

Jefferson Estevo Feitosa

**Desenvolvimento de um Sistema  
Supervisório para Monitoramento de  
Subestações de Energia Elétrica**

Natal – RN

Novembro de 2023

Jefferson Estevo Feitosa

# **Desenvolvimento de um Sistema Supervisório para Monitoramento de Subestações de Energia Elétrica**

Trabalho de Conclusão de Curso de Engenharia de Computação da Universidade Federal do Rio Grande do Norte, apresentado como requisito parcial para a obtenção do grau de Bacharel em Engenharia de Computação

Orientador: Prof. Dr. Luiz Affonso Guedes

Universidade Federal do Rio Grande do Norte – UFRN  
Departamento de Engenharia de Computação e Automação – DCA  
Curso de Engenharia de Computação

Natal – RN  
Novembro de 2023

Universidade Federal do Rio Grande do Norte - UFRN  
Sistema de Bibliotecas - SISBI  
Catalogação de Publicação na Fonte. UFRN - Biblioteca Central Zila Mamede

Feitosa, Jefferson Estevo.

Desenvolvimento de um sistema supervisorio para monitoramento de subestações de energia elétrica / Jefferson Estevo Feitosa. - 2023.

69 f.: il.

Trabalho de Conclusão de Curso - TCC (graduação) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Centro de Tecnologia, Curso de Engenharia de Computação. Natal, RN, 2023.

Orientação: Dr. Luiz Affonso Henderson Guedes De Oliveira.

1. Desenvolvimento de Software - TCC. 2. Sistema Supervisorio - TCC. 3. Sistema SAGE - TCC. 4. Subestação de Energia - TCC. 5. Automação - TCC. I. Oliveira, Luiz Affonso Henderson Guedes De. II. Título.

RN/UF/BCZM

CDU 004.41

Jefferson Estevo Feitosa

# **Desenvolvimento de um Sistema Supervisório para Monitoramento de Subestações de Energia Elétrica**

Trabalho de Conclusão de Curso de Engenharia de Computação da Universidade Federal do Rio Grande do Norte, apresentado como requisito parcial para a obtenção do grau de Bacharel em Engenharia de Computação

Orientador: Prof. Dr. Luiz Affonso Guedes

---

**Prof. Dr. Luiz Affonso Henderson Guedes De Oliveira - Orientador**  
DCA/UFRN

---

**Prof. Dr. Anderson Luiz De Oliveira Cavalcanti - Examinador**  
DCA/UFRN

---

**Prof. Dr. Heitor Medeiros Florencio - Examinador**  
IMD/UFRN

Natal – RN  
Novembro de 2023

*Aos meu pais e familiares, por despendarem suporte, conselhos e incentivo para meus estudos.*

# AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus pela proteção por permitir e me dar sabedoria e condições para buscar sempre o conhecimento.

Aos meus pais, Francisca e Ivanildo, e a meus familiares, por todo o apoio, por estimular e dar o amparo para que eu tivesse totais condições de buscar meus objetivos, e conseguir o mérito de chegar ao fim da graduação.

Agradeço também, aos amigos que pude fazer durante o curso de graduação. Onde, esses foram muito importantes e grandes incentivadores para que pudéssemos prosseguir juntos durante os estudos no decorrer do curso.

Ao meu professor orientador Affonso, pela confiança em minhas habilidades e meu potencial. Pela orientação, suporte, conhecimentos passados, paciência e aconselhamentos durante a realização deste trabalho.

Agradeço a Luis Alves, por me proporcionar a oportunidade de adquirir e desenvolver habilidades importantes de forma prática, que foram essenciais para a elaboração deste trabalho.

Agradeço a todos que de forma direta ou indireta puderam contribuir para esta conquista.

A todos vocês, agradeço de coração por contribuírem de alguma forma para que eu alcançasse esta vitória, que será de suma importância tanto para o meu crescimento pessoal quanto profissional.

*“Não deve haver limites para o esforço humano. Somos todos diferentes. Por pior do que a vida possa parecer, sempre há algo que podemos fazer em que podemos obter sucesso.*

*Enquanto houver vida, haverá esperança.”*

*(Stephen Hawking)*

# RESUMO

Este trabalho apresenta o projeto, desenvolvimento e aplicação de um sistema supervisorio de monitoramento de protecao de subestacoes de energia eletrica. Para tal, o sistema supervisorio foi desenvolvido por meio do Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia (SAGE), que e baseado em sistema operacional Linux, por meio da distribuicao CentOS, e e bastante difundido na area de energia eletrica devido a sua precisao para aquisicao e distribuicao de pontos de comunicacao em tempo real. O desenvolvimento do sistema supervisorio foi desenvolvido utilizando o sistema SAGE como supervisorio, com auxilio da linguagem Visual Basic for Applications (VBA) da Microsoft para automacao do preenchimento da base fonte. Dentre as principais funcionalidades implementadas temos: configuracao de equipamentos e de rede, ajuste da base fonte para o sistema fisico real, desenvolvimento do sistema supervisorio nos moldes das logicas implementadas nos IEDs (Intelligent Electronic Devices) e configuracao dos servidores em modo hot-standby, para garantir a redundancia do sistema. Como etapa de verificacao foi possivel realizar testes de funcionamento em fabrica e em campo e participar do comissionamento no interior da subestacao. Os resultados da aplicacao do sistema supervisorio demonstraram sua eficiencia e confiabilidade na implementacao da base fonte do SAGE e da sua integracao com as logicas dos IEDs para a protecao da subestacao de energia.

**Palavras-chaves:** sistema supervisorio; SAGE; desenvolvimento de software; subestacao de energia; automacao.

# ABSTRACT

This work presents the design, development and application of a supervisory system for monitoring the protection of electrical energy substations. To this end, the supervision system was developed through the Open Energy Management System (SAGE), which is based on the Linux operating system, through the CentOS distribution, and is quite widespread in the electrical energy area due to its accuracy for acquisition and distribution of communication points in real time. The development of the supervision system was developed using the SAGE system as supervision, with the help of Microsoft's Visual Basic for Applications (VBA) language to automate the filling of the source database. Among the main functionalities we have: configuration of equipment and network, adjustment of the source base for the real physical system, development of the supervisory system along the lines of logic implemented in IEDs (Intelligent Electronic Devices) and configuration of servers in hot-standby mode, to ensure system redundancy. As a verification step, it was possible to carry out functional tests in the factory and in the field and participate in commissioning inside the substation. The results of applying the supervisory system demonstrated its efficiency and reliability in implementing the SAGE base source and its integration with the IEDs logic for the protection of the energy substation.

**Keywords:** supervisory system; SAGE; software development; energy substation; automation.

# LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Esquemático de uma rede de energia elétrica. . . . .	14
Figura 2 – Pirâmide de automação hierárquica. . . . .	16
Figura 3 – IEDs. . . . .	21
Figura 4 – Switch KVM e Servidores MOXA DA-820C Series, nos quais rodam os sistemas SAGE em redundância. . . . .	23
Figura 5 – Página inicial do SAGE 29. . . . .	27
Figura 6 – Tela da alta da subestação (Tensão de 69 kV). . . . .	28
Figura 7 – Tela do banco de capacitores da subestação (Tensão de 13,8 kV). . . . .	28
Figura 8 – Tela da baixa da subestação (Tensão de 13,8 kV). . . . .	29
Figura 9 – Tela unifilar geral da subestação (Tensões de 13,8 kV e 69 kV). . . . .	29
Figura 10 – Tela de manutenção da subestação. . . . .	30
Figura 11 – Tela de medições da subestação. . . . .	30
Figura 12 – Tela de tabular de medidas da subestação. . . . .	31
Figura 13 – Entidade CNF da base de comunicação do SAGE. . . . .	32
Figura 14 – Entidade LSC da base de comunicação do SAGE. . . . .	32
Figura 15 – Entidade NOH da base de comunicação do SAGE. . . . .	33
Figura 16 – Entidade PDS da base de comunicação do SAGE. . . . .	34
Figura 17 – Entidade PDF da base de comunicação do SAGE. . . . .	34
Figura 18 – Entidade PDF da base de comunicação do SAGE (Distribuição para o Centro de Operações). . . . .	35
Figura 19 – Entidade PDD da base de comunicação do SAGE (Distribuição para o Centro de Operações). . . . .	35
Figura 20 – Entidade PAF da base de comunicação do SAGE. . . . .	36
Figura 21 – Entidade PAF da base de comunicação do SAGE (Distribuição para o Centro de Operações). . . . .	36
Figura 22 – Entidade PAD da base de comunicação do SAGE (Distribuição para o Centro de Operações). . . . .	37
Figura 23 – Entidade CGS da base de comunicação do SAGE. . . . .	37
Figura 24 – Entidade CGF da base de comunicação do SAGE (Distribuição para o Centro de Operações). . . . .	38
Figura 25 – Lista de pontos digitais fornecida pela concessionária. . . . .	39
Figura 26 – Lista de pontos analógicos fornecida pela concessionária. . . . .	39
Figura 27 – Lista de pontos de comandos fornecida pela concessionária. . . . .	40
Figura 28 – Giga de teste OMICRON CMC 256. . . . .	41
Figura 29 – Telas do sistema supervisório durante TAF. . . . .	43

Figura 30 – Tela de alarmes do SAGE. . . . .	44
Figura 31 – Syslog do sistema Linux. . . . .	47
Figura 32 – Syslog identificando placas de rede perdendo comunicação. . . . .	47
Figura 33 – Syslog identificando placas de rede reabilitando comunicação. . . . .	48
Figura 34 – Arquivos de configuração de placas de rede. . . . .	48
Figura 35 – Arquivo <i>bond0</i> . . . . .	49
Figura 36 – Arquivo <i>eht0</i> . . . . .	49
Figura 37 – Arquivo <i>eht1</i> . . . . .	49
Figura 38 – Arquivo <i>eht2</i> . . . . .	50
Figura 39 – Arquivo <i>hosts</i> para configuração de equipamentos na rede. . . . .	50
Figura 40 – Interface do Visor de Acesso do SAGE. . . . .	51
Figura 41 – Programas do Visor de Acesso do SAGE. . . . .	52
Figura 42 – Ativação automática do SAGE. . . . .	53
Figura 43 – Processos de ativação do SAGE. . . . .	54
Figura 44 – Processos de ativação do SAGE em difusão. . . . .	56
Figura 45 – Subestação móvel pertencente à concessionária. . . . .	57
Figura 46 – Alimentadores da subestação em campo. . . . .	58
Figura 47 – Transformador 69 kV - 13,8 kV da subestação. . . . .	59
Figura 48 – Relé da USA (serviços auxiliares) e gateways. . . . .	60
Figura 49 – Gateways que hospedam o sistema SAGE. . . . .	61
Figura 50 – GPS para sincronização de horários e KVM para acompanhamento do SAGE nível 2. . . . .	62
Figura 51 – IEDs das linhas de transmissão (alta) da subestação. . . . .	63
Figura 52 – Switches para configuração de equipamentos na rede. . . . .	64
Figura 53 – Ligação traseira dos servidores em redundância. . . . .	65

# LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

SAGE	<i>Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia</i>
IHM	<i>Interface Homem-Máquina</i>
SCADA	<i>Sistemas de Supervisão e Aquisição de Dados</i>
SEP	<i>Sistema Elétrico de Potência</i>
CEPEL	<i>Centro de Pesquisa de Energia Elétrica</i>
ONS	<i>Operador Nacional do Sistema Elétrico</i>
APC	<i>Advanced Process Control</i>
EIS	<i>Sistemas de Informação Executiva</i>
VBA	<i>Visual Basic for Applications</i>
MES	<i>Sistemas Manufacturing Execution System</i>
PIMS	<i>Process Information Management System</i>
APS	<i>Advanced Planning and Scheduling</i>
LIS	<i>Lab Information System</i>
MMS	<i>Manufacturing Message Specification</i>
ERP	<i>Enterprise Resource Planning</i>
COS	<i>Centro de Operações do Sistema</i>
KVM	<i>Keyboard, Video and Mouse</i>
DNP	<i>Distributed Network Protocol</i>
IED	<i>Intelligent Electronic Devices</i>
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
TAF	<i>Teste de Aceitação em Fábrica</i>
TAC	<i>Teste de Aceitação em Campo</i>
PMU	<i>Unidade de Medição Fasorial</i>

OPC	<i>OLE for Process Control</i>
GPS	<i>Global Positioning System</i>
MAC	<i>Media Access Control</i>
IP	<i>Internet Protocol</i>
DNS	<i>Domain Name System</i>
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
DNP3	<i>Distributed Network Protocol 3</i>

# SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>14</b>
1.1	Contextualização	14
1.2	Motivação	15
1.3	Objetivos	17
1.4	Estrutura do Trabalho	18
<b>2</b>	<b>FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA</b>	<b>19</b>
2.1	<i>Estudo de caso: Integração de IEDs com o sistema supervisório</i>	19
2.2	<i>Operação do sistema supervisório</i>	21
2.3	<i>Sistemas SCADA: importância e funcionalidades</i>	24
2.4	<i>IHM: importância e funcionalidades</i>	25
<b>3</b>	<b>METODOLOGIA E DESENVOLVIMENTO</b>	<b>26</b>
<b>3.1</b>	<b>METODOLOGIA</b>	<b>26</b>
3.1.1	SAGE (Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia)	26
3.1.2	Sistema operacional CentOS	26
3.1.3	Desenvolvimento de telas do sistema supervisório SAGE	27
3.1.4	Base de dados de comunicação SAGE	31
3.1.5	Pontos de comunicação de uma subestação	38
3.1.6	Lista de pontos da subestação	38
<b>3.2</b>	<b>Automação de preenchimento da base fonte a partir da lista de pontos</b>	<b>40</b>
<b>3.3</b>	<b>Teste de aceitação em fábrica (TAF)</b>	<b>40</b>
3.3.1	Giga de testes OMICRON CMC 256	42
3.3.2	Alarmes e Eventos de pontos de comunicação	42
3.3.3	Acesso remoto via AnyDesk	44
<b>4</b>	<b>TESTES DE ACEITAÇÃO EM CAMPO DO SISTEMA SUPERVISÓRIO</b>	<b>46</b>
4.0.1	Identificação das placas de rede	47
4.0.2	Bonding das placas de rede	48
4.0.3	Configuração de arquivo hosts	50
4.0.4	Acesso via MobaXterm	51
4.0.5	Visor de acesso	51
4.0.6	Ativação da base fonte do SAGE	53
4.0.7	Difusão	54

<b>5</b>	<b>RESULTADOS</b> . . . . .	<b>66</b>
<b>6</b>	<b>CONCLUSÃO</b> . . . . .	<b>67</b>
	<b>REFERÊNCIAS</b> . . . . .	<b>68</b>

# 1 INTRODUÇÃO

## 1.1 Contextualização

Um Sistema Elétrico de Potência (SEP) compreende uma complexa infraestrutura para fornecimento de energia elétrica, atendendo a padrões de confiabilidade e qualidade, modicidade tarifária e sustentabilidade social e ambiental. O SEP é composto essencialmente de geração, rede de transmissão, rede de distribuição e usuários de energia elétrica. A geração é predominantemente centralizada em grandes usinas conectadas à rede de transmissão, e as redes de distribuição alimentam consumidores industriais, comerciais e residenciais (CGEE, 2012, p. 15).

As subestações de energia elétricas são construções imprescindíveis para que tenhamos a energia disponibilizada em nossas casas nos moldes que conhecemos nos dias atuais. Com elas, temos a garantia que a energia em todas as fases que são: geração, transmissão, rede de subestações, distribuição, até chegar a nós consumidores finais, é tratada da melhor forma possível até a entrega com garantia de qualidade e sem que haja perdas para os usuários finais, residências, indústria e comércio.

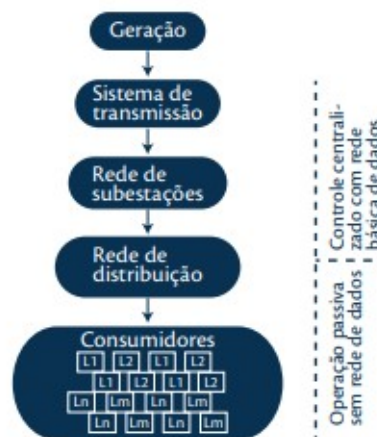


Figura 1 – Esquemático de uma rede de energia elétrica.

Fonte: (CGEE, 2012, p. 16).

Para que haja a proteção necessária e tratamento das medidas de tensão, corrente e potência recebidas e distribuídas em uma subestação, os sistemas supervisórios são de suma importância. Os primeiros sistemas supervisórios apresentavam interfaces simples e, conseqüentemente, funções dedicadas amadureceram e mudaram em poucas décadas para tornar-se possivelmente a maior influência no meio industrial atualmente, apesar de não funcionarem apenas para o meio industrial.

O sistema supervisorio desenvolvido neste trabalho é baseado no Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia (SAGE) que é registrado e mantido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL). Segundo a própria Cepel, o SAGE contempla uma integração de pesquisa e desenvolvimento, que agrupa um leque de tecnologias computacionais avançadas, constituindo-se em um salto significativo na concepção de sistemas para centros de controle de energia elétrica. Em adição a isso, o SAGE é um sistema Supervisory Control and Data Acquisition/Energy Management System (SCADA/EMS) de grande porte e alto desempenho, desenvolvido e constantemente atualizado pelo Cepel. É utilizado por dezenas de concessionárias de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica no Brasil, em especial as empresas fundadoras do Cepel (Chesf, Furnas, Eletronorte e Eletrosul), além do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), em todos os seus centros de controle. Sua arquitetura modular permite uma adequada customização para que possa ser utilizado como um concentrador de dados de um sistema de distribuição, como um supervisorio local ou regional, como um centro de operação de sistema ou, ainda, como um sistema de suporte para vários centros de controle sincronizados e redundantes.

Dessa maneira, temos a garantia e a confiança que podemos desenvolver um sistema SAGE para o monitoramento nas subestações que venhamos ter a oportunidade de implementar e comissionar.

## 1.2 Motivação

No meio industrial, a competitividade, produtividade e qualidade da produção e serviços são fatores importantes que ajudam as empresas a ganhar mercado. Em parte, estes fatores são atingidos com uso de tecnologias que aumentam a eficiência dos sistemas. A automação releva-se como uma ferramenta importante para atingir os objetivos que o mercado exige e, entre as diversas tecnologias de automação, estão os sistemas SCADA.

Neste trabalho, será discutido o papel e a importância da atuação do sistema SAGE rodando de forma prática na proteção de uma subestação considerada de médio porte. São consideradas subestações de médio porte quando elas têm como sua entrada 69 kV de tensão e 13,8 kV para a saída. É válido pontuar que, ainda dentro da subestação já é feita a primeira transformação de tensão de 13,8 kV de saída dos alimentadores para 220 V para uso de serviços auxiliares como ar-condicionado, retificadores, iluminação interna da subestação e ligação de equipamentos que utilizam essa tensão.

Essas questões motivam o desenvolvimento do sistema supervisorio SAGE para atuar no nível 2 da pirâmide da automação como podemos verificar abaixo.

Segundo (FILHO C.; FINKEL, 2003), a automação industrial exige a realização de muitas funções, segundo uma maneira simples e didática de visualizar a estrutura da

hierarquia dos componentes da automação. Podemos visualizar a pirâmide hierárquica da automação na Figura 2.



Figura 2 – Pirâmide de automação hierárquica.

Fonte: (MARTELLI, 2012, p. 35).

- **Nível 0** – Instrumentação: Dispositivos de campo, sensores e atuadores;
- **Nível 1** - Controladores: PLCs, Remotas de sistemas digitais de controle distribuídos (SDCDs);
- **Nível 2** – Supervisão: Sistemas de Supervisão e Aquisição de Dados (SCADA), Interface Homem Máquina (IHM) e otimizadores de processo dentro do conceito de Advanced Process Control (APC);
- **Nível 3** – Gestão da produção: Sistemas Manufacturing Execution System (MES), Process Information Management System (PIMS), Advanced Planning and Scheduling (APS), Lab Information System (LIS), Maintenance Management System (Sistemas de Manutenção), Asset Management System (Sistema de Gestão de Ativos), COS (Centro de Operações do Sistema) etc.;
- **Nível 4** – Sistemas integrados de gestão empresarial Enterprise Resource Planning (ERP);
- **Nível 5** – Data Warehousing corporativos, um sistema de computação utilizado para armazenar informações relativas às atividades de uma organização em bancos de dados e sistemas Executive Information Systems (EIS), que tem como objetivo principal dar suporte à tomada de decisão. Para compreender o modelo proposto pela figura anterior

basta compreender que no nível 3 ou acima é onde são utilizados os softwares gerenciais e corporativos, interligados usando Intranet e acesso à Internet, permitindo a comunicação entre todos os departamentos da empresa envolvidos no gerenciamento industrial.

Desenvolver um sistema supervisório SAGE (Sistema de Automação e Gerenciamento de Energia) em uma subestação de energia é uma tarefa crítica e altamente motivada por vários fatores. Esses sistemas desempenham um papel fundamental na operação, monitoramento e controle das subestações de energia, garantindo a confiabilidade do fornecimento de eletricidade e a segurança das operações. A

O sistema supervisório permite o monitoramento contínuo de todos os parâmetros relevantes na subestação, incluindo tensão, corrente, temperatura, estado dos disjuntores e transformadores, entre outros. Isso é essencial para garantir a operação eficiente e segura da subestação.

Um sistema SAGE pode detectar falhas ou anomalias no sistema, como sobrecargas, curtos-circuitos ou mau funcionamento de equipamentos. Essa detecção precoce é crucial para evitar interrupções no fornecimento de energia e para permitir a manutenção preventiva.

A capacidade de controlar remotamente os dispositivos na subestação, como disjuntores, transformadores e chaves de seccionamento, é fundamental para a operação segura e eficiente. Isso pode ser particularmente útil em situações de emergência.

Isso motiva o desenvolvimento e integração do sistema SAGE para uma subestação de médio porte.

### 1.3 Objetivos

O objetivo geral deste trabalho é desenvolver um sistema supervisório SAGE com suas devidas funcionalidades e configurações para uma subestação de energia pertencente a uma concessionária especificamente, que é uma empresa de energia integrada que atua nos quatro segmentos do setor elétrico: geração, transmissão, distribuição e comercialização, e colocá-lo em operação.

Os objetivos específicos do trabalho são:

- Detalhar as minúcias sobre o que é necessário para que o sistema supervisório funcione de maneira adequada;
- Relatar sobre a importância de atuação de um sistema SCADA com atuação no nível 2 na pirâmide de automação em conjunto com os IEDs do nível 1;

- Efetuar configurações de bonding das placas de rede, para o supervisor atuar em redundância;
- Realizar configurações de rede e de um supervisor em campo;
- Mostrar como é feita a aquisição e distribuição de pontos medidos entre os níveis 1, 2 e 3 da pirâmide de automação.

## 1.4 Estrutura do Trabalho

Este trabalho está estruturado em 6 capítulos, sendo este o capítulo introdutório. O Capítulo 2 abrange toda a fundamentação teórica necessária para o entendimento deste trabalho, assim como, menciona termos e conceitos importantes para a compreensão do trabalho. No Capítulo 3, a metodologia utilizada é explicada, incluindo tecnologias e ferramentas utilizadas para o desenvolvimento do sistema supervisor em uma subestação. Por sua vez, o Capítulo 4 descreve como o projeto foi testado e implementado em conjunto com as empresas clientes. Em sequência, o Capítulo 5 apresenta os resultados obtidos com o funcionamento do supervisor implantado. Já o Capítulo 6, traz as conclusões e considerações finais acerca do sistema supervisor desenvolvido e sua utilidade na indústria.

