa troca de informação de forma horizontal, dentro do barramento de *bay*, é determinada pela norma IEC 61850 através das mensagens GOOSE, e permite a implementação de sistemas mais inteligentes e a funcionalidade de determinadas lógicas de controle. As mensagens GOOSE são enviadas de forma assíncrona e, para se garantir uma maior confiabilidade, são enviadas repetidamente dentro de um intervalo de tempo pré-determinado. Os equipamentos que desejam enviar e receber mensagens GOOSE, devem estar configurados dentro de uma rede Ethernet, através de cabos elétricos ou fibra ótica. As mensagens GOOSE são enviadas em formato *multicast*, onde as mensagens são enviadas na parte inferior da camada OSI e recebida por todos os dispositivos conectados à rede. Apenas os dispositivos destinatários é que irão receber e processar essa mensagem. Esse tipo de mensagem, não opera sobre a camada de transporte do modelo OSI, não havendo então, a confirmação sobre o recebimento dessa mensagem (KREUTZ, 2014).

Essa comunicação de forma horizontal via rede Ethernet, permite uma redução nos custos de cabeamento entre os equipamentos do nível de processo, uma vez que todo o cabeamento rígido que liga os equipamentos, são substituídos por cabos ethernet ou fibra ótica.

Uma outra vantagem das mensagens GOOSE, é sua alta velocidade de transmissão através da rede, independente da disponibilidade da banda estiver sendo utilizada para comunicação de outros equipamentos, as mensagens GOOSE são transmitidas de forma prioritária, sendo então de maior uso para informação sobre estado dos equipamentos, controle e medidas analógicas (ALMEIDA, 2011).

2.8.2 Mensagem MMS

A norma também prevê um protocolo específico para a troca de informações no barramento de estação, isto é, entre os IEDs e o sistema SCADA em um SAS. As

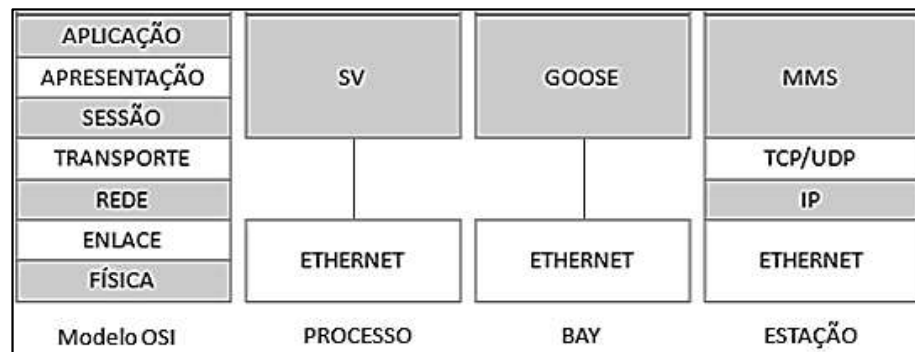
mensagens MMS permitem uma comunicação vertical, do tipo cliente/servidor em tempo real, destinadas para a supervisão, comando e controle de forma remota, sendo assim, as mensagens MMS são menos prioritárias que as mensagens GOOSE e SV. Esse protocolo faz uso do modelo cliente/servidor e opera na camada de aplicação do modelo OSI, junto as camadas de transporte, rede, enlace e física (VICENTE, 2011) (KREUTZ, 2014).

2.8.3 Mensagem SV

Para a troca e informações no barramento de processo, a norma IEC 61850-9, prevê o protocolo *Sample Value* (SV), que é capaz de realizar a conversão e a transmissão de valores analógicos principalmente para fins de proteção. Através dele são definidas mensagens multicast, onde o modelo de comunicação é dado por publicador/assinante, não possuindo repetições no envio das mensagens. Seu uso ainda é pouco difundido, devido a necessidade do avanço tecnológico dos equipamentos como TPs, TCs e disjuntores. Porém, na medida que os equipamentos de pátio se tornam cada vez mais modernos, com presença de sensores e atuadores e fazendo uso de comunicação via interface ótica, será possível através desse protocolo, a comunicação direto com os equipamentos de níveis superiores. Porém a realidade dos equipamentos que compõe o SAS, faz uso da necessidade do uso de um equipamento conhecido como *Merging Unit* (MU), que é um módulo concentrador de saídas e entradas digitais e analógicas, que possui uma central de processamento e de comunicação em SV (COUTINHO, 2015).

A figura 14 apresenta uma comparação entre os protocolos de comunicação definidos na norma IEC-61850 com as camadas do modelo OSI.

Figura 14 - Comparação entre a IEC 61850 e o Modelo OSI



Fonte: (COUTINHO, 2015).

2.9 SISTEMA SCADA

A necessidade em lidar com uma grande quantidade de dados, introduziu no meio da automação uma nova ferramenta própria para monitorar esses dados dentro de um processo. O sistema supervisor SCADA, *Supervisory Control and Data Acquisition* (Sistema de Aquisição e Supervisão de Dados), tem como função a coleta de dados e monitoramento dos parâmetros e variáveis dos dispositivos e equipamentos do sistema de controle e proteção (JUNIOR, 2019).

O sistema SCADA apresenta uma série de aplicações, como a representação das informações obtidas através de telas, sendo possível a visualização de todas as partes do processo, apresentando o status das proteções, os valores analógicos, o status dos equipamentos no pátio e a possibilidade do envio de comandos. As telas servem de interação visual para o operador do sistema, sendo considerado um dos elementos mais importantes do sistema SCADA.

Alarmes podem ser configurados para serem acionados sempre que uma variável do processo apresentar valores fora dos padrões pré-definidos no projeto. Os alarmes podem ser apresentados de forma sonora, ou através de janelas de pop-ups, animações ou tabelas visualizadas pelas telas.

Um banco de dados é utilizado para armazenar os valores das variáveis do processo, e assim, permanecerem acessíveis para possíveis consultas futuras sobre

o desempenho do sistema, podendo ser utilizados para a elaboração de relatórios ou mesmo por outro sistema via integração de dados. A utilização de relatórios permite a visualização detalhada das informações no banco de dados, podendo ser apresentado como tabelas ou gráficos, registrando com estampas de tempo o momento de atuação de uma manobra ou qual usuário responsável pela alteração no valor de um parâmetro.

A utilização de um sistema SCADA garante a obtenção de informação de forma mais confiável e precisa, sendo possível a automação de diversas tarefas básicas através de scripts, possibilitando uma maior agilidade e eficiência no processo, garantindo assim menos desperdício de insumos, uma redução no custo operacional e paradas indevidas no processo devido a falhas técnicas.

Uma das grandes vantagens e motivação para uso do sistema SCADA, está na possibilidade de supervisão a distância, permitindo que uma estação de monitoramento central consiga monitorar e supervisionar o sistema em tempo real, através das informações enviadas por uma rede de compartilhamento de dados pela estação de monitoramento remota (JUNIOR, 2019).

2.10 SAGE

No início dos anos 70, os centros de controle de energia faziam uso de softwares proprietário rodando em *mainframes*. Porém essa tecnologia não foi capaz de acompanhar o avanço tecnológico do setor elétrico. Notou-se então a necessidade da adoção de um sistema aberto, enfatizando a distribuição de processamento, o uso de hardwares e softwares de diferentes fabricantes para assim compor um sistema heterogêneo nas redes de supervisão dos centros de controle e subestações (AZEVEDO, SILVEIRA, AGUIAR, & FILHO).

Diante dessa necessidade, o CEPEL (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica) pertencente ao grupo Eletrobrás, desenvolveu o SAGE, Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia, que é um sistema SCADA/EMS (*Supervisory Control and Data Acquisition/Energy Management System*), possuindo um sistema modular, que permite sua customização para ser utilizado como um gateway de comunicação, um

concentrador de dados de um sistema de distribuição ou um supervisor local ou regional. O SAGE possui as funções de aquisição, tratamento e distribuição dos dados do sistema elétrico (SCADA), possuindo assim suporte a diversos protocolos de comunicação. A comunicação é realizada por módulos nativos do próprio sistema, permitindo que a configuração de arquivos conhecidos como entidades permitam a ligação do SAGE com diversos equipamentos de campos como IEDs e UTRs, assim como também a centros de controles remotos (COR e COS) (AZEVEDO, SILVEIRA, AGUIAR, & FILHO).

Por ser um sistema aberto, o SAGE pode ser facilmente expansível, através da adição de módulos de softwares e suas necessidades de aumento na capacidade computacional pode ser facilmente contornada com a incorporação de mais servidores.

O SAGE, lançado em 1991, inicialmente empregados em sistemas EMS, sendo aplicado inicialmente para o ONS, e devido ao sucesso de seu uso, foi implementado também no COS da CHESF. O sistema foi implementado em seguida nos CORs até que enfim, passou a ser aplicado nas usinas e subestações utilizando seu módulo SCADA. Estima-se que o SAGE seja utilizado atualmente em cerca de 1400 instalação do setor elétrico, presente em mais de 200 empresas e sendo o sistema SCADA/EMS mais utilizado pelo grupo Eletrobrás (Chesf, Furnas, Eletronorte e Eletrosul) (Furnas, 2019).

3 DESENVOLVIMENTO DO TRABALHO

Apresenta-se então como estudo de caso, a elaboração da base dados do SAGE para a supervisão e controle de uma linha de transmissão de 500 kV. Essa linha de transmissão “05A5” é resultado do seccionamento de uma linha de grande extensão ao qual será dividida em duas linhas usando uma subestação seccionadora para esse fim. O projeto por completo então contemplaria a supervisão e controle da linha de transmissão em seus dois extremos, porém ao ser realizado o seccionamento, as novas linhas recebem nomes distintos e são supervisionadas por sistemas SCADA também distintos, mesmo que todas suas configurações sejam essencialmente iguais. Dessa maneira, apenas uma das bases de dados do SAGE será aqui apresentada. Tomando apenas uma das extremidades (05A5) como referência, o sistema de SAS para esse evento é composto por 3 painéis, sendo um com os equipamentos de rede e outros dois painéis com os IEDs de proteção e controle.

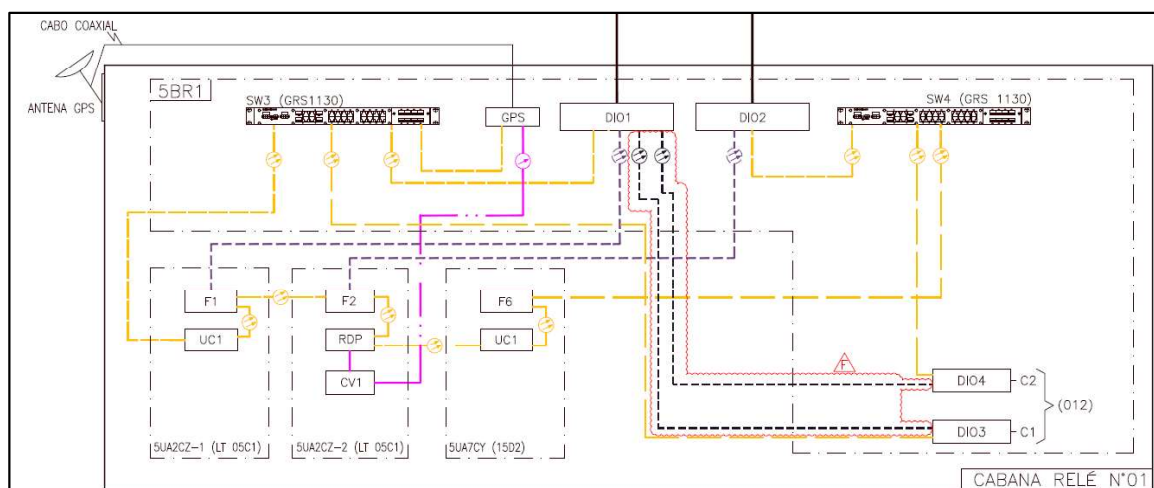
O período de testes desse SAS ocorreu entre o mês de janeiro e de março de 2022, no Recife, e compreendeu a preparação da base de dados SAGE, configuração da rede e parametrização dos IEDs, período esse conhecido como Pré-TAF. Após finalizada essa etapa, iniciou-se o período de TAF, onde todas as configurações realizadas até o momento foram testadas na presença de colaboradores da concessionária de energia. Durante os testes, os pontos foram testados com o uso de gigas de testes e da maleta de teste, não havendo a presença dos equipamentos de pátio (disjuntores, chaves seccionadoras e entre outros). Os servidores e IHMs não estavam presentes durante a realização do TAF e Pré-TAF, pois os mesmos já encontravam-se configurados com o SAGE e em operação na subestação. Para contornar sua ausência, fez-se necessário o uso de máquinas virtuais com a criação dos servidores SAGE.

3.1 ARQUITETURA DE REDE

De posse do projeto de arquitetura digital, é possível verificar toda a disposição dos equipamentos e dispositivos que irão compor a rede, assim como sua topologia e

suas interligações. O projeto de supervisão da linha de transmissão 05A5 foi composto por quatro painéis do qual três estavam presentes no período de TAF. O painel 5UA2Z-1 comportava os IEDs F1 de proteção e o UC1 de controle. O painel 5UA2Z-2 comportava o IED F2 de proteção, o RDP (Registrador Digital de Perturbação) e o CV1. O terceiro painel, o 5BR1 era composto pelos equipamentos de rede, formado por dois switches, um GPS e bandejas de distribuição de fibra ótica conhecido como DIO, como estão apresentados na figura 15.

Figura 15 - Arquitetura de rede para a cabana de relés do 05A5.



Fonte: Projeto Sistema digital/ Arquitetura Geral (ESC Engenharia).

Os IEDs de proteção (F1 e F2) utilizados foram do modelo *GE Multilin L90 Line Current Differential System*, que são IEDs específicos para a proteção de linhas de transmissão. A UC1 adotou o modelo *GE Multilin C60*, que são relés próprios para a proteção, controle e monitoramento de linhas de transmissão e disjuntores. Também presente na arquitetura está o RDPA, que é um módulo para aquisição remota, utilizou-se o modelo *GE RA331*.

No gerenciamento dessa rede, estão dois switches redundantes, do modelo *Siemens Ruggedcom RSG2100*. Um GPS é utilizado para realizar a sincronização do horário em todos os dispositivos presentes na rede, para isso, além de configurar o GPS na rede, é preciso configurar todos os servidores e IEDs para obter o horário a

partir do GPS, que faz uso de satélites para obter o horário com precisão. A não utilização de um GPS, provocaria transtornos no recebimento dos eventos vindos dos IEDs e apresentados através das IHMs. O modelo utilizado para o GPS foi *GE Reason RT430*. O registrador digital de faltas utilizado no projeto foi do modelo *GE Reason RPV311*. A topologia de rede redundante adotada foi a anel RSTP. A figura 16 apresenta todos os equipamentos distribuídos nos 3 painéis do projeto.

Figura 16 - Painéis 5UA2CZ-1, 5UA2CZ-2 e 5BR1.



Fonte: Autor.

3.1.1 Configuração do arquivo *Hosts*

Para que todos os equipamentos presentes na rede funcionem de forma correta e possam trocar informação com os servidores SAGE, é necessário a edição do arquivo *hosts*, adicionando o *IP Address* desses equipamentos seguidos com seu nome. Porém para realizar a comunicação de um equipamento em 61850, é necessário seguir uma padronização, como apresentada na figura 17. Observa-se que a declaração no arquivo *hosts* localizado no diretório “/etc/” do SAGE, é realizado de maneira direta para outros componentes, como o GPS e o RDP. Para os dispositivos que utilização os protocolos da IEC 61850, é necessário empregar a padronização

como é apresentada no exemplo da figura 17. Os IPs, gateway e máscara de rede utilizados na configuração do arquivo *hosts*, são determinados pela empresa contratante e são descritos no projeto de arquitetura digital. A edição do arquivo *hosts*, é descrito no anexo de configuração do 61850 da CEPEL (CEPEL, 2017), e permite assim que o transportador MMST reconheça os dois endereços IPs que podem ser associados a um IED. O transportador então estabelece a relação entre o nome dos IEDs definidos nas entidades LSC, MUL, CNF e ENM, com o nome presente no arquivo *mmst.cnf* (arquivo de configuração do transportador MMST localizado no diretório \$LOG). Para que essa associação seja realizada, a declaração no arquivo *hosts* deve ser realizada com o IP do IED, sua identificação definida na entidade ENM acrescentando o prefixo 'host_mms_' e o sufixo 'b' identificando um endereço reserva.

Figura 17 - Configuração do arquivo hosts.

192.168.110.197	host_mms_UC1_05A51	host_mms_UC1_05A51b	host_mms_UC1_05A52	host_mms_UC1_05A52b	#UC1
192.168.110.198	host_mms_F1_05A51	host_mms_F1_05A51b	host_mms_F1_05A52	host_mms_F1_05A52b	#F1
192.168.110.199	host_mms_F2_05A51	host_mms_F2_05A51b	host_mms_F2_05A52	host_mms_F2_05A52b	#F2

Fonte: Arquivo hosts do SAGE.

3.2 LISTA DE PONTOS

De posse dos diagramas funcionais da planta ao qual será implementado o sistema supervisor, a análise dos pontos de supervisão é realizada, levando em conta os padrões do cliente e a necessidade dos equipamentos que estão em pátio. Inicia-se então a elaboração da lista de pontos (Figura 18). A lista de pontos é uma tabela que contém todos os pontos supervisionados, juntamente com um conjunto de atributos que definem as características de supervisão desse ponto. A LP (Lista de pontos) serve como preparação para a montagem da base e para consultas futuras durante o TAF e TAC. Através da lista de pontos obtém-se informações como o painel e o IED ao qual esse ponto pertence, assim com sua BI (*Binary input*) ou BO (*Binary output*) ou caso o ponto seja um ponto interno do sistema supervisor. Outras

informações relevantes que estão presentes são os endereços e protocolos, que serve como chave entre o supervisor e o IED e o endereço SAGE, que é uma chave primária que associa aquele ponto de forma única. Ainda na lista de pontos, o OCR determina a nível de severidade do ponto, se ele é de urgência, advertência ou apenas mensagem, que são os mais utilizados. Na LP também é determinado se os pontos devem subir informação na tela, se devem acionar alarme ou subir na tela de eventos, deixando assim no histórico o registro de seu acionamento.

Figura 18 - Lista de Pontos.

