



UNIVERSIDADE FEDERAL DO MARANHÃO  
CENTRO DE CIÊNCIAS EXATAS E TECNOLOGIAS  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

**WÉMERSON THALLYS MATOS ALMEIDA**

**OTIMIZAÇÃO DA ARQUITETURA DE COMUNICAÇÃO DA  
AUTOMAÇÃO DE SUBESTAÇÕES COM SUBSTITUIÇÕES DE  
UTRs.**

SÃO LUÍS – MA, 2026

**WÉMERSON THALLYS MATOS ALMEIDA**

**OTIMIZAÇÃO DA ARQUITETURA DE COMUNICAÇÃO DA  
AUTOMAÇÃO DE SUBESTAÇÕES COM SUBSTITUIÇÕES DE UTR'S.**

Monografia apresentada ao curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Maranhão como requisito para obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. José Gomes de Matos  
Coorientador: Eng. Marcos Antônio Lindolfo  
Vieira da Silva

Ficha gerada por meio do SIGAA/Biblioteca com dados fornecidos pelo(a) autor(a).  
Diretoria Integrada de Bibliotecas/UFMA

Almeida, Wémerson Thallys Matos.

Otimização da arquitetura de comunicação da automação de subestações com substituições de UTRs / Wémerson Thallys Matos Almeida. - 2026.

1 p.

Coorientador(a) 1: Marcos Antônio Lindolfo Vieira da Silva.

Orientador(a): José Gomes de Matos.

Monografia (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Maranhão, Ufma, 2026.

1. Automação de Subestações. 2. Rta. 3. Uac. 4. Scada. 5. Sistemas Elétricos de Potência. I. Matos, José Gomes de. II. Silva, Marcos Antônio Lindolfo Vieira da. III. Título.

**WÉMERSON THALLYS MATOS ALMEIDA**

**OTIMIZAÇÃO DA ARQUITETURA DE COMUNICAÇÃO DA  
AUTOMAÇÃO DE SUBESTAÇÕES COM SUBSTITUIÇÕES DE UTR'S.**

Monografia apresentada ao curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Maranhão como requisito para obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. José Gomes de Matos  
Coorientador: Eng. Marcos Antônio Lindolfo Vieira da Silva

Prof. Dr. José Gomes de Matos  
Universidade Federal do Maranhão – UFMA  
Orientador

Eng. Marcos Antônio Lindolfo Vieira da Silva  
Coorientador

Prof. Dra. Silvangela Lilian da Silva Lima Barcelos  
Universidade Federal do Maranhão – UFMA  
Banca Examinadora

Prof. Dr. Carlos Alberto Brandão Barbosa Leite  
Universidade Federal do Maranhão – UFMA  
Banca Examinadora

## AGRADECIMENTOS

Primeiramente, quero agradecer a Deus e à Santíssima Virgem Maria por terem me sustentado ao longo de todos esses anos de graduação, concedendo-me inúmeras bênçãos e graças em minha vida, bem como a oportunidade de concluir mais uma etapa importante da minha caminhada. Sou igualmente grato a toda a minha família, que sempre me apoiou e incentivou durante todo o período da graduação. Sem esse suporte, eu não teria conseguido vencer este desafio acadêmico, em especial aos meus pais, Wanderson Thallys Terceiro Almeida e Rose Carlay Matos Alexandre, e aos meus irmãos, Wéverton Thallys Matos Almeida e Wanderson Thallys Terceiro Almeida Júnior.