## 2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Os sistemas SCADA desempenham um papel fundamental na automação e monitoramento de subestações de energia. Eles permitem o controle e a supervisão em tempo real de dispositivos e processos elétricos, garantindo o fornecimento de energia confiável e a detecção rápida de problemas. (KUNDUR, 1994)

Os sistemas SCADA para subestações são compostos por componentes essenciais, como eventos, alarmes, sinalizações, unidades remotas, mestres SCADA e uma interface de operador. Os sensores coletam dados, enquanto os atuadores realizam ações com base nas decisões do sistema SCADA. (MARQUES R. M., 2015)

A comunicação confiável é fundamental em sistemas SCADA para subestações. Redes de comunicação, como protocolos de comunicação serial ou Ethernet, são utilizadas para transmitir dados entre dispositivos na subestação e o sistema SCADA central. (IBRAHIM, 2017)

A segurança é uma preocupação crítica em sistemas SCADA para subestações, devido ao potencial impacto de ataques cibernéticos. A implementação de medidas de segurança, como firewalls, autenticação e criptografia, é essencial para proteger esses sistemas. (VACCA, 2014)

Os sistemas SCADA oferecem benefícios significativos, como a redução de tempo de inatividade não planejado, melhoria na eficiência operacional e suporte à tomada de decisões em tempo real. Eles são amplamente utilizados em subestações para monitorar, controlar e otimizar o fluxo de energia. (WIJAYA, 2017)

### 2.1 *Estudo de caso: Integração de IEDs com o sistema supervisório*

Os relés digitais modernos, mais conhecidos como Dispositivos Eletrônicos Inteligentes (IEDs - Intelligent Electronic Devices), têm sido cada vez mais utilizados nas subestações elétricas à medida que agregam mais recursos. O uso dos IEDs permite uma redução no custo de implantação, bem como de manutenção; e no número de cabos e equipamentos necessários à sua utilização, possibilitando troca de informações mais rápidas, simplificação do projeto, maior confiabilidade, além de permitir a sincronização temporal dos dispositivos (PEREIRA, 2007).

O estudo de caso deste projeto foi baseado no desenvolvimento de um sistema SCADA atuando no nível 2 da pirâmide de hierárquica da automação em conjunto com IEDs.

Mesmo apresentando tantas vantagens e estando há bastante tempo no mercado, somente agora cresce a aplicação desses relés de proteção, e acredita-se que essa demora no crescimento deu-se devido à espera pela normatização do uso de tais dispositivos. A norma IEC 61850 veio suprir essa necessidade, trazendo a livre alocação de funções, e possibilitando expansão e integração das mesmas.

Atuando no nível 1 da pirâmide hierárquica da automação, os IEDs que desempenham um papel crítico em subestações de energia, onde são responsáveis por garantir a segurança e a integridade do sistema elétrico. Sua principal função é detectar e responder a condições anormais ou falhas no sistema de energia, a fim de proteger equipamentos, linhas de transmissão e, o mais importante, as pessoas que trabalham na subestação e os consumidores de eletricidade. Os IEDs monitoram continuamente a corrente elétrica que flui através dos equipamentos e linhas de transmissão. Se uma sobrecarga for detectada, o IED pode abrir um disjuntor para interromper o fluxo de corrente, prevenindo danos aos equipamentos e à rede elétrica.

Em caso de curto-circuito, os IEDs atuam rapidamente para abrir os disjuntores, isolando a seção afetada do sistema e evitando danos graves. Eles também são projetados para identificar a localização do curto-circuito, o que ajuda na rápida restauração do sistema. IEDs monitoram a tensão da rede elétrica e atuam se houver uma variação significativa, seja uma sobre ou subtensão. Essa proteção ajuda a manter a qualidade da energia e evita danos aos equipamentos.

Os IEDs em subestações de energia desempenham um papel crítico na prevenção de falhas e na manutenção da segurança e confiabilidade do sistema elétrico. Eles são projetados para detectar e responder a uma variedade de condições anormais, garantindo que o fornecimento de energia seja mantido com eficiência e segurança. Na Figura 3 temos uma ilustração de 3 IEDs de proteção que atuam nas linhas de transmissão na subestação em questão neste trabalho.



Figura 3 – IEDs.

Fonte: Próprio autor

## 2.2 Operação do sistema supervisório

A comunicação do supervisório se deu através de comunicação Ethernet com ligação física para os painéis onde se localizam os switches de comunicação. Os IEDs são conectados via fibra óptica, garantindo assim, uma comunicação bastante rápida.

O protocolo de comunicação utilizado para aquisição de pontos de comunicação dos IEDs para o supervisório foi o IEC 61850 que é muito utilizado em subestações e é um padrão internacional que define as normas para comunicação e automação em sistemas de energia elétrica. Desenvolvido pela International Electrotechnical Commission (IEC), o IEC 61850 proporciona uma abordagem padronizada e interoperável para a automação de sistemas de controle.

O protocolo IEC 61850 é um padrão internacional para comunicação em subestações elétricas e sistemas de automação de energia. Ele utiliza o modelo de comunicação cliente-servidor e é baseado em tecnologias de rede, como Ethernet e protocolos de comunicação em tempo real. Esse padrão visa simplificar a integração de dispositivos de diferentes fabricantes em sistemas de automação de energia, aumentando a eficiência e confiabilidade das operações elétricas. (IEC., 2021)

Para a distribuição de pontos de comunicação para o COS (Centro de Operações do Sistema) da concessionária foi utilizado o protocolo DNP3. O protocolo Distributed Network Protocol 3 (DNP3) é uma norma amplamente utilizada na indústria de automação de sistemas de energia elétrica. Desenvolvido para facilitar a comunicação entre dispositivos de controle e monitoramento em subestações elétricas, o DNP3 é reconhecido por sua robustez e confiabilidade. Ele foi projetado para superar desafios específicos do setor elétrico, como ambientes adversos e comunicação em redes de longa distância.

A configuração das placas de rede foi feita utilizando Bonding que é uma técnica utilizada para fazer a alta disponibilidade de interfaces de rede. Sendo assim, podemos ter duas ou mais interfaces vinculadas a um único IP e fazer um Load Balance através das interfaces de modo que o tráfego de rede fica dividido entre elas.

Para que haja a disponibilidade de informação precisa dos pontos de comunicação entre todas as partes a configuração de difusão dos servidores deve ser feita. A difusão em servidores refere-se ao processo de disseminação de informações ou dados a um grande número de usuários ou dispositivos conectados a um servidor centralizado. Esse mecanismo desempenha um papel crucial em ambientes de rede para distribuir conteúdo, atualizações ou notificações de maneira eficiente.

Sinteticamente, a conexão de um sistema supervisório a um IED envolve a seleção do método de comunicação apropriado, o uso de protocolos de comunicação padronizados e a configuração adequada para permitir a monitorização e o controle eficazes das informações. A escolha dos componentes e das tecnologias a serem utilizados depende das necessidades específicas da instalação e das preferências do sistema de supervisão e proteção. Para fins práticos neste trabalho, a conexão entre o sistema SCADA desenvolvido e os IEDs foi via Ethernet, utilizando servidores MOXA DA-820C Series, como ilustrado na Figura 4.



Figura 4 – Switch KVM e Servidores MOXA DA-820C Series, nos quais rodam os sistemas SAGE em redundância.

Fonte: Próprio autor

Na Figura 4 é ilustrado o Switch KVM, que é o computador que compartilha periféricos onde estarão rodando o SAGE por meio de interface gráfica, também temos os servidores GTW1 e GTW2. É válido ressaltar que, para maior segurança e confiabilidade são instalados 2 sistemas SAGE que devem estar na mesma versão e configurá-los com

redundância, de modo que um servidor estará atuando sobre o sistema comunicação em tempo real e outro fique em modo stand-by pronto para assumir a comunicação caso o servidor principal apresente alguma falha.

## 2.3 *Sistemas SCADA*

Os primeiros sistemas SCADA (*Sistemas de Supervisão e Aquisição de Dados*) utilizavam aquisição de dados por meio de painéis de medidores, luzes e registradores de strip chart. O operador operando manualmente vários botões de controle exerciam controle de supervisão. Esses dispositivos foram e ainda são usados para fazer controle de supervisão e aquisição de dados em usinas, fábricas e geração de energia em instalações. (THOMAS, 2016)

Podemos classificar que os sistemas SCADA são sistemas de controle e supervisão que desempenham um papel fundamental em monitorar e controlar processos e operações em ambientes industriais e infraestrutura crítica, como usinas de energia, sistemas de água e saneamento, redes de distribuição de energia e manufatura. Esses sistemas coletam dados de sensores e dispositivos em tempo real e fornecem informações detalhadas aos operadores em uma interface gráfica. Os sistemas SCADA também permitem que os operadores controlem processos e sistemas quando necessário. Eles desempenham um papel crítico na automação industrial e no gerenciamento de operações.

Os sistemas SCADA permitem o monitoramento contínuo de processos industriais e sistemas críticos, coletando dados em tempo real de sensores e dispositivos. Além de monitorar, os sistemas SCADA possibilitam o controle de processos e sistemas, permitindo que os operadores ajam com base nas informações coletadas. Eles armazenam dados históricos, o que é essencial para análises retrospectivas, resolução de problemas e conformidade com regulamentos.

Os SCADA geram alarmes e notificações em tempo real quando ocorrem eventos ou condições críticas, permitindo uma resposta imediata. Eles oferecem uma interface gráfica que exibe informações de forma visual e compreensível, facilitando o acompanhamento dos processos e o diagnóstico de problemas.

A importância dos sistemas SCADA reside na capacidade de monitorar e controlar processos industriais e sistemas críticos de maneira eficaz e segura. Eles desempenham um papel crucial em setores como energia, manufatura, água e saneamento, ajudando a otimizar a eficiência operacional e a garantir a segurança dos processos.

## 2.4 *IHM: importância e funcionalidades*

A Interface Homem-Máquina (IHM) é um dispositivo ou software que permite a interação entre um operador humano e um sistema automatizado, como um computador, máquina, ou sistema de controle industrial. Geralmente, as IHMs são usadas para fornecer uma representação visual dos dados do sistema e permitir que os operadores monitorem o sistema, controlem processos e tomem decisões com base nas informações exibidas. (SCHNEIDER, 2023)

Podemos dizer que a Interface Homem-Máquina, ou IHM, é a parte do sistema que permite que os operadores interajam com o sistema SCADA ou outros sistemas de controle. Isso é feito por meio de uma interface gráfica de usuário que exibe informações de processo em tempo real, como gráficos, alarmes e dados operacionais. As IHMs são projetadas para serem intuitivas e fáceis de usar, fornecendo aos operadores as informações necessárias para tomar decisões informadas e controlar os processos. Elas podem ser exibidas em telas sensíveis ao toque, monitores de computador ou outros dispositivos de exibição.

As IHMs permitem que operadores humanos interajam com sistemas de controle por meio de telas sensíveis ao toque, teclados ou outros dispositivos de entrada. Elas exibem informações em tempo real, gráficos, alarmes e tendências, tornando os dados compreensíveis para os operadores. Elas possibilitam que os operadores controlem, ajustem e configurem parâmetros de processos com facilidade.

São projetadas para serem intuitivas e de fácil utilização, o que é essencial para os operadores que monitoram processos complexos. Frequentemente incluem recursos de segurança, como autenticação de usuário, para garantir que apenas pessoas autorizadas acessem o sistema. As IHMs desempenham um papel crítico na operação segura e eficaz de sistemas controlados. Elas simplificam a interação entre os operadores e os sistemas, permitindo a supervisão e controle em tempo real. A facilidade de uso das IHMs contribui para a tomada de decisões informadas e a prevenção de erros humanos.

# 3 METODOLOGIA DE DESENVOLVIMENTO

Diante dos conhecimentos teóricos expostos, propõe-se o desenvolvimento de sistema supervisório SAGE para atuação na proteção de uma subestação da concessionária, bem como, configuração de IEDs para aquisição dos pontos de comunicação via protocolo IEC 61850, também, a distribuição para o centro de operações para controle remoto por parte da empresa cliente utilizando o protocolo DNP3.

No presente capítulo, serão descritos os passos que compõem o desenvolvimento e as devidas configurações necessárias, e o detalhamento da etapa de proposta de resolução de negócio. No capítulo seguinte será discutido e apresentado os resultados para as demais etapas do modelo desenvolvido.

## 3.1 METODOLOGIA

### 3.1.1 SAGE (Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia)

Os sistemas supervisórios SAGE desempenham um papel muito importante na comunicação com IEDs em subestações de energia. Essa comunicação é fundamental para monitorar e controlar o sistema elétrico, bem como para garantir a segurança e a confiabilidade da rede elétrica.

Os sistemas supervisórios SAGE são responsáveis por coletar dados em tempo real de diversos dispositivos em uma subestação, incluindo IEDs. A comunicação entre o sistema supervisório e os IEDs permite que o SAGE monitore constantemente o estado da subestação, receba alarmes e dados de eventos, e tome ações apropriadas com base nas informações coletadas.

### 3.1.2 Sistema operacional CentOS

O SAGE foi implementado no sistema operacional Linux, rodando sob a distribuição CentOS. No presente trabalho, a versão utilizada do SAGE foi a 29 e a versão do CentOS foi a 7. A Figura 5 exibe a interface inicial do SAGE:

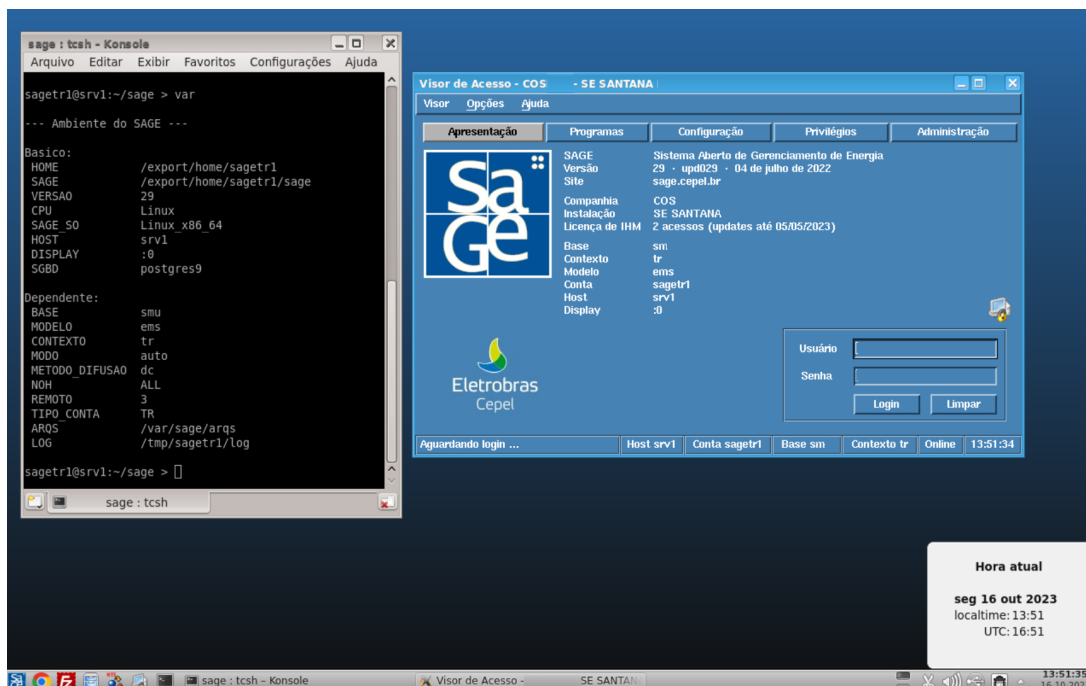


Figura 5 – Página inicial do SAGE 29.

Fonte: Próprio autor

### 3.1.3 Desenvolvimento de telas do sistema supervisor SAGE

O desenvolvimento de telas em sistemas supervisórios desempenha um papel crucial em muitos setores, especialmente em ambientes industriais. As telas desempenham um papel fundamental na interface homem-máquina (IHM) e em supervisor de modo geral.

As telas em sistemas supervisórios permitem que operadores e engenheiros monitorem e controlem processos, sistemas e equipamentos em tempo real. Isso é essencial em ambientes industriais para garantir que os processos estejam funcionando conforme o planejado e para permitir a intervenção humana quando necessário.

Elas também fornecem uma representação visual dos dados coletados a partir de sensores e dispositivos. Isso facilita a compreensão dos operadores e ajuda a identificar tendências, anomalias e problemas rapidamente.

Telas bem projetadas melhoram a eficiência, a segurança e a capacidade de tomada de decisões dos operadores, contribuindo para o sucesso de uma ampla gama de indústrias. As imagens a seguir exibem algumas telas desenvolvidas durante a etapa de desenvolvimento do supervisor em questão.

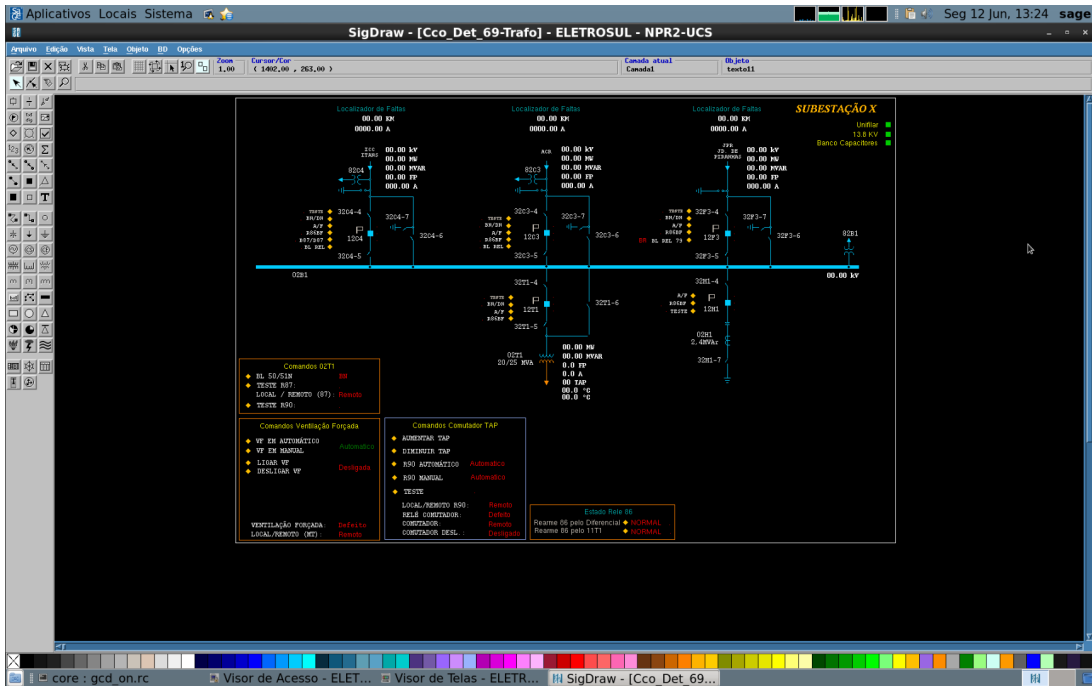


Figura 6 – Tela da alta da subestação (Tensão de 69 kV).

Fonte: Próprio autor

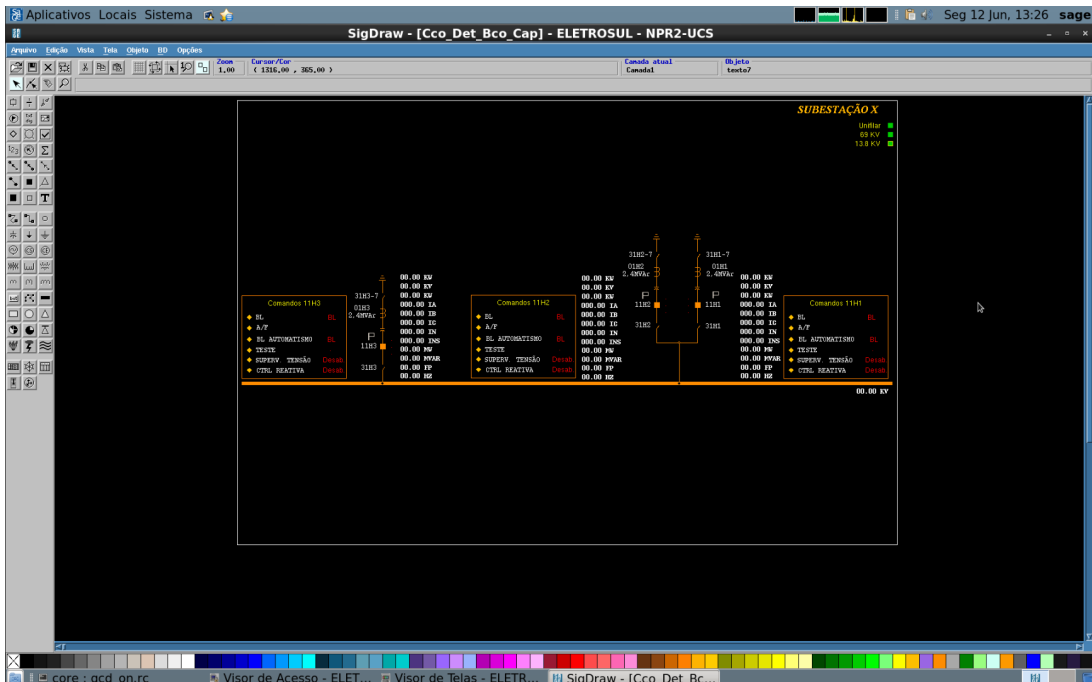


Figura 7 – Tela do banco de capacitores da subestação (Tensão de 13,8 kV).

Fonte: Próprio autor

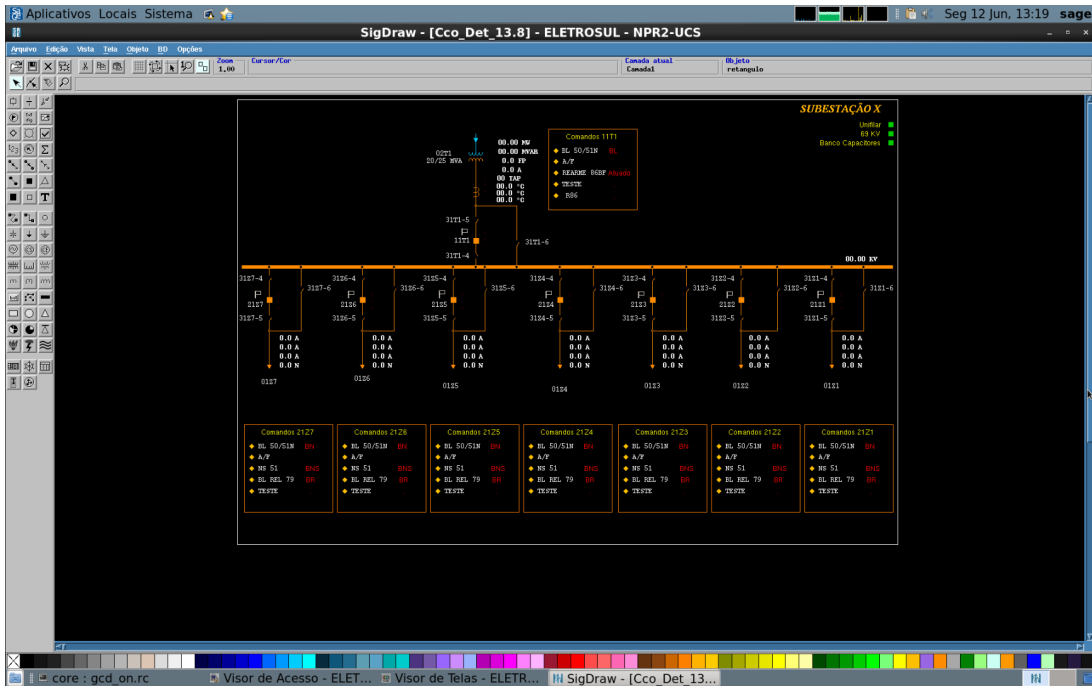


Figura 8 – Tela da baixa da subestação (Tensão de 13,8 kV).