A		B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L
PROJETO		Concessionária - NÍVEL 1								Concessionária - NÍVEL 2		
ITEM		COMENTÁRIO	CONTEPLA	TIPO DO REL	A - PAINEL	BI	BO	ID PROTOCOLO	UTIL		ID (SAGE)	OCR (SAGE)
109	Master	F1	SUAGZ-1	CI14 (H16a)				F1_05A51-GGIO1\$ST\$Ind014	DIG		PAQ:05A5:F1:RCC2	OCR_NOR_LOG01
110	Master	F1	SUAGZ-1	CI15 (H17a)				F1_05A51-GGIO1\$ST\$Ind015	DIG		PAQ:05A5:F1:RCC3	OCR_NOR_LOG01
111	Master	F1	SUAGZ-1	CI16 (H1b)				F1_05A51-GGIO1\$ST\$Ind016	DIG		PAQ:05A5:F1:RCC4	OCR_NOR_LOG01
112	Master	F1	SUAGZ-1	CI30 (H17b)				F1_05A51-GGIO1\$ST\$Ind030	DIG		PAQ:05A5:F1:CPTS	OCR_SEC_ADV01
113	Gen	F1	SUAGZ-1	LÓGICA				F1_05A54-F1xLgcGAPC1\$ST\$Ind029	DIG		PAQ:05A5:F1:KAU1	OCR_AIV_MSG01
114	Gen	F1	SUAGZ-1	LÓGICA				F1_05A54-F1xLgcGAPC1\$ST\$Ind026	DIG		PAQ:05A5:F1:SREM	OCR_SEC_MSG01
115	Gen	F1	SUAGZ-1	LÓGICA				F1_05A54-F1xLgcGAPC1\$ST\$Ind028	DIG		PAQ:05A5:F1:SRET	OCR_SEC_MSG01
116	ponto novo	F1	SUAGZ-1	LÓGICA				F1_05A54-F1xLgcGAPC1\$ST\$Ind027	DIG		PAQ:05A5:F1:SRMT	OCR_SEC_MSG01
117	Gen	F1	SUAGZ-1	LÓGICA				F1_05A54-F1xLgcGAPC1\$ST\$Ind159	DIG		PAQ:05A5:F1:RDLC	OCR_NOR_MSG01
118	Gen	F1	SUAGZ-1	LÓGICA				F1_05A54-F1xLgcGAPC1\$ST\$Ind160	DIG		PAQ:05A5:F1:RDRC	OCR_NOR_MSG01
119	Gen	F1	SUAGZ-1	LÓGICA				F1_05A54-F1xLgcGAPC1\$ST\$Ind158	DIG		PAQ:05A5:F1:RDRL	OCR_NOR_MSG01
120	Gen	F1	SUAGZ-1	LÓGICA				F1_05A54-F1xLgcGAPC1\$ST\$Ind162	DIG		PAQ:05A5:F1:REFT	OCR_NOR_MSG01
121	Gen	F1	SUAGZ-1	LÓGICA				F1_05A54-F1xLgcGAPC1\$ST\$Ind034	DIG		PAQ:05A5:F1:REDC	OCR_SEC_MSG01
122	Gen	F1	SUAGZ-1	LÓGICA				F1_05A54-F1xLgcGAPC1\$ST\$Ind031	DIG		PAQ:05A5:F1:REDL	OCR_SEC_MSG01
123	Gen	F1	SUAGZ-1	LÓGICA				F1_05A54-F1xLgcGAPC1\$ST\$Ind033	DIG		PAQ:05A5:F1:RELC	OCR_SEC_MSG01
124	Gen	F1	SUAGZ-1	LÓGICA				F1_05A54-F1xLgcGAPC1\$ST\$Ind131	DIG		PAQ:05A5:F1:DTFA	OCR_NOR_URG01

Fonte: Lista de pontos do projeto 05A5.

3.3 MODELAGEM DE DADOS

Para a configuração da base de dados do SAGE, é necessário realizar a modificação de tabelas, conhecidas como entidades, pertencentes ao banco de dados de um ambiente off-line, gerando assim a base de dados fontes, e a partir dela, a base de dados de referência. Outras configurações necessárias são a edição de telas, onde associa-se os pontos dinâmicos a base de dados referência, e a interface gráfica, onde são realizados os ajustes de fontes, cores, telas e relatórios.

O SAGE pode ser configurado de duas maneiras, como um modelo de dados EMS (*Energy Management System*), que possui mais recursos e voltado para o uso do N3, e o modelo de dados SCADA, utilizado para as bases do N2.

A Base Fonte do SAGE, faz uso de modelo de dados relacional, sendo modelada então através de entidades, atributos e o relacionamento entre entidades e atributos.

A entidade é o modelo básico que caracteriza o ponto, é o ente ao qual queremos associar características e informações. Essas características das entidades, são denominados atributos, que são as informações acerca daquele ponto. Dentro dessa base, existe diversos relacionamentos entre as entidades, gerando então uma associação entre elas.

A Base de Dados do SAGE, possui um total de um total de 125 entidades. Essas entidades estão divididas em dois subgrupos, o SSC (Subsistema de Suporte Computacional) e o SCD (Subsistema de Comunicação e Distribuição de Dados). Porém, esse total de 125 entidades são apenas usadas para o SAGE EMS, voltado para a supervisão dos centros de controle N3, para sistemas de gerenciamento de energia. O projeto aqui apresentado, tratar-se de um SAGE em modelo SCADA, próprio para a supervisão no N2, ou seja, em subestações elétricas. Desse total de 125 entidades, apenas 67 são utilizados na configuração SCADA. As demais 58 entidades, são utilizados para outras operacionalidades, como despacho de carga, simuladores, controle automático de geração, análise de contingência, fluxo de carga e entre outras funcionalidades. As entidades utilizadas no modelo SCADA, estão divididas em 9 subgrupos pertencentes ao SSC e ao SCDD. Todas as entidades do SAGE e seus relacionamentos, estão apresentadas no apêndice B.

Porém nem todas as entidades necessariamente precisam estar configuradas. Algumas estão associadas a certas características de protocolos próprios, não necessitando sua configuração caso a base não incorpore o uso daquele protocolo. assim como algumas entidades, alguns atributos dessas entidades também podem permanecer sem configuração ou com seu valor *default*.

No projeto de supervisão e controle da linha de 500 kV, totalizaram-se um total de 257 pontos, sendo 15 pontos de controle, 8 pontos analógicos e 234 pontos digitais, distribuídos em três IEDs. Esse total de pontos tem como referência a lista de pontos após a finalização da etapa de TAF. Por conveniência, serão apresentados a configuração de 1 (um) ponto em cada uma das tabelas da base de dados Fonte do SAGE. Com a finalidade de preservar a identidade da SE ao qual o projeto pertence,

algumas alterações foram necessárias para evitar a identificação e exposição de informações sobre o projeto. Dessa maneira, a código de 3 dígitos que seria apresentado na descrição de alguns atributos das instâncias nas entidades, será substituído pela sigla 'UFPE'. A sigla de identificação do evento, também sofrerá modificação, sendo aqui adotada a sigla fictícia "05A5". Não haverá qualquer alteração referente ao escopo do projeto, permanecendo a essência das configurações e padronização. Então, com a exceção da informação de identificação da SE e identificação do evento, todos os dados permanecerão com a integridade inalterada.

3.3.1 Utilização da macro para edição das entidades

A edição das entidades que compõe a Base de Dados Fonte do SAGE, pode se tornar extremamente complexa, visto que será preciso a configuração de dezenas de entidades que possuem centenas de instâncias e cada uma delas possuindo vários atributos. Dessa forma, a configuração das entidades, não são realizadas editando-as diretamente na Base de Dados, mas sim fazendo uso de uma pasta de trabalho (planilhas) conhecida como "Template_ems" (Figura 19), que facilita a edição das entidades e permite uma visualização mais ampla de todas as instâncias e seus atributos.

Localizada no diretório 'C:\sage\config\demo_ems\bd\', a pasta de trabalho "Template_ems.xls", de distribuição da CEPEL, trata-se de um arquivo em formato de planilhas que contém uma série de macros que possibilita a automação na criação e edição das entidades do SAGE. Estruturada em várias planilhas, onde cada uma representa uma entidade do SAGE, e cada uma dessas planilhas, possuem colunas, que representam cada um dos atributos daquela entidade, e as linhas, são as instâncias daquela entidade (CEPEL, Manual de Geração Base SAGE, 2017).

Comumente, uma prática adotada pelos profissionais da área, é copiar essa pasta de trabalho do ambiente do SAGE, e utilizá-la no ambiente Windows. Uma planilha inicial, conhecida como 'Main', permite realizar a importação e exportação de arquivos '.dat', '.cvs' ou banco de dados. A configuração dos arquivos é realizada diretamente em suas planilhas que correspondem a entidade, editando as células que

correspondem a cada um dos atributos das instâncias. Algumas células possuem valores pré-determinados, impedindo o usuário escrever um valor que não corresponde ao esperado para aquele atributo. Um exemplo disso, é o tributo ALINT da entidade PAS, que só permite os valores 'sim' e 'não', possuindo então a célula referente a esse atributo, uma lista, contendo apenas esses dois valores.

Todas as células das planilhas dessa pasta de trabalho possuem validação, isto é, será realizada uma verificação acerca se os valores das células estão de acordo com o limite de caracteres, limite de número inteiro ou real daquele atributo. Caso esteja em desacordo com o esperado, uma mensagem de erro será apresentada.

Com o fim da edição das entidades, os arquivos serão gerados em uma pasta e poderão ser adicionados a Base Fonte do SAGE. A pasta de trabalho 'Template_ems' engloba todas as entidades que compõe o sistema SCADA/EMS, isso implica que nem todas as planilhas serão preenchidas quando se está manipulando uma base SCADA ou nem todas as entidades serão preenchidas dependendo do protocolo de comunicação utilizado no projeto, então as entidades não contempladas, serão gerados como arquivos '.dat' vazios e podem ser facilmente ignoradas.

Figura 19 - Macro para edição das entidades do SAGE.

ID	NOME	SCRAT	SCRDE	SCRPARAM	SCRDS	SCRRE	TINIC	ATIVA	ATVAT	ES
3	Gerente de Difusao Confiavel ISIS	mcast_on.rc	mcast_off.rc					0 CAD	AUT	ES
4	Gerente de Memoria Distribuida	gmcd_on.rc	gmcd_off.rc					1 CAD	AUT	ES
5	Servidor de Replicacao de Arquivos	rarqd_on.rc	rarqd_off.rc					2 CAD	AUT	ES
6	Processador de Alarmes e Eventos	alr_on.rc	alr_off.rc					3 PRS	AUT	ES
7	Processo Monitorador do SCD	msqd_on.rc	msqd_off.rc					4 PRS	AUT	ES
8	Servidor de Aquisicao e Controle	sac_on.rc	sac_off.rc					5 CAD	AUT	ES
9	Processador de Resultados da Aplicação	cnul_on.rc	cnul_off.rc					6 CAD	AUT	ES
10	Servidor de Distribuicao de Dados Eventos	sdd_on.rc	sdd_off.rc					7 CAD	AUT	ES
11	Processo de historico	hist_on.rc	hist_off.rc					8 PRS	AUT	ES
12	Processador de Calculo	calc_on.rc	calc_off.rc					9 CAD	AUT	ES
13	Conversor do Protocolo IEC/61850	i61850_on.rc	i61850_off.rc					10 CAD	AUT	ES
14	Protocolo IEC/60870-5-DNP3	dnp3_on.rc	dnp3_off.rc					11 CAD	AUT	ES
15	Protocolo ModBus	modb_on.rc	modb_off.rc					12 CAD	AUT	ES
16	Conversor Protocolo SNMP (Gerente)	gsnnmp_on.rc	gsnnmp_off.rc					13 CAD	AUT	ES
17	Agente SNMP	sagesnmpd_on.rc	sagesnmpd_off.rc					14 CAD	AUT	ES
18	Monitor	monitor_on.rc	monitor_off.rc					15 CAD	AUT	ES

Fonte: Arquivo Template_ems, SAGE.

Como uma prática para otimizar a organização da Base Fonte do SAGE, utiliza-se a separação das entidades do evento em ‘includes’, que são pastas localizadas na base fonte onde são inclusos os arquivos referentes a apenas aquele evento, recebendo a pasta o nome do evento. Esse procedimento exige que as entidades batizadas como “raiz” ou “comum”, que são as entidades que estão localizadas fora dos includes, façam referência a todas as entidades que estão dentro de includes, servindo como links para essas entidades. Um exemplo de como se declarar um ‘include’ é apresentado na figura 20.

Figura 20 - Declaração de includes

```
#include snmp/nv1.dat  
#include utr/nv1.dat  
#include 05A5/nv1.dat
```

Fonte: Arquivo ‘nv1.dat’.

Desse modo, a configuração da figura 20, está localizada na entidade ‘nv1.dat’ localizada nos *datas* comuns (mais externos) da Base de Dados, e eles estão fazendo referência aos *datas* ‘nv1.dat’ localizados dentro dos includes (pastas) ‘snmp’, ‘utr’ e ‘05A5’. Uma entidade que estiver dentro de um include, mas não estiver sendo referenciada, não será acessada pelo SAGE.

A pasta de trabalho utilizada na edição das entidades, não contempla a inclusão automática dos includes, logo será necessária a inclusão manual para que durante a leitura dos arquivos, as entidades que estão localizadas dentro dos includes, também sejam acessadas.

3.3.2 Utilização de Máquinas Virtuais como servidores SAGE

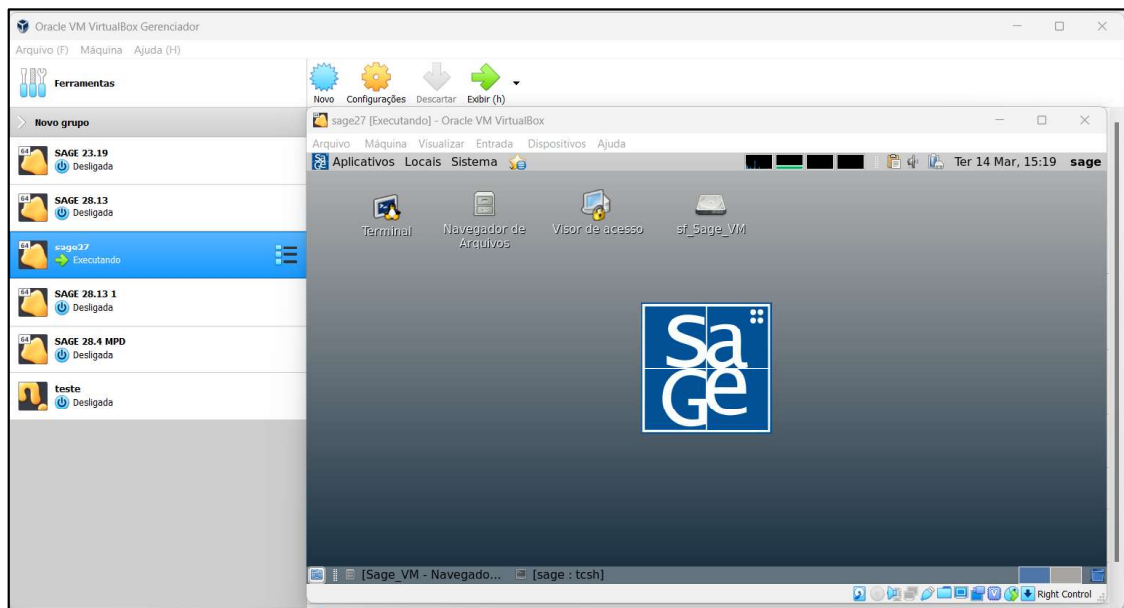
Nem sempre será possível a utilização dos servidores SAGE durante todo o processo de elaboração do projeto, em alguns casos, os servidores encontram-se já

em operação na usina ou subestação elétrica. Para contornar-se essa ausência, utilizam-se máquinas virtuais com as diversas versões e atualizações do SAGE. Dessa maneira, em posse do backup do SAGE da subestação ao qual será destinado o projeto, será possível a realização da elaboração e testagem da nova base, criando um ambiente similar ao que será encontrado na presença dos servidores reais.

Nesse estudo de caso, os servidores não estavam presentes durante o período de Pré-TAF e TAF, sendo necessária a virtualização desses servidores utilizando o software *Oracle VM VirtualBox*, e criando uma máquina virtual com a distribuição SAGE e atualização idêntica ao que encontra-se nos servidores da subestação, como é apresentado na figura 21. Utilizou-se então o SAGE 27 em sua atualização 21 (SAGE 27-21). Criou-se então uma base nessa máquina virtual e realizou-se a configuração dessa base junto ao backup da base da subestação fornecida pela empresa contratante. Dessa forma, dentro do possível, os parâmetros da máquina virtual foram configurados o mais identicamente possível ao do servidor real.

Algumas limitações recorrentes impedem uma completa ambientação dos equipamentos utilizados, como por exemplo, a limitação dos computadores (utilizou-se apenas um), não permitindo simular a redundância dos servidores, visto que no projeto original, são utilizados dois servidores e uma IHM. A limitação na quantidade de portas ethernet no notebook que utilizou-se para virtualização do servidor, impede que ele seja conectado aos dois switches e realize a distribuição dos pontos para o N3 de forma simultânea, sendo então realizado os testes por etapas devido a essa limitação. Outras limitações como tempo de processamento, configurações gráficas das telas, transferência de arquivos ficaram sujeitas as adequações que foram necessárias. Apesar desses inconvenientes, a utilização de máquinas virtuais é amplamente aceita devido a sua flexibilidade e autonomia. Para troca de arquivos entre o ambiente Windows e a máquina virtual, utilizou-se uma das ferramentas do *VirtualBox* que permite a criação de uma pasta de compartilhamento de arquivos entre os dois ambientes, permitindo então que os arquivos '*datas*' editados através da macro no ambiente Windows, seja facilmente transferido via a pasta compartilhada para o ambiente da máquina virtual SAGE, e assim seja inserido na Base de Dados Fonte.

Figura 21 - Utilização de máquina virtual como servidor SAGE.



Fonte: Autor.