Agradeço também aos meus companheiros de curso, que trilharam essa jornada comigo e com os quais compartilhei diversos momentos ao longo de toda a graduação, dentre eles Davi Melo, Sarah Júlia, Layane Ellen, Luis Felipe, Rodrigo Teixeira, Rodrigo Souza, entre tantos outros com quem tive a oportunidade de conviver durante esses anos. De forma especial, expressei minha gratidão aos meus amigos Mayron Lavra e Matheus Oliveira, que sempre estiveram ao meu lado, oferecendo apoio e motivação. Levarei todos vocês citados em meu coração e em minhas orações. Registro ainda minha gratidão à Comunidade Católica Shalom, onde pude encontrar pessoas de Deus que contribuíram para que eu seguisse esse caminho com retidão e fé. Agradeço, igualmente, ao meu diretor espiritual, Pe. João Maria, da Comunidade Católica Sementes do Verbo, por me fortalecer por meio de seus conselhos e orações.

Por fim, manifesto minha gratidão ao meu orientador, Prof. Dr. José Gomes de Matos, por ser um excelente professor e um verdadeiro exemplo de profissionalismo, bem como por toda a paciência e confiança depositadas em meu trabalho. Agradeço também ao meu coorientador, Eng. Marcos Antônio Lindolfo, por ter acreditado em mim e no meu potencial, abrindo portas e contribuindo para a minha formação. Sua atuação fez grande diferença em minha trajetória, muito obrigado por todos os ensinamentos e conselhos compartilhados.

*"Combati o bom combate, terminei a corrida,  
guardei a fé"*

*(2 Timóteo 4:7)*

## **RESUMO**

Este trabalho apresenta o processo de modernização do sistema de automação de subestações elétricas por meio da substituição de UTR (Unidade Terminal Remota), dos modelos Unidades de Aquisição e Controle (UACs) por *Real-time and Automation Controllers* (RTACs). O estudo foi desenvolvido a partir da análise e aplicação prática em duas subestações reais de uma concessionária de energia elétrica, denominadas Subestação A e Subestação B, preservando-se critérios de confidencialidade. São abordados os aspectos técnicos, funcionais e operacionais envolvidos na substituição dos equipamentos, incluindo a configuração, instalação em campo, testes de comunicação, comando e sinalização. Por fim, são apresentados os resultados e benefícios obtidos com a modernização, evidenciando melhorias na organização física dos racks, na confiabilidade do sistema de automação e na preparação das subestações para futuras expansões tecnológicas.

**Palavras-chave:** Automação de subestações; RTAC; UAC; SCADA; Sistemas elétricos de potência.

## **ABSTRACT**

This work presents the modernization process of substation automation systems through the replacement of Remote Terminal Units (RTUs), specifically Data Acquisition and Control Units (UACs), with Real-Time Automation Controllers (RTACs). The study was developed based on the analysis and practical application carried out in two real substations of an electric power utility, referred to as Substation A and Substation B in order to preserve confidentiality. The technical, functional, and operational aspects involved in the equipment replacement are addressed, including configuration procedures, field installation, and communication, command, and signaling tests. Finally, the results and benefits obtained from the modernization are presented, highlighting improvements in the physical organization of the automation racks, increased reliability of the automation system, and enhanced readiness of the substations for future technological expansions.

**Keywords:** Substation automation; RTAC; UAC; SCADA; Power systems.

## **LISTA DE FIGURAS**

- Figura 1 - Representação da metodologia do trabalho
- Figura 2 - Diagrama funcional da arquitetura de automação e comunicação da subestação
- Figura 3 - Fonte de Alimentação UAC STD-7100
- Figura 4 - Estrutura básica de um relé digital
- Figura 5 - Relé SEL-751
- Figura 6 - Relé SEL-787
- Figura 7 - Relé SEL-2414
- Figura 8 - Interface do software Configurador STD
- Figura 9 - Acessando a UAC STD-7100
- Figura 10 - Aba de Acesso à UAC
- Figura 11 - Mapa de pontos - UAC
- Figura 12 - Interface do software AcSELeratorRTAC
- Figura 13 - Interface de configuração AcSELerator RTAC
- Figura 14 - Acessando a RTAC-3350
- Figura 15 - Aba de Acesso à RTAC
- Figura 16 - Retificador
- Figura 17 - Rack de automação e controle
- Figura 18 - UAC na subestação A
- Figura 19 - RTAC na subestação A
- Figura 20 - Conexões da RTAC-3350
- Figura 21 - Disposição final dos equipamentos na subestação A
- Figura 22 - UAC na subestação B
- Figura 23 - RTAC na subestação B
- Figura 24 - Conexões na RTAC da subestação B
- Figura 25 - Disposição final dos equipamentos na subestação B