Fonte: Próprio autor

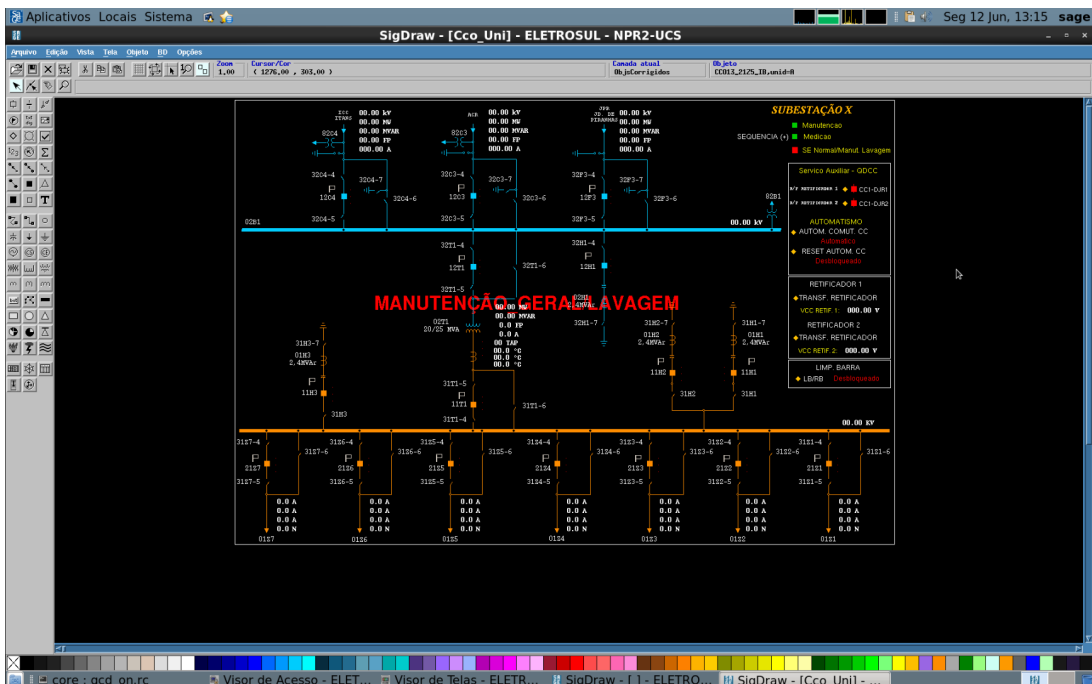


Figura 9 – Tela unifilar geral da subestação (Tensões de 13,8 kV e 69 kV).

Fonte: Próprio autor

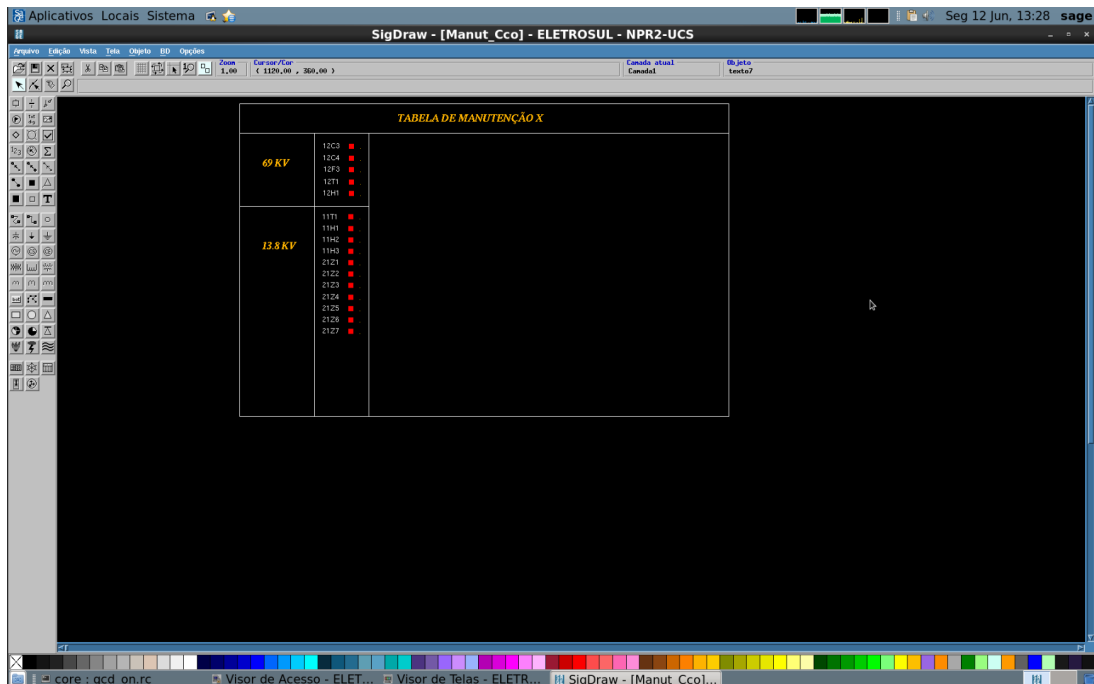


Figura 10 – Tela de manutenção da subestação.

Fonte: Próprio autor



Figura 11 – Tela de medições da subestação.

Fonte: Próprio autor

Identificador	Descrição	Valor	Linha	Linha	Linha	Linha	Linha	Linha
001	Indicação de Tap (Tap Pos)	0,00	0,00	0,00	10,00	30,00	50,00	
002	Ponto de cálculo dinâmico 002	0,00	-9999,90	-9999,90	9999,90	9999,90	9999,90	
003	Ponto de cálculo dinâmico 003	0,00	-9999,90	-9999,90	9999,90	9999,90	9999,90	
004	Ponto de cálculo dinâmico 004	0,00	-9999,90	-9999,90	9999,90	9999,90	9999,90	
005	Ponto de cálculo dinâmico 005	0,00	-9999,90	-9999,90	9999,90	9999,90	9999,90	
006	Ponto de cálculo dinâmico 006	0,00	-9999,90	-9999,90	9999,90	9999,90	9999,90	
007	Ponto de cálculo dinâmico 007	0,00	-9999,90	-9999,90	9999,90	9999,90	9999,90	
008	Ponto de cálculo dinâmico 008	0,00	-9999,90	-9999,90	9999,90	9999,90	9999,90	
009	Ponto de cálculo dinâmico 009	0,00	-9999,90	-9999,90	9999,90	9999,90	9999,90	
010	Ponto de cálculo dinâmico 010	0,00	-9999,90	-9999,90	9999,90	9999,90	9999,90	
011	Ponto de cálculo dinâmico 011	0,00	-9999,90	-9999,90	9999,90	9999,90	9999,90	
012	Ponto de cálculo dinâmico 012	0,00	-9999,90	-9999,90	9999,90	9999,90	9999,90	
013	Ponto de cálculo dinâmico 013	0,00	-9999,90	-9999,90	9999,90	9999,90	9999,90	
014	Ponto de cálculo dinâmico 014	0,00	-9999,90	-9999,90	9999,90	9999,90	9999,90	
015	Ponto de cálculo dinâmico 015	0,00	-9999,90	-9999,90	9999,90	9999,90	9999,90	
016	Ponto de cálculo dinâmico 016	0,00	-9999,90	-9999,90	9999,90	9999,90	9999,90	
017	Ponto de cálculo dinâmico 017	0,00	-9999,90	-9999,90	9999,90	9999,90	9999,90	
018	Ponto de cálculo dinâmico 018	0,00	-9999,90	-9999,90	9999,90	9999,90	9999,90	
019	Ponto de cálculo dinâmico 019	0,00	-9999,90	-9999,90	9999,90	9999,90	9999,90	
020	Ponto de cálculo dinâmico 020	0,00	-9999,90	-9999,90	9999,90	9999,90	9999,90	
021	Ponto de cálculo dinâmico 021	0,00	-9999,90	-9999,90	9999,90	9999,90	9999,90	
022	Ponto de cálculo dinâmico 022	0,00	-9999,90	-9999,90	9999,90	9999,90	9999,90	
023	Ponto de cálculo dinâmico 023	0,00	-9999,90	-9999,90	9999,90	9999,90	9999,90	
024	Ponto de cálculo dinâmico 024	0,00	-9999,90	-9999,90	9999,90	9999,90	9999,90	
025	Ponto de cálculo dinâmico 025	0,00	-9999,90	-9999,90	9999,90	9999,90	9999,90	
026	Ponto de cálculo dinâmico 026	0,00	-9999,90	-9999,90	9999,90	9999,90	9999,90	

Figura 12 – Tela de tabular de medidas da subestação.

Fonte: Próprio autor

Nas telas exibidas acima, é possível acompanhar sinalizações em tempo real de pontos que atuam com sinalizações. Além de ajudar os operadores a enviarem comandos, por meio dos botões de comando implementados.

Na tela unifilar tem-se uma visão geral da subestação onde é possível ter uma visão ampla do estado de todos os disjuntores e sinalização das proteções para cada bay de comunicação (na indústria, um bay é vão normalmente formado por dispositivos e equipamentos que têm um disjuntor como sua parte principal). Também há a possibilidade de acessar telas específicas (estas incluem comandos) para a alta da subestação, a baixa e banco de capacitores.

Tem-se ainda, telas de medições analógicas gerais como corrente, tensão, potência e as telas de tabulares onde podemos acompanhar a situação de pontos da base de comunicação e verificar alarmes que já foram reconhecidos ou não.

### 3.1.4 Base de dados de comunicação SAGE

A estrutura de uma base de dados do SAGE tem o formato de tabelas que são organizadas de maneira a permitir a relação e a integração de dados entre elas. A tabela da base fonte de um SAGE é no formato de tabela do Excel, na qual contém todas as informações necessárias para a geração de arquivos com extensão *.dat*, que são os responsáveis pela comunicação do sistema. Esses arquivos formam a base fonte do Sistema SAGE com todas as informações necessárias.

Dentre as entidades mais importantes temos as seguintes: CNF, LSC, NOH, PDS, PDF, PDD, PAS, PAF, PAD, CGS, CGF. Abaixo temos a estrutura dessas tabelas e uma breve explicação sobre suas funções na base fonte do SAGE:

ID	LSC	CMT	INC	MRID
001	COI	COI	SA	1
02	LT	LT	12C3	1
03	LT	LT	12C4	1
04	LT	LT	12F3	1
05	TR	TR	8711	1
06	TR	TR	8711	1
07	TR	TR	1111	1
08	TR	TR	R9011	1
09	BC	BC	12H1	1
10	BC	BC	11H1	1
11	BC	BC	11H2	1
12	BC	BC	11H3	1
13	AL	AL	2121	1
14	AL	AL	2122	1
15	AL	AL	2123	1
16	AL	AL	2124	1
17	AL	AL	2125	1
18	AL	AL	2126	1
19	AL	AL	2127	1
20	SL	SL	MTT1	1
21	SL	SL	R9011	1
22	RET	RET		1
23	RET	RET		1

Figura 13 – Entidade CNF da base de comunicação do SAGE.

Fonte: Próprio autor

A CNF é a entidade de ligação física do SCADA. Nela, se definem os nomes (TAGS) dos IEDs e parâmetros que são importantes para a configuração de equipamentos para a comunicação.

COD	LOCAL	NOME	NSRV1	NSRV2	SITE	TPO	TFP	VERSED	CMT	INC	MRID
000	LOCAL	Ligacao de Pontos Lógicos				AA	NLTP	119191919			1
001	LOCAL	Ligacao de Calculo				AA	NLTP	119191919			1
002	LOCAL	Ligacao de Fatura Dignis	localhost	localhost		AA	LDPP3	vLATSger			1
003	LOCAL	Ligacao de Distribuicao DNP V3.0	localhost	localhost		DO	LDPP3	vLATSger			1
004	LOCAL	Ligacao de Distribuicao DNP V3.0	localhost	localhost		AD	MMST	vLATSger			1
005	LOCAL	Ligacao de Distribuicao DNP V3.0	localhost	localhost		AD	MMST	vLATSger			1
006	LOCAL	Ligacao de Distribuicao DNP V3.0	localhost	localhost		AD	MMST	vLATSger			1
007	LOCAL	Ligacao de Distribuicao DNP V3.0	localhost	localhost		AD	MMST	vLATSger			1
008	LOCAL	Ligacao de Distribuicao DNP V3.0	localhost	localhost		AD	MMST	vLATSger			1
009	LOCAL	Ligacao de Distribuicao DNP V3.0	localhost	localhost		AD	MMST	vLATSger			1
010	LOCAL	Ligacao de Distribuicao DNP V3.0	localhost	localhost		AD	MMST	vLATSger			1
011	LOCAL	Ligacao de Distribuicao DNP V3.0	localhost	localhost		AD	MMST	vLATSger			1
012	LOCAL	Ligacao de Distribuicao DNP V3.0	localhost	localhost		AD	MMST	vLATSger			1
013	LOCAL	Ligacao de Distribuicao DNP V3.0	localhost	localhost		AD	MMST	vLATSger			1
014	LOCAL	Ligacao de Distribuicao DNP V3.0	localhost	localhost		AD	MMST	vLATSger			1
015	LOCAL	Ligacao de Distribuicao DNP V3.0	localhost	localhost		AD	MMST	vLATSger			1
016	LOCAL	Ligacao de Distribuicao DNP V3.0	localhost	localhost		AD	MMST	vLATSger			1
017	LOCAL	Ligacao de Distribuicao DNP V3.0	localhost	localhost		AD	MMST	vLATSger			1
018	LOCAL	Ligacao de Distribuicao DNP V3.0	localhost	localhost		AD	MMST	vLATSger			1
019	LOCAL	Ligacao de Distribuicao DNP V3.0	localhost	localhost		AD	MMST	vLATSger			1
020	LOCAL	Ligacao de Distribuicao DNP V3.0	localhost	localhost		AD	MMST	vLATSger			1
021	LOCAL	Ligacao de Distribuicao DNP V3.0	localhost	localhost		AD	MMST	vLATSger			1
022	LOCAL	Ligacao de Distribuicao DNP V3.0	localhost	localhost		AD	MMST	vLATSger			1
023	LOCAL	Ligacao de Distribuicao DNP V3.0	localhost	localhost		AD	MMST	vLATSger			1

Figura 14 – Entidade LSC da base de comunicação do SAGE.

Fonte: Próprio autor

A LSC é a entidade de ligação do SCADA. Nela, é possível fazer a ligação os equipamentos por meio de suas TAGS ao supervisor utilizando o protocolo IEC 61850.



Entidade PDS - Ponto digital lógico	DOPEP	NOME	OCOR	ALMNT	ALMNT	PAG	RELA	TIPO	STINT	STNOR	OBSRV	BOTR	CONM	EQP	HSTSLC	HISTSLC_SOB	SELSD	TPEQP	TPFPL	UAPL	
CCO13 11H3_R50N		CCO 13 11H3 Disp. Prot. Inst. Neutro (50N)	OCR_PRO01	NAO	NAO	12	NLCL	PTNI	A	A											NORMAL
CCO13 11H3_R61		CCO 13 11H3 Disp. Prot. Des. Neutro (51NS)	OCR_PRO01	NAO	NAO	12	NLCL	PTNI	A	A											NORMAL
CCO13 11H3_R50BF		CCO 13 11H3 Disp. Falha Disjuntor (R50F)	OCR_PRO01	NAO	NAO	12	NLCL	PTNI	A	A											NORMAL
CCO13 11H3_R59		CCO 13 11H3 Disp. Prot. Sobretensão (59)	OCR_PRO01	NAO	NAO	12	NLCL	PTNI	A	A											NORMAL
CCO13 11H3_SUPERADO_KAZ		CCO 13 11H3 - Superado KAZ	OCR_ALM01	NAO	NAO	12	NLCL	PTNI	A	A											NORMAL
CCO13 2121_DJ_F		CCO 13 2121 - Disjuntor Fechado	OCR_COS01	NAO	NAO	13	NLCL	DISJ	F	A											NORMAL
CCO13 2121_DJ_A		CCO 13 2121 - Disjuntor Aberto	OCR_COS01	NAO	NAO	13	NLCL	DISJ	F	A											NORMAL
CCO13 2121_LOCAL		CCO 13 2121 Cmd em LOCAL (NO ou NI)	OCR_ALM01	NAO	NAO	13	NLCL	PTNI	A	A											NORMAL
CCO13 2121_FALHA_GOOSE		CCO 13 2121 Falha goose	OCR_ALM01	NAO	NAO	13	NLCL	PTNI	A	A											NORMAL
CCO13 2121_BA_SUP		CCO 13 2121 - Falha Bobina Ab 1	OCR_ALM01	NAO	NAO	13	NLCL	PTNI	A	A											NORMAL
CCO13 2121_BF_SUP		CCO 13 2121 - Falha Bobina Fa 1	OCR_ALM01	NAO	NAO	13	NLCL	PTNI	A	A											NORMAL
CCO13 2121_MOLA		CCO 13 2121 - Mola Descarregada	OCR_ALM01	NAO	NAO	13	NLCL	PTNI	A	A											NORMAL
CCO13 2121_FALHA_CMD_AB		CCO 13 2121 - Falha Cmd Abertura	OCR_ALM01	NAO	NAO	13	NLCL	PTNI	A	A											NORMAL
CCO13 2121_FALHA_CMD_FE		CCO 13 2121 - Falha Cmd Fechamento	OCR_ALM01	NAO	NAO	13	NLCL	PTNI	A	A											NORMAL
CCO13 2121_MOD_TESTE		CCO 13 2121 IED em Teste - Alisado	OCR_ALM01	NAO	NAO	13	NLCL	PTNI	A	A											NORMAL
CCO13 2121_REL_BL		CCO 13 2121 79 (I e II) - Bloqueado	OCR_BLO01	NAO	NAO	13	NLCL	PTNI	A	A											NORMAL
CCO13 2121_565IN_BL		CCO 13 2121 Neutro - Bloqueado	OCR_BLO01	NAO	NAO	13	NLCL	PTNI	A	A											NORMAL
CCO13 2121_FVCC_MOT		CCO 13 2121 EDD06 2121 - Vcc Motor	OCR_ALM01	NAO	NAO	13	NLCL	PTNI	A	A											NORMAL
CCO13 2121_DEF_RELE		CCO 13 2121 EDD11 PHAL-02 2122-Defeito Relé	OCR_ALM01	NAO	NAO	13	NLCL	PTNI	A	A											NORMAL
CCO13 2121_RSIF		CCO 13 2121 Disp. Prot. Temp. Fase (51)	OCR_PRO01	NAO	NAO	13	NLCL	PTNI	A	A											NORMAL
CCO13 2121_RSIN		CCO 13 2121 Disp. Prot. Temp. Neutro (51N)	OCR_PRO01	NAO	NAO	13	NLCL	PTNI	A	A											NORMAL
CCO13 2121_RSINS		CCO 13 2121 Disp. Prot. Neutro Sensado	OCR_PRO01	NAO	NAO	13	NLCL	PTNI	A	A											NORMAL
CCO13 2121_RSIF		CCO 13 2121 Disp. Prot. Inst. Fase (50)	OCR_PRO01	NAO	NAO	13	NLCL	PTNI	A	A											NORMAL
CCO13 2121_RS6N		CCO 13 2121 Disp. Prot. Inst. Neutro (50N)	OCR_PRO01	NAO	NAO	13	NLCL	PTNI	A	A											NORMAL
CCO13 2121_ACF		CCO 13 2121 Disp. Alta Corrente de Falta	OCR_PRO01	NAO	NAO	13	NLCL	PTNI	A	A											NORMAL
CCO13 2121_RSIO		CCO 13 2121 Disp. Prot. Seq. Negativa	OCR_ALM01	NAO	NAO	13	NLCL	PTNI	A	A											NORMAL
CCO13 2121_FASE_ABERTA		CCO 13 2121 Alarme Prot. Fase Aberta (211)	OCR_ALM01	NAO	NAO	13	NLCL	PTNI	A	A											NORMAL
CCO13 2121_RS0BF		CCO 13 2121 Disp. Falha Disjuntor (RS0F)	OCR_PRO01	NAO	NAO	13	NLCL	PTNI	A	A											NORMAL
CCO13 2121_79_EM_CURSO		CCO 13 2121 79 - Ciclo em Curso	OCR_ALM01	NAO	NAO	13	NLCL	PTNI	A	A											NORMAL
CCO13 2121_79_TRIP_DEFINITIVO		CCO 13 2121 79 - Disparo definitivo	OCR_PRO01	NAO	NAO	13	NLCL	PTNI	A	A											NORMAL
CCO13 2121_SUPERADO_KAZ		CCO 13 2121 - Superado KAZ	OCR_ALM01	NAO	NAO	13	NLCL	PTNI	A	A											NORMAL
CCO13 2122_DJ_F		CCO 13 2122 - Disjuntor Fechado	OCR_COS01	NAO	NAO	14	NLCL	DISJ	F	A											NORMAL
CCO13 2122_DJ_A		CCO 13 2122 - Disjuntor Aberto	OCR_COS01	NAO	NAO	14	NLCL	DISJ	F	A											NORMAL
CCO13 2122_LOCAL		CCO 13 2122 Cmd em LOCAL (NO ou NI)	OCR_ALM01	NAO	NAO	14	NLCL	PTNI	A	A											NORMAL
CCO13 2122_FALHA_GOOSE		CCO 13 2122 Falha goose	OCR_ALM01	NAO	NAO	14	NLCL	PTNI	A	A											NORMAL
CCO13 2122_BA_SUP		CCO 13 2122 - Falha Bobina Ab 1	OCR_ALM01	NAO	NAO	14	NLCL	PTNI	A	A											NORMAL
CCO13 2122_BF_SUP		CCO 13 2122 - Falha Bobina Fa 1	OCR_ALM01	NAO	NAO	14	NLCL	PTNI	A	A											NORMAL
CCO13 2122_MOLA		CCO 13 2122 - Mola Descarregada	OCR_ALM01	NAO	NAO	14	NLCL	PTNI	A	A											NORMAL
CCO13 2122_FALHA_CMD_AB		CCO 13 2122 - Falha Cmd Abertura	OCR_ALM01	NAO	NAO	14	NLCL	PTNI	A	A											NORMAL
CCO13 2122_FALHA_CMD_FE		CCO 13 2122 - Falha Cmd Fechamento	OCR_ALM01	NAO	NAO	14	NLCL	PTNI	A	A											NORMAL
CCO13 2122_MOD_TESTE		CCO 13 2122 IED em Teste - Alisado	OCR_ALM01	NAO	NAO	14	NLCL	PTNI	A	A											NORMAL
CCO13 2122_REL_BL		CCO 13 2122 79 (I e II) - Bloqueado	OCR_BLO01	NAO	NAO	14	NLCL	PTNI	A	A											NORMAL

Figura 16 – Entidade PDS da base de comunicação do SAGE.

Fonte: Próprio autor

A PDS é a entidade que recebe todos os pontos digitais de comunicação de uma subestação. Eles são as entradas ou saídas que representam estados binários, ou seja, estados que podem ter apenas dois valores possíveis, como "ligado" ou "desligado", "aberto" ou "fechado". Esses pontos digitais são usados para monitorar e controlar dispositivos elétricos, sistemas de proteção, disjuntores, chaves, relés e outros componentes em uma subestação ou sistema de energia. Eles são uma parte fundamental do sistema de automação, pois permitem o monitoramento em tempo real e o controle de elementos críticos do sistema elétrico para garantir seu funcionamento seguro e confiável.