3.3.3 SSC

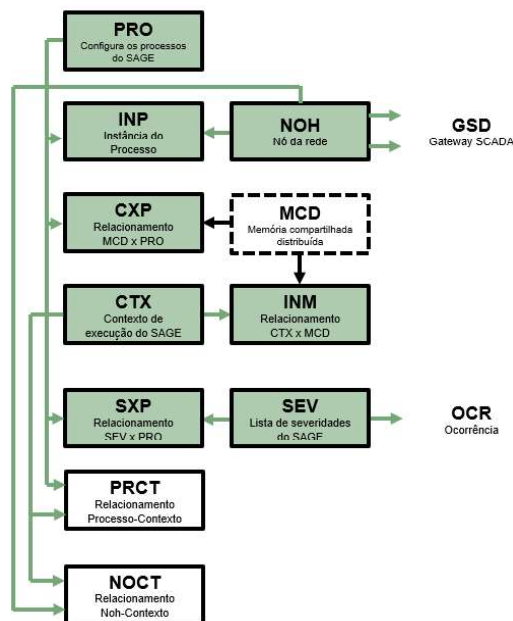
O Subsistema de Suporte Computacional (SSC), gerencia o acesso a base de dados distribuída, é responsável pelo monitoramento e distribuição dos processos na rede, assim como os serviços de alarmes e eventos (ALR). Todas as entidades apresentadas a seguir correspondem as utilizadas no projeto que possuía aquisição dos pontos segundo a norma IEC 61850. Algumas entidades podem não estar presentes por fazerem parte da configuração de outros protocolos, ou por simplesmente não serem contempladas no projeto.

3.3.3.1 RCD (Rede de Difusão Confiável)

Como apresentado na arquitetura de rede, o sistema é composto por dois servidores SAGE mais uma IHM. Esses servidores, são redundantes, possuindo simetria em seu posicionamento na rede da SAS e possibilitando assim um nível maior de segurança, uma vez que caso um dos servidores torne-se inoperante, o outro continuará a fazer a supervisão do sistema. Para que isso ocorra, uma rede conhecida

como rede de difusão confiável é criada entre os servidores e as IHMs, possibilitando assim o reconhecimento e redundância entre esses equipamentos. As entidades responsáveis pela rede de difusão e seus relacionamentos, estão apresentadas na figura 22.

Figura 22 - Modelo de Dados para rede de Difusão Confiável.



Fonte: (CEPEL, Guia de Configuração SAGE, 2005) (OLIVEIRA W. G.)

3.3.3.1.1 PRO

A entidade classe de processo, é responsável pela configuração dos processos no SAGE. Antes de sua edição, deve-se ter conhecimento de todos os nós (servidores e IHMs) que irão compor o projeto. Para essa subestação, utilizou-se dois servidores e uma IHM. Estarão presentes nessa entidade, todos os protocolos utilizados no projeto, incluindo o i61850, responsável pela aquisição dos pontos segundo a Norma IEC 61850. Os atributos para o processo i61850 apresentado na figura 23, foram configurados da seguinte maneira.

- ID e NOME servem de identificação do processo;

- ATIVA com valor CAD indica que o processo irá ser ativo em todos os nós que estão cadastrados na entidade INP, podendo ser configurado também para subir apenas no primeiro nó ou havendo uma hierarquia de prioridade;
- ATVAT com valor AUT, indica que o processo será ativo de maneira automática, outro valor possível seria o MAN, ativando manualmente pelo usuário;
- ESSEN em ESC, indica que o valor é essencial, isso fará com que, em caso de falha na ativação, o processo tente novamente ser ativado após um certo período de tempo. A outra opção é tornar o processo não essencial (NES);
- HORAA indica o momento de ativação do processo, o valor em 0 (zero), indica o horário da meia-noite;
- MONIT com valor MON, indica que o processo será monitorado pelo GCD, nesse caso, deve-se configurar o *watchdog*;
- NUATV é o número de tentativas do processo em ser ativado caso o processo seja essencial (do atributo ESSEN);
- PERIOD é o período para ativação do processo. O valor em 0 (zero) significa que o processo não é ativado periodicamente;
- SCRAT e SCRDE são os arquivos de script para ativar e desativar o processo;
- TINIC indica a ordem no qual o processo irá aparecer no lançamento do GCD;
- TIPPR com valor INSP indica que o processo será lançado na ordem determinado no TINIC;
- WATCHDOG é o período de tempo em segundos para atualizar o *watchdog* do processo;

Figura 23 - Entidade PRO

PRO
ID = i61850
NOME = Conversor do Protocolo IEC/61850
SCRAT = I61850_on.rc
SCRDE = I61850_off.rc
TINIC = 10
ATIVA = CAD
ATVAT = AUT
ESSEN = ESC
HORAA = 0
MONIT = MON
NUATV = 4
PERIO = 0
TIPPR = INSP
WATCHDOG = 0

Fonte: Arquivo 'PRO.dat' da base de dados do SAGE.

3.3.3.1.2 CTX

A entidade CTX, indica o contexto em que o SAGE está sendo executado, no caso de tempo real (Figura 24), o seu valor de ID deve ser configurado para 'tr'.

Figura 24 - Entidade CTX

CTX
ID = tr
NOME = Tempo Real

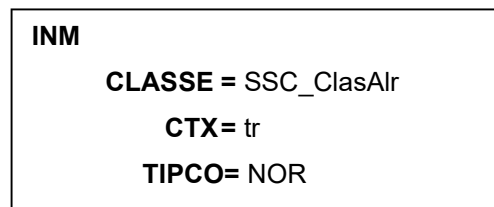
Fonte: Arquivo 'CTX.dat' da base de dados do SAGE.

3.3.3.1.3 INM

Essa entidade associa o contexto (CTX) com a classe de MCD, especificando o relacionamento $n \rightarrow m$ entre eles.

- O atributo CLASSE, indica a classe do MCD;
- O atributo CCTX, indica o contexto (entidade CTX);
- E o TIPCO é o atributo de relacionamento, no caso do exemplo da figura 25, NOR indica um relacionamento normal, onde o MCD fica aberto em dois nós.

Figura 25 - Entidade INM



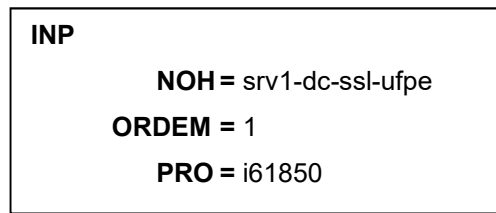
Fonte: Arquivo 'INM.dat' da base de dados do SAGE.

3.3.3.1.4 INP

A entidade instância de processo, define toda as instâncias do processo em cada um dos nós que podem ser ativas, aqui são definidos os servidores e IHMs do sistema.

Os atributos dessa entidade apresentada na figura 26 indicam a ORDEM, um número sequencial que define a ordem de ativação dos nós, o PRO (processo) e o NOH, que identifica o nó. No caso do exemplo, o NOH indica que essa entidade corresponde ao servidor 1 (srv1) da difusão confiável (dc) da 'subestação ufpe'.

Figura 26 - Entidade INP



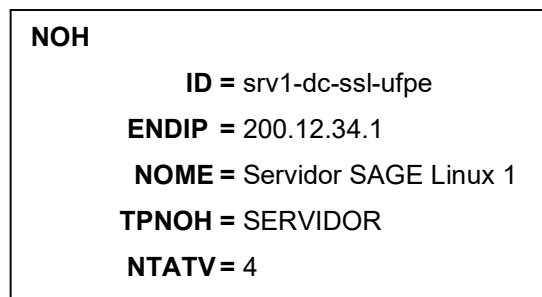
Fonte: Arquivo 'INP.dat' da base de dados do SAGE.

3.3.3.1.5 NOH

A entidade NOH (Figura 27) descreve os nós presentes na rede de difusão confiável.

- O ID é a identificação daquele nó;
- ENDIP é o *IP Address* daquele nó na rede de difusão confiável;
- O nome é a descrição por extenso do nó;
- NTATV é o número de tentativas que o nó fará ao tentar ser ativado pelo GCD;
- TPNOH é o tipo de nó. No caso do exemplo, por se tratar do servidor 1, seu tipo é configurado como SERVIDOR. Outras configurações possíveis para o TPNOH é 'console' para caso das IHMs e 'transporte' para máquinas de execução de transportadores.

Figura 27 - Entidade NOH

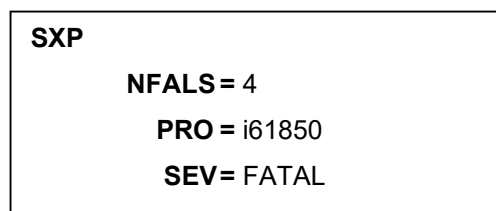


Fonte: Arquivo 'NOH.dat' da base de dados do SAGE.

3.3.3.1.6 SXP

A entidade SXP (Figura 28) relaciona a entidade PRO com a entidade SEV, definindo então para cada processo, um grau de severidade. O atributo NFALS, representa a quantidade de falhas permitida para uma severidade antes que o GCD desative o processo.

Figura 28 - Entidade SXP.

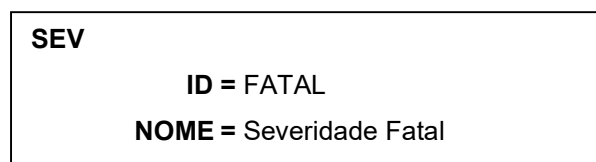


Fonte: Arquivo 'SXP.dat' da base de dados do SAGE.

3.3.3.1.7 SEV

A entidade severidade (Figura 29), indica o grau de importância da ocorrência de uma falha ou evento no SAGE. Essa tabela é de uso exclusivo do SAGE, sendo apenas utilizada, mas não aconselhada sua modificação ou criação de novas severidades. Os graus de severidades disponíveis são: NORML (normal), ADVER (advertência), URGEN (urgência), FATAL (fatal), SNULA (nulo) e PANIC (pânico).

Figura 29 - Entidade SEV.

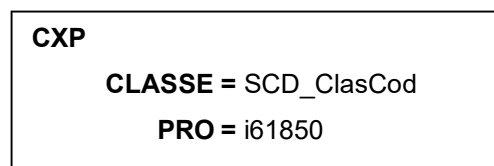


Fonte: Arquivo 'SEV.dat' da base de dados do SAGE.

3.3.3.1.8 CXP

A entidade CXP (Figura 30) relaciona a classe de MCD com os processos (PRO). Esse relacionamento é necessário para que os dados dinâmicos que são atualizados em uma MCD, não sejam perdidos em caso de um nó que esta MCD esteja aberta, saia do serviço. Essa entidade é de uso exclusivo do SAGE.

Figura 30 - Entidade CXP.

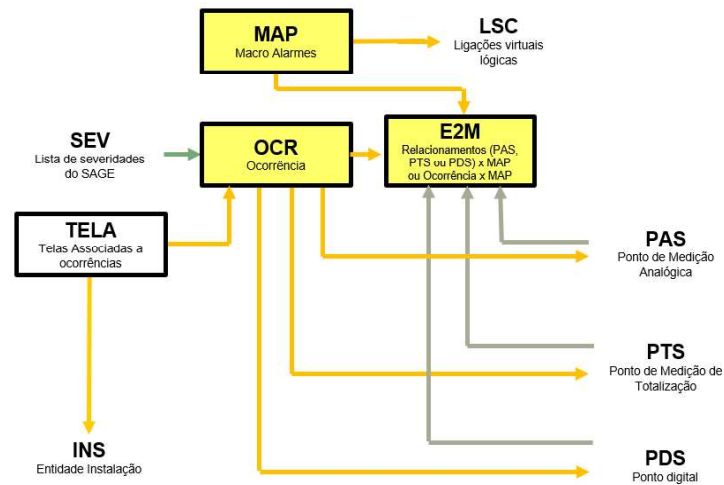


Fonte: Arquivo 'CXP.dat' da base de dados do SAGE.

3.3.3.2 SAE (*Serviços de Alarmes e Eventos*)

Após a consulta a lista de pontos, o usuário irá definir quais pontos irão exibir alarmes e/ou eventos no sistema SAGE. Esses pontos são relativos ao sistema elétrico, ao monitoramento da comunicação de dados, ações do operador e entre outros. As entidades necessárias a serem editadas para que ocorra as configurações para alarmes e eventos, estão apresentadas em destaque na figura 31.

Figura 31 - Modelo de dados para Serviços de Alarmes e Eventos.



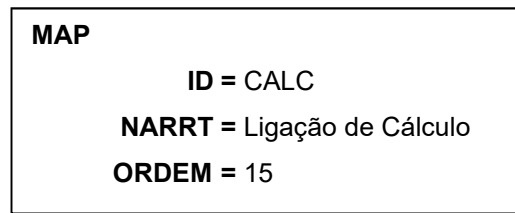
Fonte: (CEPEL, Guia de Configuração SAGE, 2005) (OLIVEIRA W. G.).

3.3.3.2.1 MAP

A entidade Macro Alarmes (Figura 32), gera uma relação entre a lista de alarmes/eventos com a macro Alarmes. Sendo possível a configuração de até 32 macro-alarmes definidas aqui nessa entidade. Há três diferentes possibilidades para configuração de uma lista: por pontos (analógicos, digitais ou totalizadores), ocorrência, onde o usuário define as ocorrências que serão reportadas na lista, e por ligação SCADA, onde todos os pontos pertencentes a essa ligação irão compor essa lista. Os atributos dessa entidade são:

- ID, que corresponde a identificação da Macro-Alarme;
- ORDEM, um número sequencial que define a ordem de posicionamento da macro-alarme em sua exibição na interface gráfica do sistema;
- NARRT, o texto por extenso que será apresentado quando a macro-alarme for apresentada na interface gráfica do sistema.

Figura 32 - Entidade MAP.



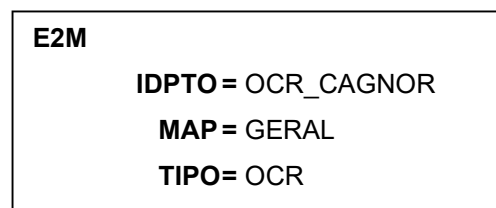
Fonte: Arquivo 'MAP.dat' da base de dados do SAGE.

3.3.3.2.2 E2M

Essa entidade é responsável pelo relacionamento entre os pontos lógicos (analógicos, digitais ou totalizadores) e ocorrência com o MAP.

- O atributo IDPTO identifica o ponto analógico, digital, totalizador ou ocorrência, no caso do exemplo da figura 33, a ocorrência 'OCR_CAGNOR';
- O atributo MAP identifica a macro-alarme;
- O TIPO especifica a entidade que está se relacionando com o MAP, no caso da figura 33, está identificando uma ocorrência (OCR). Outros valores possíveis para esse atributo são: PAS (Ponto Analógico Lógico), PTS (Ponto Totalizador Lógico) e PDS (Ponto Digital Lógico).

Figura 33 - Entidade E2M.



Fonte: Arquivo 'E2M.dat' da base de dados do SAGE.

3.3.3.2.3 OCR

A entidade OCR configura todas as entidades presentes no sistema, podendo ser de dois tipos, as associadas aos pontos lógicos e as associadas a alarmes e eventos do sistema, suporte computacional aplicações e ações do operador.

- ID é a identificação da ocorrência;
- SEVER identifica a severidade da ocorrência, definida na entidade SEV;
- O TEXTO traz informações que serão apresentadas na lista de alarmes e eventos;
- TIPOE define o tipo de ocorrência. No caso do exemplo da figura 34, o AUTOE indica que a ocorrência é atuou eliminada no momento que foi reconhecido. Outras opções para esse atributo são: NORML (Normal), AUTOR (autorreconhecimento), NELSV (não elimina devido a severidade) e NSUPE (não sobrepõe).

Figura 34 - Entidade OCR.

OCR
ID = OCR_CTL10
SEVER = URGEN
TEXTO = Controle bloqueado pelo intertravamento
TIPOE = AUTOE
TPUSR = SIS

Fonte: Arquivo 'OCR.dat' da base de dados do SAGE.

3.3.4 SCDD

O Subsistema de Comunicação e Distribuição de Dados engloba quatro subgrupos, compondo então, uma grande fração das entidades presentes no sistema SCADA. Esses grupos são responsáveis pela comunicação entre o SAGE e os IEDs

UTRs e CLPs, as configurações de aquisição e distribuição de dados e a configuração dos protocolos de comunicação para aquisição dos pontos físicos.

3.3.4.1 SCD (*Serviço de Comunicação de Dados*)

O Serviço de Comunicação de Dados é responsável pela comunicação entre os centros de controle com os equipamentos como UTRs, IEDs, CLPs e outros equipamentos pertencentes ao sistema. O SCD está associado ao modelo OSI como apresentado na tabela 3.

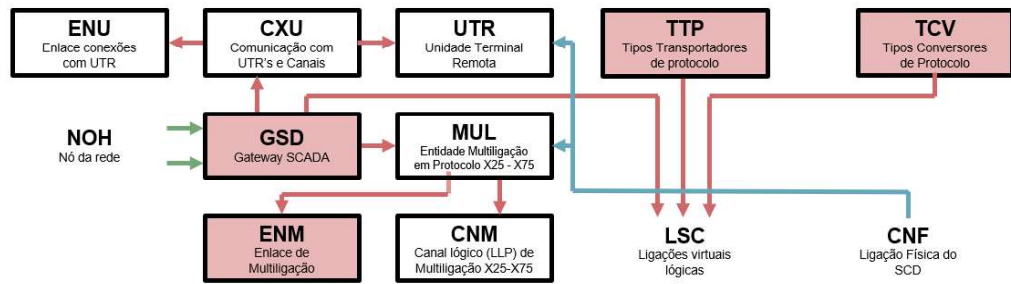
Tabela 3 - Modelo OSI x Arquitetura de Comunicação do SAGE.

Nível	OSI	SAGE
7	Aplicação	Conversores de Protocolos
6	Apresentação	
5	Sessão	
4	Transporte	Transportadores de Protocolos
3	Rede	
2	Enlace	
1	Físico	Módulos de Firmware e Devices Drivers

Fonte: (CEPEL, Guia de Configuração SAGE, 2005).

No equivalente ao nível 1 da camada OSI, o SAGE faz uso de diversos drivers que permitem uma grande variedade de formas de transmissão e distribuição de dados. Nos níveis 2, 3, 4 do modelo OSI, o SAGE faz uso de transportadores de protocolo que permite o protocolo usuário se abstrair do meio de transmissão e dos protocolos de enlace, rede e transporte. Para os níveis 5, 6 e 7, o SAGE implementa os conversores de protocolo, que através de serviços virtuais, permitem a aquisição, controle e distribuição de dados independente do centro de controle ou equipamento que esteja sendo usado no sistema. As entidades do SCD são apresentadas na figura 35.