## LISTA DE SIGLAS E ABREVIACÕES

AI	<i>Analog Input</i> (Entrada Analógica)
AS	<i>Secure Authentication</i> (Autenticação Segura)
AST	<i>Arc Sense Technology</i>
BI	<i>Binary Input</i> (Entrada Digital)
BO	<i>Binary Output</i> (Saída Digital)
CLP	Controladores Lógicos Programáveis
DNP3	<i>Distributed Network Protocol</i> , versão 3.0
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IEC	<i>International Eletrotechnical Comission</i> (Comissão Eletrotécnica Internacional)
IED	<i>Intelligent Electronic Device</i>
IHM	Interface Homem Máquina
IP	<i>Internet Protocol</i> (Protocolo de Internet)
mA	miliampere
MIB	<i>Management Information Base</i>
NMS	<i>Network Management System</i>
PRP	<i>Parallel Redundancy Protocol</i>
PTP	<i>Precision Time Protocol</i> (Protocolo de Tempo Preciso)
RAM	<i>Random Access Memory</i> (Memória de Acesso Aleatório)
RTAC	<i>Real-Time and Automation Controller</i>
SCADA	<i>Supervisory control and data acquisition</i>
SEL	<i>Schweitzer Engineering Laboratories</i>
SNMP	<i>Simple Network Management Protocol</i>
SOE	<i>Sequence of Events</i> (Sequência de Eventos)
SSD	<i>Solid State Drive</i> (Unidade de Estado Sólido)

STD	Sistemas Técnicos Digitais
UAC	Unidade de Automação e Controle
UTR	<i>Remote Terminal Units</i> (Unidade Terminal Remota)
Vca	Tensão em Corrente Alternada
Vcc	<i>Voltage Direct Current</i> (Volts de Corrente Contínua)

## SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO .....	12
1.1	Problemática .....	13
1.2	Solução proposta.....	14
1.3	Objetivos.....	15
1.4	Delimitações .....	16
1.5	Metodologia.....	17
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA .....	19
2.1	Conceito e função da UTR (Unidade Terminal Remota) .....	19
2.2	Estrutura e Componentes das UTR's.....	21
2.2.1	Unidade de Aquisição e Controle (UAC) .....	21
2.2.2	Real-Time Automation Controller (RTAC) .....	23
2.3	SCADA.....	25
2.4	Protocolos de Comunicação .....	25
2.5	Relés Digitais.....	27
2.6	Relés Utilizados .....	28
3	ETAPAS DO PROJETO.....	31
3.1	Estudo técnico das UTR's .....	31
3.1.1	PROCESSO DE AUTOMAÇÃO DE SUBESTAÇÃO .....	31
3.1.2	ENTRADAS E SAÍDAS DIGITAIS E ANALÓGICAS.....	32
3.2	Software de Programação.....	33
3.2.1	CONFIGURADOR STD.....	33
3.2.2	ACSELERATOR RTAC .....	35
3.3	Identificação de Rack em Campo.....	39

3.3.1	RACK DO RETIFICADOR.....	39
3.3.2	RACK DE AUTOMAÇÃO E CONTROLE.....	40
3.4	Implantações de RTAC's em campo .....	42
3.4.1	SUBESTAÇÃO A.....	42
3.4.2	SUBESTAÇÃO B .....	46
3.5	Desafios Encontrados na Implantação das Novas UTRs.....	50
3.6	Resultados e Benefícios Obtidos com a Substituição das UTR's .....	51
4	CONCLUSÃO .....	53
5	BIBLIOGRAFIA.....	54