Entidade PDF - Ponto digital físico	IND	ORDEM	PNT	TPPNT	DESC1	DESC2	KCONV	CM1	INC	MIRD
I23-GPTOC1SST5Op	I23_ADAQ		CCO13.11H3_RS1N	PDS		ACTO				-1
I23-PTIOC1SST5Op	I23_ADAQ		CCO13.11H3_RS0F	PDS		ACTO				-1
I23-GPIOC1SST5Op	I23_ADAQ		CCO13.11H3_RS6N	PDS		ACTO				-1
I23-SGPTOC1SST5Op	I23_ADAQ		CCO13.11H3_RS0BF	PDS		ACTO				-1
I23-RBRF1SST5T1	I23_ADAQ		CCO13.11H3_RS0BF	PDS		ACTO				-1
I23-PTOV1SST5Op	I23_ADAQ		CCO13.11H3_RS9	PDS		ACTO				-1
I23-CBOU1SST5K2	I23_ADAQ		CCO13.11H3_SUPERADO_KAZ	PDS		ACTO				-1
I31-GGOZS1Shd2	I31_ADAQ		CCO13.2121_DJ_F	PDS		SPSO				-1
I31-GGOZS1Shd1	I31_ADAQ		CCO13.2121_DJ_A	PDS		SPSO				-1
I32-augGGO1SST5Shd3	I32_ADAQ		CCO13.2121_LOCAL	PDS		SPSO				-1
I32-augGGO1SST5Shd2	I32_ADAQ		CCO13.2121_FALHA_GOOSE	PDS		SPSO				-1
I32-4xCBR1SST5CisColF1	I32_ADAQ		CCO13.2121_BA_SUP	PDS		SPSO				-1
I32-4xCBR1SST5CisColF1	I32_ADAQ		CCO13.2121_BF_SUP	PDS		SPSO				-1
I32-4xCBR1SST5SpringDis	I32_ADAQ		CCO13.2121_MOLA	PDS		SPSO				-1
I32-4CWM1SST5CisColF1	I32_ADAQ		CCO13.2121_FALHA_CMD_AB	PDS		ACTO				-1
I32-4CWM1SST5CisColF1	I32_ADAQ		CCO13.2121_FALHA_CMD_FE	PDS		ACTO				-1
I32-GAPC1SST5PCSO	I32_ADAQ		CCO13.2121_MOD_TESTE	PDS		SPSO				-1
I32-GAPC1SST5PCSO	I32_ADAQ		CCO13.2121_REL_BL	PDS		SPSO				-1
I32-GAPC1SST5PCSO	I32_ADAQ		CCO13.2121_565IN_BL	PDS		SPSO				-1
I32-GAPC1SST5PCSO	I32_ADAQ		CCO13.2121_565IN_BL	PDS		SPSO				-1
I31-GGOZS1Shd5	I31_ADAQ		CCO13.2121_FVCC_MOT	PDS		SPSO				-1
I31-GGOZS1Shd11	I31_ADAQ		CCO13.2122_DEF_RELE	PDS		SPSO				-1
I33-PTOC1SST5Op	I33_ADAQ		CCO13.2121_RSIF	PDS		ACTO				-1
I33-GPTOC1SST5Op	I33_ADAQ		CCO13.2121_RSIN	PDS		ACTO				-1
I33-SGPTOC1SST5Op	I33_ADAQ		CCO13.2121_RSINS	PDS		ACTO				-1
I33-GPIOC1SST5Op	I33_ADAQ		CCO13.2121_RS6N	PDS		ACTO				-1
I31-pGGIOZS1Shd6	I31_ADAQ		CCO13.2121_ACF	PDS		SPSO				-1
I33-UNPTOC1SST5Op	I33_ADAQ		CCO13.2121_RSIF	PDS		ACTO				-1
I33-OPPTOC1SST5Op	I33_ADAQ		CCO13.2121_FASE_ABERTA	PDS		ACTO				-1
I33-RBRF1SST5T1	I33_ADAQ		CCO13.2121_RS0BF	PDS		ACTO				-1
I33-RREC1SST5RecCycOn	I33_ADAQ		CCO13.2121_79_EM_CURSO	PDS		ACTO				-1
I33-RREC1SST5RecCycOff	I33_ADAQ		CCO13.2121_79_TRIP_DEFINITIVO	PDS		ACTO				-1
I33-CBOU1SST5K2	I33_ADAQ		CCO13.2121_SUPERADO_KAZ	PDS		ACTO				-1
I41-GGOZS1Shd2	I41_ADAQ		CCO13.2122_DJ_F	PDS		SPSO				-1
I41-GGOZS1Shd1	I41_ADAQ		CCO13.2122_DJ_A	PDS		SPSO				-1

Figura 17 – Entidade PDF da base de comunicação do SAGE.

Fonte: Próprio autor

Entidade PDF - Ponto digital físico	NVZ	ORDEM	FNFT	TPPNT	DESC1	DESC2	KOONV	CMT	INC	MRD	
COI_DDNP_1_ASM 11225	COI_DDNP_1_ASM	11225	COL_CCO13_11H3_R58F							SQN	-1
COI_DDNP_1_ASM 11226	COI_DDNP_1_ASM	11226	COL_CCO13_11H3_R59							SQN	-1
COI_DDNP_1_ASM 11227	COI_DDNP_1_ASM	11227	COL_CCO13_11H3_SUPERADO_KA2							SQN	-1
COI_DDNP_1_ASM 11300	COI_DDNP_1_ASM	11300	COL_CCO13_2121_COMM							SQN	-1
COI_DDNP_1_ASM 11301	COI_DDNP_1_ASM	11301	COL_CCO13_2121_DJ_F							SQN	-1
COI_DDNP_1_ASM 11302	COI_DDNP_1_ASM	11302	COL_CCO13_2121_DJ_A							SQN	-1
COI_DDNP_1_ASM 11303	COI_DDNP_1_ASM	11303	COL_CCO13_2121_LOCAL							SQN	-1
COI_DDNP_1_ASM 11304	COI_DDNP_1_ASM	11304	COL_CCO13_2121_FALHA_GOOSE							SQN	-1
COI_DDNP_1_ASM 11305	COI_DDNP_1_ASM	11305	COL_CCO13_2121_BA_SUP							SQN	-1
COI_DDNP_1_ASM 11306	COI_DDNP_1_ASM	11306	COL_CCO13_2121_BF_SUP							SQN	-1
COI_DDNP_1_ASM 11307	COI_DDNP_1_ASM	11307	COL_CCO13_2121_MOA							SQN	-1
COI_DDNP_1_ASM 11308	COI_DDNP_1_ASM	11308	COL_CCO13_2121_FALHA_CMD_AB							SQN	-1
COI_DDNP_1_ASM 11309	COI_DDNP_1_ASM	11309	COL_CCO13_2121_FALHA_CMD_FE							SQN	-1
COI_DDNP_1_ASM 11310	COI_DDNP_1_ASM	11310	COL_CCO13_2121_MOD_TESTE							SQN	-1
COI_DDNP_1_ASM 11311	COI_DDNP_1_ASM	11311	COL_CCO13_2121_REL_BL							SQN	-1
COI_DDNP_1_ASM 11312	COI_DDNP_1_ASM	11312	COL_CCO13_2121_51NS_BL							SQN	-1
COI_DDNP_1_ASM 11313	COI_DDNP_1_ASM	11313	COL_CCO13_2121_505N_BL							SQN	-1
COI_DDNP_1_ASM 11314	COI_DDNP_1_ASM	11314	COL_CCO13_2121_FVCC_MOT							SQN	-1
COI_DDNP_1_ASM 11315	COI_DDNP_1_ASM	11315	COL_CCO13_2122_DEF_RELE							SQN	-1
COI_DDNP_1_ASM 11316	COI_DDNP_1_ASM	11316	COL_CCO13_2121_R51F							SQN	-1
COI_DDNP_1_ASM 11317	COI_DDNP_1_ASM	11317	COL_CCO13_2121_R51N							SQN	-1
COI_DDNP_1_ASM 11318	COI_DDNP_1_ASM	11318	COL_CCO13_2121_R51NS							SQN	-1
COI_DDNP_1_ASM 11319	COI_DDNP_1_ASM	11319	COL_CCO13_2121_R50F							SQN	-1
COI_DDNP_1_ASM 11320	COI_DDNP_1_ASM	11320	COL_CCO13_2121_R50N							SQN	-1
COI_DDNP_1_ASM 11321	COI_DDNP_1_ASM	11321	COL_CCO13_2121_ACF							SQN	-1
COI_DDNP_1_ASM 11322	COI_DDNP_1_ASM	11322	COL_CCO13_2121_R51Q							SQN	-1
COI_DDNP_1_ASM 11323	COI_DDNP_1_ASM	11323	COL_CCO13_2121_FASE_ABERTA							SQN	-1
COI_DDNP_1_ASM 11324	COI_DDNP_1_ASM	11324	COL_CCO13_2121_R50BF							SQN	-1
COI_DDNP_1_ASM 11325	COI_DDNP_1_ASM	11325	COL_CCO13_2121_79_EM_CURSO							SQN	-1
COI_DDNP_1_ASM 11326	COI_DDNP_1_ASM	11326	COL_CCO13_2121_79_TRIP_DEFINITIVO							SQN	-1
COI_DDNP_1_ASM 11327	COI_DDNP_1_ASM	11327	COL_CCO13_2121_SUPERADO_KA2							SQN	-1
COI_DDNP_1_ASM 11400	COI_DDNP_1_ASM	11400	COL_CCO13_2122_COMM							SQN	-1
COI_DDNP_1_ASM 11401	COI_DDNP_1_ASM	11401	COL_CCO13_2122_DJ_F							SQN	-1
COI_DDNP_1_ASM 11402	COI_DDNP_1_ASM	11402	COL_CCO13_2122_DJ_A							SQN	-1
COI_DDNP_1_ASM 11403	COI_DDNP_1_ASM	11403	COL_CCO13_2122_LOCAL							SQN	-1
COI_DDNP_1_ASM 11404	COI_DDNP_1_ASM	11404	COL_CCO13_2122_FALHA_GOOSE							SQN	-1

Figura 18 – Entidade PDF da base de comunicação do SAGE (Distribuição para o Centro de Operações).

Fonte: Próprio autor

Entidade PDD - Relacionamento PDS x TDD	PDS	TDD	CMT	INC	MRD
COI_CCO13_11H3_FVCC_MOT	COI_CCO13_11H3_FVCC_MOT	COI_TDD			-1
COI_CCO13_2121_DEF_RELE	COI_CCO13_2121_DEF_RELE	COI_TDD			-1
COI_CCO13_11H3_R51F	COI_CCO13_11H3_R51F	COI_TDD			-1
COI_CCO13_11H3_R51N	COI_CCO13_11H3_R51N	COI_TDD			-1
COI_CCO13_11H3_R50F	COI_CCO13_11H3_R50F	COI_TDD			-1
COI_CCO13_11H3_R50N	COI_CCO13_11H3_R50N	COI_TDD			-1
COI_CCO13_11H3_R51	COI_CCO13_11H3_R51	COI_TDD			-1
COI_CCO13_11H3_R58F	COI_CCO13_11H3_R58F	COI_TDD			-1
COI_CCO13_11H3_R59	COI_CCO13_11H3_R59	COI_TDD			-1
COI_CCO13_11H3_SUPERADO_KA2	COI_CCO13_11H3_SUPERADO_KA2	COI_TDD			-1
COI_CCO13_2121_COMM	COI_CCO13_2121_COMM	COI_TDD			-1
COI_CCO13_2121_DJ_F	COI_CCO13_2121_DJ_F	COI_TDD			-1
COI_CCO13_2121_DJ_A	COI_CCO13_2121_DJ_A	COI_TDD			-1
COI_CCO13_2121_LOCAL	COI_CCO13_2121_LOCAL	COI_TDD			-1
COI_CCO13_2121_FALHA_GOOSE	COI_CCO13_2121_FALHA_GOOSE	COI_TDD			-1
COI_CCO13_2121_BA_SUP	COI_CCO13_2121_BA_SUP	COI_TDD			-1
COI_CCO13_2121_BF_SUP	COI_CCO13_2121_BF_SUP	COI_TDD			-1
COI_CCO13_2121_MOA	COI_CCO13_2121_MOA	COI_TDD			-1
COI_CCO13_2121_FALHA_CMD_AB	COI_CCO13_2121_FALHA_CMD_AB	COI_TDD			-1
COI_CCO13_2121_FALHA_CMD_FE	COI_CCO13_2121_FALHA_CMD_FE	COI_TDD			-1
COI_CCO13_2121_MOD_TESTE	COI_CCO13_2121_MOD_TESTE	COI_TDD			-1
COI_CCO13_2121_REL_BL	COI_CCO13_2121_REL_BL	COI_TDD			-1
COI_CCO13_2121_51NS_BL	COI_CCO13_2121_51NS_BL	COI_TDD			-1
COI_CCO13_2121_505N_BL	COI_CCO13_2121_505N_BL	COI_TDD			-1
COI_CCO13_2121_FVCC_MOT	COI_CCO13_2121_FVCC_MOT	COI_TDD			-1
COI_CCO13_2122_DEF_RELE	COI_CCO13_2122_DEF_RELE	COI_TDD			-1
COI_CCO13_2121_R51F	COI_CCO13_2121_R51F	COI_TDD			-1
COI_CCO13_2121_R51N	COI_CCO13_2121_R51N	COI_TDD			-1
COI_CCO13_2121_R51NS	COI_CCO13_2121_R51NS	COI_TDD			-1
COI_CCO13_2121_R50F	COI_CCO13_2121_R50F	COI_TDD			-1
COI_CCO13_2121_R50N	COI_CCO13_2121_R50N	COI_TDD			-1
COI_CCO13_2121_ACF	COI_CCO13_2121_ACF	COI_TDD			-1
COI_CCO13_2121_R51Q	COI_CCO13_2121_R51Q	COI_TDD			-1
COI_CCO13_2121_FASE_ABERTA	COI_CCO13_2121_FASE_ABERTA	COI_TDD			-1
COI_CCO13_2121_R50BF	COI_CCO13_2121_R50BF	COI_TDD			-1
COI_CCO13_2121_79_EM_CURSO	COI_CCO13_2121_79_EM_CURSO	COI_TDD			-1
COI_CCO13_2121_79_TRIP_DEFINITIVO	COI_CCO13_2121_79_TRIP_DEFINITIVO	COI_TDD			-1
COI_CCO13_2121_SUPERADO_KA2	COI_CCO13_2121_SUPERADO_KA2	COI_TDD			-1
COI_CCO13_2122_COMM	COI_CCO13_2122_COMM	COI_TDD			-1
COI_CCO13_2122_DJ_F	COI_CCO13_2122_DJ_F	COI_TDD			-1
COI_CCO13_2122_DJ_A	COI_CCO13_2122_DJ_A	COI_TDD			-1
COI_CCO13_2122_LOCAL	COI_CCO13_2122_LOCAL	COI_TDD			-1
COI_CCO13_2122_FALHA_GOOSE	COI_CCO13_2122_FALHA_GOOSE	COI_TDD			-1

Figura 19 – Entidade PDD da base de comunicação do SAGE (Distribuição para o Centro de Operações).

Fonte: Próprio autor

A PDF é a entidade de configuração de comunicação física dos pontos digitais da entidade PDS. É nela também que são declaradas as distribuições dos pontos do supervisor para o nível 3 COS através do protocolo DNP3. A Entidade PDD em conjunto com a entidade PDF fazem a ligação dos pontos digitais com os pontos de distribuição.

Entidade PAF - Ponto analogico fisico	NVZ	ORDEM	PNIT	TPPNT	KCONV1	KCONV2	DESC1	DESC2	KCONV4	KCONV5	KCONV3	MODULO	CMIT	INC	MROD
112-4XCRI18MX2Op1mCis	112-AAAQ			CC013_11H0_TEMPO_FE	PAS	1	0					MV0	-	-	-
112-4XCRI18MX2Op1mSsg	112-AAAQ			CC013_11H0_TEMPO_MOLA	PAS	1	0					MV0	-	-	-
113-3MMU18MX3ASghsA	113-AAAQ			CC013_2121_IB	PAS	1	0					CMV0	-	-	-
113-3MMU18MX3ASghsB	113-AAAQ			CC013_2121_IB	PAS	1	0					CMV0	-	-	-
113-3MMU18MX3ASghsC	113-AAAQ			CC013_2121_IC	PAS	1	0					CMV0	-	-	-
113-3MMU18MX3ASghsD	113-AAAQ			CC013_2121_IB	PAS	1	0					CMV0	-	-	-
113-3MMU18MX3ASghsE	113-AAAQ			CC013_2121_VAB	PAS	1	0					CMV0	-	-	-
113-3MMU18MX3ASghsF	113-AAAQ			CC013_2121_VBC	PAS	1	0					CMV0	-	-	-
113-3MMU18MX3ASghsG	113-AAAQ			CC013_2121_VCA	PAS	1	0					CMV0	-	-	-
113-3MMU18MX3TerW	113-AAAQ			CC013_2121_MW	PAS	1	0					MV0	-	-	-
113-3MMU18MX3TerWk	113-AAAQ			CC013_2121_MWk	PAS	1	0					MV0	-	-	-
113-3MMU18MX3TerFF	113-AAAQ			CC013_2121_FROT	PAS	1	0					MV0	-	-	-
113-3MMU18MX3Hz	113-AAAQ			CC013_2121_FREQ	PAS	1	0					MV0	-	-	-
113-3MMU18MX3MaxFASghsA	113-AAAQ			CC013_2121_IA_FLT	PAS	1	0					CMV0	-	-	-
113-3MMU18MX3MaxFASghsB	113-AAAQ			CC013_2121_IB_FLT	PAS	1	0					CMV0	-	-	-
113-3MMU18MX3MaxFASghsC	113-AAAQ			CC013_2121_IC_FLT	PAS	1	0					CMV0	-	-	-
113-3MMU18MX3MaxFASghsD	113-AAAQ			CC013_2121_IN_FLT	PAS	1	0					CMV0	-	-	-
113-3MMU18MX3MaxFASghsE	113-AAAQ			CC013_2121_IDTA	PAS	1	0					CMV0	-	-	-
113-3MMU18MX3MaxFASghsF	113-AAAQ			CC013_2121_IDTB	PAS	1	0					CMV0	-	-	-
113-3MMU18MX3MaxFASghsG	113-AAAQ			CC013_2121_IDTC	PAS	1	0					CMV0	-	-	-
113-3MMU18MX3MaxFASghsH	113-AAAQ			CC013_2121_TEMPO_AB	PAS	1	0					MV0	-	-	-
113-3MMU18MX3MaxFASghsI	113-AAAQ			CC013_2121_TEMPO_FE	PAS	1	0					MV0	-	-	-
113-3MMU18MX3MaxFASghsJ	113-AAAQ			CC013_2121_TEMPO_MOLA	PAS	1	0					MV0	-	-	-
113-3MMU18MX3MaxFASghsK	113-AAAQ			CC013_2121_IA	PAS	1	0					CMV0	-	-	-
113-3MMU18MX3MaxFASghsL	113-AAAQ			CC013_2121_IB	PAS	1	0					CMV0	-	-	-
113-3MMU18MX3MaxFASghsM	113-AAAQ			CC013_2121_IC	PAS	1	0					CMV0	-	-	-
113-3MMU18MX3MaxFASghsN	113-AAAQ			CC013_2121_IN	PAS	1	0					CMV0	-	-	-
113-3MMU18MX3MaxFASghsO	113-AAAQ			CC013_2121_VAB	PAS	1	0					CMV0	-	-	-
113-3MMU18MX3MaxFASghsP	113-AAAQ			CC013_2121_VBC	PAS	1	0					CMV0	-	-	-
113-3MMU18MX3MaxFASghsQ	113-AAAQ			CC013_2121_VCA	PAS	1	0					CMV0	-	-	-
113-3MMU18MX3TerW	113-AAAQ			CC013_2121_MW	PAS	1	0					MV0	-	-	-
113-3MMU18MX3TerWk	113-AAAQ			CC013_2121_MWk	PAS	1	0					MV0	-	-	-
113-3MMU18MX3TerFF	113-AAAQ			CC013_2121_FROT	PAS	1	0					MV0	-	-	-
113-3MMU18MX3Hz	113-AAAQ			CC013_2121_FREQ	PAS	1	0					MV0	-	-	-
113-3MMU18MX3MaxFASghsA	113-AAAQ			CC013_2121_IA_FLT	PAS	1	0					CMV0	-	-	-
113-3MMU18MX3MaxFASghsB	113-AAAQ			CC013_2121_IB_FLT	PAS	1	0					CMV0	-	-	-
113-3MMU18MX3MaxFASghsC	113-AAAQ			CC013_2121_IC_FLT	PAS	1	0					CMV0	-	-	-
113-3MMU18MX3MaxFASghsD	113-AAAQ			CC013_2121_IN_FLT	PAS	1	0					CMV0	-	-	-
113-3MMU18MX3MaxFASghsE	113-AAAQ			CC013_2121_IDTA	PAS	1	0					CMV0	-	-	-
113-3MMU18MX3MaxFASghsF	113-AAAQ			CC013_2121_IDTB	PAS	1	0					CMV0	-	-	-
113-3MMU18MX3MaxFASghsG	113-AAAQ			CC013_2121_IDTC	PAS	1	0					CMV0	-	-	-
113-3MMU18MX3MaxFASghsH	113-AAAQ			CC013_2121_TEMPO_AB	PAS	1	0					MV0	-	-	-
113-3MMU18MX3MaxFASghsI	113-AAAQ			CC013_2121_TEMPO_FE	PAS	1	0					MV0	-	-	-

Figura 20 – Entidade PAF da base de comunicação do SAGE.

Fonte: Próprio autor

Entidade PAF - Ponto analogico fisico	NVZ	ORDEM	PNIT	TPPNT	KCONV1	KCONV2	DESC1	DESC2	KCONV4	KCONV5	KCONV3	MODULO	CMIT	INC	MROD
COO_DONP_1_AFFL_31221	COO_DONP_1_AFFL	31221	COO	CC013_1143_TEMPO_FE	PAD	0,1	0					BP	-	-	-
COO_DONP_1_AFFL_31222	COO_DONP_1_AFFL	31222	COO	CC013_1143_TEMPO_MOLA	PAD	0,1	0					BP	-	-	-
COO_DONP_1_AFFL_31223	COO_DONP_1_AFFL	31223	COO	CC013_2121_IA	PAD	0,1	0					BP	-	-	-
COO_DONP_1_AFFL_31302	COO_DONP_1_AFFL	31302	COO	CC013_2121_IB	PAD	0,1	0					BP	-	-	-
COO_DONP_1_AFFL_31303	COO_DONP_1_AFFL	31303	COO	CC013_2121_IC	PAD	0,1	0					BP	-	-	-
COO_DONP_1_AFFL_31304	COO_DONP_1_AFFL	31304	COO	CC013_2121_IB	PAD	0,1	0					BP	-	-	-
COO_DONP_1_AFFL_31305	COO_DONP_1_AFFL	31305	COO	CC013_2121_VAB	PAD	0,01	0					BP	-	-	-
COO_DONP_1_AFFL_31306	COO_DONP_1_AFFL	31306	COO	CC013_2121_VBC	PAD	0,01	0					BP	-	-	-
COO_DONP_1_AFFL_31307	COO_DONP_1_AFFL	31307	COO	CC013_2121_VCA	PAD	0,01	0					BP	-	-	-
COO_DONP_1_AFFL_31308	COO_DONP_1_AFFL	31308	COO	CC013_2121_MW	PAD	0,01	0					BP	-	-	-
COO_DONP_1_AFFL_31309	COO_DONP_1_AFFL	31309	COO	CC013_2121_MWk	PAD	0,01	0					BP	-	-	-
COO_DONP_1_AFFL_31310	COO_DONP_1_AFFL	31310	COO	CC013_2121_FROT	PAD	0,01	0					BP	-	-	-
COO_DONP_1_AFFL_31311	COO_DONP_1_AFFL	31311	COO	CC013_2121_FREQ	PAD	0,1	0					BP	-	-	-
COO_DONP_1_AFFL_31312	COO_DONP_1_AFFL	31312	COO	CC013_2121_IA_FLT	PAD	0,1	0					BP	-	-	-
COO_DONP_1_AFFL_31313	COO_DONP_1_AFFL	31313	COO	CC013_2121_IB_FLT	PAD	0,1	0					BP	-	-	-
COO_DONP_1_AFFL_31314	COO_DONP_1_AFFL	31314	COO	CC013_2121_IC_FLT	PAD	0,1	0					BP	-	-	-
COO_DONP_1_AFFL_31315	COO_DONP_1_AFFL	31315	COO	CC013_2121_IN_FLT	PAD	0,1	0					BP	-	-	-
COO_DONP_1_AFFL_31316	COO_DONP_1_AFFL	31316	COO	CC013_2121_IDTA	PAD	0,1	0					BP	-	-	-
COO_DONP_1_AFFL_31317	COO_DONP_1_AFFL	31317	COO	CC013_2121_IDTB	PAD	0,1	0					BP	-	-	-
COO_DONP_1_AFFL_31318	COO_DONP_1_AFFL	31318	COO	CC013_2121_IDTC	PAD	0,1	0					BP	-	-	-
COO_DONP_1_AFFL_31319	COO_DONP_1_AFFL	31319	COO	CC013_2121_TEMPO_AB	PAD	0,1	0					BP	-	-	-
COO_DONP_1_AFFL_31320	COO_DONP_1_AFFL	31320	COO	CC013_2121_TEMPO_FE	PAD	0,1	0					BP	-	-	-
COO_DONP_1_AFFL_31321	COO_DONP_1_AFFL	31321	COO	CC013_2121_TEMPO_MOLA	PAD	0,1	0					BP	-	-	-
COO_DONP_1_AFFL_31401	COO_DONP_1_AFFL	31401	COO	CC013_2121_IA	PAD	0,1	0					BP	-	-	-
COO_DONP_1_AFFL_31402	COO_DONP_1_AFFL	31402	COO	CC013_2121_IB	PAD	0,1	0					BP	-	-	-
COO_DONP_1_AFFL_31403	COO_DONP_1_AFFL	31403	COO	CC013_2121_IC	PAD	0,1	0					BP	-	-	-
COO_DONP_1_AFFL_31404	COO_DONP_1_AFFL	31404	COO	CC013_2121_IN	PAD	0,1	0					BP	-	-	-
COO_DONP_1_AFFL_31405	COO_DONP_1_AFFL	31405	COO	CC013_2121_VAB	PAD	0,01	0					BP	-	-	-
COO_DONP_1_AFFL_31406	COO_DONP_1_AFFL	31406	COO	CC013_2121_VBC	PAD	0,01	0					BP	-	-	-
COO_DONP_1_AFFL_31407	COO_DONP_1_AFFL	31407	COO	CC013_2121_VCA	PAD	0,01	0					BP	-	-	-
COO_DONP_1_AFFL_31408	COO_DONP_1_AFFL	31408	COO	CC013_2121_MW	PAD	0,01	0					BP	-	-	-
COO_DONP_1_AFFL_31409	COO_DONP_1_AFFL	31409	COO	CC013_2121_MWk	PAD	0,01	0					BP	-	-	-
COO_DONP_1_AFFL_31410	COO_DONP_1_AFFL	31410	COO	CC013_2121_FROT	PAD	0,01	0					BP	-	-	-
COO_DONP_1_AFFL_31411	COO_DONP_1_AFFL	31411	COO	CC013_2121_FREQ	PAD	0,1	0					BP	-	-	-
COO_DONP_1_AFFL_31412	COO_DONP_1_AFFL	31412	COO	CC013_2121_IA_FLT	PAD	0,1	0					BP	-	-	-
COO_DONP_1_AFFL_31413	COO_DONP_1_AFFL	31413	COO	CC013_2121_IB_FLT	PAD	0,1	0					BP	-	-	-
COO_DONP_1_AFFL_31414	COO_DONP_1_AFFL	31414	COO	CC013_2121_IC_FLT	PAD	0,1	0					BP	-	-	-
COO_DONP_1_AFFL_31415	COO_DONP_1_AFFL	31415	COO	CC013_2121_IN_FLT	PAD	0,1	0					BP	-	-	-
COO_DONP_1_AFFL_31416	COO_DONP_1_AFFL	31416	COO	CC013_2121_IDTA	PAD	0,1	0					BP	-	-	-
COO_DONP_1_AFFL_31417	COO_DONP_1_AFFL	31417	COO	CC013_2121_IDTB	PAD	0,1	0					BP	-	-	-
COO_DONP_1_AFFL_31418	COO_DONP_1_AFFL	31418	COO	CC013_2121_IDTC	PAD	0,1	0					BP	-	-	-
COO_DONP_1_AFFL_31419	COO_DONP_1_AFFL	31419	COO	CC013_2121_TEMPO_AB	PAD	0,1	0					BP	-	-	-
COO_DONP_1_AFFL_31420	COO_DONP_1_AFFL	31420	COO	CC013_2121_TEMPO_FE	PAD	0,1	0					BP	-	-	-