Figura 35 - Modelo de dados para configuração do Serviço de Comunicação.



Fonte: (CEPEL, Guia de Configuração SAGE, 2005) (OLIVEIRA W. G.).

3.3.4.1.1 TCV

A entidade Tipos de Conversores de Protocolos define os tipos de conversores de protocolos que irão compor o sistema. Essa tabela é de uso exclusivo do SAGE. A sua configuração não é necessária, e as informações de seu preenchimento pode ser visualizada pela tabela II-2 do manual de configuração do SAGE (CEPEL, Guia de Configuração SAGE, 2005), sendo visualizada nessa tabela, os parâmetros de ID, identificação do conversor, o número de sequência NSEQ e a descrição do conversor DESCR. No caso do exemplo da figura 36, apresenta-se a configuração do conversor do protocolo i61850.

Figura 36 - Entidade TCV.

TCV
DESCR = Conversor IEC/61850 (I61850)
ID = CNVO
NSEQ = 15

Fonte: Arquivo 'TCV.dat' da base de dados do SAGE.

3.3.4.1.2 TTP

A entidade TTP configura os tipos de Transportadores de Protocolo. Assim como a entidade TCV, o uso dessa entidade é exclusivo do SAGE, não sendo necessária à sua configuração. Os valores dos parâmetros para cada transportador podem ser facilmente visualizados na tabela II-3 do manual de configurações do SAGE (CEPEL, Guia de Configuração SAGE, 2005). No exemplo da figura 37 segue a configuração do transportador MMS, apresentado seu número de sequência NSEQ, sua descrição DESCR e sua identificação ID.

Figura 37 - Entidade TTP

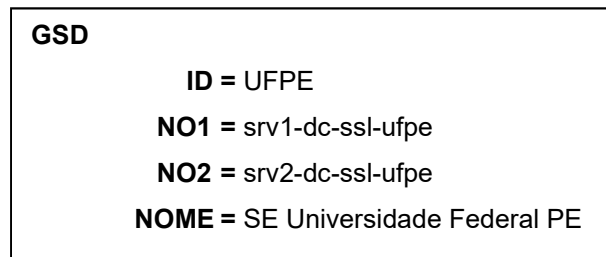
TTP
DESCR = Transportador de Multiligações em Conexões MMS / TCP-IP
ID = MMST
NSEQ = 22

Fonte: Arquivo 'TTP.dat' da base de dados do SAGE.

3.3.4.1.3 GSD

A entidade GSD é responsável pela configuração dos gateways do sistema, definindo qual dos dois nós que compõe o sistema será o principal e qual será o reserva. O atributo ID é a identificação do gateway enquanto o NOME é a descrição por extenso do gateway. O atributo NO1 define qual dos dois nós será a opção principal, que caso do exemplo da figura 38, define o servidor "srv1-dc-ssl-ufpe" como sendo o principal e o servidor "srv2-dc-ssl-ufpe" como sendo reserva.

Figura 38 - Entidade GSD.



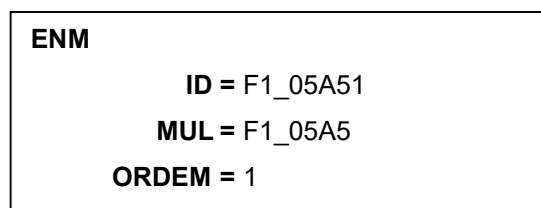
Fonte: Arquivo 'GSD.dat' da base de dados do SAGE.

3.3.4.1.4 ENM

A entidade de Enlace de Multiligação (Figura 39) configura os canais de comunicação de todas as conexões de todos os gateways. Logo teremos uma associação de $1 \rightarrow 2$, onde cada entidade MUL estará relacionada com 2 entidades ENM, onde as entidades ENM receberam um ID similar ao MUL, porém fazendo o acréscimo do sufixo "1" ou "2", identificando qual será o principal e qual será o reserva.

- O ID identifica a entidade, sendo usado o mesmo ID do MUL, porém colocando um sufixo de "1" ou "2" no final, para diferenciar qual o IED principal e qual o secundário;
- MUL é o atributo que relaciona a Multiligação com o ENM;
- A ORDEM deve ser preenchido com "1" ou "2" dependendo de qual será o sufixo utilizado no ID.

Figura 39 - Entidade ENM.

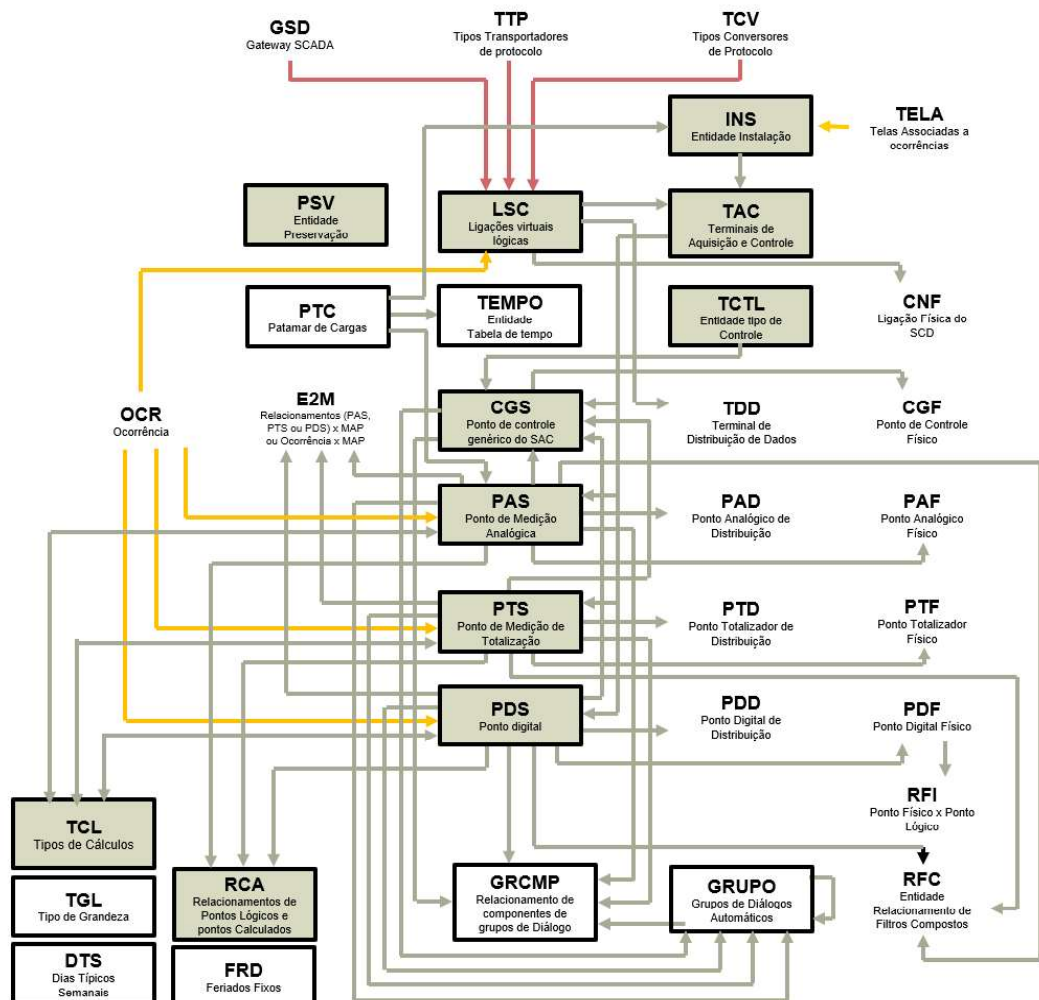


Fonte: Arquivo 'ENM.dat' da base de dados do SAGE.

3.3.4.2 SAC (Serviço de Aquisição e Controle)

O SAC é formado pelas entidades responsáveis pela aquisição de dados e permite que o SAGE também realize comandos no nível 2 da subestação. Todas as entidades presentes nesse subgrupo, estão representadas na figura 40, porém apenas as destacadas em cinza, foram necessariamente editadas para utilização do protocolo 'mms' (da Norma IEC 61850), as demais, ou não são utilizadas para esse protocolo, ou não foram contempladas no estudo de caso.

Figura 40 - Modelo de dados da Configuração do Serviço de Aquisição e Controle.



Fonte: (CEPEL, Guia de Configuração SAGE, 2005) (OLIVEIRA W. G.).

3.3.4.2.1 TCL

A entidade TCL define os tipos de cálculos implementados no sistema. É de uso exclusivo do SAGE. Porém, de acordo com a necessidade, poderá ser adicionados cálculos a essa entidade, seguida da edição do arquivo no diretório “\$SAGE/cálculos/\$BASE/calculos.c”, devendo ser acrescentada a fórmula referente ao cálculo escrito na linguagem C. Uma lista com todas as fórmulas e cálculos pré-dispostos no SAGE, encontra-se disponível no manual de configuração do SAGE (CEPEL, Guia de Configuração SAGE, 2005). No exemplo da figura 41, encontra-se a configuração do cálculo de Fator de Potência, onde o atributo DESCR descreve o tipo de cálculos, ID é o identificador e NSEQ é o número de sequência que endereça a rotina de cálculo.

Figura 41 - Entidade TCL.

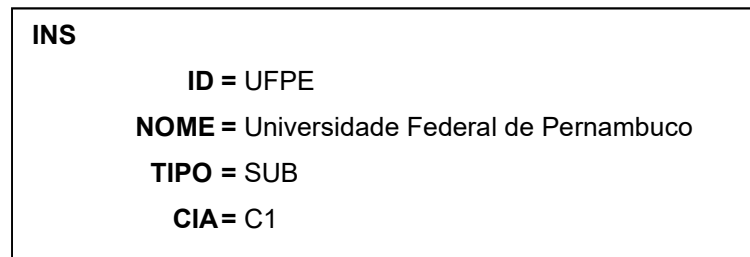
TCL
DESCR = Cálculo do Fator de Potência de um ângulo
ID = FPOT
NSEQ = 2

Fonte: Arquivo ‘TCL.dat’ da base de dados do SAGE.

3.3.4.2.2 INS

A entidade INS configura as instalações (usina ou subestação elétrica) onde o SAGE será aplicado, serve como ligação entre o modelo SCADA e o modelo EMS. O ID informa a subestação ao qual o projeto pertence, o NOME identifica por extenso o nome da subestação, o tipo define qual o tipo da instalação, no caso da instância da figura 42, SUB indica ser uma subestação elétrica, e CIA, a companhia que pertencente a subestação.

Figura 42 - Entidade INS.



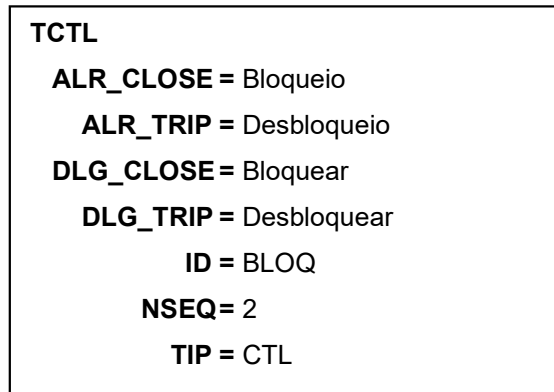
Fonte: Arquivo 'INS.dat' da base de dados do SAGE.

3.3.4.2.3 TCTL

A entidade Tipo de Controle, especifica os tipos possíveis para os pontos de controle.

- O ID é o atributo que identifica o tipo de controle, possuindo uma grande quantidade de parâmetros já pré-cadastrados. No exemplo da figura 43, o ID com valor BLOQ, indica que para o valor 1 (um), o estado do ponto de controle é 'bloqueado' e para o valor 0 (zero), o ponto de controle está 'desbloqueado'.
- O TIP identifica o tipo de controle. Para comandos do sistema elétrico, o seu valor deve ser CTL;
- Os atributos ALR_CLOSE, ALR_TRIP, DLG_CLOSE e DLG_TRIP são textos para executar a ação do comando 'close' e 'trip', e o texto que aparecerá na janela de controle do comando do 'close' e do 'trip', respectivamente.

Figura 43 - Entidade TCTL.



Fonte: Arquivo 'TCTL.dat' da base de dados do SAGE.

3.3.4.2.4 PAS

A entidade PAS realiza a configuração dos Ponto de Medição Analógica do sistema.

- O ID, é o identificador do ponto analógico. Por padrão, a concessionária de energia, padroniza através de sua lista de pontos padrão, os Ids para todos os seus pontos, seguindo uma regra para que se possa identificar visualmente e com facilidade o ponto pelo seu ID. Segundo esse padrão, o ID é composto por uma sigla inicial que identifica a subestação ao qual esse ponto pertence, seguida por um separador “.”, e indicando logo após o evento onde ocorre o ponto em análise. Finalizando, utiliza-se novamente um separador e acrescenta-se uma sigla que identifica o tipo de proteção, controle ou medição daquele ponto. Dessa maneira, no exemplo da figura 44, pela análise de seu ID, o ponto pertence a subestação “UFPE”, fazendo parte do evento “05A5”, e a sigla “AMPA”, identifica que se trata da medição do valor de corrente na fase A;
- ALRIN, define se o alarme do ponto deve estar inibido;
- ALINT determina se deve ser gerado um alarme na inicialização do ponto ou em qualquer transição de valor do mesmo;
- BNDMO representa a banda morta do ponto;

- CDNIC indica a condição do ponto, no caso do exemplo da figura 38, seu valor em normal, indica ponto em varredura e não manual. Outros parâmetros para esse atributo são MANUAL, NAOSUP e ESTIMADO;
- LIE e LSE indicam o limite inferior e superior de escala do medidor, respectivamente;
- LIA e LSA indicam o limite inferior e superior de advertência, respectivamente;
- LIU e LSU indicam o limite inferior e superior de urgência, respectivamente;
- OCR identifica a ocorrência do ponto;
- TAC define a qual TAC o ponto pertence;
- O TCL idêntica o tipo de cálculo utilizado na geração do ponto, caso o ponto não seja resultado de algum cálculo, seu valor deve ser nulo (NLCL);
- O TIPO define o tipo de grandeza da medida, AMP_A indica que trata-se da medição de corrente na fase A. A tabela completa com os tipos de medição pode ser conferida no manual de configuração do SAGE (CEPEL, Guia de Configuração SAGE, 2005);
- O TPFIL define o tipo de filtro daquele ponto. Caso o ponto não seja resultado de um filtro, seu valor deve ser NLFL;
- VLINIC corresponde o valor inicial daquela grandeza do ponto.

Figura 44 - Entidade PAS.

PAS
ID = UFPE:05A5:AMPA
NOME = Corrente Fase A da LT 05A5
ALRIN = NAO
ALINT = NAO
BNDMO = 0
CDINIC = NORMAL
LIA = -99999
LIE = -99999
LIU = -99999
LSA = 99999
LSE = 99999
LSU = 99999
OCR = OCR_PAS01
TAC = UC1_05A5
TCL = NLCL
TIPO = AMP_A
TPFIL = NLFL
VLINIC = 0

Fonte: Arquivo 'PAS.dat' da base de dados do SAGE.

3.3.4.2.5 PDS

Essa entidade, é responsável pela configuração dos pontos digitais e digitais calculados pertencentes ao sistema.

- Assim como no ID do PAS, o ID do PDS é o identificador do ponto digital, seguindo a padronização da concessionária, e com uma pequena diferença onde foi-se acrescentado uma sigla de identificação do IED ao qual esse ponto pertence. Dessa maneira, o ponto digital representado na figura 45, faz referência a um ponto da “SE UFPE”, pertencente ao evento “05A5”, localizado no IED “F1” e a sigla DTPP corresponde ao “Desligamento do mini disjuntor de proteção”;

- O OCR corresponde a ocorrência desse ponto digital;
- O TIPO corresponde ao tipo do ponto. Configurado para “PTNI” indica que é um ponto não impeditivo;
- O TAC identifica a qual TAC o ponto pertence;
- ALRIN, define se o alarme do ponto deve estar inibido;
- ALINT determina se deve ser gerado um alarme na inicialização do ponto ou em qualquer transição de valor dele;
- SOEIN indica se o registro de eventos será inibido ou não;
- CDNIC indica a condição do ponto, no caso do exemplo da figura 45, seu valor em normal, indica ponto em varredura e não manual.
- STINI indica o valor inicial do ponto, o valor ‘A’ indica que se encontra inicialmente aberto (zero) e “B” indica que se encontra inicialmente fechado (um);
- STNOR indica o valor de referência do ponto, indicando na tela que o valor “A” aberto será apresentado em verde, enquanto que o valor “B” fechado será representado pela cor vermelha;
- O TCL idêntica o tipo de cálculo utilizado na geração do ponto, caso o ponto não seja resultado de algum cálculo, seu valor deve ser nulo (NLCL);
- O TPFIL define o tipo de filtro daquele ponto. Caso o ponto não seja resultado de um filtro, seu valor deve ser NLFL.

Figura 45 - Entidade PDS.

PDS
ID = UFPE:05A5:F1:DTPP
NOME = Desligamento Mini Disj. TP de Proteção
OCR = OCR_NOR_ADV01
TIPO = PTNI
TAC = F1_05A5
ALINT = NAO
ALRIN = NAO
SOEIN = NAO
CDINIC = NORMAL
STINI = A
STNOR = A
TCL = NLCL
TPFIL = NLFL

Fonte: Arquivo 'PDS.dat' da base de dados do SAGE.

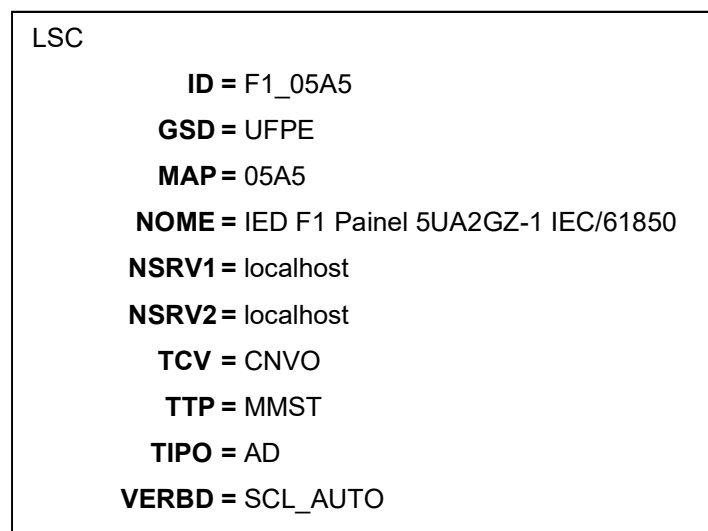
3.3.4.2.6 LSC

O LSC, é a entidade de configuração das ligações SCADA, é onde se determina se as ligações virtuais são de aquisição, distribuição ou de ambas.