## 1 INTRODUÇÃO

A automação de subestações elétricas representa um dos pilares fundamentais para o avanço da eficiência, confiabilidade e segurança do sistema elétrico de potência. A integração entre equipamentos de campo e centros de controle, mediada por tecnologias de supervisão e comunicação, permite a operação remota, o monitoramento contínuo e a rápida tomada de decisão em situações críticas (OLIVEIRA; SOUZA, 2020; ANEEL, 2023). Nesse contexto, a utilização de Unidades Terminais Remotas (UTRs) tem sido, historicamente, uma solução amplamente adotada para o controle e aquisição de dados em subestações de energia (ARAÚJO, 2018).

Com o avanço das tecnologias de comunicação, da digitalização e dos protocolos de automação, especialmente com a consolidação da norma IEC 61850, os sistemas baseados em UTRs convencionais começaram a apresentar limitações técnicas (IEC, 2019; SIEMENS, 2021). Essas restrições se evidenciam, principalmente, na dificuldade de integração com novos equipamentos inteligentes (IEDs), na baixa taxa de atualização de dados, na limitação da escalabilidade e na ausência de mecanismos robustos de segurança cibernética (SCHWEITZER, 2019). A modernização das subestações elétricas, impulsionada por políticas de transformação digital e pela busca por sistemas mais inteligentes, torna necessária a substituição gradativa das UTRs por controladores modernos, como os **RTACs** (*Remote Terminal Automation Controller*) (SEL, 2020). Esses dispositivos oferecem maior flexibilidade de programação, interoperabilidade entre diferentes protocolos, como DNP3, *Modbus* e IEC 61850, e uma estrutura de comunicação otimizada, com tempos de resposta significativamente menores.

Além disso, a crescente demanda por confiabilidade no fornecimento de energia elétrica e o aumento da complexidade das redes exigem sistemas de supervisão mais robustos e dinâmicos. Nesse cenário, a otimização da arquitetura de comunicação se apresenta como uma etapa essencial no processo de automação, uma vez que garante a integridade das informações transmitidas entre os níveis de campo, controle e supervisão (MARTINS, 2021).

A substituição das UTRs, portanto, não se trata apenas de uma atualização tecnológica, mas de uma reestruturação arquitetural que visa adequar as subestações às novas exigências de interoperabilidade, eficiência operacional e segurança digital. O redesenho da comunicação

entre dispositivos permite a padronização de dados, o aumento da confiabilidade nas trocas de informações e a redução de custos de manutenção a longo prazo (MENDONÇA, 2022).

Assim, este trabalho propõe uma análise sobre a otimização da arquitetura de comunicação na automação de subestações, por meio da substituição das UTRs tradicionais por controladores RTACs, evidenciando as melhorias obtidas em termos de desempenho, segurança, escalabilidade e integração entre sistemas. A pesquisa parte de uma revisão bibliográfica e técnica sobre os sistemas de automação utilizados no setor elétrico, abordando conceitos fundamentais de comunicação industrial, protocolos e dispositivos envolvidos, além de apresentar um estudo comparativo entre as arquiteturas convencionais e as otimizadas.

A relevância deste estudo fundamenta-se na necessidade crescente de modernização do parque tecnológico das subestações brasileiras. Ao demonstrar as vantagens e os impactos positivos da substituição das UTRs, o trabalho busca contribuir com o desenvolvimento de soluções que tornem o sistema elétrico nacional mais eficiente, seguro e preparado para os desafios da transição digital e energética.