Figura 21 – Entidade PAF da base de comunicação do SAGE (Distribuição para o Centro de Operações).

Fonte: Próprio autor

Entidade PAD - Relacionamento PAS x TDD	PAS	TDD	CMT	INC	MREQ
COO_C0013_11H3_TEMPO_AB	COO13_11H3_TEMPO_AB	COI_TDD	-	-	-
COO_C0013_11H3_TEMPO_FE	COO13_11H3_TEMPO_FE	COI_TDD	-	-	-
COO_C0013_11H3_TEMPO_MOLA	COO13_11H3_TEMPO_MOLA	COI_TDD	-	-	-
COO_C0013_2123_IA	COO13_2123_IA	COI_TDD	-	-	-
COO_C0013_2123_IB	COO13_2123_IB	COI_TDD	-	-	-
COO_C0013_2123_IC	COO13_2123_IC	COI_TDD	-	-	-
COO_C0013_2123_IN	COO13_2123_IN	COI_TDD	-	-	-
COO_C0013_2123_IAB	COO13_2123_IAB	COI_TDD	-	-	-
COO_C0013_2123_VBC	COO13_2123_VBC	COI_TDD	-	-	-
COO_C0013_2123_VCA	COO13_2123_VCA	COI_TDD	-	-	-
COO_C0013_2123_MWV	COO13_2123_MWV	COI_TDD	-	-	-
COO_C0013_2124_MVAR	COO13_2124_MVAR	COI_TDD	-	-	-
COO_C0013_2124_PPOT	COO13_2124_PPOT	COI_TDD	-	-	-
COO_C0013_2125_PRESQ	COO13_2125_PRESQ	COI_TDD	-	-	-
COO_C0013_2124_IA_FLT	COO13_2124_IA_FLT	COI_TDD	-	-	-
COO_C0013_2124_IB_FLT	COO13_2124_IB_FLT	COI_TDD	-	-	-
COO_C0013_2124_IC_FLT	COO13_2124_IC_FLT	COI_TDD	-	-	-
COO_C0013_2124_IN_FLT	COO13_2124_IN_FLT	COI_TDD	-	-	-
COO_C0013_2124_IQA	COO13_2124_IQA	COI_TDD	-	-	-
COO_C0013_2124_IQTB	COO13_2124_IQTB	COI_TDD	-	-	-
COO_C0013_2124_IQTI	COO13_2124_IQTI	COI_TDD	-	-	-
COO_C0013_2124_TEMPO_AB	COO13_2124_TEMPO_AB	COI_TDD	-	-	-
COO_C0013_2124_TEMPO_FE	COO13_2124_TEMPO_FE	COI_TDD	-	-	-
COO_C0013_2124_TEMPO_MOLA	COO13_2124_TEMPO_MOLA	COI_TDD	-	-	-
COO_C0013_2122_IA	COO13_2122_IA	COI_TDD	-	-	-
COO_C0013_2122_IB	COO13_2122_IB	COI_TDD	-	-	-
COO_C0013_2122_IC	COO13_2122_IC	COI_TDD	-	-	-
COO_C0013_2122_IN	COO13_2122_IN	COI_TDD	-	-	-
COO_C0013_2122_IAB	COO13_2122_IAB	COI_TDD	-	-	-
COO_C0013_2122_VBC	COO13_2122_VBC	COI_TDD	-	-	-
COO_C0013_2122_VCA	COO13_2122_VCA	COI_TDD	-	-	-
COO_C0013_2122_MWV	COO13_2122_MWV	COI_TDD	-	-	-
COO_C0013_2122_MVAR	COO13_2122_MVAR	COI_TDD	-	-	-
COO_C0013_2122_PPOT	COO13_2122_PPOT	COI_TDD	-	-	-
COO_C0013_2122_PRESQ	COO13_2122_PRESQ	COI_TDD	-	-	-
COO_C0013_2122_IA_FLT	COO13_2122_IA_FLT	COI_TDD	-	-	-
COO_C0013_2122_IB_FLT	COO13_2122_IB_FLT	COI_TDD	-	-	-
COO_C0013_2122_IC_FLT	COO13_2122_IC_FLT	COI_TDD	-	-	-
COO_C0013_2122_IN_FLT	COO13_2122_IN_FLT	COI_TDD	-	-	-
COO_C0013_2122_IQA	COO13_2122_IQA	COI_TDD	-	-	-
COO_C0013_2122_IQTB	COO13_2122_IQTB	COI_TDD	-	-	-
COO_C0013_2122_IQTI	COO13_2122_IQTI	COI_TDD	-	-	-
COO_C0013_2122_TEMPO_AB	COO13_2122_TEMPO_AB	COI_TDD	-	-	-

Figura 22 – Entidade PAD da base de comunicação do SAGE (Distribuição para o Centro de Operações).

Fonte: Próprio autor

A PAF é a entidade de configuração de comunicação física dos pontos analógicos declarados na entidade PAS. É nela também que são declaradas as distribuições dos pontos do supervisor para o nível 3 COS através do protocolo DNP3. A Entidade PAD em conjunto com a entidade PAF fazem a ligação dos pontos analógicos de distribuição.

Entidade CGS - Ponto de controle generico do SAC	DOPEL	LMRQ	LMRCD	LMRST	LMRSL	NOME	OBSR	PAC	PNT	TRC	TRO	TPOE	TRCTL	TRRAC	TRELOD	AOR
COO13_11H3_BC_TENSAO_CMD	9999	9999	9999	9999	9999	COO 13 11H3 BC - Superviso Tensão (Ativ/Desat)		COO13_11H3_BC_TENSAO		10	PDS	HABD	CSAC	20		
COO13_11H3_BC_REATIVA_CMD	9999	9999	9999	9999	9999	COO 13 11H3 BC - Controle Reativa (Ativ/Desat)		COO13_11H3_BC_REATIVA		10	PDS	HABD	CSAC	20		
COO13_11H3_DESBLOQ	9999	9999	9999	9999	9999	COO 13 11H3 Desbloquear DJ Banco (-Desb)		COO13_11H3_DESB	COO13_11H2_DJ_M	10	PDS	EXCTA	CSAC	20		
COO13_11H3_DJ	9999	9999	9999	9999	9999	COO 13 11H3 ED em Teste (Ativ/Desat)		COO13_11H3_MOD_TESTE		11	PDS	HABD	CSAC	20		
COO13_11H3_BC_AUTO_CMD	9999	9999	9999	9999	9999	COO 13 11H3 BC - Automatismos (Bloq/Desb)		COO13_11H3_BC_AUTO		11	PDS	BLOQ	CSAC	20		
COO13_11H3_BC_TENSAO_CMD	9999	9999	9999	9999	9999	COO 13 11H3 BC - Superviso Tensão (Ativ/Desat)		COO13_11H3_BC_TENSAO		11	PDS	HABD	CSAC	20		
COO13_11H3_BC_REATIVA_CMD	9999	9999	9999	9999	9999	COO 13 11H3 BC - Controle Reativa (Ativ/Desat)		COO13_11H3_BC_REATIVA		11	PDS	HABD	CSAC	20		
COO13_11H3_DESBLOQ	9999	9999	9999	9999	9999	COO 13 11H3 Desbloquear DJ Banco (-Desb)		COO13_11H3_DESB		11	PDS	EXCTA	CSAC	20		
COO13_11H3_DJ	9999	9999	9999	9999	9999	COO 13 11H3 - Disjuntor (Fechar/Abrir)		COO13_11H3_DJ	COO13_11H3_DJ_M	12	PDS	CTCL	CSAC	20		
COO13_11H3_MOD_TESTE	9999	9999	9999	9999	9999	COO 13 11H3 ED em Teste (Ativ/Desat)		COO13_11H3_MOD_TESTE		12	PDS	HABD	CSAC	20		
COO13_11H3_BC_AUTO_CMD	9999	9999	9999	9999	9999	COO 13 11H3 BC - Automatismos (Bloq/Desb)		COO13_11H3_BC_AUTO		12	PDS	BLOQ	CSAC	20		
COO13_11H3_BC_TENSAO_CMD	9999	9999	9999	9999	9999	COO 13 11H3 BC - Superviso Tensão (Ativ/Desat)		COO13_11H3_BC_TENSAO		12	PDS	HABD	CSAC	20		
COO13_11H3_BC_REATIVA_CMD	9999	9999	9999	9999	9999	COO 13 11H3 BC - Controle Reativa (Ativ/Desat)		COO13_11H3_BC_REATIVA		12	PDS	HABD	CSAC	20		
COO13_11H3_DESBLOQ	9999	9999	9999	9999	9999	COO 13 11H3 Desbloquear DJ Banco (-Desb)		COO13_11H3_DESB		12	PDS	EXCTA	CSAC	20		
COO13_2121_DJ	9999	9999	9999	9999	9999	COO 13 2121 - Disjuntor (Fechar/Abrir)		COO13_2121_DJ		13	PDS	CTCL	CSAC	20		
COO13_2121_MOD_TESTE	9999	9999	9999	9999	9999	COO 13 2121 ED em Teste (Ativ/Desat)		COO13_2121_MOD_TESTE	COO13_2121_DJ_M	13	PDS	CTCL	CSAC	20		
COO13_2121_BL_REL	9999	9999	9999	9999	9999	COO 13 2121 79 (Bloq/Desb)		COO13_2121_REL_BL		13	PDS	BLOQ	CSAC	20		
COO13_2121_BL_51NS	9999	9999	9999	9999	9999	COO 13 2121 SEF (Bloq/Desb)		COO13_2121_51NS_BL		13	PDS	BLOQ	CSAC	20		
COO13_2121_BL_555IN	9999	9999	9999	9999	9999	COO 13 2121 Neutral (Bloq/Desb)		COO13_2121_555IN_BL		13	PDS	BLOQ	CSAC	20		
COO13_2122_DJ	9999	9999	9999	9999	9999	COO 13 2122 - Disjuntor (Fechar/Abrir)		COO13_2122_DJ		14	PDS	CTCL	CSAC	20		
COO13_2122_MOD_TESTE	9999	9999	9999	9999	9999	COO 13 2122 ED em Teste (Ativ/Desat)		COO13_2122_MOD_TESTE	COO13_2122_DJ_M	14	PDS	CTCL	CSAC	20		
COO13_2122_BL_REL	9999	9999	9999	9999	9999	COO 13 2122 79 (Bloq/Desb)		COO13_2122_REL_BL		14	PDS	HABD	CSAC	20		
COO13_2122_BL_51NS	9999	9999	9999	9999	9999	COO 13 2122 SEF (Bloq/Desb)		COO13_2122_51NS_BL		14	PDS	BLOQ	CSAC	20		
COO13_2122_BL_555IN	9999	9999	9999	9999	9999	COO 13 2122 Neutral (Bloq/Desb)		COO13_2122_555IN_BL		14	PDS	BLOQ	CSAC	20		
COO13_2123_DJ	9999	9999	9999	9999	9999	COO 13 2123 - Disjuntor (Fechar/Abrir)		COO13_2123_DJ		15	PDS	CTCL	CSAC	20		
COO13_2123_MOD_TESTE	9999	9999	9999	9999	9999	COO 13 2123 ED em Teste (Ativ/Desat)		COO13_2123_MOD_TESTE	COO13_2123_DJ_M	15	PDS	CTCL	CSAC	20		
COO13_2123_BL_REL	9999	9999	9999	9999	9999	COO 13 2123 79 (Bloq/Desb)		COO13_2123_REL_BL		15	PDS	BLOQ	CSAC	20		
COO13_2123_BL_51NS	9999	9999	9999	9999	9999	COO 13 2123 SEF (Bloq/Desb)		COO13_2123_51NS_BL		15	PDS	BLOQ	CSAC	20		
COO13_2123_BL_555IN	9999	9999	9999	9999	9999	COO 13 2123 Neutral (Bloq/Desb)		COO13_2123_555IN_BL		15	PDS	BLOQ	CSAC	20		
COO13_2124_DJ	9999	9999	9999	9999	9999	COO 13 2124 - Disjuntor (Fechar/Abrir)		COO13_2124_DJ		16	PDS	CTCL	CSAC	20		
COO13_2124_MOD_TESTE	9999	9999	9999	9999	9999	COO 13 2124 ED em Teste (Ativ/Desat)		COO13_2124_MOD_TESTE	COO13_2124_DJ_M	16	PDS	CTCL	CSAC	20		
COO13_2124_BL_REL	9999	9999	9999	9999	9999	COO 13 2124 79 (Bloq/Desb)		COO13_2124_REL_BL		16	PDS	BLOQ	CSAC	20		
COO13_2124_BL_51NS	9999	9999	9999	9999	9999	COO 13 2124 SEF (Bloq/Desb)		COO13_2124_51NS_BL		16	PDS	BLOQ	CSAC	20		
COO13_2124_BL_555IN	9999	9999	9999	9999	9999	COO 13 2124 Neutral (Bloq/Desb)		COO13_2124_555IN_BL		16	PDS	BLOQ	CSAC	20		
COO13_2125_DJ	9999	9999	9999	9999	9999	COO 13 2125 - Disjuntor (Fechar/Abrir)		COO13_2125_DJ		17	PDS	CTCL	CSAC	20		
COO13_2125_MOD_TESTE	9999	9999	9999	9999	9999	COO 13 2125 ED em Teste (Ativ/Desat)		COO13_2125_MOD_TESTE	COO13_2125_DJ_M	17	PDS	CTCL	CSAC	20		
COO13_2125_BL_REL	9999	9999	9999	9999	9999	COO 13 2125 79 (Bloq/Desb)		COO13_2125_REL_BL		17	PDS	HABD	CSAC	20		
COO13_2125_BL_51NS	9999	9999	9999	9999	9999	COO 13 2125 SEF (Bloq/Desb)		COO13_2125_51NS_BL		17	PDS	BLOQ	CSAC	20		
COO13_2125_BL_555IN	9999	9999	9999	9999	9999	COO 13 2125 Neutral (Bloq/Desb)		COO13_2125_555IN_BL		17	PDS	BLOQ	CSAC	20		
COO13_2126_DJ	9999	9999	9999	9999	9999	COO 13 2126 - Disjuntor (Fechar/Abrir)		COO13_2126_DJ		18	PDS	CTCL	CSAC	20		
COO13_2126_MOD_TESTE	9999	9999	9999	9999	9999	COO 13 2126 ED em Teste (Ativ/Desat)		COO13_2126_MOD_TESTE	COO13_2126_DJ_M	18	PDS	HABD	CSAC	20		
COO13_2126_BL_REL	9999	9999	9999	9999	9999	COO 13 2126 79 (Bloq/Desb)		COO13_2126_REL_BL		18	PDS	BLOQ	CSAC	20		

Figura 23 – Entidade CGS da base de comunicação do SAGE.

Fonte: Próprio autor



pontos digitais, analógicos e comandos. Para fins deste trabalho a lista de pontos fornecida pela concessionária tem a seguinte estrutura:

LISTA DE PONTOS DIGITAIS														SUBEST.:		SE COD	
														ELABORADO POR:		GAR	
														APROVADO POR:		Data:	
														Revisão:		24/04/2023	
																00	
MODELA	PN	EGTO	IED	TAG SAGE	DESCRIÇÃO DO ALARME	PONTO FÍSICO/ LÓGICO	REFERENCIA EIB60 (MM5)	OCR	CHECK TAP	CHECK TAC	INCLUIDO	UCL	DMP	WVEL			
SAGE	PH-PO-01	SAGE	SAGE	COO_SALUX_COMM	COO USAL Falha de Comunicação IED	Interno	Interno SAGE	OCR_ALM01	OK	X	X	X	1	10100			
EF-MDD	PH-PO-01	USA	SA_MDD_USA1	COO_SALUX_CCI_DUR1_F	COO_SALUX_CCI-DUR1 - Disjuntor Fechado	GGIO	SA_MDD_USAL_GEN.GG104.Inh8.5T	OCR_D1501	OK	X	X	X	1	10101			
EF-MDD	PH-PO-01	USA	SA_MDD_USA1	COO_SALUX_CCI_DUR1_A	COO_SALUX_CCI-DUR1 - Disjuntor Aberto	GGIO	SA_MDD_USAL_GEN.GG104.Inh8.5T	OCR_D1501	OK	X	X	X	1	10102			
EF-MDD	PH-PO-01	USA	SA_MDD_USA1	COO_SALUX_CCI_DUR2_F	COO_SALUX_CCI-DUR2 - Disjuntor Fechado	GGIO	SA_MDD_USAL_GEN.GG104.Inh8.5T	OCR_D1501	OK	X	X	X	1	10103			
EF-MDD	PH-PO-01	USA	SA_MDD_USA1	COO_SALUX_CCI_DUR2_A	COO_SALUX_CCI-DUR2 - Disjuntor Aberto	GGIO	SA_MDD_USAL_GEN.GG104.Inh8.5T	OCR_D1501	OK	X	X	X	1	10104			
EF-MDD	PH-PO-01	USA	SA_MDD_USA1	COO_SALUX_CCI_DUR2_A	COO_SALUX_CCI-DUR2 - Disjuntor Aberto	GGIO	SA_MDD_USAL_GEN.GG104.Inh8.5T	OCR_D1501	OK	X	X	X	1	10105			
EF-MDD	PH-PO-01	USA	SA_MDD_USA1	COO_SALUX_FALHA_GD002E	COO_SALUX Falha gosse	AurigSD	SA_MDD_USAL_CTR1.LAUSG002.Inh81.5T	OCR_ALM01	F3	X	X	X	1	10106			
EF-MDD	PH-PO-01	USA	SA_MDD_USA1	COO_SALUX_CCI_DUR1_FALHA_CMD_AB	COO_SALUX_CCI-DUR1 Falha Cmd Abertura	CSWI	SA_MDD_USAL_CTR1.CS3W13.CpCpInFai1.5T	OCR_ALM01	OK	X	X	X	1	10107			
EF-MDD	PH-PO-01	USA	SA_MDD_USA1	COO_SALUX_CCI_DUR1_FALHA_CMD_FE	COO_SALUX_CCI-DUR1 Falha Cmd Fechamento	CSWI	SA_MDD_USAL_CTR1.CS3W13.CpCpInFai1.5T	OCR_ALM01	OK	X	X	X	1	10108			
EF-MDD	PH-PO-01	USA	SA_MDD_USA1	COO_SALUX_CCI_DUR2_FALHA_CMD_AB	COO_SALUX_CCI-DUR2 Falha Cmd Abertura	CSWI	SA_MDD_USAL_CTR1.CS3W13.CpCpInFai1.5T	OCR_ALM01	OK	X	X	X	1	10109			
EF-MDD	PH-PO-01	USA	SA_MDD_USA1	COO_SALUX_CCI_DUR2_FALHA_CMD_FE	COO_SALUX_CCI-DUR2 Falha Cmd Fechamento	CSWI	SA_MDD_USAL_CTR1.CS3W13.CpCpInFai1.5T	OCR_ALM01	OK	X	X	X	1	10110			
EF-MDD	PH-PO-01	USA	SA_MDD_USA1	COO_SALUX_ATM_CC_ALTD	COO_SALUX ATM CC - Automático	GAFC	SA_MDD_USAL_CTR1.GAPK3.SPC30.5T	OCR_MANO1	OK	X	X	X	1	10111			
EF-MDD	PH-PO-01	USA	SA_MDD_USA1	COO_SALUX_ATM_CC_BLD_GBR	COO_SALUX ATM CC - Bloq. GBR	GAFC	SA_MDD_USAL_CTR1.GAPK3.SPC30.5T	OCR_BLD1	OK	X	X	X	1	10112			
EF-MDD	PH-PO-01	USA	SA_MDD_USA1	COO_RET1_FALHA	COO_SALUX EDS-1 Ret. 1-Defeito	GGIO	SA_MDD_USAL_GEN.GG102.Inh1.5T	OCR_DEF01	OK	X	X	X	1	10113			
EF-MDD	PH-PO-01	USA	SA_MDD_USA1	COO_RET1_FALHA_CA	COO_SALUX EDS-3 Ret. 1-CA Anormal	GGIO	SA_MDD_USAL_GEN.GG102.Inh1.5T	OCR_ALM01	OK	X	X	X	1	10114			
EF-MDD	PH-PO-01	USA	SA_MDD_USA1	COO_RET1_FALHA_CV	COO_SALUX EDS-4 Ret. 1-Err. Em Dnses.	GGIO	SA_MDD_USAL_GEN.GG102.Inh1.5T	OCR_ALM01	OK	X	X	X	1	10115			
EF-MDD	PH-PO-01	USA	SA_MDD_USA1	COO_RET1_FALHA_CC	COO_SALUX EDS-5 Ret. 1-CC Anormal	GGIO	SA_MDD_USAL_GEN.GG102.Inh1.5T	OCR_ALM01	OK	X	X	X	1	10116			
EF-MDD	PH-PO-01	USA	SA_MDD_USA1	COO_RET1_FALHA_CONV	COO_SALUX EDS-7 Ret. 1-Falha Conversor	GGIO	SA_MDD_USAL_GEN.GG102.Inh1.5T	OCR_ALM01	OK	X	X	X	1	10117			
EF-MDD	PH-PO-01	USA	SA_MDD_USA1	COO_RET2_FALHA	COO_SALUX EDS-1 Ret. 2-Defeito	GGIO	SA_MDD_USAL_GEN.GG103.Inh1.5T	OCR_DEF01	OK	X	X	X	1	10118			
EF-MDD	PH-PO-01	USA	SA_MDD_USA1	COO_RET2_FALHA_CA	COO_SALUX EDS-3 Ret. 2-CA Anormal	GGIO	SA_MDD_USAL_GEN.GG103.Inh1.5T	OCR_ALM01	OK	X	X	X	1	10119			
EF-MDD	PH-PO-01	USA	SA_MDD_USA1	COO_RET2_FALHA_CV	COO_SALUX EDS-4 Ret. 2-Err. Em Dnses.	GGIO	SA_MDD_USAL_GEN.GG103.Inh1.5T	OCR_ALM01	OK	X	X	X	1	10120			
EF-MDD	PH-PO-01	USA	SA_MDD_USA1	COO_RET2_FALHA_CC	COO_SALUX EDS-5 Ret. 2-CC Anormal	GGIO	SA_MDD_USAL_GEN.GG103.Inh1.5T	OCR_ALM01	OK	X	X	X	1	10121			
EF-MDD	PH-PO-01	USA	SA_MDD_USA1	COO_RET2_FALHA_CONV	COO_SALUX EDS-7 Ret. 2-Falha Conversor	GGIO	SA_MDD_USAL_GEN.GG103.Inh1.5T	OCR_ALM01	OK	X	X	X	1	10122			
EF-MDD	PH-PO-01	USA	SA_MDD_USA1	COO_SALUX_SWS_FAI_OK	COO_SALUX EDS-86 Genet. SW-FAI-Ab.	GGIO	SA_MDD_USAL_GEN.GG104.Inh8.5T	OCR_ALM01	OK	X	X	X	1	10123			
EF-MDD	PH-PO-01	USA	SA_MDD_USA1	COO_SALUX_SWS_FAI_OK	COO_SALUX EDS-1 SW-1-Fone 1 OK	GGIO	SA_MDD_USAL_GEN.GG105.Inh1.5T	OCR_INVO1	OK	X	X	X	1	10124			
EF-MDD	PH-PO-01	USA	SA_MDD_USA1	COO_SALUX_SWS_FAI_OK	COO_SALUX EDS-2 SW-2-Fone 2 OK	GGIO	SA_MDD_USAL_GEN.GG105.Inh1.5T	OCR_INVO1	OK	X	X	X	1	10125			
EF-MDD	PH-PO-01	USA	SA_MDD_USA1	COO_SALUX_SWS_FAI_OK	COO_SALUX EDS-3 SW-3-Fone 3 OK	GGIO	SA_MDD_USAL_GEN.GG105.Inh1.5T	OCR_INVO1	OK	X	X	X	1	10126			
EF-MDD	PH-PO-01	USA	SA_MDD_USA1	COO_SALUX_SWS_FAI_OK	COO_SALUX EDS-4 SW-4-Fone 4 OK	GGIO	SA_MDD_USAL_GEN.GG105.Inh1.5T	OCR_INVO1	OK	X	X	X	1	10127			
EF-MDD	PH-PO-01	USA	SA_MDD_USA1	COO_SALUX_SWS_FAI_OK	COO_SALUX EDS-5 SW-5-Fone 5 OK	GGIO	SA_MDD_USAL_GEN.GG105.Inh1.5T	OCR_INVO1	OK	X	X	X	1	10128			
EF-MDD	PH-PO-01	USA	SA_MDD_USA1	COO_SALUX_SWS_FAI_OK	COO_SALUX EDS-6 SW-6-Fone 6 OK	GGIO	SA_MDD_USAL_GEN.GG105.Inh1.5T	OCR_INVO1	OK	X	X	X	1	10129			
EF-MDD	PH-PO-01	USA	SA_MDD_USA1	COO_SALUX_SWS_FAI_OK	COO_SALUX EDS-11 SW-11-Fone 11 OK	GGIO	SA_MDD_USAL_GEN.GG105.Inh1.5T	OCR_INVO1	OK	X	X	X	1	10130			
EF-MDD	PH-PO-01	USA	SA_MDD_USA1	COO_SALUX_SWS_FAI_OK	COO_SALUX EDS-12 SW-12-Fone 12 OK	GGIO	SA_MDD_USAL_GEN.GG105.Inh1.5T	OCR_INVO1	OK	X	X	X	1	10131			
EF-MDD	PH-PO-01	USA	SA_MDD_USA1	COO_SALUX_GPS_SAT_OK	COO_SALUX EDS-14 GPS-Sinc. com Sat.	GGIO	SA_MDD_USAL_GEN.GG105.Inh14.5T	OCR_INVO1	OK	X	X	X	1	10132			
SAGE	PH-EN-01	SAGE	SAGE	CO009_12C3_DI_M	CO0 99 12C3 Disjuntor em Manutenção	Interno	Interno SAGE	OCR_EM01	OK	X	X	X	1	10133			