- O ID é o identificador da ligação, na instância da figura 46, 'F1_05A5' indica a ligação com o IED F1;
- O NOME é a descrição da ligação;
- NSRV1 e NSRV2 determinam a estação de rede onde está alocado o servidor 1 e servidor 2 do transportador de protocolo que será usado na ligação, respectivamente;
- O TIPO configura se a ligação é do tipo aquisição, distribuição, ou ligação e distribuição simultaneamente. No caso do parâmetro 'AD', indica que essa instância é do tipo de ligação de aquisição e distribuição;
- VERBD é a versão da base de dados da ligação;

- O GSD associa o LSC a uma instância em GSD (UFPE). Vários LSC podem ser associados a um único GSD;
- O MAP associa o LSC a uma instância de MAP (05S05), podendo vários LSC serem associados a um mesmo MAP;
- O TCV indica a qual conversor de protocolo a LSC está associada. No caso da instância da figura 46, CNVO indica que o conversor é o i61850;
- TTP é o identificador do transportador do protocolo. Para o parâmetro MMST indica que o transportador usado é o MMS.

Figura 46 - Entidade LSC.



Fonte: Arquivo 'LSC.dat' da base de dados do SAGE.

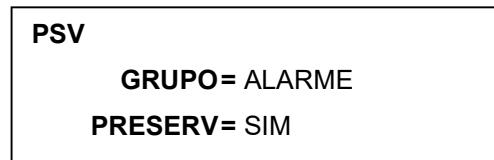
3.3.4.2.7 PSV

O PSV é a entidade de preservação. Nela é configurado os dados que serão preservados ao se entrar com uma nova base de dados no SAGE.

- O GRUPO idêntica os grupos de preservação. Esses grupos estão pré-dispostos no SAGE. Para a instancia da figura 47, configurou-se que os alarmes seriam preservados;

- O atributo PRESERV indica se aquele grupo será preservado (SIM), ou se não será preservado (NÃO). O preenchimento desse atributo é opcional, por *default*, seu preenchimento é SIM.

Figura 47 - Entidade PSV.



Fonte: Arquivo 'PSV.dat' da base de dados do SAGE.

3.3.4.2.8 TAC

A entidade TAC, Terminal de Aquisição de Controle, define quais são os grupos lógicos de aquisição para a mesma funcionalidade.

- O ID é a identificação do TAC, para a instância da figura 48, APLUS;
- O NOME é uma descrição do TAC;
- INS é o atributo que idêntica a instalação (usina ou subestação) a qual aquela TAC pertence;
- LSC identifica a ligação SCADA a qual pertence àquela TAC;
- TPAQS é o tipo da TAC. PARA o parâmetro ASAC, indica que é uma TAC de aquisição e controle.

Figura 48 - Entidade TAC.

TAC
ID = APLUS
INS = UFPE
LSC = APLUS
NOME = TAC dos Resultados da Aplic Usuario
TPAQS = ASAC

Fonte: Arquivo 'TAC.dat' da base de dados do SAGE.

3.3.4.2.9 CGS

A entidade CGS, Ponto de Controle Genérico do SAC, configura todos os pontos de controle lógico do sistema.

- O ID identifica o ponto de controle. Para o ponto da figura 49, "UFPE:15S5:52", indica que se trata de um ponto de controle pertencente a subestação "UFPE. O termo '15S5', refere-se ao disjuntor do evento '05A5'. O '52' indica que esse ponto é de comando e fechamento de um disjuntor;
- O LMI1C e o LMI2C são os limites inferiores de set-point 1 e de set-point 2, respectivamente;
- O LMS1C e o LMS2C são os limites superiores de set-point 1 e de set-point 2, respectivamente;
- O PAC identifica o ponto de supervisão associado ao ponto de controle, podendo o PAC ser vinculado a um PDS ou a um PAS. Comumente, utiliza-se o mesmo nome para descrever o PAC e seu ponto de supervisão associado. No caso da figura 49, tanto o ID do GCS quanto seu PAC (que está associado a um PDS) são nomeados "UFPE:15S5:52";
- O PINT identifica o ponto de intertravamento daquele controle. Caso o CGS não possua intertravamento, não é necessário a configuração desse atributo;

- O TAC identifica a qual TAC esse controle pertence;
- O TIPO identifica o tipo de ponto supervisionado associado a esse CGS. No caso da figura 51, esse ponto está associado a um ponto digital (PDS). Outras opções de associação são com analógicos (PAS) e pontos totalizados (PTS);
- O TIPOE identifica o tipo de equipamento controlado;
- O TPCTL define o tipo de controle, que para o parâmetro CSAC, indica ser um controle supervisor do SAC;
- O TRRAC define uma estampa de tempo em segundos para a espera do SAC sobre o tempo de resposta do conversor de protocolos durante o envio de um comando.

Figura 49 - Entidade CGS.

CGS
ID = UFPE:15S5:52
NOME = Disjuntor 15S5
LMI2C = 0
LMI1C = 0
LMS1C = 0
LMS2C = 0
PAC = UFPE:15S5:52
PINT = UFPE:15S5:52:IATV
TAC = UC1_05A5
TIPO = PDS
TIPOE = CTCL
TPCTL = CSAC
TRRAC = 35

Fonte: Arquivo 'CGS.dat' da base de dados do SAGE.

3.3.4.2.10 PTS

A entidade PTS, Ponto de Medição de Totalização, define todos os pontos totalizadores e calculados totalizadores lógicos do sistema;

- O ID identifica o ponto totalizado, no caso do ponto da figura 50, “UFPE:05A5:F1:CONG”, indica que o ponto pertence a subestação “UFPE”, no evento “05A5”, do IED “F1” e é referente a medição congelada do IED F1;
- ALRIN indica que esse ponto deve ter seu alarme inibido;
- O CDNIC indica a condição do ponto. Seu parâmetro em normal, indica o ponto em varredura e não manual;
- O OCR indica a ocorrência do ponto;
- LSE, LSA e LSU representam o limite superior da escala do medidor, de advertência e de urgência, respectivamente;
- O TAC define o relacionamento entre a entidade PTS com a entidade TAC;
- O TCL identifica o tipo de cálculo utilizado na geração do ponto, caso o ponto não seja resultado de algum cálculo, seu valor deve ser nulo (NLCL);
- O TPFIL define o tipo de filtro daquele ponto. Caso o ponto não seja resultado de um filtro, seu valor deve ser NLFL.

Figura 50 - Entidade PTS.

PTS
ID = UFPE:05A5:F1:CONG
NOME = Segundos de Medição Congelada F1 05A5
ALRIN = SIM
CDINIC = NORMAL
OCR = OCR_PAS01
LSA = 60
LSE = 180
LSU = 120
TAC = APLIC
TCL = NLCL
TPFIL = NLFL

Fonte: Arquivo 'PTS.dat' da base de dados do SAGE.

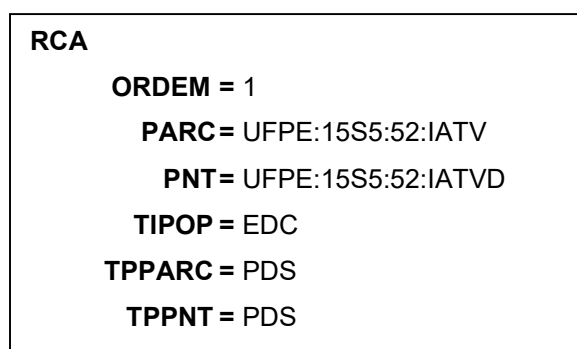
3.3.4.2.11 RCA

O RCA é a entidade responsável pelo relacionamento entre os pontos lógicos simples com os pontos lógicos calculados. O SAGE possui três tipos de cálculos: o cálculo dinâmico, que não pertence a Base Fonte do SAGE, e os cálculos estáticos interpretados e estático compilado, ambos os cálculos estáticos pertencem a Base Fonte do SAGE.

- O atributo PARC identifica a parcela de cálculo, isso é, utiliza um PDS, PTS ou PDS como parâmetro do cálculo. No do exemplo da figura 51, o ponto de intertravamento “UFPE:15S5:52:IATV”, é utilizado como parcela do cálculo;
- O atributo PNT, identifica o ponto calculado, o resultado da operação de cálculo. N o caso da figura 53, o resultado do cálculo está sendo o ponto de intertravamento “UFPE:15S5:52:IATVD”, que difere da sua parcela de cálculo pelo acréscimo da letra “D” no final de seu nome;

- O TIPOD define a parcela. O parâmetro EDC (Estado Digital Considerado), indica que o estado corrente do ponto é utilizado pelo sistema, podendo ser aquisitado ou manual;
- Os atributos TPPARC e TPPNT definem se a parcela do cálculo e o ponto calculado são pontos digitais (PDS), analógicos (PAS) ou totalizado (PTS), respectivamente.

Figura 51 - Entidade RCA.

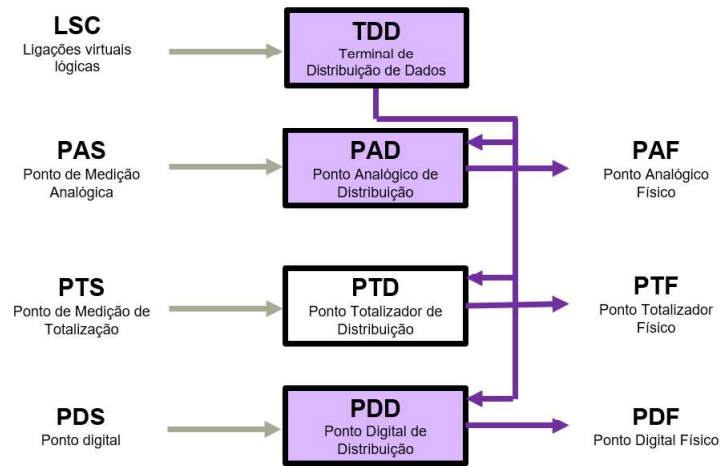


Fonte: Arquivo 'RCA.dat' da base de dados do SAGE.

3.3.4.3 SDDE (Serviço de Distribuição de Dados e Eventos)

Assim como o Serviço de Aquisição e Controle, o SDDE, Serviço de Distribuição de Dados e Eventos, tem sua configuração realizada a partir da entidade LSC, quando se configura seu atributo TIPO para distribuição ou para aquisição e distribuição simultaneamente. Os dados lógicos de uma LSC são agrupados em uma entidade chamada TDD. Uma observação conveniente acerca da distribuição dos dados no SAGE, é que normalmente esse processo é realizado com a utilização de outros protocolos como o DNP3 e IEC 101/104 e não com os protocolos da Norma IEC 61850. Esse contexto, é devido a distribuição para os centros de operações serem realizados a grandes distâncias, centenas de quilômetros, tornando esses outros protocolos mais adequados que o MMS ou o GOOSE. As entidades configuradas para a distribuição de dados estão apresentadas na figura 52.

Figura 52 - Modelo de dados da Configuração de Serviço de Distribuição de Dado e Eventos.

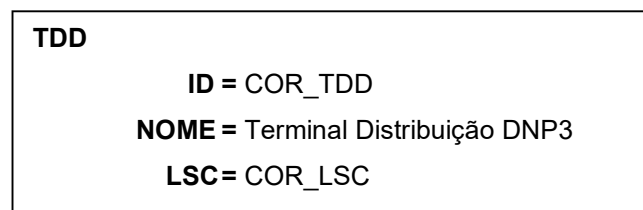


Fonte: (CEPEL, Guia de Configuração SAGE, 2005) (OLIVEIRA W. G.).

3.3.4.3.1 TDD

A entidade TDD, Terminal de Distribuição de Dados, define os vários grupos de pontos lógicos com uma mesma funcionalidade. O ID é o identificador, enquanto o NOME é a descrição daquela instância. O LSC indica a qual ligação virtual aquele TDD está associado, podendo uma LSC estar associado a vários TDD. No exemplo da instância da figura 53, tem-se um TDD que configura uma distribuição para o COR (Centro de Operação Regional). Como observado anteriormente, a distribuição para o COR está sendo realizada via o protocolo DNP3, por ser de melhor performance que os protocolos da IEC 61850 para percorrer distâncias na ordem de centenas de quilômetros.

Figura 53 - Entidade TDD.



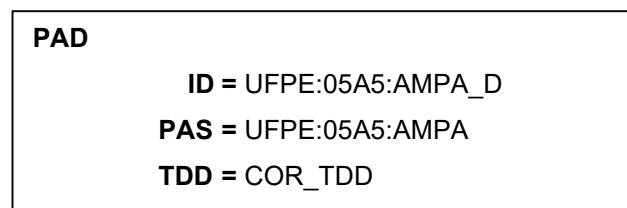
Fonte: Arquivo 'TDD.dat' da base de dados do SAGE.

3.3.4.3.2 PAD

O PAD é a entidade responsável pela configuração dos Pontos Analógicos de Distribuição.

- O ID identifica o ponto analógico de distribuição. Para facilitar a identificação do ponto de distribuição com o seu PAS associado, emprega-se pelo padrão da concessionária, um sufixo junto ao nome do PAS para obter assim o ID do PAD. No exemplo da instancia da figura 54, o sufixo empregado foi o “_D”, obtendo assim como ID “UFPE:05A5:AMPA_D”;
- O PAS identifica a qual ponto analógico o PAD está associado. Um ponto analógico geralmente é distribuído para mais de um centro de controle (COR, COS), então, um PAS pode ser associado a mais de um PAD;
- O TDD indica o terminal de distribuição de dados ao qual o pertence. No exemplo da instância da figura 54, a distribuição do ponto está sendo realizada para o COR, então utilizou-se o TDD “COR_TDD”.

Figura 54 - Entidade PAD



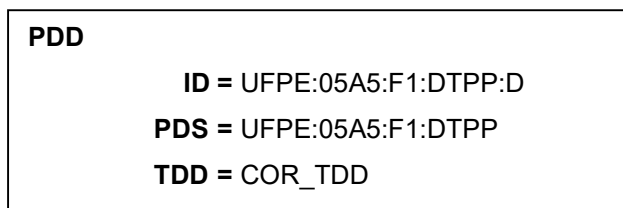
Fonte: Arquivo 'PAD.dat' da base de dados do SAGE.

3.3.4.3.3 PDD

O PDD, é a entidade responsável pela configuração dos pontos digitais de distribuição.

- Analogamente ao PAD, o ID do PDD se assemelha ao PDS associado com a acréscimo de um sufixo para identificar ser o ponto distribuído. No caso da instância do exemplo da figura 55, o sufixo “:D” foi acrescentado gerando assim o ID do PDD “UFPE:05A5:F1:DTPP:D”;
- O PDS é o ponto digital a ser distribuído vinculado aquele PDD. Um PDS pode ser vinculado a vários PDD, uma vez que o ponto digital comumente é distribuído a mais de um centro de operação;
- O TDD indica o terminal de distribuição de dados ao qual o pertence. No exemplo da instância da figura 55, a distribuição do ponto está sendo realizada para o COR, então utilizou-se o TDD “COR_TDD”.

Figura 55 - Entidade PDD.



Fonte: Arquivo 'PDD.dat' da base de dados do SAGE.

3.3.4.4 Pontos Físicos

A configuração dos pontos físicos, depende da forma que está organizada os dados para cada protocolo. As particularidades da Norma IEC 61850 serão apresentadas com maior evidência a partir da configuração das entidades referentes a aquisição dos pontos físicos, que estão representadas na figura 56. Devido a sua complexidade, a CEPEL impôs anexos próprios para a configuração em cada um dos protocolos, como será apresentado a seguir. As entidades PTF, RFI e RFC não foram contempladas no projeto aqui apresentado, logo não serão apresentadas suas configurações.

Figura 57 - Entidade TN1.

TN1
DESCR = Ausência de entidade no nível 1
ID = NLN1
NSEQ = 0

Fonte: Arquivo 'TN1.dat' da base de dados do SAGE.

3.3.4.4.2 TN2

O TN2, entidade Tipo de Entidade Física do Nível 2, define os tipos de dados possíveis. Assim como o TN1, é de uso exclusivo do SAGE. Os parâmetros possíveis para preenchimento do TN2 quando se faz uso do protocolo IEC 61850 estão apresentados na tabela 4.

Tabela 4 - Tipos de dados NV2.

NSEQ	ID	DESCR
19	ADAAQ	Aquisição de pontos digitais
20	AAAQ	Aquisição de pontos analógicos
8	ATTA	Aquisição de pontos classificados como 'discretos' ou 'totalizadores'.
35	CSIM	Aquisição de objetos de controle supervisão

Fonte: (CEPEL, Anexo de Configuração : Comunicação com IEDs em Protocolo IEC 61850., 2017)

Desse modo, a instância de exemplo na figura 58, está configuração como a aquisição de ponto digital.

Figura 58 - Entidade TN2.

TN2
DESCR = Aquisição digital com atributos de qualidade
ID = ADAQ
NSEQ = 19

Fonte: Arquivo 'TN2.dat' da base de dados do SAGE.

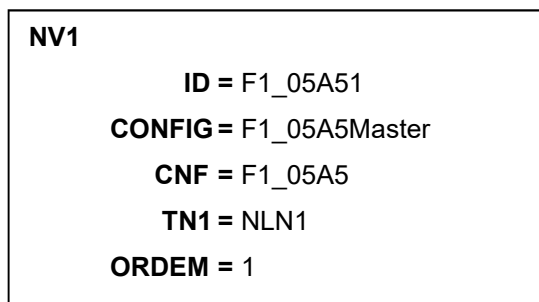
3.3.4.4.3 NV1

A entidade NV1 é a entidade Nível 1 da configuração física. Nele são determinados os *Logical Devices* dos IEDs. Todos os LDs presentes na parametrização dos IEDs devem estar presentes no NV1. Algumas particularidades de cada fabricante de IED, pode acarretar falha na aquisição dos dados caso não se tenha configurado todos seus LDs disponíveis no IED ou algum em particular. Para o projeto aqui relatado, utilizou-se os IEDs dos modelos *GE Multilin L90 Line Current Differential System*

e *GE Multilin C60*.