## 1.1 PROBLEMÁTICA

O presente estudo tem como foco a análise do processo de substituição das Unidades Terminais Remotas (UTRs) UAC STD-7100, da fabricante **STD** (Sistemas Técnicos Digitais), por unidades RTAC 3350, da fabricante **SEL** (*Schweitzer Engineering Laboratories*), em sistemas de automação de subestações. O avanço tecnológico no setor elétrico trouxe consigo a necessidade de modernização dos equipamentos de automação e comunicação, uma vez que os modelos mais antigos passaram a apresentar limitações que comprometem o desempenho e a confiabilidade das operações. Entre as principais deficiências identificadas nas UTRs modelo, STD-7100 destaca-se a baixa capacidade de processamento e armazenamento de dados, resultante de uma arquitetura computacional ultrapassada. Esses fatores impõem restrições significativas à aquisição e ao tratamento de informações, além de dificultarem respostas em tempo real, aspecto essencial para o correto funcionamento de sistemas de supervisão e controle em subestações.

Como consequência, observa-se aumento da latência na comunicação entre a UTR e o sistema supervisor, bem como a impossibilidade de implementação de lógicas de controle mais complexas e personalizadas.

Além das limitações de desempenho, há também um agravante relacionado à segurança cibernética. O modelo STD-7100 carece de mecanismos avançados de proteção, como autenticação, criptografia e controle de acesso, tornando-o vulnerável a invasões e acessos não autorizados. Com o crescimento das ameaças cibernéticas e o fortalecimento das normas e boas práticas de segurança no setor elétrico, essa vulnerabilidade passou a representar um risco elevado à operação e à integridade das subestações, que hoje são alvos potenciais de ataques digitais.

Diante desse cenário, surge a necessidade de avaliar de que forma a substituição das UTRs modelo STD-7100 pelas RTAC 3350 pode contribuir para otimizar a comunicação, aumentar a confiabilidade operacional e fortalecer a segurança cibernética das subestações elétricas

## **1.2 SOLUÇÃO PROPOSTA**

Com o objetivo de modernizar o sistema de automação e controle das subestações, propõe-se a substituição das atuais Unidades de Aquisição e Controle (UACs) pelo Controlador de Automação Remota (RTAC) modelo SEL-3350. Essa substituição busca atender às novas exigências de desempenho, interoperabilidade, segurança cibernética e confiabilidade, conforme os padrões contemporâneos de automação do setor elétrico.

A proposta central consiste em implantar o RTAC como núcleo principal da automação da subestação, atuando simultaneamente como concentrador de dados, executor de lógicas de controle e interface direta com o sistema supervisório (SCADA). Diferentemente das UACs, que apresentam arquitetura limitada e reduzida capacidade de processamento, o RTAC oferece *hardware* de alto desempenho, sistema operacional robusto e ampla capacidade de memória e armazenamento, possibilitando o tratamento simultâneo de grandes volumes de informações em tempo real.

Além disso, a substituição da UAC STD-7100 pelo RTAC SEL-3350 proporciona maior disponibilidade de processamento, ampla compatibilidade com protocolos modernos de comunicação e melhor integração entre equipamentos de diferentes fabricantes. Essa característica amplia a interoperabilidade do sistema e facilita futuras expansões.

Outro ponto relevante é a facilidade de configuração e programação oferecida pelo ambiente de desenvolvimento da SEL, que disponibiliza ferramentas didáticas, intuitivas e de fácil manipulação. Esse diferencial contribui para a redução do tempo de implementação e manutenção, além de favorecer o treinamento e a capacitação das equipes técnicas responsáveis pela operação e pelo suporte dos sistemas de automação.

Além disso, a substituição da UAC STD-7100 para RTAC-3350, também traz benefícios relacionados a cibersegurança do sistema de automação e comunicação da subestação, tendo em vista que o sistema elétrico de potência tem sido alvo de ataques cibernéticos, isso pode causar grandes transtornos não só para a distribuidora de energia, mas também para os consumidores.

### **1.3 OBJETIVOS**

O objetivo geral deste trabalho consiste em analisar e propor melhorias na arquitetura de comunicação de subestações elétricas por meio da substituição das UTRs convencionais por RTACs, avaliando os ganhos em desempenho técnico, interoperabilidade, segurança cibernética e confiabilidade operacional. Busca-se, com isso, contribuir para a modernização dos sistemas de automação e controle das subestações, alinhando-os às exigências dos padrões tecnológicos atuais do setor elétrico.