Figura 25 – Lista de pontos digitais fornecida pela concessionária.

Fonte: Próprio autor

LISTA DE PONTOS ANALÓGICOS														SUBEST.:		SE COD	
														ELABORADO POR:		GAR	
														APROVADO POR:		Data:	
														Revisão:		24/04/2023	
																00	
MODELA	PN	EGTO	IED	TAG SAGE	DESCRIÇÃO DA MEDIDA	PONTO FÍSICO/ LÓGICO	REFERENCIA EIB60 (MM5)	OCR	INDEX DMP	BANDA MHz	UN	CHECK TAP	CHECK TAC	INCLUIDO	UCL		
EF-MDD	PH-EN-01	USA	SA_MDD_USA1	COO_SALUX_VCC1	COO_SALUX Tensão VCC1	SAURMGSDIO	SA_MDD_USAL_CTR1.SAURMGSDIO2.AnnIn8.MK	OCR_PAS01		0,2V	V	X	X	X	1		
EF-MDD	PH-EN-01	USA	SA_MDD_USA1	COO_SALUX_VCC2	COO_SALUX Tensão VCC2	SAURMGSDIO	SA_MDD_USAL_CTR1.SAURMGSDIO2.AnnIn8.MK	OCR_PAS01		0,2V	V	X	X	X	1		
EF-270	PH-EN-01	12C3	LT_270_12C3	CO009_12C3_IA	CO0 99 12C3 Corrente Fase A	MMXU1	LT_270_12C3 PROT MMXU1 A.ph88.MK	OCR_PAS01	5	OK	X	X	X	2			
EF-270	PH-EN-01	12C3	LT_270_12C3	CO009_12C3_IB	CO0 99 12C3 Corrente Fase B	MMXU1	LT_270_12C3 PROT MMXU1 A.ph88.MK	OCR_PAS01	5	OK	X	X	X	2			
EF-270	PH-EN-01	12C3	LT_270_12C3	CO009_12C3_IC	CO0 99 12C3 Corrente Fase C	MMXU1	LT_270_12C3 PROT MMXU1 A.ph88.MK	OCR_PAS01	5	OK	X	X	X	2			
EF-270	PH-EN-01	12C3	LT_270_12C3	CO009_12C3_IN	CO0 99 12C3 Corrente Neutro	MMXU1	LT_270_12C3 PROT MMXU1 A.ph88.MK	OCR_PAS01	5	OK	X	X	X	2			
EF-270	PH-EN-01	12C3	LT_270_12C3	CO009_12C3_VAB	CO0 99 12C3 Tensão-AB	MMXU1	LT_270_12C3 PROT MMXU1 PPV.ph88.MK	OCR_PAN01	0,1	OK	X	X	X	2			
EF-270	PH-EN-01	12C3	LT_270_12C3	CO009_12C3_VCB	CO0 99 12C3 Tensão-CA	MMXU1	LT_270_12C3 PROT MMXU1 PPV.ph88.MK	OCR_PAN01	0,1	OK	X	X	X	2			
EF-270	PH-EN-01	12C3	LT_270_12C3	CO009_12C3_VCA	CO0 99 12C3 Tensão-BA	MMXU1	LT_270_12C3 PROT MMXU1 PPV.ph88.MK	OCR_PAN01	0,1	OK	X	X	X	2			
EF-270	PH-EN-01	12C3	LT_270_12C3	CO009_12C3_VCB	CO0 99 12C3 Tensão-BA	MMXU1	LT_270_12C3 PROT MMXU1 PPV.ph88.MK	OCR_PAN01	0,1	OK	X	X	X	2			
EF-270	PH-EN-01	12C3	LT_270_12C3	CO009_12C3_VAB	CO0 99 12C3 Tensão-AB	MMXU1	LT_270_12C3 PROT MMXU1 PPV.ph88.MK	OCR_PAN01	0,1	OK	X	X	X	2			
EF-270	PH-EN-01	12C3	LT_270_12C3	CO009_12C3_VCA	CO0 99 12C3 Tensão-BA	MMXU1	LT_270_12C3 PROT MMXU1 PPV.ph88.MK	OCR_PAN01	0,1	OK	X	X	X	2			
EF-270	PH-EN-01	12C3	LT_270_12C3	CO009_12C3_VCB	CO0 99 12C3 Tensão-BA	MMXU1	LT_270_12C3 PROT MMXU1 PPV.ph88.MK	OCR_PAN01	0,1	OK	X	X	X	2			
EF-270	PH-EN-01	12C3	LT_270_12C3	CO009_12C3_VAB	CO0 99 12C3 Tensão-AB	MMXU1	LT_270_12C3 PROT MMXU1 PPV.ph88.MK	OCR_PAN01	0,1	OK	X	X	X	2			
EF-270	PH-EN-01	12C3	LT_270_12C3	CO009_12C3_VCA	CO0 99 12C3 Tensão-BA	MMXU1	LT_270_12C3 PROT MMXU1 PPV.ph88.MK	OCR_PAN01	0,1	OK	X	X	X	2			
EF-270	PH-EN-01	12C3	LT_270_12C3	CO009_12C3_VCB	CO0 99 12C3 Tensão-BA	MMXU1	LT_270_12C3 PROT MMXU1 PPV.ph88.MK	OCR_PAN01	0,1	OK	X	X	X	2			
EF-270	PH-EN-01	12C3	LT_270_12C3	CO009_12C3_VAB	CO0 99 12C3 Tensão-AB	MMXU1	LT_270_12C3 PROT MMXU1 PPV.ph88.MK	OCR_PAN01	0,1	OK	X	X	X	2			
EF-270	PH-EN-01	12C3	LT_270_12C3	CO009_12C3_VCA	CO0 99 12C3 Tensão-BA	MMXU1	LT_270_12C3 PROT MMXU1 PPV.ph88.MK	OCR_PAN01	0,1	OK	X	X	X	2			
EF-270	PH-EN-01	12C3	LT_270_12C3	CO009_12C3_VCB	CO0 99 12C3 Tensão-BA	MMXU1	LT_270_12C3 PROT MMXU1 PPV.ph88.MK	OCR_PAN01	0,1	OK	X	X	X	2			
EF-270	PH-EN-01	12C3	LT_270_12C3	CO009_12C3_VAB	CO0 99 12C3 Tensão-AB	MMXU1	LT_270_12C3 PROT MMXU1 PPV.ph88.MK	OCR_PAN01	0,1	OK	X	X	X	2			
EF-270	PH-EN-01	12C3	LT_270_12C3	CO009_12C3_VCA	CO0 99 12C3 Tensão-BA	MMXU1	LT_270_12C3 PROT MMXU1 PPV.ph88.MK	OCR_PAN01	0,1	OK	X	X	X	2			
EF-270	PH-EN-01	12C3	LT_270_12C3	CO009_12C3_VCB	CO0 99 12C3 Tensão-BA	MMXU1	LT_270_12C3 PROT MMXU1 PPV.ph88.MK	OCR_PAN01	0,1	OK	X	X	X	2			
EF-270	PH-EN-01	12C3	LT_270_12C3	CO009_12C3_VAB	CO0 99 12C3 Tensão-AB	MMXU1	LT_270_12C3 PROT MMXU1 PPV.ph88.MK	OCR_PAN01	0,1	OK	X	X	X	2			
EF-270	PH-EN-01	12C3	LT_270_12C3	CO009_12C3_VCA	CO0 99 12C3 Tensão-BA	MMXU1	LT_270_12C3 PROT MMXU1 PPV.ph88.MK	OCR_PAN01	0,1	OK	X	X	X	2			
EF-270	PH-EN-01	12C3	LT_270_12C3	CO009_12C3_VCB	CO0 99 12C3 Tensão-BA	MMXU1	LT_270_12C3 PROT MMXU1 PPV.ph88.MK	OCR_PAN01	0,1	OK	X	X	X	2			
EF-270	PH-EN-01	12C3	LT_270_12C3	CO009_12C3_VAB	CO0 99 12C3 Tensão-AB	MMXU1	LT_270_12C3 PROT MMXU1 PPV.ph88.MK	OCR_PAN01	0,1	OK	X	X	X	2			
EF-270	PH-EN-01	12C3	LT_270_12C3	CO009_12C3_VCA	CO0 99 12C3 Tensão-BA	MMXU1	LT_270_12C3 PROT MMXU1 PPV.ph88.MK	OCR_PAN01	0,1	OK	X	X	X	2			
EF-270	PH-EN-01	12C3	LT_270_12C3	CO009_12C3_VCB	CO0 99 12C3 Tensão-BA	MMXU1	LT_270_12C3 PROT MMXU1 PPV.ph88.MK	OCR_PAN01	0,1	OK	X	X	X	2			
EF-270	PH-EN-01	12C3	LT_270_12C3	CO009_12C3_VAB	CO0 99 12C3 Tensão-AB	MMXU1	LT_270_12C3 PROT MMXU1 PPV.ph88.MK	OCR_PAN01	0,1	OK	X	X	X	2			
EF-270	PH-EN-01	12C3	LT_270_12C3	CO009_12C3_VCA	CO0 99 12C3 Tensão-BA	MMXU1	LT_270_12C3 PROT MMXU1 PPV.ph88.MK	OCR_PAN01	0,1	OK	X	X	X	2			
EF-270	PH-EN-01	12C3	LT_270_12C3	CO009_12C3_VCB</													

LISTA DE COMANDOS										SUBSTESTAÇÃO		SE COO			
										ELABORADO POR:		GAR			
										APROVADO POR:					
										DATA:		24/04/2023			
										REVISÃO:		01			
MODELO	PR	EN	QD	USA	SA_MDO_USA1	CCO_SAIUX_CCL_DUR1	CCO_SAIUX_QDCC1_DUR1 (Fecha/Abri)	PONTO FÍSICO	REFERENCIA 61850 (MM5)	OCR	CHECK TAF	CHECK TAC	INCLUIDO	UCL	IMP NOME
EF-MDO	PR-PO-QD	USA	SA_MDO_USA1	CCO_SAIUX_CCL_DUR1	CCO_SAIUX_QDCC1_DUR1 (Fecha/Abri)	CCO_SAIUX_QDCC1_DUR1 (Fecha/Abri)	CCO_SAIUX_QDCC1_DUR1 (Fecha/Abri)	CCWI	SA_MDO_USA1_CTRL_4C3W13_Pos_CO_Oper.ctvrai	CTCL	OK	X	1		20201
EF-MDO	PR-PO-QD	USA	SA_MDO_USA1	CCO_SAIUX_CCL_DUR2	CCO_SAIUX_QDCC1_DUR2 (Fecha/Abri)	CCO_SAIUX_QDCC1_DUR2 (Fecha/Abri)	CCWI	SA_MDO_USA1_CTRL_4C3W14_Pos_CO_Oper.ctvrai	CTCL	OK	X	1		20202	
EF-MDO	PR-PO-QD	USA	SA_MDO_USA1	CCO_SAIUX_RET1_TRANSF_CMD	CCO_SAIUX_RET1_TRANSF_CMD	CCO_SAIUX_RET1_TRANSF_CMD	GAPC	SA_MDO_USA1_CTRL_GAPC09_SPC50_CO_Oper.ctvrai	HABD	OK	X	1		20203	
EF-MDO	PR-PO-QD	USA	SA_MDO_USA1	CCO_SAIUX_RET2_TRANSF_CMD	CCO_SAIUX_RET2_TRANSF_CMD	CCO_SAIUX_RET2_TRANSF_CMD	GAPC	SA_MDO_USA1_CTRL_GAPC04_SPC50_CO_Oper.ctvrai	HABD	OK	X	1		20204	
EF-MDO	PR-PO-QD	USA	SA_MDO_USA1	CCO_SAIUX_ATM1_CC_AUTO_CMD	CCO_SAIUX_ATM1_CC_AUTO_CMD	CCO_SAIUX_Resets_automatismo (C1 - Reset)	GAPC	SA_MDO_USA1_CTRL_GAPC04_SPC50_CO_Oper.ctvrai	HABD	OK	X	1		20205	
EF-MDO	PR-PO-QD	USA	SA_MDO_USA1	CCO_SAIUX_ATM1_CC_BUG_QES_CMD	CCO_SAIUX_ATM1_CC_BUG_QES_CMD	CCO_SAIUX_Resets_automatismo (C1 - Reset)	GAPC	SA_MDO_USA1_CTRL_GAPC04_SPC50_CO_Oper.ctvrai	EXCTA	OK	X	1		20206	
EF-270	PR-EN-QD	1263	LT_270_1263	CCO09_1263_D1	CCO 89 1263 - Disruptor (Fecha/Abri)	CCO 89 1263 - Disruptor (Fecha/Abri)	CCWI	LT_270_1263_CTRL_4C3W11_Pos_CO_Oper.ctvrai	CTCL	OK	X	2		20201	
EF-270	PR-EN-QD	1263	LT_270_1263	CCO09_1263_MDO_TESTE	CCO 89 1263 RED em Teste (Ativ/Desativ)	CCO 89 1263 RED em Teste (Ativ/Desativ)	GAPC	LT_270_1263_CTRL_GAPC1_SPC50_CO_Oper.ctvrai	HABD	OK	X	2		20202	
EF-270	PR-EN-QD	1263	LT_270_1263	CCO09_1263_BL_REL	CCO 89 1263 79 (Bloq/Desb)	CCO 89 1263 79 (Bloq/Desb)	GAPC	LT_270_1263_CTRL_GAPC1_SPC50_CO_Oper.ctvrai	BLOQ	H3	X	2		20203	
EF-270	PR-EN-QD	1263	LT_270_1263	CCO09_1263_BL_S55IN	CCO 89 1263 Neuro (Bloq/Desb)	CCO 89 1263 Neuro (Bloq/Desb)	GAPC	LT_270_1263_CTRL_GAPC1_SPC50_CO_Oper.ctvrai	BLOQ	OK	X	2		20204	
EF-270	PR-EN-QD	1263	LT_270_1263	CCO09_1263_R886F	CCO 89 1263 R88F (-Rearmar)	CCO 89 1263 R88F (-Rearmar)	GAPC	LT_270_1263_CTRL_GAPC06_SPC50_CO_Oper.ctvrai	EXCTA	OK	X	2		20205	
EF-101	PR-EN-QD	1264	LT_101_1264	CCO09_1264_D1	CCO 89 1264 - Disruptor (Fecha/Abri)	CCO 89 1264 - Disruptor (Fecha/Abri)	CCWI	LT_101_1264_CTRL_4C3W11_Pos_CO_Oper.ctvrai	CTCL	OK	X	3		20201	
EF-101	PR-EN-QD	1264	LT_101_1264	CCO09_1264_MDO_TESTE	CCO 89 1264 RED em Teste (Ativ/Desativ)	CCO 89 1264 RED em Teste (Ativ/Desativ)	GAPC	LT_101_1264_CTRL_GAPC1_SPC50_CO_Oper.ctvrai	HABD	OK	X	3		20202	
EF-101	PR-EN-QD	1264	LT_101_1264	CCO09_1264_BL_REL	CCO 89 1264 79 (Bloq/Desb)	CCO 89 1264 79 (Bloq/Desb)	GAPC	LT_101_1264_CTRL_GAPC1_SPC50_CO_Oper.ctvrai	BLOQ	H3	X	3		20203	
EF-101	PR-EN-QD	1264	LT_101_1264	CCO09_1264_BL_S55IN	CCO 89 1264 Neuro (Bloq/Desb)	CCO 89 1264 Neuro (Bloq/Desb)	GAPC	LT_101_1264_CTRL_GAPC1_SPC50_CO_Oper.ctvrai	BLOQ	OK	X	3		20204	
EF-101	PR-EN-QD	1264	LT_101_1264	CCO09_1264_BL_87	CCO 89 1264 87 (Bloq/Desb)	CCO 89 1264 87 (Bloq/Desb)	GAPC	LT_101_1264_CTRL_GAPC9_SPC50_CO_Oper.ctvrai	BLOQ	OK	X	3		20205	
EF-101	PR-EN-QD	1264	LT_101_1264	CCO09_1264_R886F	CCO 89 1264 R88F (-Rearmar)	CCO 89 1264 R88F (-Rearmar)	GAPC	LT_101_1264_CTRL_GAPC06_SPC50_CO_Oper.ctvrai	EXCTA	OK	X	3		20206	
EF-270	PR-EN-QD	1293	LT_270_1293	CCO09_1293_D1	CCO 89 1293 - Disruptor (Fecha/Abri)	CCO 89 1293 - Disruptor (Fecha/Abri)	CCWI	LT_270_1293_CTRL_4C3W11_Pos_CO_Oper.ctvrai	CTCL	OK	X	4		20401	
EF-270	PR-EN-QD	1293	LT_270_1293	CCO09_1293_MDO_TESTE	CCO 89 1293 RED em Teste (Ativ/Desativ)	CCO 89 1293 RED em Teste (Ativ/Desativ)	GAPC	LT_270_1293_CTRL_GAPC1_SPC50_CO_Oper.ctvrai	HABD	OK	X	4		20402	
EF-270	PR-EN-QD	1293	LT_270_1293	CCO09_1293_BL_REL	CCO 89 1293 79 (Bloq/Desb)	CCO 89 1293 79 (Bloq/Desb)	GAPC	LT_270_1293_CTRL_GAPC1_SPC50_CO_Oper.ctvrai	BLOQ	OK	X	4		20403	
EF-270	PR-EN-QD	1293	LT_270_1293	CCO09_1293_BL_S55IN	CCO 89 1293 Neuro (Bloq/Desb)	CCO 89 1293 Neuro (Bloq/Desb)	GAPC	LT_270_1293_CTRL_GAPC1_SPC50_CO_Oper.ctvrai	BLOQ	OK	X	4		20404	
EF-270	PR-EN-QD	1293	LT_270_1293	CCO09_1293_R886F	CCO 89 1293 R88F (-Rearmar)	CCO 89 1293 R88F (-Rearmar)	GAPC	LT_270_1293_CTRL_GAPC06_SPC50_CO_Oper.ctvrai	EXCTA	OK	X	4		20405	
EF-MDO	PR-TR-QD	1271	TR_MDO_1271	CCO09_1271_D1	CCO 89 1271 - Disruptor (Fecha/Abri)	CCO 89 1271 - Disruptor (Fecha/Abri)	CCWI	TR_MDO_1271_CTRL_4C3W11_Pos_CO_Oper.ctvrai	CTCL	OK	X	5		20201	
EF-MDO	PR-TR-QD	1271	TR_MDO_1271	CCO09_1271_MDO_TESTE	CCO 89 1271 RED em Teste (Ativ/Desativ)	CCO 89 1271 RED em Teste (Ativ/Desativ)	GAPC	TR_MDO_1271_CTRL_GAPC1_SPC50_CO_Oper.ctvrai	HABD	OK	X	5		20202	
EF-MDO	PR-TR-QD	1271	TR_MDO_1271	CCO09_1271_BL_S55IN	CCO 89 1271 Neuro (Bloq/Desb)	CCO 89 1271 Neuro (Bloq/Desb)	GAPC	TR_MDO_1271_CTRL_GAPC1_SPC50_CO_Oper.ctvrai	BLOQ	OK	X	5		20203	
EF-MDO	PR-TR-QD	1271	TR_MDO_1271	CCO09_1271_R886F	CCO 89 1271 R88F (-Rearmar)	CCO 89 1271 R88F (-Rearmar)	GAPC	TR_MDO_1271_CTRL_GAPC06_SPC50_CO_Oper.ctvrai	EXCTA	OK	X	5		20204	
EF-100	PR-TR-QD	0211	TR_T00_8711	CCO 0211_887 RED em Teste (Ativ/Desativ)	CCO 0211_887 RED em Teste (Ativ/Desativ)	CCO 0211_887 RED em Teste (Ativ/Desativ)	GAPC	TR_T00_8711_CTRL_GAPC1_SPC50_CO_Oper.ctvrai	HABD	OK	X	6		20601	
EF-100	PR-TR-QD	0211	TR_T00_8711	CCO 0211_886	CCO 0211_887 R88F (-Rearmar)	CCO 0211_887 R88F (-Rearmar)	GAPC	TR_T00_8711_CTRL_GAPC06_SPC50_CO_Oper.ctvrai	EXCTA	OK	X	6		20602	
EF-100	PR-TR-QD	0211	TR_T00_8711	CCO 0211_887	CCO 0211_887 Neuro (Bloq/Desb)	CCO 0211_887 Neuro (Bloq/Desb)	GAPC	TR_T00_8711_CTRL_GAPC1_SPC50_CO_Oper.ctvrai	BLOQ	OK	X	6		20603	
EF-MDO	PR-TR-QD	1171	TR_MDO_1171	CCO13_1171_D1	CCO 13 1171 - Disruptor (Fecha/Abri)	CCO 13 1171 - Disruptor (Fecha/Abri)	CCWI	TR_MDO_1171_CTRL_4C3W11_Pos_CO_Oper.ctvrai	CTCL	OK	X	7		20701	
EF-MDO	PR-TR-QD	1171	TR_MDO_1171	CCO13_1171_MDO_TESTE	CCO 13 1171 RED em Teste (Ativ/Desativ)	CCO 13 1171 RED em Teste (Ativ/Desativ)	GAPC	TR_MDO_1171_CTRL_GAPC1_SPC50_CO_Oper.ctvrai	HABD	OK	X	7		20702	
EF-MDO	PR-TR-QD	1171	TR_MDO_1171	CCO13_1171_BL_S55IN	CCO 13 1171 Neuro (Bloq/Desb)	CCO 13 1171 Neuro (Bloq/Desb)	GAPC	TR_MDO_1171_CTRL_GAPC1_SPC50_CO_Oper.ctvrai	BLOQ	OK	X	7		20703	

Figura 27 – Lista de pontos de comandos fornecida pela concessionária.