- O ID no NV1 é seu identificador. Como sugestão, se utiliza a identificação de seu CNF, acrescido de um sufixo numérico determinado pelo seu atributo ORDEM;
- O atributo ORDEM representa uma ordem numérica para identificar a quantidade de LDs;
- O CONFIG é a identificação do LD, que também é o seu *Domain-ID MMS* para seus objetos. No exemplo da figura 59, a instância declarada é a do LD '*Master*' para o IED F1. Os outros LDs presentes no projeto são: *Prot*, *System*, *Gen*, *Meter* e *Ctrl*.

Figura 59 - Entidade NV1.



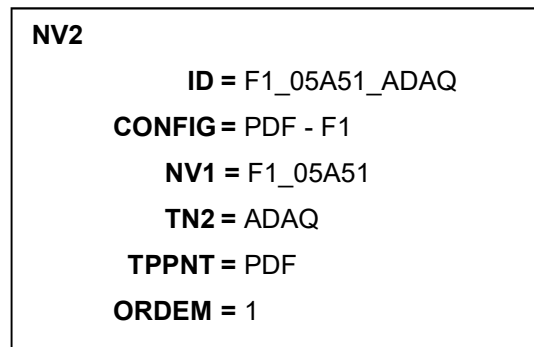
Fonte: Arquivo 'NV1.dat' da base de dados do SAGE.

3.3.4.4.4 NV2

O NV2, entidade de nível 2 da configuração física, é utilizada para agrupar objetos do mesmo tipo como descrito na entidade TN2. Para cada NV1 criado, é necessário configurar um NV2 para cada TN2.

- O CONFIG é um atributo sem uso, comumente utilizado como informação sobre o NV2 configurado;
- O ID de identificação, é formado pelo identificador do NV1 associado a essa instância, acrescentando-se um sufixo com a sigla o tipo de dado listado na entidade TN2. No exemplo da figura 60, essa instância "F1_05A51_ADAQ" está associada ao NV1 "F1_05A51" com o TN2 "ADAQ", que indica uma aquisição digital;
- O TPPNT indica o tipo de ponto físico. O parâmetro da instância da figura 60 em PDF, indica que são pontos do tipo ADAQ no TN2. Outros valores possíveis para esse atributo são PAF, PTF e CGF;
- O NV1 é a identificação a qual NV1 essa instância pertence. Vários NV2 podem estar associados a um único NV1;
- O TN2 identifica a qual TN2 aquela instância de NV2 está associado. Vários NV2 podem estar associados a um mesmo TN2.

Figura 60 - Entidade NV2.



Fonte: Arquivo 'NV2.dat' da base de dados do SAGE.

3.3.4.4.5 CNF

O CNF, entidade configuração da ligação física do SCD, realiza a configuração das instancias CNF associadas as LSCs e MULs, sendo associadas a aquisição e controle de um servidor SAGE para os dados de um IED. Seus atributos são:

- **CONFIG**, especifica o endereçamento do *stack OSI*, temporizações e características da parametrização do protocolo no SAGE. É formado por um conjunto de atributos que compõe uma parte fixa-opcional (*ApTitle*, *AeQ*, *OS*, *SS*, *TS*) e uma parte fixa-obrigatória (*IDAD*, *KEEP*, *NREP*, *TOUT*, *MPDU*, *OPMSK*, *GOOSE*). No caso do exemplo da instância da figura 61, a parte fixa-opcional configurou-se com valores default. Para a parte fixa-obrigatória, teve-se a seguinte configuração:
 - **IDAD** é o temporizador que o SAGE utiliza para efetuar a integridade dos dados dos *DataSets*, nesse caso, configurado com um valor de 45 segundos;
 - **KEEP** é o temporizador utilizado pelo SAGE para efetuar *keep-alive* na associação com mensagens *IdentifyRequest* do MMS, configurado então para 5 segundos;
 - **NREP** refere a um limite máximo do contador de repetições da transmissão de *Request* sem que haja resposta, para assim

declarar desfeita a comunicação com o IED. Configurado para 3 segundos;

- TOUT, é o temporizador utilizado pelo SAGE para guardar a *Response* de um pedido *Request* enviado pelo IED. Configurado para 10 segundos;
- MPDU é o tamanho máximo em octetos que o servidor do IED suporta, seu valor default é zero;
- O OPMSK é um número em hexadecimal que representa uma série de funções de uso do protocolo IEC 61850. O preenchimento de 20 bits com valores de zero ou um, totalizando 5 octetos, cada octeto representa um número hexadecimal, irá permitir a ativação ou desativação dessas funções. A criação desse número, que é elaborada em binário e em seguida convertida em hexadecimal, por ser uma atividade complexa, é realizada através de uma planilha, e após a obtenção dos dígitos, são inseridos na entidade CNF. Para o caso do exemplo da figura 61, o OPMSK = 108110, em decimal:

1010 1000 0001 0001 0000

Indica no segundo octeto (da direita pra esquerda) que possui apenas o bit4 igual a 1, que o SAGE está utilizando *DataSets* pré-configurados e não tente criar *DataSets* dinamicamente; No terceiro octeto, o bit8 igual a 1 indica que o SAGE faz uso de *InterLockCheck* nos seus controles enviados; O bit15 do octeto quatro indica que o SAGE deve ignorar os atributos de invalidade de *time-tags* dos eventos recebidos; e o octeto cinco, no bit17 indica que o SAGE irá ignorar o BRCB e utilizar apenas os BRCBs do IED, enquanto que o bit19 indica que o SAGE deve ignorar os URCDs;

- O ID identifica o IED associado a essa instância;
- O LSC indica a qual LSC esse CNF pertence.

Figura 61 - Entidade CNF.

CNF
ID = F1_05A5 CONFIG = ApTitle= 1 1 10 / 1 1 10 AeQ= 1 PS= 1 / 1 SS= 1 TS= 1 IDAD= 45 KEEP= 5 NREP= 3 TOUT= 10 MPDU= 0 OPMSK= 108110 GOOSE= 0 LSC = F1_05A5

Fonte: Arquivo 'CNF.dat' da base de dados do SAGE.

3.3.4.4.6 CGF

O CGF é a entidade de configuração dos Pontos de Controle Físico.

- O ID do CGF, é o endereço 61850 enviado pelo IED e aquirado pelo SAGE. Sua configuração é proveniente da parametrização dos controles no IED. A sua construção, obedece a uma estrutura hierárquica constituída por cinco elementos definidas na norma IEC 61850-7. De acordo com o exemplo da figura 62, o endereço é construído da seguinte maneira:

UC1_05A53-Bkr0XCBR1\$CO\$Pos.

- 'UC1' é o *Physical Device*, identificando o IED;
- '05A53' é o *Logical Device*, representa o NV1 associado a este ponto;
- 'Bkr0XCBR1' é o *Logical Node*, definido na Norma 61840-7.4, e indica ser um *Circuit Breaker*, ou seja, um ponto relativo a um disjuntor;
- 'CO' é o *Data Object*;
- 'Pos' é o *Data Attributes*, indica o estado de posição.

Analisando o ID de um CGF em 61850, obtém-se informações necessárias sobre a identificação de um ponto, o que o torna muito vantajoso em relação a outros protocolos.

- O NV2 identifica a qual NV2 esse ponto físico de controle está associado. Pode haver vários CGF associados a um mesmo NV2;
- O CGS é a instancia de CGS que está associado a este CGF;
- O DESC1 é a descrição do CGF;
- O KCONV é composto por suas palavras chaves que em sequência determinam o modo de operação do ponto. Caso o KCONV tenha a primeira palavra com 'SOB' ou 'SBOW', indica que o controle será precedido de um *select-before-operate* ou *select-before-operate-with-value*. Se a segunda palavra for TERM, indica que o SAGE irá aguardar uma mensagem de término do comando (Command Termination). Essa configuração é a adotada pela instancia apresentada na figura 62. A ausência do preenchimento desse atributo, indica que o controle é realizado direto.
- O atributo OPCOES é preenchido por duas palavras. A primeira palavra desse atributo da instância da figura 55 (SI), indica que o SAGE deverá ligar os atributos *Interlock-check* e *Sincro-Check*. A segunda palavra, define as origens do ponto de controle, no caso da instância abaixo, 'O2' indica se tratar de uma *station-control*.

Figura 62 - Entidade CGF.

CGF
ID = UC1_05A53-Bkr0XCBR1\$CO\$Pos
NV2 = UC1_05A53_CSIM
CGS = UFPE:15S5:52
DESC1 = Disjuntor 15S5
KCONV = SBOW TERM
OPCOES = SI O2

Fonte: Arquivo 'CGF.dat' da base de dados do SAGE.

3.3.4.4.7 PAF

O PAF, Ponto Analógico Físico, é responsável pela configuração dos pontos físicos de medições analógicas provenientes dos IEDs.

- O ID do PAF, é o endereço 61850 enviado pelo IED e aquisitado pelo sistema SCADA, sua construção foi realizada da seguinte maneira:

UC1_05A55-ACsrcMMXU1\$MX\$A\$phsA

- 'UC1', é o *Physical Device*, identificando o IED;
 - '05A55' é o *Logical Device*, representa o NV1 associado a este ponto físico;
 - ACsrcMMXU1 é o *Logical Nodes*, definido na Norma 61840-7.4, Medição (*Measurement*);
 - 'MX' é o *Data Object*, e também indica medição;
 - 'A\$phsA' é o *Data Attributes*, e indica a medição de corrente na fase A (o '\$' não faz parte do *data attribute*, é apenas um separador);
- O NV2 identifica a qual NV2 esse ponto físico de controle está associado. Pode haver vários CGF associados a um mesmo NV2;
 - O PNT é a instância de PDS ao qual está associado a este PAF;
 - KCONV1 é o coeficiente multiplicativo de conversor de medida, apesar das medições analógicas em 61850 serem representadas por unidade de engenharia e ponto flutuante, esse valor pode ser alterado, mas por *default*, se utiliza 1 (um);
 - KCONV2 é um indicativo de defasamento do *nesting-level*. Por default, seu valor é 0 (zero);
 - KCONV3 especifica um *Data Object* relacionado a um CDC simples. Sua representação é realizada por 3 letras, que são listadas na tabela 7- XVII do Manual de configuração do IEC 61850 do SAGE (CEPEL, 2017). No

caso do exemplo da figura 63, CMV0 indica ‘valor da medida sob banda morta’.

Figura 63 - Entidade PAF.

PAF
ID = UC1_05A55-ACsrcMMXU1\$MX\$A\$phsA
NV2 = UC1_05A55_AAAQ
PNT = UFPE:05A5:AMPA
TPPNT = PAS
KCONV1 = 1
KCONV2 = 0
KCONV3 = CMV0
DESC1 = Corrente Fase A da LT 05A5-PAQ/JER

Fonte: Arquivo ‘PAF.dat’ da base de dados do SAGE.

3.3.4.4.8 PDF

A entidade PDF (Figura 64) configura os pontos digitais físicos.

- O ID do PDF é o endereço 61850 enviado pelo IED e aqisitado pelo SAGE. Sua construção é da seguinte maneira:

F1_05A51-GGIO1\$ST\$Ind8

- ‘F1’ é o *Physical Device*, identificando o IED;
- ‘05A51’ é o *Logical Device*, representa o NV1 associado a este ponto físico;
- GGIO representa um grupo de funções genéricas, utilizadas de forma ampla em muitas proteções;
- ‘ST’ é o Data Object, e representa status;
- ‘Ind8’ é o *Data Attributes*.

- O PNT associa o ponto digital lógico a seu ponto digital físico.
- O NV2 identifica a qual NV2 esse ponto físico de controle está associado. Pode haver vários PDF associados a um mesmo NV2;
- TPPNT indica que o ponto físico é de aquisição PDS;

Figura 64 - Entidade PDF.

PDF
ID = F1_05A51-GGIO1\$ST\$Ind8
PNT = UFPE:05A5:F1:DTPP
DESC1 = Desligamento Mini Disj. TP de Proteção
NV2 = F1_05A51_ADAQ
TPPNT = PDS
KCONV = SPS0

Fonte: Arquivo 'PDF.dat' da base de dados do SAGE.

3.4 Ferramentas e visores do SAGE

Com a finalização da modelagem dos dados, as entidades geradas são inseridas na base de dados do SAGE, substituindo os arquivos existentes em caso de modificação da base, ou apenas são acrescentadas em um novo include, no caso da criação de novos pontos de supervisão. O comando '*AtualizaBD fria fonte*', executado no terminal do SAGE, irá compilar todos os arquivos presentes na base, verificando a existência de algum erro. Em caso de alguma inconsistência, uma mensagem de erro irá aparecer no terminal, e apresentará, através de um arquivo de texto, os erros a serem resolvidos. Caso não encontre erros, uma mensagem sobre a atualização da base de referência ter sido realizada com sucesso irá surgir, permitindo então ao usuário realizar o comando '*ativa gcd*' via terminal, para realizar a ativação da base em tempo real.

Com a base em tempo real ativa, o usuário terá a opção de acessar as diversas telas que compõe o sistema de supervisão. Para isso, é necessário estar em posse

do login e senha do usuário. Mesmo possuindo usuários pré-determinados pelo sistema, novos usuários poderão ser criados ou realizada e modificado de sua senha pré-existent, evitando assim que usuários não autorizados tenham acesso as telas, e possivelmente aos comandos de operação da subestação. Uma prática comum das concessionárias de energia é manter um usuário, porém realizar a troca periódica da senha de acesso ao sistema.

3.4.1 Visor de Acesso

O visor de acesso do SAGE, é a janela principal que permite acesso as várias telas presente no sistema SCADA.

- A aba de Apresentação, tela inicial do visor de acesso, contém informações sobre a versão de SAGE e sua atualização, as licenças ativas, a concessionária e a subestação/usina ao qual essa base pertence, o usuário que encontra-se ativo e a identificação do servidor. É na aba de apresentação onde realiza-se o login ou logout do usuário;
- A aba de configuração, permite ao usuário a ativação ou desativação da base de tempo real, assim como a escolha do desktop SAGE ou UNIX, caso opte pelo desktop SAGE, o servidor apenas iniciará a janela do visor de acesso, impedindo o acesso as demais ferramentas presentes no CentOS;
- A aba 'Base de Tempo Real', permite ao usuário também realizar a ativação ou desativação da base de tempo real, assim como na aba 'Configuração' e ao comando '*ativa gcd*'. Nessa mesma aba, é possível definir se a ativação dos processos não essenciais serão realizados de forma automática ou manual;
- A aba de privilégios, apresenta os privilégios do usuário que encontra-se logado no sistema, apresentando através de uma lista, todas as suas permissões;

- A aba de Programas, a de maior uso dentre as citadas, permite o acesso as diversas telas e programas disponíveis no SAGE. Apesar de possuir várias ferramentas, nem todos os recursos são utilizados, apenas em situações mais específicas, como o caso da utilização da versão EMS do SAGE. Como apresentado na figura 65, cada ferramenta possui um ícone de identificação e um botão que permitirá o acesso a essa ferramenta. No canto inferior esquerdo de cada ferramenta, aparecerá uma numeração no formato 'A/B', onde no campo A, indicará quantas janelas estão abertas daquela ferramenta, enquanto que o campo B, indica a quantidade limite de janelas que podem ser abertas daquela ferramenta. Esse número limite de janelas, vem predeterminado pelo SAGE, e poderá ser acrescido dependendo da necessidade.

Figura 65 - Visor de Acesso do SAGE.



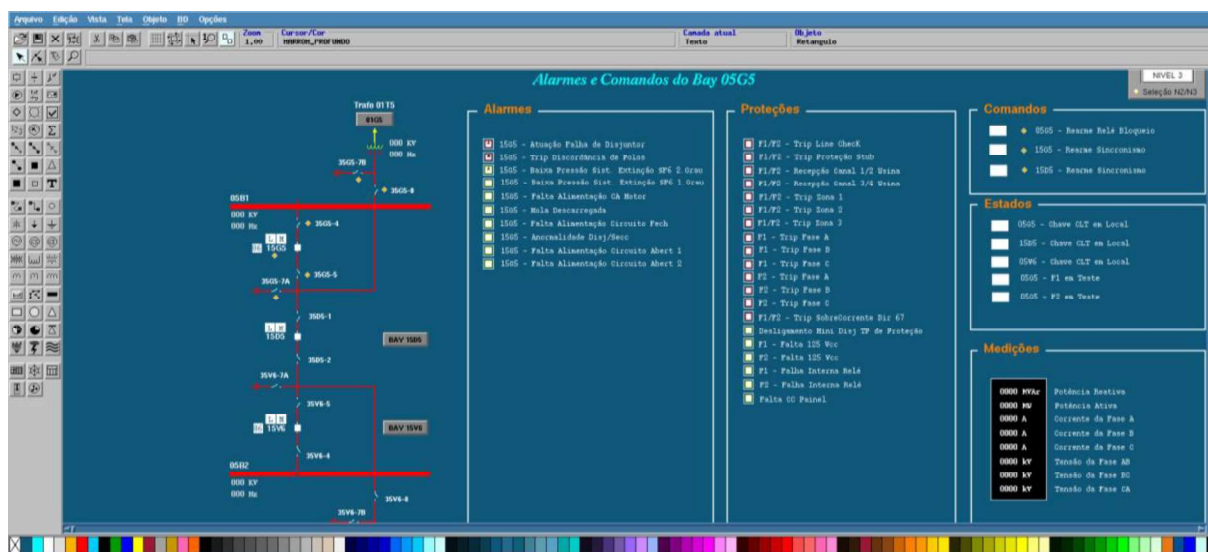
Fonte: Autor.