#### **Os objetivos específicos para a realização da análise são os seguintes:**

Com vistas ao alcance do objetivo geral, foram definidos os seguintes objetivos específicos:

- a) Realizar um estudo de caso sobre a implantação de RTACs em uma subestação elétrica, observando aspectos de configuração, integração e desempenho no ambiente operacional;
- b) Analisar os protocolos de comunicação empregados nas UTRs e nos RTACs, considerando critérios de interoperabilidade, padronização e eficiência na troca de dados entre os dispositivos do sistema;
- c) Elaborar um comparativo técnico entre as UACs e os RTACs, identificando as principais diferenças quanto à arquitetura de hardware e software, desempenho, segurança e capacidade de processamento;
- d) Avaliar as melhorias técnicas, operacionais e de confiabilidade obtidas com a

substituição das UTRs por RTACs, demonstrando os benefícios potenciais dessa atualização tecnológica para a automação de subestações e o aprimoramento da operação do sistema elétrico.

+

#### **1.4 DELIMITAÇÕES**

Este trabalho delimita-se ao estudo da otimização da arquitetura de comunicação de subestações elétricas a partir da substituição das UTRs tradicionais por RTACs. A pesquisa concentra-se na análise técnica e funcional dos equipamentos e dos protocolos de comunicação envolvidos, sem abranger aspectos de dimensionamento elétrico, obras civis ou intervenções físicas no sistema elétrico de potência.

O estudo tem foco na camada de automação e comunicação das subestações, considerando os elementos responsáveis pela supervisão, controle e aquisição de dados. Assim, a investigação restringe-se ao ambiente de automação, abordando tópicos como interoperabilidade, desempenho de comunicação, confiabilidade operacional e segurança cibernética, sem se estender às etapas de geração, transmissão ou distribuição de energia em larga escala.

Além disso, o projeto adota como recorte técnico a análise de um estudo de caso específico, no qual será avaliado o processo de substituição de UTRs por RTACs em uma subestação modelo. A abordagem busca compreender os impactos dessa modernização sob o ponto de vista tecnológico e operacional, priorizando parâmetros de desempenho, eficiência e integração com sistemas supervisórios (SCADA).

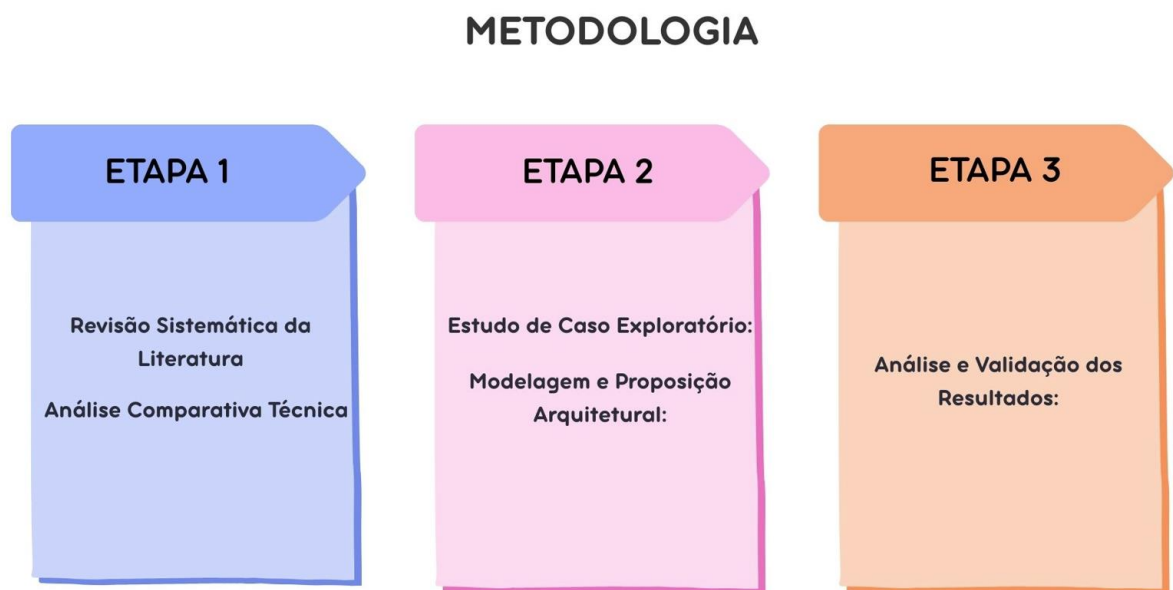
Outro ponto de delimitação refere-se à não realização de testes laboratoriais ou simulações em tempo real. As análises e comparações serão baseadas em dados técnicos, especificações de fabricantes, normas do setor elétrico e documentação técnica de campo, permitindo uma análise técnica, porém teórica e descritiva, do processo de modernização.