Fonte: Próprio autor

A lista de pontos é a parte da documentação que define todos os pontos de comunicação que o projeto da subestação deve ter, esses pontos são sinalizações de estados digitais, medidas analógicas, ou comandos.

### 3.2 Automação de preenchimento da base fonte a partir da lista de pontos

Com a lista de pontos em mãos, tem-se as informações necessárias de todos os pontos que devem estar em comunicação com os IEDs na subestação. São centenas de pontos, podendo chegar a milhares a depender do projeto e do tamanho da subestação. Para que o trabalho não fique tão custoso, para se preencher a base fonte é aconselhável automatizar essa tarefa de alguma maneira.

Como parte do desenvolvimento, a estratégia escolhida foi a de automação para o presente trabalho foi a utilização da linguagem VBA (Visual Basic for Applications) para fazer a leitura da lista de pontos e preencher a base fonte apenas com as informações que são necessárias. É valido ressaltar que, caso a base esteja preenchida de maneira errada, o SAGE irá apresentar erros na compilação da base e não permitirá que a base seja gerada, então é necessário muita atenção e concentração na hora de desenvolver a automação da geração da base fonte para que a base de dados seja gerada de maneira adequada.

### 3.3 Teste de aceitação em fábrica (TAF)

Testes de aceitação em fábrica (TAF), ou testes em plataforma, são realizados em ambientes controlados no qual são verificadas operação e integração corretas entre os diversos dispositivos que compõem o sistema de proteção, controle e supervisão. Em fase

de TAF todos os sistemas da instalação são integrados de forma que possa se observar seu correto funcionamento com interações com equipamentos de pátio, por exemplo.

Tipicamente o TAF é constituído de duas etapas: o pré-TAF, no qual todos os dispositivos que compõem o sistema são parametrizados e testados conforme projeto elétrico, utilizando gigas de teste e garantindo assim eficiência e mitigação de horas improdutivas por parte do cliente durante o período que sucede ao de pré-TAF; e o TAF propriamente dito, onde na presença do cliente são verificadas as funcionalidades do supervisor e dos IEDs que serão instalados no painéis que compõem a instalação.

Um TAF criterioso se bem executado viabiliza um comissionamento seguro e fluente em campo. Para efetuar os teste em pré-TAF fazemos um desenvolvimento inicial com as telas necessárias do supervisor, também com uma inclusão inicial de pontos, que podem ser modificados no decorrer dos testes. O pré-TAF para o exemplo deste trabalho foi feito junto à empresa fabricante dos IEDs, pois ela fornece os IEDs para a empresa concessionária e possui a giga de testes (para simular a atuação dos IEDS em campo, com respostas à injeção de corrente e tensão), a giga de testes permite que os testes possam ser feitos de maneira remota, além de ensaios necessários em campo também.

Após os pré-testes a etapa do TAF é efetivamente iniciada, dessa vez, os testes seguem da mesma maneira, mas também é acompanhada por uma pessoa responsável pela empresa concessionária. Na Figura 28 temos uma ilustração de uma giga de testes utilizada pela fabricante dos IEDs no pré-TAF.



Figura 28 – Giga de teste OMICRON CMC 256.

Fonte: Adaptado de <https://www.adimarco.com.br/cmc-256/>

### 3.3.1 Giga de testes OMICRON CMC 256

O CMC 256 plus é uma ótima escolha para aplicações de testes em que são necessárias seis saídas de corrente e altas amplitudes de tensão combinadas com exatidão particularmente alta. Essa unidade não é apenas um excelente equipamento de testes para dispositivos de proteção de todos os tipos, mas também uma ferramenta de calibração universal. Sua alta exatidão permite a calibração de uma ampla variedade de dispositivos de medição, tais como: medidores de energia de classe 0.2S, transdutores, medidores de qualidade de energia e unidades de medição fasorial (PMU). Sua exatidão e flexibilidade únicas tornam o CMC 256 plus ideal para fabricantes de dispositivos de proteção e medição para testes de pesquisa e desenvolvimento, testes de produção e de tipo. (ADIMARCO, 2023)

### 3.3.2 Alarmes e Eventos de pontos de comunicação

Em sistemas supervisórios, os alarmes e eventos desempenham um papel fundamental no monitoramento e controle de processos industriais, sistemas de automação e outros ambientes críticos. Eles são projetados para alertar os operadores sobre condições anormais ou situações importantes que exigem atenção imediata.

Os alarmes são notificações de condições críticas que requerem ação imediata ou atenção por parte dos operadores do sistema. São tipicamente classificados em diferentes níveis de gravidade, como alarmes de alta prioridade que indicam situações perigosas e alarmes de baixa prioridade que indicam condições anormais, porém menos críticas.

Os alarmes são frequentemente acompanhados por mensagens detalhadas que explicam a natureza do problema e, às vezes, oferecem orientações sobre como lidar com a situação.

Os eventos são notificações sobre eventos significativos que ocorreram no sistema, mas que não são necessariamente de emergência. Eles podem incluir informações sobre mudanças no estado do sistema, a conclusão de tarefas, eventos programados, entre outros. Os eventos são frequentemente usados para manter um registro histórico das atividades do sistema e podem ser úteis para fins de diagnóstico e análise.

Os alarmes e eventos são configurados no sistema supervisório com base em critérios específicos. Isso pode envolver a definição de limites de operação, valores de referência e regras lógicas para disparar alarmes em determinadas condições. Os operadores podem personalizar a forma como desejam ser notificados sobre alarmes e eventos, como por meio de sirenes, luzes intermitentes, mensagens pop-up ou notificações por e-mail.

Os sistemas supervisórios geralmente mantêm um histórico de alarmes e eventos anteriores para referência e análise posterior. Isso ajuda os operadores e engenheiros a

rastrear o desempenho do sistema ao longo do tempo e identificar padrões ou problemas recorrentes.

Os sistemas supervisórios estão frequentemente integrados com sistemas de controle, o que permite que os alarmes e eventos sejam diretamente associados às ações de controle, como desligar uma máquina, abrir ou fechar uma válvula, etc.

A gestão de alarmes é uma prática importante para evitar sobrecarga de informações aos operadores. Os sistemas supervisórios podem incluir ferramentas para ajudar a priorizar, filtrar e organizar alarmes de acordo com sua importância. Na Figura 29 temos o acompanhamento real em testes, com as telas de alarmes e eventos sendo acompanhadas, telas estas que são muito importantes para verificar o correto funcionamento do sistema.

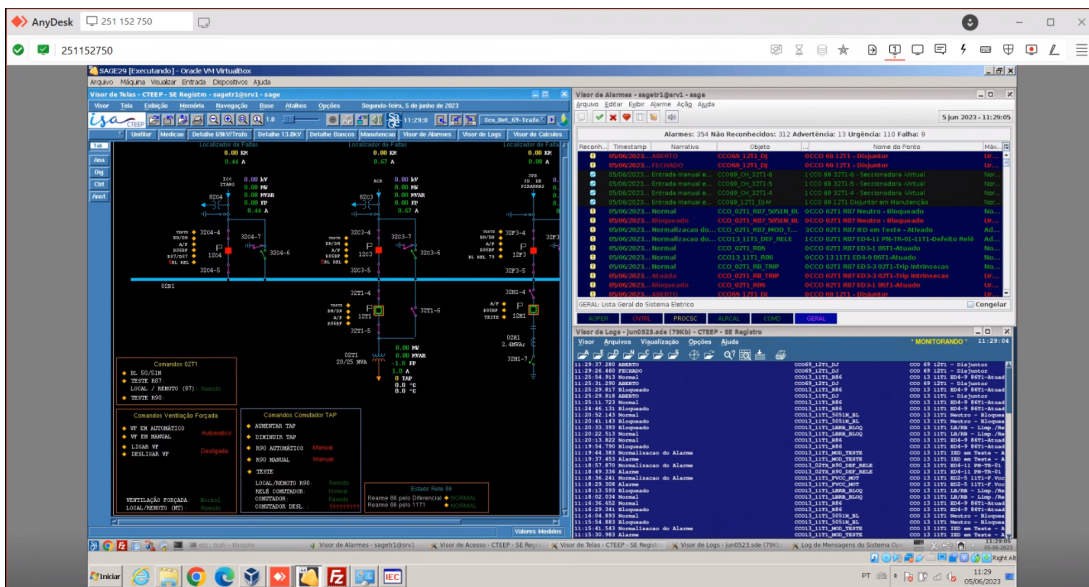


Figura 29 – Telas do sistema supervisório durante TAF.

Fonte: Próprio autor

A tela de alarme do sistema SAGE tem o formato da Figura 30.

The screenshot shows the 'Visor de Alarmes' window for 'sagetr1@IHM-1 - sage'. The window title bar includes 'Arquivo', 'Editar', 'Ejibir', 'Alarme', 'Ação', and 'Ajuda'. The status bar at the top right shows the date and time: '14 set 2023 - 22:46:18'. Below the title bar, a summary line reads: 'Alarmes: 39 Não Reconhecidos: 33 Advertência: 2 Urgência: 3 Falha: 0'. The main area is a table with the following columns: 'Reconhecido', 'Timestamp', 'Narrativa', 'Objeto', 'Nome do Ponto', 'Sobreposições', and 'Máxima Severidade'. The table contains multiple rows of alarm events, including login/logout notifications, service activation/termination, and connection status changes. At the bottom, there is a 'GERAL: Alarmes SE COXIPÓ' section with a 'Congelar' button and a grid of status indicators for various system components like DISJ, TRIP, IMPED, DESLIG, 230kV, 138kV, 13,8kV, SAUX, ATB-02, ATB-03, AOPER, ENTRL, PROCSC, ALRICAL, COMD, F.COMUN, F.GOOSE, and PTCAL.

Figura 30 – Tela de alarmes do SAGE.

Fonte: Próprio autor

### 3.3.3 Acesso remoto via AnyDesk

O AnyDesk é um popular software de acesso remoto que permite que um usuário acesse e controle um computador ou dispositivo a partir de outro local pela Internet.

O AnyDesk é projetado com segurança em mente. Ele usa criptografia de ponta a ponta para proteger a comunicação entre os dispositivos. Você normalmente precisa fornecer uma senha ou uma chave para estabelecer uma conexão.

A interface do AnyDesk é amigável, o que o torna acessível mesmo para usuários não técnicos. Depois de configurar a conexão, você pode controlar o computador remoto como se estivesse fisicamente presente.

A maioria das versões do AnyDesk exibe notificações no computador remoto quando alguém está acessando-o remotamente. Isso ajuda a manter a transparência e a segurança. Ele permite gravar sessões de acesso remoto para fins de documentação, treinamento ou auditoria.

Durante as etapas de desenvolvimento do sistema SCADA para uma subestação, utiliza-se o AnyDesk para instalação do SAGE em computadores de empresas cliente, possibilitando o desenvolvimento e manutenção funcional do SAGE nível 2 para que os

testes possam ser efetuados via OMICRON localmente pelos funcionários da fornecedora dos IEDs, tanto em pré-TAF quanto em TAF.

No próximo capítulo, discutiremos como é o processo de um TAC (Teste de Aceitação em Campo). Nele é feito o comissionamento e testes de funcionalidades em campo da atuação dos IEDs na subestação em tempo real, o correto funcionamento de pontos de comunicação de aquisição SAGE no nível 2, a integração com as lógicas implementadas nos IEDs e a distribuição dos pontos de comunicação para o COS (Centro de Operações do Sistema) no nível 3.

## 4 TESTES DE ACEITAÇÃO EM CAMPO DO SISTEMA SUPERVISÓRIO

Após as etapas anteriores serem desenvolvidas e testadas em TAF, então, é hora de realizar o TAC testando as entradas de todos os pontos de controle da subestação nos equipamentos em campo no nível 0, nos IEDs no nível 1, no supervisório SAGE nível 2, também no supervisório do COS nível 3 que pode ser o próprio SAGE ou qualquer outro supervisório que a concessionária defina como sistema para monitorar o nível 3.

Nesta etapa de TAC é onde se entregam os IEDs adquiridos pela concessionária, bem como o sistema supervisório para acesso de acompanhamento e manutenção pelo nível 2 na sala de comandos da subestação e pelo COS no nível 3.

É importante fazer todos os testes corretamente e não deixar nenhuma possibilidade de falha passar sem ser resolvida, para evitar qualquer transtorno que pode acarretar em má distribuição de energia elétrica, mal funcionamento dos equipamentos da subestação e até mesmo acidentes.

Portanto, o desenvolvimento e integração do sistema supervisório deve ser bem implementado e os testes devem ser feitos em sua totalidade, não deixando de ser testado qualquer ponto de comunicação que esteja previsto no projeto da subestação.

O desenvolvimento do sistema supervisório SAGE em campo resultou em uma significativa melhoria na eficiência operacional para a concessionária. Com a implementação do SAGE, a empresa conseguiu monitorar e controlar remotamente todos os processos de produção em tempo real, o que resultou em uma redução significativa de falhas, diminuição de desperdícios e um aumento notável na produtividade.

Além disso, a capacidade de tomar decisões mais informadas e proativas com base nos dados em tempo real levou a uma economia substancial de custos de produção. O sistema supervisório SAGE demonstrou ser uma ferramenta valiosa para otimizar operações industriais e melhorar os resultados financeiros da empresa.

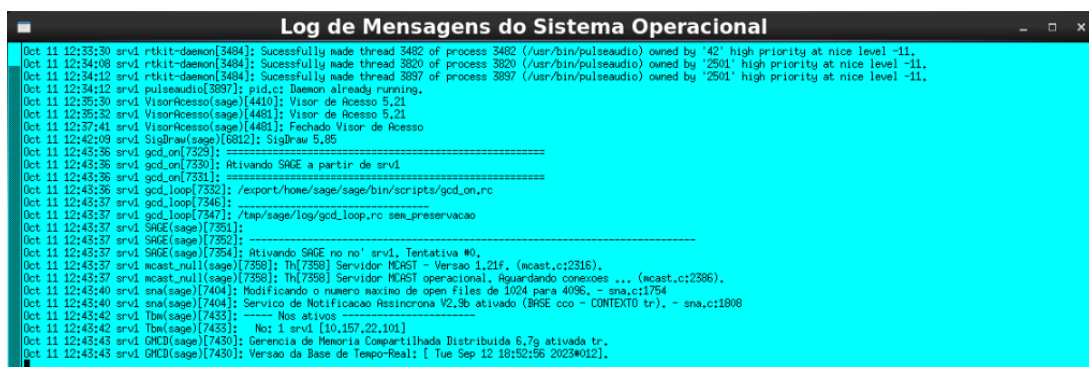
Após a implantação do sistema no campo, é fundamental realizar testes rigorosos do sistema SCADA juntamente com os IEDs para garantir que eles atendam aos requisitos e funcione de maneira confiável. Isso inclui testes de integridade, simulação de falhas e testes de desempenho realizados localmente na subestação.

A empresa concessionária já tem estabelecido que o padrão é se utilizar o sistema SAGE como supervisório. Nesta seção será mostrado o processo de implantação do sistema SAGE em produção em uma subestação de maneira prática.

### 4.0.1 Identificação das placas de rede

Na etapa inicial de desenvolvimento em campo, devemos identificar os cabos referentes a cada placa de rede. Para identificar os cabos devemos utilizar o syslog que é um serviço no Linux que gerencia o registro de eventos e mensagens do sistema. Ele coleta informações de várias fontes, como aplicativos e o kernel, e as registra em arquivos de log. O syslog é fundamental para a solução de problemas, monitoramento e auditoria de sistemas.

Para identificar os cabos de rede e suas placas de rede associadas devemos conectar ou desconectar os cabos com o syslog aberto, em seguida o syslog irá exibir qual interface de rede foi conectada ou desconectada. Na Figura 31 temos uma demonstração da interface do syslog. Na Figura 32 vemos a identificação da perda de conexão com uma placa de rede via syslog. Já na Figura 33 temos a exibição do reestabelecimento da conexão com a respectiva placa de rede.

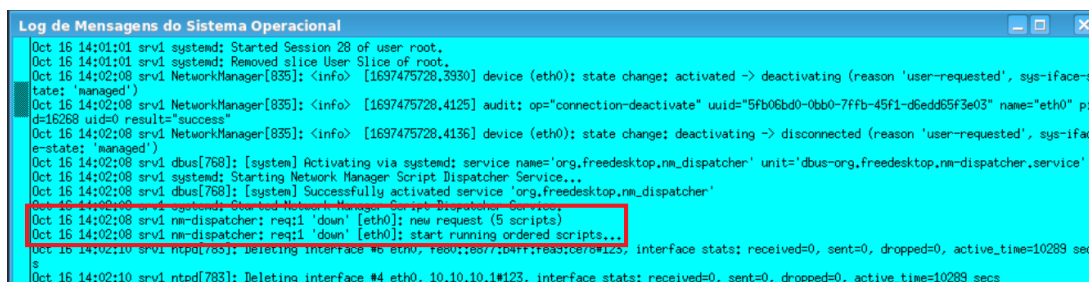


```

Log de Mensagens do Sistema Operacional
Oct 11 12:35:30 srvt rtkit-daemon[3484]: Successfully made thread 3482 of process 3482 (/usr/bin/pulseaudio) owned by '42' high priority at nice level -11.
Oct 11 12:34:08 srvt rtkit-daemon[3484]: Successfully made thread 3020 of process 3020 (/usr/bin/pulseaudio) owned by '2901' high priority at nice level -11.
Oct 11 12:34:12 srvt rtkit-daemon[3484]: Successfully made thread 3897 of process 3897 (/usr/bin/pulseaudio) owned by '2901' high priority at nice level -11.
Oct 11 12:34:12 srvt pulseaudio[3897]: pid.c: Daemon already running.
Oct 11 12:35:30 srvt VisorAcesso[sage][4410]: Visor de Acesso 5,21
Oct 11 12:35:32 srvt VisorAcesso[sage][4481]: Visor de Acesso 5,21
Oct 11 12:37:41 srvt VisorAcesso[sage][4401]: Fechado Visor de Acesso
Oct 11 12:42:09 srvt SigDraw[sage][6812]: SigDraw 5,85
Oct 11 12:45:36 srvt god_on[7329]: =====
Oct 11 12:45:36 srvt god_on[7330]: Ativando SAGE a partir de srvt
Oct 11 12:45:36 srvt god_on[7331]: =====
Oct 11 12:45:36 srvt god_loop[7302]: /export/home/sage/sage/bin/scripts/god_on.rc
Oct 11 12:45:37 srvt god_loop[7346]:
Oct 11 12:45:37 srvt god_loop[7347]: /tmp/sage/log/god_loop.rc sem_preservacao
Oct 11 12:45:37 srvt SAGE[sage][7351]:
Oct 11 12:45:37 srvt SAGE[sage][7352]:
Oct 11 12:45:37 srvt SAGE[sage][7354]: Ativando SAGE no no' srvt. Tentativa #0.
Oct 11 12:45:37 srvt mcast_null[sage][7358]: Th[7358] Servidor MCAST - Versao 1.21f. (mcast.c:2316).
Oct 11 12:45:37 srvt mcast_null[sage][7358]: Th[7358] Servidor MCAST operacional. Aguardando conexoes ... (mcast.c:2386).
Oct 11 12:45:40 srvt snaf[sage][7404]: Modificando o numero maximo de open files de 1024 para 4096. - snaf.c:1754
Oct 11 12:45:40 srvt snaf[sage][7404]: Servico de Notificacao Resinorona V2.3b ativado (SAGE cco - CONTEXTO tr). - snaf.c:1808
Oct 11 12:45:42 srvt Tbl[sage][7433]: Nos ativos -----
Oct 11 12:45:42 srvt Tbl[sage][7433]: No: 1 srvt [10.157.22.101]
Oct 11 12:45:43 srvt GHCD[sage][7430]: Gerencia de Memoria Compartilhada Distribuida 6.7g ativada tr.
Oct 11 12:45:43 srvt GHCD[sage][7430]: Versao da Base de Tempo-Real: [ Tue Sep 12 18:52:56 2023#012].
  
```

Figura 31 – Syslog do sistema Linux.

Fonte: Próprio autor



```

Log de Mensagens do Sistema Operacional
Oct 15 14:01:01 srvt systemd: Started Session 28 of user root.
Oct 15 14:01:01 srvt systemd: Removed slice User Slice of root.
Oct 15 14:02:08 srvt NetworkManager[835]: <info> [1697475728,3930] device (eth0): state change: activated -> deactivating (reason 'user-requested', sys-iface-state: 'managed')
Oct 15 14:02:08 srvt NetworkManager[835]: <info> [1697475728,4125] audit: op="connection-deactivate" uid="5fb06bd0-0bb0-7ffb-45f1-d6edd65f3e03" name="eth0" pid=16268 uid=0 result="success"
Oct 15 14:02:08 srvt NetworkManager[835]: <info> [1697475728,4136] device (eth0): state change: deactivating -> disconnected (reason 'user-requested', sys-iface-state: 'managed')
Oct 15 14:02:08 srvt dbus[768]: [system] Activating via systemd: service name='org.freedesktop.nm_dispatcher' unit='dbus-org.freedesktop.nm_dispatcher.service'
Oct 15 14:02:08 srvt systemd: Starting Network Manager Script Dispatcher Service...
Oct 15 14:02:08 srvt dbus[768]: [system] Successfully activated service 'org.freedesktop.nm_dispatcher'
Oct 15 14:02:08 srvt nm-dispatcher: req:1 'down' [eth0]: new request (5 scripts)
Oct 15 14:02:08 srvt nm-dispatcher: req:1 'down' [eth0]: start running ordered scripts...
Oct 15 14:02:10 srvt ntpd[783]: Deleting interface #4 eth0, 10.10.10.1#123, interface stats: received=0, sent=0, dropped=0, active_time=10289 sec
Oct 15 14:02:10 srvt ntpd[783]: Deleting interface #4 eth0, 10.10.10.1#123, interface stats: received=0, sent=0, dropped=0, active_time=10289 sec
  
```

Figura 32 – Syslog identificando placas de rede perdendo comunicação.