3.4.2 SigDraw

A ferramenta de edição e criação de telas conhecida como SigDraw (Figura 66), é acessada via o botão 'Editor' do Visor de Acesso. O SigDraw é uma ferramenta desenvolvida pela própria CEPEL para suprir as necessidades de edição das telas do

SAGE, possuindo objetos específicos que facilitam a criação dos diagramas do sistema elétrico. Além dos objetos pré-definidos que representam componentes do sistema elétrico, possuem ferramentas como objetos geométricos, para criação de novos elementos genéricos, textos, linhas, contornos, grid para centralização dos objetos e entre outros. Os elementos que compõe uma tela, podem ser associados a pontos digitais, permitindo assim a apresentação de seu status, ou pontos analógicos, exibindo assim seus valores medidos. Também através do SigDraw, é realizada a configuração dos alarmes a serem exibidos em tela e dos comandos que estarão disponíveis ao operador do sistema. Uma das vantagens dessa ferramenta, está em poder realizar a edição de telas mesmo com a base em tempo real ativa, permitindo realizar alterações com o sistema operando, sem a necessidade de desativar a base. Todo os elementos gráficos e padronização na elaboração das telas, seguem um padrão determinado por cada concessionária de energia, que procuram unificar o uso de códigos, cores, fontes, definições, símbolos layout, conteúdo e sistemática de ações operacionais, garantindo assim que os profissionais responsáveis pela criação de telas, mantenham a filosofia implementada pela concessionaria, facilitando assim a operação, visualização e manipulação das pelas pelo operador do sistema.

Figura 66 - SigDraw, editor de telas do SAGE.



Fonte: Autor.

3.4.3 Visor de telas

Finalizada a edição de telas, a visualização será possível através do botão 'Telas', localizado no visor de acesso. As telas, são os elementos gráficos que possibilitam a visualização por completa de todo o diagrama unifilar da planta. Uma base SAGE, é composta por algumas dezenas de telas, que podem ser navegadas entre elas através de botões. As telas são divididas de acordo com a supervisão e o bay a qual está sendo realizada a supervisão. As telas comumente encontradas são:

- Tela de índice: Tela que permite o acesso a todas as outras telas, agrupando-as em telas de sistema, setores (que dependem dos níveis de tensão presente na subestação), equipamentos (como transformadores que necessitam de uma atenção maior) e serviços auxiliares;
- Tela dos tabulares analógicos e digitais: Permite a visualização de todos os pontos analógicos e/ou digitais que compõe o sistema. Trazendo informações como seu ID, o nome de identificação, o seu status, se o alarme para aquele ponto encontra-se inibido ou operando e, em caso de algum problema, se aquele ponto está com falha de aquisição ou inválido na origem;
- Tela unifilar geral: Possui a representação do diagrama unifilar assim como consta no projeto. Apresentando de forma completa todo o sistema da subestação, apresentando todos os seus bays, seus equipamentos, indicando as linhas de transmissão e suas origens, para o caso das LTs que chegam na subestação, e as LTs que saem e qual o seu destino. Algumas medidas analógicas podem estar presentes nestas telas, porém deve-se evitar sobrecarregar a tela de unifilar geral com informações, distribuindo-as para outras telas com esse propósito;
- Tela de arquitetura digital: Contém informações a respeito da rede digital e dos equipamentos que a compõe. Apresentando os switches, os servidores, mesa de operação, a topologia, os cabos Ethernet, fibra ótica e qualquer outro dispositivo que venha a compor o sistema. As diversas redes que compõe o sistema são identificadas por um código de cores

determinado pela padronização da concessionária, como exemplo a rede de difusão (rede dos servidores e IHMs) é na cor preta e a rede corporativa e de distribuição (responsável pelo envio de dados ao N3) são marcadas na cor amarela. A supervisão das portas dos switches é realizada através do protocolo SNMP (*Simple Network Management Protocol*), indicando cada uma das portas e seu status de falha.

- Tela de Bay: Representa em maiores detalhes, toda supervisão de um bay, incluindo o status dos equipamentos, os comandos e controle possíveis de serem realizados e apresentam os alarmes e proteções (Figura 67). A definição de se um ponto deve estar presente em tela, é definido na LP, indicando a necessidade ou não da representação de seu alarme e status estar presente. De acordo com a OCR, a severidade do ponto deve ser indicada na tela, como no exemplo da figura 68, indicando que os alarmes representados por uma caixa vermelha, indica alarme de urgência, enquanto que vermelho com asterisco, urgência com impeditivo. A caixa de indicação de alarme em amarelo, indica ser um alarme de advertência, enquanto amarelo com asterisco, um alarme de advertência com impeditivo. Os comandos de abertura e fechamento de um equipamento ou atuação de uma proteção, são executados clicando sobre a representação gráfica daquele equipamento, ou em outros casos, sobre um losango posicionado ao lado do equipamento, abrindo então uma janela de pop-up que permitirá a execução do comando. Uma lógica implementada poderá ser realizada para o intertravamento dos comandos, impedindo que em algumas situações específicas, o comando não possa ser executado. No canto superior das telas, pode-se notar uma chave de seleção que permite a permuta entre a execução dos comandos entre o N2 (nível local na subestação) e o N3 (nível regional ou nacional). A seleção dessa chave é utilizada quando se deseja-se permitir que o N3 execute comandos remotamente para a subestação.
- Tela de proteção: Em alguns casos, a representação das proteções pode tornar a tela sobrecarregada, indicando-se assim que uma tela extra seja elaborada para evitar o excesso de informação. Como por exemplo da

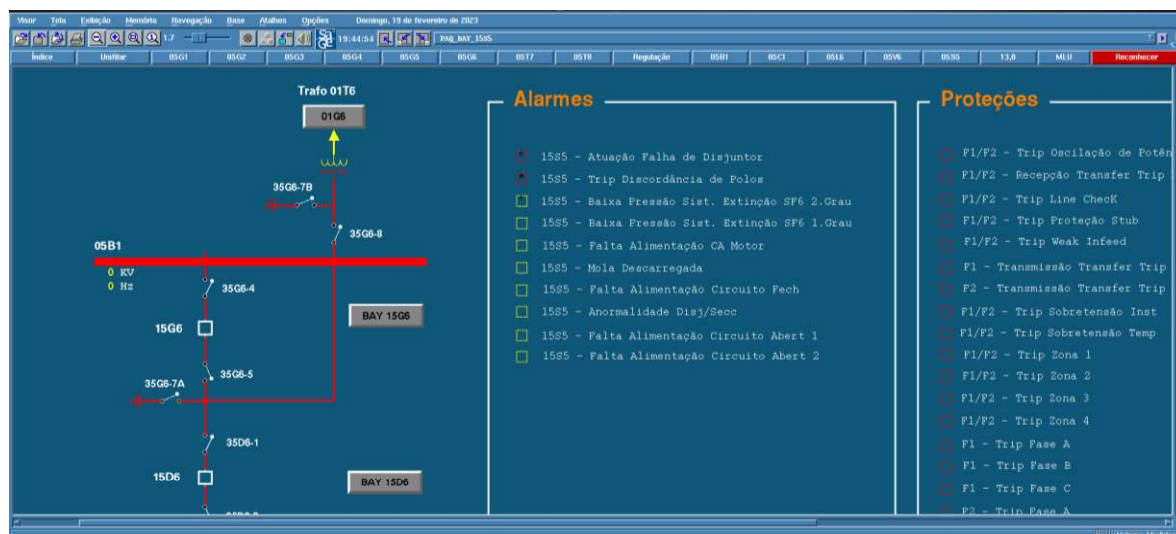
linha de 500 kV, que percebeu-se a necessidade de possuir uma tela de *bay* e uma tela paralela, com mais informações sobre as proteções da linha;

Durante o período de TAF desse estudo de caso, foram elaboradas/modificadas três telas para compor a supervisão da linha de 500 kV. Na tela de arquitetura digital, acrescentou-se o novo painel com os novos switches, realizando-se a supervisão das portas desses switches através do protocolo snmp. Através dessa tela, também foi possível a visualização dos IPs dos switches, a configuração da topologia adotada no projeto, o caminho dos cabos de redes e fibra óticas, o status das redes de difusão e de distribuição.

A tela de Bay, outra tela elaborada, contém a representação do bay, das chaves seccionadoras e disjuntores. Através dessa tela é possível a realização dos comandos de abertura e fechamento desses equipamentos, além de visualizar alguns alarmes e proteções, e medidas analógicas da LT 05A5.

Devido a grande quantidade informações e pontos a serem supervisionados, uma tela apenas com proteções foi-se adotada, a fim de evitar o excesso de informações na tela de *bay*. Nessa tela de proteção, concentrou-se informações sobre os alarmes dos trips apresentados por ambos os IEDs de proteção, além de informações sobre os painéis, como a falta de alimentação do painel e indicador de porta do painel aberta. A supervisão dos IEDs também foi acrescentada nessa tela, indicando possíveis falhas nas portas de comunicação, falha interna dos IEDs, falha GOOSE (quando ocorre a falha de comunicação entre os IEDs), falha de sincronismo com o GPS e a falha de comunicação com o SAGE.

Figura 67 - Visor de telas do SAGE.



Fonte: Autor.

3.4.4 Visor de Eventos

O visor de eventos do SAGE (Figura 68) exibe informações primordiais sobre o comportamento do sistema em tempo real. Na medida em que os pontos são acionados, o visor de eventos exibe o ID do PDS, PAS ou GGS referentes aquele ponto, mostrando uma estampa de tempo com precisão de segundos sobre o momento exato em que aquele ponto foi acionado. Em uma coluna a direita, são exibidos a ação sofrida por aquele ponto, indicando se o mesmo foi atuado ou normalizado, ou em outros casos, se encontra-se selecionado ou não selecionado. Os pontos que irão ser exibidos na tela de eventos, são determinados pela empresa contratante e encontram-se definidos na LP. As informações da ocorrência dos eventos são provenientes dos IEDs, necessitando assim, que os mesmos estejam configurados correntamento com o horário do GPS, caso isso não esteja em acordo, os eventos não irão ser exibidos no visor de eventos do SAGE.

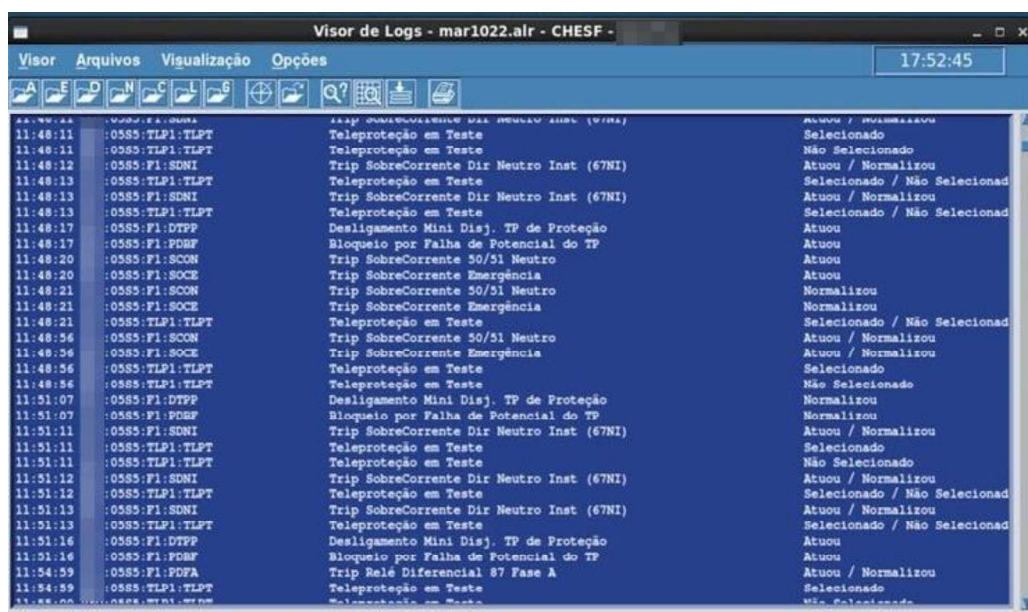
Todos os eventos que ocorrem, podem ser acessados através de um histórico de eventos localizado num banco de dados. Esses eventos são salvos em arquivos diariamente, podendo a qualquer momento, através do visor de eventos, serem acessados e conferidos sobre seu comportamento em dias específicos. Esses arquivos são salvos em arquivos de texto, com extensão '.sde', e seu nome é

determinado pela data ao qual se refere esse arquivo de histórico. Logo um arquivo de histórico de eventos do dia 1º de janeiro de 2023, seria salvo automaticamente com o nome 'jan0123.sde'.

Uma particularidade da tela de eventos, é que permite exibir não apenas os eventos, mas uma série de outras informações pertinentes do sistema supervisorio, como por exemplo os históricos de alarmes, auditoragem, anotações, cálculos e logs de programas.

Uma prática comum e necessária após a finalização do TAF ou TAC, é recolher todos os arquivos de histórico de eventos que ocorreram durante o período de testes, e arquivá-los para possíveis futuras consultas sobre o comportamento de pontos e de todo o sistema durante as etapas de testagem.

Figura 68 - Visor de Eventos do SAGE.



Fonte: Autor.

3.4.5 Visor de Alarmes

Apesar das telas destinadas a representação dos bays possuírem a visualização os alarmes, a forma mais comum em verificá-los é através da tela de alarmes (Figura 69). Nesse visor, o acionamento dos pontos são representados através do nome do ponto, uma narrativa indicando a ação sofrida por ele, uma estampa de tempo contendo também o dia da ocorrência. Para facilitar a visualização da ocorrência pelo operador, um código de cores é utilizada identificando a severidade, sendo verde para ocorrências normais, amarelo para advertência e vermelho para urgência. Recursos sonoros também são empregados para sinalizar uma ocorrência, fazendo uso de alto falantes ou sirenes.

Pelo visor de alarmes, é possível reconhecer alarmes (individualmente, em grupos ou todos por completo), excluí-los da exibição, realizar o silenciamento do recurso sonoro e adicionar comentários que ficarão salvos, assim como todos os alarmes, no arquivo de histórico gerado assim como o de eventos. Os arquivos de histórico gerados serão salvos diariamente, e seu nome será composto pela data de registro, e a extensão '.alr', assim, o arquivo do histórico do dia 1º de janeiro de 2023, seria salvo como 'jan0123.alr'. Para exibir as informações do histórico, os arquivos '.alr' devem ser abertos através do visor de eventos. E também como prática comum e necessária a finalização do TAF ou TAC, os arquivos de histórico de alarmes devem ser coletados e salvos para possíveis consultas futuras sobre a ocorrência dos alarmes durante o período de testagem. Os pontos que irão ser exibidos no visor de alarmes e sua severidade, são determinados pela empresa contratante e encontram-se definidos na LP.

Figura 69 - Visor de Alarmes do SAGE.

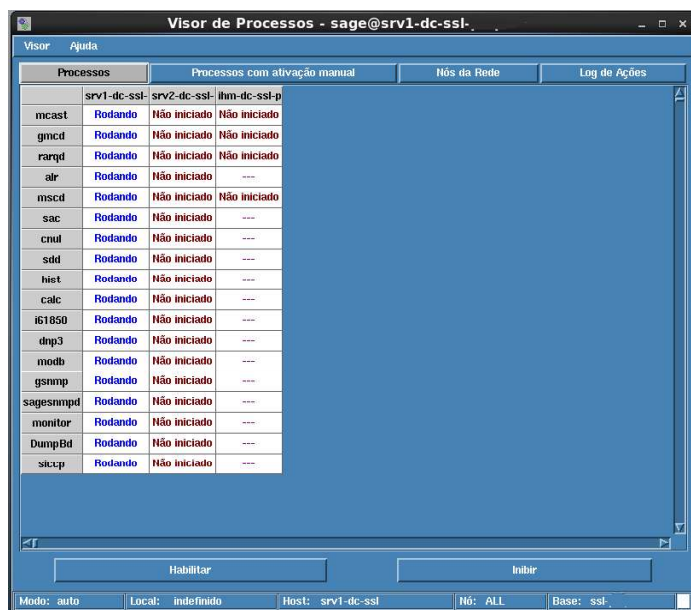
Reconhecido	Timestamp	Narrativa	Objeto	Nome do Ponto	Sobreposições	Máxima Severidade
	03/04/2022 17:52:24	Ligação operacional CALC_LSC	Ligação de Calculo	Ligação de Calculo	0 Normal	0 Normal
	03/04/2022 17:52:23	Ligação operacional CALC	Ligação de Calculo	Ligação de Calculo	0 Normal	0 Normal
	03/04/2022 17:52:08	Ligação operacional APLUS	Resultados da Aplic. Usuario	Resultados da Aplic. Usuario	0 Normal	0 Normal
	03/04/2022 17:52:08	Ligação operacional APLIC	Ligação da Aplicação	Ligação da Aplicação	0 Normal	0 Normal
	03/04/2022 17:51:55	Novo dia e 03 Apr			0 Normal	0 Normal
	03/04/2022 16:38:41	Ligação operacional CALC_LSC	Ligação de Calculo	Ligação de Calculo	0 Normal	0 Normal
	03/04/2022 16:38:41	Ligação operacional CALC	Ligação de Calculo	Ligação de Calculo	0 Normal	0 Normal
	03/04/2022 16:38:26	Ligação operacional APLUS	Resultados da Aplic. Usuario	Resultados da Aplic. Usuario	0 Normal	0 Normal
	03/04/2022 16:38:26	Ligação operacional APLIC	Ligação da Aplicação	Ligação da Aplicação	0 Normal	0 Normal
	03/04/2022 16:38:08	Novo dia e 03 Apr			0 Normal	0 Normal
	31/03/2022 16:10:30	Ligação operacional CALC_LSC	Ligação de Calculo	Ligação de Calculo	0 Normal	0 Normal
	31/03/2022 16:10:30	Ligação operacional CALC	Ligação de Calculo	Ligação de Calculo	0 Normal	0 Normal
	31/03/2022 16:10:15	Ligação operacional APLUS	Resultados da Aplic. Usuario	Resultados da Aplic. Usuario	0 Normal	0 Normal
	31/03/2022 16:10:15	Ligação operacional APLIC	Ligação da Aplicação	Ligação da Aplicação	0 Normal	0 Normal
	31/03/2022 16:09:53	Novo dia e 31 Mar			0 Normal	0 Normal
	25/03/2022 19:08:51	Atuou 0555:F2:FCSI	Falha de Comunicação SAGE-IED	Falha de Comunicação SAGE-IED	10 Advertencia	10 Advertencia
	25/03/2022 19:08:51	Atuou 0555:F1:FCSI	Falha de Comunicação SAGE-IED	Falha de Comunicação SAGE-IED	10 Advertencia	10 Advertencia
	25/03/2022 19:08:51	Ligação inoperante F2_0555	IED F2 Painel SUA2GZ-2 IEC/61850	IED F2 Painel SUA2GZ-2 IEC/61850	0 Urgencia	0 Urgencia
	25/03/2022 19:08:50	Ligação inoperante UC1_0555	IED UC1 Painel SUA2GZ-1 IEC/61850	IED UC1 Painel SUA2GZ-1 IEC/61850	0 Urgencia	0 Urgencia
	25/03/2022 19:08:49	Ligação inoperante F1_0555	IED F1 Painel SUA2GZ-1 IEC/61850	IED F1 Painel SUA2GZ-1 IEC/61850	0 Urgencia	0 Urgencia
	25/03/2022 19:07:36	Ligação operacional F2_0555	IED F2 Painel SUA2GZ-2 IEC/61850	IED F2 Painel SUA2GZ-2 IEC/61850	0 Normal	0 Normal
	25/03/2022 19:07:24	Ligação operacional F1_0555	IED F1 Painel SUA2GZ-1 IEC/61850	IED F1 Painel SUA2GZ-1 IEC/61850	0 Normal	0 Normal

Fonte: Autor.