Dessa forma, a pesquisa não pretende abranger todas as variáveis possíveis no contexto da automação de subestações, mas concentrar-se em aspectos diretamente relacionados à comunicação, controle e confiabilidade do sistema, garantindo foco, coerência e profundidade na análise proposta.

## 1.5 METODOLOGIA

Esse trabalho descreve melhorias implementadas em subestações, em que foi realizada a substituição de UTR's, sendo feita a substituições de uma UAC modelo STD-7100 por RTAC-3350, buscando incrementar o desempenho no sistema de automação e comunicação das subestações. Dessa forma, a metodologia utilizada na execução desta monografia segue como ilustrado na Figura 1.

Figura 1 - Representação da metodologia do trabalho



Fonte: Elaborada pelo Autor, 2025.

Na Etapa 1 se dá por uma revisão da literatura relacionada a automação aplicada em subestações e também sobre seus meios de comunicação entre equipamentos e o sistema de supervisão SCADA. Vale ressaltar que também foram realizados os estudos dos equipamentos utilizados neste trabalho, como relés, UTR's, entre outros. Essa etapa visa estabelecer uma base teórica e um conhecimento prévio sobre o funcionamento dos equipamentos e também sobre a aplicação e forma de utilização da automação em subestações.

A Etapa 2 é marcada pelo estudo de caso onde foi realizada substituição de UTR's em subestações, nessa etapa levamos em consideração, estudos de software dos equipamentos utilizados, estudo de funcionalidade, além disso, foi realizada modelagem do sistema de automação e comunicação das subestações.

Por fim, a Etapa 3 se define pela configuração, e substituição das UTR's realizados em campo, onde foram substituídas UAC's, modelo STD-7100 da fabricante STD, por RTAC's

modelo RTAC-3350 da fabricante SEL. Nessa etapa foi realizada a programação de comandos, como também a implantação da RTAC em campo seguido dos testes de validação dos comandos em dispositivos de campo.

Além disso, para o desenvolvimento desse estudo, também considerou-se artigos, livros, manuais técnicos e outros recursos bibliográficos disponíveis na internet que tenham relação com sistemas de automação de subestações, protocolos DNP3 e SNMP, e sistema SCADA.