Fonte: Próprio autor

```

Log de Mensagens do Sistema Operacional
ged')
Oct 15 14:02:37 srv1 NetworkManager[835]: <info> [1637475757.4083] device (eth0): Activation: successful, device activated.
Oct 15 14:02:37 srv1 dbus[768]: [system] Activating via systemd: service name='org.freedesktop.nm_dispatcher' unit='dbus-org.freedesktop.nm_dispatcher.service'
Oct 15 14:02:37 srv1 systemd: Starting Network Manager Script Dispatcher Service...
Oct 15 14:02:37 srv1 dbus[768]: [system] Successfully activated service 'org.freedesktop.nm_dispatcher'
Oct 15 14:02:37 srv1 systemd: Started Network Manager Script Dispatcher Service.
Oct 15 14:02:37 srv1 nm-dispatcher: req:1 'up' [eth0]: new request (5 scripts)
Oct 15 14:02:37 srv1 nm-dispatcher: req:1 'up' [eth0]: start running ordered scripts...
Oct 15 14:02:37 srv1 systemd: Unit iscsi.service cannot be reloaded because it is inactive.
Oct 15 14:02:39 srv1 SAGE(sagetr1)[16483]: Encerra os processos
Oct 15 14:02:40 srv1 ntpd[783]: Listen normally on 8 eth0 10.10.10.1 UDP 123
Oct 15 14:02:40 srv1 ntpd[783]: Listen normally on 9 eth0 fe80::e077:b4ff:fea3:ce78 UDP 123
Oct 15 14:02:41 srv1 SAGE(sagetr1)[16532]: Encerra os gmsds
Oct 15 14:02:42 srv1 ntpd_intres[800]: host name not found: 0.centos.pool.ntp.org
Oct 15 14:02:42 srv1 ntpd_intres[800]: host name not found: 1.centos.pool.ntp.org
Oct 15 14:02:42 srv1 ntpd_intres[800]: host name not found: 2.centos.pool.ntp.org
Oct 15 14:02:42 srv1 ntpd_intres[800]: host name not found: 3.centos.pool.ntp.org

```

Figura 33 – Syslog identificando placas de rede reabilitando comunicação.

Fonte: Próprio autor

Uma vez identificadas as placas de rede, é preciso fazer a configuração das placas de rede no sistema SAGE, que se dá acessando o arquivo *network-scripts* que fica no diretório

```
#/etc/sysconfig/network-scripts
```

Neste diretório temos todas as placas de rede que o sistema possui, como podemos ver na Figura 34.

```

network-scripts : tcsh
Arquivo Editar Exibir Histórico Favoritos Configurações Ajuda
sage@srv1:/etc/sysconfig/network-scripts > ls
ifcfg-bond0      ifdown-ipp*    ifup-bnep*     ifup-routes*
ifcfg-bond0~    ifdown-ipv6*  ifup-eth*      ifup-sit*
ifcfg-eth0      ifdown-isdn@  ifup-ib*       ifup-tunnel*
ifcfg-eth1      ifdown-post*  ifup-ipp*      ifup-wireless*
ifcfg-eth2      ifdown-ppp*   ifup-ipv6*     init.ipv6-global*
ifcfg-lo        ifdown-routes* ifup-isdn@     net.hotplug*
ifdown@         ifdown-sit*   ifup-plip*     network-functions
ifdown-bnep*    ifdown-tunnel* ifup-plusb*    network-functions-ipv6
ifdown-eth*     ifup@         ifup-post*
ifdown-ib*      ifup-aliases* ifup-ppp*
sage@srv1:/etc/sysconfig/network-scripts >

```

Figura 34 – Arquivos de configuração de placas de rede.

Fonte: Próprio autor

#### 4.0.2 Bonding das placas de rede

As placas que são de interesse e que foram identificadas para este desenvolvimento são as placas *ifcfg-eth0*, *ifcfg-eth1*, *ifcfg-eth2*. Já a placa *ifcfg-bond0* deve ser criada pelo desenvolvedor para que seja possível realizar o bonding das placas de rede. Em redes Linux, o termo "bonding" refere-se à técnica de agrupar várias interfaces de rede em um único dispositivo lógico, conhecido como "bond" ou "bonded interface." Esse processo é feito com o objetivo de aumentar a disponibilidade e o desempenho da rede, bem como fornecer tolerância a falhas. O "bond" pode ser configurado de várias maneiras, incluindo balanceamento de carga e redundância.

Essa técnica é particularmente útil em servidores e ambientes de rede onde é essencial manter alta disponibilidade e otimizar o uso da largura de banda. Ela permite que várias interfaces de rede operem como se fossem uma única interface, compartilhando o tráfego de rede entre elas (KERNEL, 2023).

O arquivo de bonding tem uma configuração que atua como principal na comunicação e os arquivos *eth1* e *eth2* devem ser configuradas apontando para o arquivo *bond0*, como na Figura 35. A placa da Figura 36 é independente do bonding. Enquanto as Figuras 37 e 38 exibem as placas de rede que são dependentes da placa principal *ifcfg-bond0*.

```
sagetr1@srv1:/etc/sysconfig/network-scripts > cat ifcfg-bond0
TYPE=Bond
DEVICE=bond0
IPADDR= x.x.x.x
NETMASK=255.255.255.0
GATEWAY= x.x.x.x
BONDING_OPTS="mode=1 miimon=100"
BONDING_MASTER=yes
ONBOOT=yes
BOOTPROTO=none
```

Figura 35 – Arquivo *bond0*.

Fonte: Próprio autor

```
sagetr1@srv1:/etc/sysconfig/network-scripts > cat ifcfg-eth0
TYPE=Ethernet
NAME=eth0
ONBOOT="yes"
HWADDR= xx:xx:xx:xx:xx:xx
IPADDR= x.x.x.x
NETMASK=255.255.255.0
BOOTPROTO=static
```

Figura 36 – Arquivo *eth0*.

Fonte: Próprio autor

```
sagetr1@srv1:/etc/sysconfig/network-scripts > cat ifcfg-eth1
TYPE=Ethernet
NAME=eth1
ONBOOT=yes
HWADDR= xx:xx:xx:xx:xx:xx
SLAVE=YES
MASTER=bond0
```

Figura 37 – Arquivo *eth1*.

Fonte: Próprio autor

```
sage@srv1:/etc/sysconfig/network-scripts > cat ifcfg-eth2
TYPE=Ethernet
NAME=eth2
ONBOOT=yes
HWADDR= xx:xx:xx:xx:xx:xx
SLAVE=yes
MASTER=bond0
```

Figura 38 – Arquivo *eht2*.

Fonte: Próprio autor

As placas mostradas acima são as placas reais utilizadas no processo de comissionamento da subestação da concessionária, por motivos de segurança e preservação de dados sigilosos os endereços IP e os endereços MAC foram substituídos por *x*.

### 4.0.3 Configuração de arquivo hosts

O arquivo de configuração *hosts* é um arquivo importante em sistemas Linux que desempenha um papel fundamental na resolução de nomes de host para endereços IP. Ele é geralmente localizado no diretório */etc/hosts* e é uma das maneiras mais antigas e simples de mapear nomes de host para endereços IP antes de consultar servidores DNS (Domain Name System). Nele temos o mapeamento de todos os IEDs e equipamentos da rede que são necessários para a comunicação dos dispositivos da subestação de energia. Para a subestação desenvolvida temos a seguinte estrutura (por motivo de confidencialidade os endereços IP foram substituídos por *x* no lugar da numeração) na Figura 39:

```
sage@srv1:~/sage > cat hosts
127.0.0.1 localhost

# Rede Difusão
x.x.x.x srv1
x.x.x.x srv2

# Aquisição IEC61850 IEDs
x.x.x.x host_mms_i11 host_mms_i11b host_mms_i12 host_mms_i12b #SA_MD0_USA1
x.x.x.x host_mms_i21 host_mms_i21b host_mms_i22 host_mms_i22b #LT_ZT0_12C3
x.x.x.x host_mms_i31 host_mms_i31b host_mms_i32 host_mms_i32b #LT_LD1_12C4
x.x.x.x host_mms_i41 host_mms_i41b host_mms_i42 host_mms_i42b #LT_ZT0_12F3
x.x.x.x host_mms_i51 host_mms_i51b host_mms_i52 host_mms_i52b #TR_MD0_12T1
x.x.x.x host_mms_i61 host_mms_i61b host_mms_i62 host_mms_i62b #TR_TD0_87T1
x.x.x.x host_mms_i71 host_mms_i71b host_mms_i72 host_mms_i72b #TR_MD0_11T1
x.x.x.x host_mms_i81 host_mms_i81b host_mms_i82 host_mms_i82b #TR_MD0_R90T1
x.x.x.x host_mms_i91 host_mms_i91b host_mms_i92 host_mms_i92b #BC_MD0_12H1
x.x.x.x host_mms_i101 host_mms_i101b host_mms_i102 host_mms_i102b #BC_MD0_11H1
x.x.x.x host_mms_i111 host_mms_i111b host_mms_i112 host_mms_i112b #BC_MD0_11H2
x.x.x.x host_mms_i121 host_mms_i121b host_mms_i122 host_mms_i122b #BC_MD0_11H3
x.x.x.x host_mms_i131 host_mms_i131b host_mms_i132 host_mms_i132b #AL_MD0_21Z1
x.x.x.x host_mms_i141 host_mms_i141b host_mms_i142 host_mms_i142b #AL_MD0_21Z2
x.x.x.x host_mms_i151 host_mms_i151b host_mms_i152 host_mms_i152b #AL_MD0_21Z3
x.x.x.x host_mms_i161 host_mms_i161b host_mms_i162 host_mms_i162b #AL_MD0_21Z4
x.x.x.x host_mms_i171 host_mms_i171b host_mms_i172 host_mms_i172b #AL_MD0_21Z5
x.x.x.x host_mms_i181 host_mms_i181b host_mms_i182 host_mms_i182b #AL_MD0_21Z6
x.x.x.x host_mms_i191 host_mms_i191b host_mms_i192 host_mms_i192b #AL_MD0_21Z7
x.x.x.x host_mms_i201 host_mms_i201b host_mms_i202 host_mms_i202b #TR_2414_MTT1
x.x.x.x host_mms_i211 host_mms_i211b host_mms_i212 host_mms_i212b #TR_2414_R90T1
x.x.x.x host_mms_i221 host_mms_i221b host_mms_i222 host_mms_i222b #RET1
x.x.x.x host_mms_i231 host_mms_i231b host_mms_i232 host_mms_i232b #RET2
```

Figura 39 – Arquivo *hosts* para configuração de equipamentos na rede.

Fonte: Próprio autor

#### 4.0.4 Acesso via MobaXterm

Outra maneira de acessar o supervisorio, com outro computador conectado à rede na qual o sistema supervisorio está rodando, é via MobaXterm. O MobaXterm é um aplicativo de terminal e servidor para sistemas Windows que combina uma ampla gama de ferramentas de rede e acesso remoto em uma única interface. Ele oferece recursos como SSH, VNC, RDP, X11, e uma variedade de utilitários de linha de comando, tornando-o uma ferramenta valiosa para administradores de sistemas e desenvolvedores que precisam gerenciar servidores e realizar tarefas de rede de forma eficiente. O MobaXterm foi utilizado no comissionamento para permitir acesso remoto para configuração, desenvolvimento e acompanhamento do sistema supervisorio.

#### 4.0.5 Visor de acesso

O Visor de Acesso do SAGE é por onde temos um controle visual do sistema. Nele é possível verificar configurações globais e acessar as principais telas do SAGE. A Figura 40 exibe a interface do Visor de Acesso.



Figura 40 – Interface do Visor de Acesso do SAGE.

Fonte: Próprio autor

A Figura 41 exibe a interface do Visor de Acesso, com a ilustração dos programas disponíveis no SAGE.



Figura 41 – Programas do Visor de Acesso do SAGE.

Fonte: Próprio autor

Ponto muito importante no desenvolvimento de um SAGE é ativar a ativação automática do servidor, caso haja uma queda inesperada do servidor, isso é realizado via Visor de Acesso também, na Figura 42 temos a configuração da subestação de desenvolvida.



Figura 42 – Ativação automática do SAGE.

Fonte: Próprio autor

#### 4.0.6 Ativação da base fonte do SAGE

Após concluídos todos os processos de desenvolvimento iniciais podemos utilizar o comando para ativação da base de dados via SAGE. O comando é:

```
$/ativa gcd
```

Após a ativação da base ocorrer, desde que não haja nenhum erro na base fonte para ser revisado, o Visor de Processos irá exibir se todos os serviços da comunicação funcionaram corretamente, caso isso tenha acontecido temos a seguinte exibição para o funcionamento em apenas um servidor como visto na Figura 43.



Figura 43 – Processos de ativação do SAGE.

Fonte: Próprio autor

#### 4.0.7 Difusão

Uma das etapas finais do desenvolvimento de um SAGE em produção na subestação é a configuração da difusão da rede após todas as configurações feitas anteriormente. A

difusão é importante para o acesso ao controle da subestação pelo nível 2 e nível 3 da pirâmide da automação.

A difusão de servidores geralmente se refere ao processo de tornar um servidor disponível para um público mais amplo, como na internet, para que ele possa ser acessado por clientes, usuários ou outros servidores. Isso é feito por meio de configurações de rede e segurança, permitindo que o servidor aceite conexões de fora de sua rede local.

Caso a difusão tenha sido configurada de maneira correta o Visor de Processos irá exibir a os processos rodando em difusão dos dois servidores a exibição do Visor de Acesso será como mostrado na Figura 44.



Figura 44 – Processos de ativação do SAGE em difusão.

Fonte: Próprio autor

Como pode ser observado, os processos que não sobem com status "rodando" são os processos *alr* e *hist* do servidor 2 (srv2). Isso porque os alarmes e historiamiento dos eventos são apenas únicos, logo, apenas um servidor pode ficar com esses processos ativos, que no caso é o servidor que está responsável pela comunicação. Neste exemplo o servidor 1 (srv1)

está como primário (responsável pela comunicação) e o servidor 2 está como secundário (rodando em stand by esperando para assumir caso o servidor 1 perca a comunicação). Essa redundância entre os servidores é de suma importância para que a subestação não perca totalmente a comunicação remota com o nível 3 por motivos de queda.

Como a subestação em questão neste trabalho estava já energizada, foi necessário o uso de uma subestação móvel que a empresa concessionária possui para que fosse possível transferir alguns bays (vãos de comunicação coordenados por um disjuntor) permitindo realizar os testes em TAC. Abaixo temos a ilustração da subestação móvel que foi utilizada em campo.



Figura 45 – Subestação móvel pertencente à concessionária.

Fonte: Próprio autor

Na Figura 46, temos os alimentadores da subestação em campo. A baixa é onde se situam os alimentadores que distribuem a energia para as ruas.



Figura 46 – Alimentadores da subestação em campo.

Fonte: Próprio autor

É possível visualizar, na Figura 47, o transformador da subestação, responsável por receber a tensão de 69 kV e reduzir para 13,8 kV que é o padrão de tensão dos alimentadores para essa concessionária.



Figura 47 – Transformador 69 kV - 13,8 kV da subestação.

Fonte: Próprio autor

Na sala de comandos da subestação, temos os painéis onde ficam todos os equipamentos e materiais necessários para a automação do sistema. Podemos verificar alguns equipamentos importantes para o controle da subestação.

Na Figura 48 temos o relé da USA que é responsável por monitorar instalações internas da subestação, como ar-condicionados, retificadores, iluminação interna da subestação,

e todas as instalações que necessitam ser energizadas com 220 V.

Na Figura 49 são exibidos os gateways, isoladamente, onde rodam o sistema SAGE.

Na Figura 50 temos a ilustração do GPS e do KVM para sincronização precisa e acompanhamento por operadores do SAGE nível 2 depois de estar em produção.

Na Figura 51 temos um painel de IEDs da alta (tensão 69 kV) da subestação.

Já na Figura 52 verificamos os switches, nos quais devem ser conectados os painéis e equipamentos de rede necessários para suportar toda a comunicação da subestação.



Figura 48 – Relé da USA (serviços auxiliares) e gateways.

Fonte: Próprio autor



Figura 49 – Gateways que hospedam o sistema SAGE.

Fonte: Próprio autor



Figura 50 – GPS para sincronização de horários e KVM para acompanhamento do SAGE nível 2.

Fonte: Próprio autor



Figura 51 – IEDs das linhas de transmissão (alta) da subestação.

Fonte: Próprio autor



Figura 52 – Switches para configuração de equipamentos na rede.

Fonte: Próprio autor

Ainda dentro da subestação, na sala de comando, onde ficam os painéis nos quais se localizam os IEDs e o sistema supervisorio SAGE nível 2, temos então, os servidores em redundância que fazem a comunicação dos equipamentos em campo com os IEDs e o supervisorio. Segue uma imagem da parte traseira da ligação de rede dos servidores (cabos vermelhos fazendo a ligação da rede de aquisição dos IEDs e a comunicação em difusão dos servidores):



Figura 53 – Ligação traseira dos servidores em redundância.

Fonte: Próprio autor

Essas foram as ligações que foram necessárias para o sistema ser configurado com bonding das placas de rede, por motivo de alta disponibilidade, e com difusão para os servidores funcionarem em modo hot-standby, onde temos um servidor principal na comunicação e um secundário como um mecanismo de failover para fornecer confiabilidade no funcionamento do sistema.

## 5 RESULTADOS

Logo após os testes serem realizados na etapa de TAC, alguns bays de comunicação foram entregues. Com todos os pontos de comunicação testados em um determinado bay, esse bay passa a ficar operacional e é entregue para controle e supervisão por parte da concessionária.

O comissionamento elétrico é um processo crucial que visa assegurar o correto funcionamento de todos os equipamentos e sistemas da subestação, em conformidade com as normas e especificações técnicas aplicáveis. É uma atividade essencial para garantir que a subestação esteja operacional, segura e em conformidade com os padrões de qualidade e segurança do setor elétrico.

Comissionamento abrange os testes elétricos, oferecendo aplicações de carga dentro dos limites da subestação projetada, e operacionais, para verificar as condições finais da nova instalação através do levantamento de dados técnicos, das condições de comunicação e de manobra, da resposta de abertura, fechamento e bloqueio de equipamentos e dispositivos, testes de proteção, automatismos, lógica de funcionamento dos IEDs, respostas exibidas pelo supervisor, entre outras.

Após os testes em um bay completo, é feita a marcação em projeto informando que todos os pontos foram testados neste bay de comunicação e este é passado para operação exclusiva da concessionária.

Neste trabalho, foram comissionados e entregues 11 bays de comunicação (7 bays da baixa da subestação, 3 bays dos bancos de capacitores da baixa, 1 bay da alta ). Estes foram os bays que foram testados, documentados em campo e entregues para operação, faltando apenas os 2 bays do transformador e 4 bays da alta (estes ficando para a segunda etapa de comissionamento).

## 6 CONCLUSÃO

O desenvolvimento bem-sucedido do sistema SCADA SAGE representa um marco significativo no setor de automação e gerenciamento de energia. Ao longo deste processo, foram integradas tecnologias de ponta, uma arquitetura sólida e um profundo entendimento das necessidades do setor. Esse sistema oferece um controle preciso, uma coleta de dados eficiente e um conjunto abrangente de recursos de gerenciamento de energia que otimizam a operação e a manutenção de instalações críticas.

A capacidade de monitorar, controlar e otimizar processos e fluxos de energia em tempo real não apenas melhora a eficiência operacional, mas também contribui para a sustentabilidade e a segurança das operações. Os alarmes e eventos integrados fornecem uma resposta rápida a situações críticas, garantindo que a equipe de operação possa tomar medidas imediatas para mitigar riscos.

Além disso, a interface de usuário intuitiva e amigável facilita a operação do sistema, tornando o treinamento e a integração mais acessíveis. Os registros detalhados de alarmes e eventos permitem uma análise aprofundada e relatórios significativos, auxiliando na tomada de decisões estratégicas e na conformidade regulatória.

Esses processos foram implantados, integrados, testados e documentados de maneira bastante positiva e aceita por parte da concessionária cliente. Foram testados e entregues 11 bays de 17 para operação da subestação, como previsto para a primeira etapa. Em seguida, na segunda etapa serão testados e entregues os bays faltantes, colocando assim todos os IEDs e o supervisor SAGE em operação, juntamente com os equipamentos de campo, em operação. Depois que os bays de comunicação são entregues, ficam por décadas em operação garantindo a segurança e a qualidade do fornecimento de energia elétrica para os consumidores.

Vale pontuar que, dentro do limite de tempo e das condições para desenvolvimento e implementação, os resultados foram bastante satisfatórios e a validação por parte das empresas clientes confirmam que o SAGE é uma ótima solução para atuar como sistema supervisor em subestações de energia elétrica. Assim como já é padrão de várias concessionárias do ramo, e vem ganhando cada vez mais força no mercado e na indústria.

O desenvolvimento e a implementação do sistema SCADA SAGE foi aprovado pelas empresas clientes e ele está operacional, e assim ficará por anos auxiliando na supervisão e controle da subestação, até que haja a necessidade de trocar equipamentos de campo ou realizar uma atualização geral da subestação de energia.

# REFERÊNCIAS

- ADIMARCO. *CMC 256*. 2023. Disponível em: <<https://www.adimarco.com.br/cmc-256/>><https://www.adimarco.com.br/cmc-256/>. Acesso em: 18 out 2023.
- CENTRO DE GESTÃO E ESTUDOS ESTRATÉGICOS. *Redes elétricas inteligentes: contexto nacional*. Brasília, 2012. 172 p.
- FILHO C.; FINKEL, V. S. Sistemas de automação e adequação funcional dos profissionais de automação e ti industrial. *Revista InTech*, n. 51, p. 24–28, 2003.
- IBRAHIM, H. e. a. Communication technologies for smart grid applications: A review. *IEEE Access*, 5, 16218-16233, 2017.
- IEC. Iec 61850: Communication networks and systems for power utility automation - part 1: Introduction and overview. *TECHNICAL REPORT, IEC*, 2021.
- KERNEL. *bonding*. 2023. Disponível em: <<https://www.kernel.org>><https://www.kernel.org>. Acesso em: 16 out 2023.
- KUNDUR, P. *Power System Stability and Control*. India: McGraw-Hill, 1994.
- MARQUES R. M., e. a. Scada system for substation automation: An overview. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, 11(5), 1108-1118, 2015.
- MARTELLI, R. *Automação industrial*. Santa Catarina: Grupo UNIASSELVI, 2012. 35 p.
- PEREIRA, M. Uma abordagem prática do iec 61850 para automação, proteção e controle de subestações. *Anais do VII SIMPASE - Sétimo Simpósio de Automação de Sistemas Elétricos – Salvador-BA*, 2007.
- SCHNEIDER. "What is an HMI (Human-Machine Interface)?" *Schneider Electric FAQ*. 2023. Disponível em: <<https://www.se.com/uk/en/product-category/2100-human-machine-interfaces-hmi>><https://www.se.com/uk/en/product-category/2100-human-machine-interfaces-hmi>. Acesso em: 13 out 2023.
- THOMAS, S. A. The practical guide to scada systems. *Elsevier*, 2016.
- VACCA, J. R. Computer and information security handbook. *Morgan Kaufmann*, 2014.
- WIJAYA, A. A. Scada-based substation automation system for future renewable energy. *Procedia Computer Science*, 124, 362-369, 2017.