3.4.6 Visor de Processos

O visor de processos (Figura 70) contém informações importantes sobre os nós do sistema e seus processos ativos. É por esse visor que visualizamos os servidores e IHMs que estão compondo o sistema, podendo verificar seus IPs, sobre qual dos servidores está em funcionamento como primário ou como secundário, o estado de ocupação de sua CPU, de sua memória e quantidade visor de acesso aberto. Os processos definidos na entidade PRO, são exibidos e associados a cada um dos nós, mostrando se o processo está rodando, está parado ou encontra-se inibido. Um processo que não se mantém ativado, significa que possui algum problema em sua construção, e caso seja essencial, poderá comprometer a comunicação do sistema SCADA com os IEDs.

Figura 70 - Visor de Processos do SAGE.



Fonte: Autor.

4 CONCLUSÕES E PROPOSTAS DE CONTINUIDADE

Com a finalização do TAF, seguindo as etapas determinadas no projeto, e as determinações estabelecidas pela lista de pontos, concluiu-se que os testes realizados no sistema SCADA e em todos os equipamentos que compõem o sistema de supervisão, alcançaram as expectativas de funcionamento que se esperava do projeto. Algumas alterações foram sugeridas pelo cliente durante todo o processo, o que levou a pequenos ajustes no projeto original, outras adaptações foram adotadas, após a observação do comportamento do sistema em funcionamento.

Uma pequena lista de não conformidades foi então preparada para que as pequenas inconsistências observadas e que não foram resolvidas durante o TAF, pudessem ser revistas e corrigidas durante a realização do TAC, nas dependências da subestação. Com a conclusão dessa etapa de TAF, os três painéis foram então preparados para transporte, mantendo toda sua estrutura, equipamentos, cabeaço e então levados para a subestação de destino, onde foram conectados com os dispositivos reais da subestação para a realização do TAC.

No momento da publicação dessa monografia (abril de 2023), o projeto havia concluído a etapa de TAC e operação assistida, e a linha de transmissão encontra-se energizada e em pleno funcionamento.

Como sugestões para trabalho futuros, nota-se que a chegada de equipamentos inteligentes nas subestações, exigem uma atenção maior quanto ao processo de automação das subestações, onde os equipamentos e sistemas obsoletos, vem aos poucos sendo substituídos por equipamentos modernos, que se comunicam em diversos protocolos e através de redes digitais cada vez mais complexas. A norma IEC 61850, tem se tornado o protocolo padrão e preferido dos fabricantes, permitindo que os novos equipamentos, sejam facilmente configurados e inseridos aos sistemas das subestações, sendo de fácil manutenção e substituição.

O SAGE, utilizado nas muitas subestações elétricas do grupo Eletrobrás e também pela ONS, mostra-se uma ferramenta com grandes perspectivas para o futuro, exigindo cada vez mais um número maior de profissionais capacitados, podendo então a academia, investir na preparação de seus graduandos na utilização

desse sistema SCADA, durante as disciplinas eletivas ou como minicursos e workshops. Em continuidade, novos trabalhos poderiam surgir utilizando o SAGE com outros protocolos de comunicação tanto na aquisição quanto distribuição dos dados e analisando sua utilização não apenas nas subestações elétricas, mas em outros ambientes em que o SAGE possa ser explorado.

REFERÊNCIAS

- ALMEIDA, E. M. (2011). **Norma IEC 61850 - Novo Padrão em Automação de Subestações**. Fortaleza: Monografia em Engenharia Elétrica Universidade Federal do Ceará.
- ANEEL. (5 de fevereiro de 2023). **Sistema de Informações de Geração da ANEEL - SIGA**. Fonte: ANEEL: <https://antigo.aneel.gov.br/siga>
- AZEVEDO, G. P., SILVEIRA, H. J., AGUIAR, H., & FILHO, E. R. (s.d.). **Centros de Controle Aberto; A experiência do SAGE na CHESF**. Grupo de Estudo de Operação de Sistemas Elétricos (GOP).
- CEPEL. (2005). **Guia de Configuração SAGE**. Rio de Janeiro.
- CEPEL. (2017). **Anexo de Configuração : Comunicação com IEDs em Protocolo IEC 61850**. Rio de Janeiro.
- CEPEL. (2017). **Manual de Geração Base SAGE**. Rio de Janeiro: Eletrobrás.
- COMACCIO, A. F., SILVA, A. F., & COSTA, D. T. (24 de 06 de 2017). **Norma IEC 61850: testes de velocidade das mensagens Goose**. Fonte: Eletricidade Moderna: https://www.arandanet.com.br/revista/em/materia/2017/06/23/norma_iec_61850.html
- COUTINHO, S. P. (26 de Setembro de 2015). **Protocolos para sistemas elétricos: IEC 61850**. Fonte: Automação Industrial: <https://industriaautomatica.wordpress.com/2015/09/26/protocolos-para-sistemas-eletricos-iec-61850/>
- EngeHall. (2023). **Curso NR10**. Fonte: www.engehall.com.br/cursos-nr-s
- EPE. (2021). **Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2022**.
- ESC ENGENHARIA. (2023). **Teste de Aceitação em Fábrica**. Fonte: ESC: <http://esc.com.br/atuacao/testes-de-aceitacao-em-fabrica-taf>
- Furnas. (2019). **SAGE compelta 20 anos de atividade**. Rio de Janeiro.
- IEC 61850-3 . (2002). **General requirements**. IEC - International Electrotechnical Commission.
- IGARASHI, G. (2007). **Estudo da IEC 61850 e o seu impacto no sistema de automação de subestações**. Dissertação de Mestrado - Mestrado em Engenharia Elétrica.
- JUNIOR, E. G. (2019). **Introdução a sistemas de supervisão, controle e aquisição de dados SCADA**. Rio de Janeiro: Alta Books.
- KREUTZ, F. D. (2014). **Automação de Subestações através da Norma IEC 61850**. Porto Alegre: Universidade Federal do Rio Grande do Sul.
- MACÊDO, D. (14 de fevereiro de 2012). **Arquitetura e Protocolo TCP/IP**. Fonte: Um pouco de tudo sobre TI: <https://www.diegomacedo.com.br/arquitetura-e-protocolos-tcp-ip/>
- MATHEUS, Y. (7 de Outubro de 2022). **O modelo OSI e suas camadas**. Fonte: Alura: <https://www.alura.com.br/artigos/conhecendo-o-modelo-osi>
- MELLO, N. F. (2006). **Automação Digital de Subestações de Energia Elétrica**. Rio de Janeiro: Escola Politécnica da Universidade Federal do Rio de Janeiro.

- MENDES, M. F. (19 de novembro de 2014). **Modernizações de sistemas de automação de usinas hidrelétricas.** Fonte: o Setor Elétrico: <https://www.osetoelettrico.com.br/modernizacoes-de-sistemas-de-automacao-de-usinas-hidreletricas/>
- MOLANO, D. L. (2014). **Avaliação de topologias de rede na automação de subestações elétricas baseadas no padrão IEC 61850.** Universidade Federal Fluminense.
- OLIVEIRA, W. G. (s.d.). **Bizuário do SAGE.** São Paulo: Eltman Engenharia.
- OLIVEIRA, W. G. (s.d.). **Diagrama de Treinamento do SAGE.** São Paulo: ELTMAN Engenharia e Sistemas.
- ONS. (2023). **Sobre o SIN.** Fonte: Operador nacional do Sistema Elétrico: <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/integracao-de-novas-instalacoes/visao-geral>
- PEREIRA, M., & SANTOS, L. F. (2007). **Uma Abordagem Prática do IEC 61850 para Automação, Proteção e Controle de Subestações.** *Anais do VII SIMPASE - Sétimo Simpósio de Automação de Sistemas Elétricos.*
- Portal da Indústria. (17 de novembro de 2021). Fonte: Setor Elétrico Brasileiro: <https://noticias.portaldaindustria.com.br/noticias/inovacao-e-tecnologia/setor-eletrico-brasileiro/>
- PRESCOTT, P. (22 de junho de 2020). **Transmissão em corrente contínua: impacto do seu uso.** Fonte: ABRATE - Associação Brasileira das Empresas Transmissoras de Energia Elétrica: <https://abrate.org.br/transmissao-em-corrente-continua-impactos-do-seu-uso>
- QUEIROZ, R. J. (2010). **Implementação de um centro de operação em tempo real de um agente de transmissão do sistema interligado nacional.** Rio de Janeiro: Monografia em Engenharia Elétrica - Univesidade Federal do Rio de Janeiro.
- SANTOS, C. (29 de março de 2021). **Protocolos de Redundância em redes Ethernet.** Fonte: Eco Automação Industrial: <https://www.ecoautomacao.com.br/protocolos-de-redundancia-em-redes-ethernet/>
- SILVA, D. (14 de julho de 2017). **Pirâmide de automação industrial: O que é?** Fonte: Logique Inteligência em Sistemas: <https://www.logiquesistemas.com.br/blog/piramide-de-automacao-industrial/>
- SILVESTRE, E. A. (2014). **Projeto e Desenvolvimento de um Sistema Supervisório para o Centro de Oepração e Geração de pequenas centrais hidroelétricas.** Curitiba: Universidade Tecnológica Federal do Paraná.
- TANEBAUM, A. S. (2021). **Redes de Computadores.** Elsevier: Bookman Editora.
- VICENTE, D. T. (2011). **Aplicação dos padrões da Norma 61850 a subestações compartilhadas de transmissão/distribuição de energia elétrica.** São Paulo: Tese de Mestrado em Engenharia Elétrica - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo.

APÊNDICES

APÊNDICE A – PRINCIPAIS LOGICAL NODES

LNs grupo X – Funções de Conectores Elétricos (switchgears)

XCBR - Circuit breaker

XSWI - Circuit switch

LNs grupo P – Funções de Proteção

PDIF - Differential

PDIR - Direction comparison

PDIS - Distance

PDOP - Directional overpower

PDUP - Directional underpower

PFRC - Rate of change of frequency

PHAR - Harmonic restraint

PHIZ - Ground detector

PIOC - Instantaneous overcurrent

PMRI - Motor restart inhibition

PMSS - Motor starting time supervision

POPF - Over power factor

PPAM - Phase angle measuring

PSCH - Protection scheme

PSDE - Sensitive directional earthfault

PTEF - Transient earth fault

PTOC - Time overcurrent

PTOF - Overfrequency

PTOV - Overvoltage

PTRC - Protection trip conditioning

PTTR - Thermal overload

PTUC - Undercurrent

PTUV - Undervoltage

PUPF - Underpower factor

PTUF - Underfrequency

PVOC - Voltage controlled time overcurrent

VVPH - Volts per Hz

LNs grupo T – Funções de Transdutores

TCTR - Current transformer

TVTR - Voltage transformer

LNs grupo M – Funções de Medições

MDIF - Differential measurements

MHAI - Harmonics or interharmonics

MHAN - Non phase related harmonics or interharmonics

MMTR - Metering

MMXN - Non phase related Measurement

MMXU - Measurement

MSQI - Sequence and imbalance

MSTA - Metering Statistics

LNs grupo R – Funções Relativas a Proteções

RDRE - Disturbance recorder function

RADR - Disturbance recorder channel analogue

RBDR - Disturbance recorder channel binary

RDRS - Disturbance record handling

RBRF - Breaker failure

RDIR - Directional element

RFLO - Fault locator

RPSB - Power swing detection/blocking

RREC - Autoreclosing

RSYN - Synchronism-check or synchronising

LNs grupo C – Funções de Controle Supervisório

CALH - Alarm handling

CCGR - Cooling group control

CILO - Interlocking

CPOW - Point-on-wave switching

CSWI - Switch controller

Fonte: Buzuário do SAGE (OLIVEIRA W. G.).

APÊNDICE B – PRINCIPAIS LOGICAL NODES

LNs grupo G – Funções de I/O Genérico

GAPC - Generic automatic process control

GGIO - Generic process I/O

GSAL - Generic security application

LNs grupo I – Funções de Arquivamento e IHM

IARC - Archiving

IHMI - Human machine interface

ITCI - Telecontrol interface

ITMI - Telemonitoring interface

LNs grupo A – Funções de Controle Automático

ANCR - Neutral current regulator

ARCO - Reactive power control

ATCC - Automatic tap changer controller

AVCO - Voltage control

LNs grupo S – Funções para Sensores e Monitoramento

SARC - Monitoring and diagnostics for arcs

SIMG - Insulation medium supervision (gas)

SIML - Insulation medium supervision (liquid)

SPDC - Monitoring and diagnostics for partial discharges

LNs grupo Y – Funções de Transformadores

YEFN - Earth fault neutralizer

YLTC - Tap changer

YPSH - Power shunt

YPTR - Power transformer

LNs grupo Z – Funções de Equipamentos

ZAXN - Auxiliary network

ZBAT - Battery

ZBSH - Bushing

ZCAB - Power cable

ZCAP - Capacitor bank

ZCON - Converter

ZGEN - Generator

ZGIL - Gas insulated line

ZLIN - Power overhead line

ZMOT - Motor

ZREA - Reactor

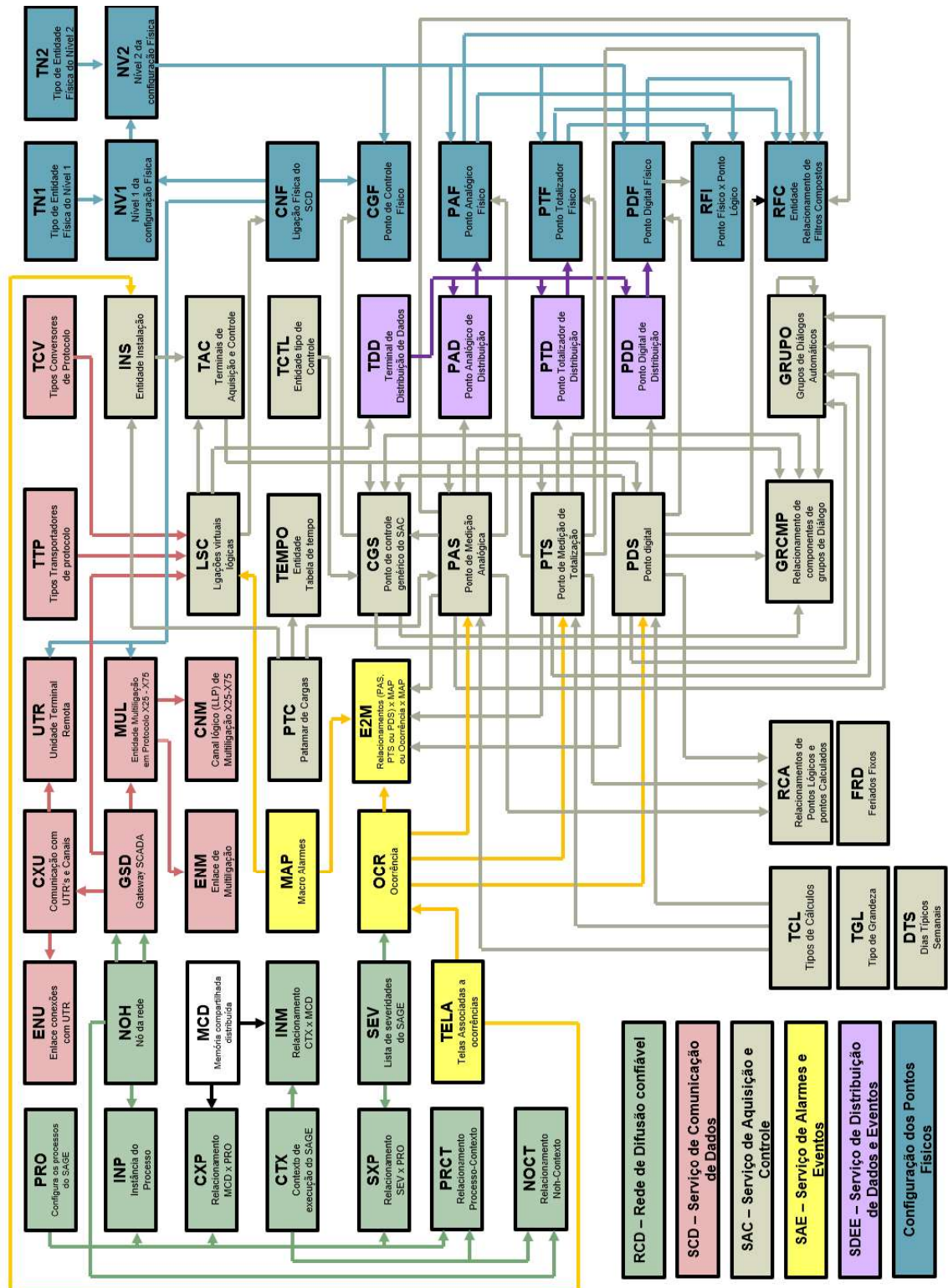
ZRRC - Rotating reactive component

ZSAR - Surge arrester

ZTCF - Thyristor controlled frequency converter

Fonte: Bizuário do SAGE (OLIVEIRA W. G.).

APÊNDICE C – Relacionamento entre as entidades do SAGE (SCADA)



Fonte: Adaptado de Diagrama de Treinamento do SAGE (OLIVEIRA W. G.).

ANEXOS

ANEXO A – PAINÉIS DE SUPERVISÃO DA LT 05A5



Fonte: Autor.