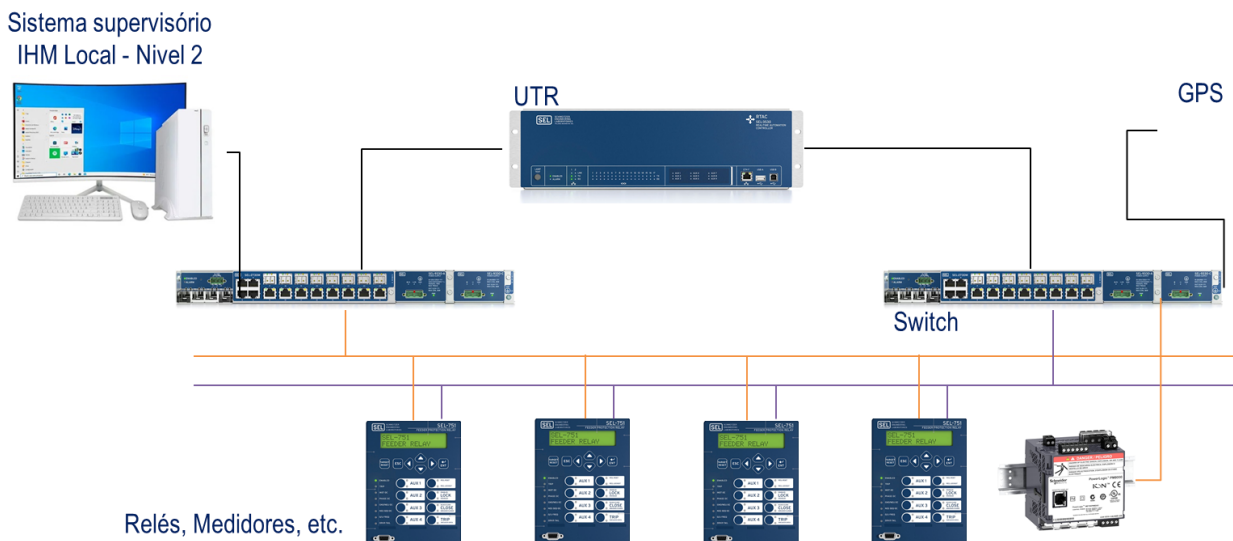
## 2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Este trabalho tem como propósito apresentar os conceitos, normas e tecnologias que embasam a modernização da arquitetura de comunicação em subestações elétricas, com ênfase na substituição das UTRs por RTACs. A compreensão desses fundamentos é essencial para contextualizar a relevância da pesquisa e justificar a aplicação das novas tecnologias de automação no setor elétrico.

### 2.1 CONCEITO E FUNÇÃO DA UTR (UNIDADE TERMINAL REMOTA)

A UTR é um dispositivo responsável por realizar a aquisição de dados e o controle remoto de equipamentos localizados em subestações, usinas e outras instalações do sistema elétrico. A automação de subestações elétricas compreende a integração de dispositivos de proteção, medição, controle e supervisão, com o objetivo de garantir a operação segura e confiável do sistema elétrico (SILVA; BARBOSA; MOURA, 2019). Nesse contexto, as UTRs assumem papel central, atuando como unidades responsáveis pela coleta de dados, execução de lógicas de controle, tratamento de informações e comunicação com sistemas supervisórios, como os SCADA pode ser observada pela Figura 2 a arquitetura de automação e comunicação da subestação.

Figura 2 - Diagrama funcional da arquitetura de automação e comunicação da subestação



Fonte: Elaborada pelo Autor, 2025.

Na Figura 2 ilustrada a arquitetura típica de comunicação e automação de uma subestação elétrica, evidenciando a integração entre os diversos níveis de controle e os equipamentos de campo. O diagrama representa a estrutura hierárquica composta pelo sistema supervisório local,

a UTR, o módulo de sincronismo GPS, os dispositivos de comunicação (*switches Ethernet*) e os dispositivos eletrônicos inteligentes (IEDs), como relés e medidores.

A UTR atua como o núcleo central da automação, sendo responsável pela aquisição de dados, execução de lógicas de controle e comunicação com o sistema supervisório. Ela coleta as informações enviadas pelos relés de proteção, medidores e demais equipamentos de campo, processa os sinais recebidos e transmite-os ao sistema de supervisão por meio de protocolos padronizados, como DNP3, Modbus ou IEC 104. Além disso, a UTR realiza o envio de comandos de controle e o registro de eventos (SOE – *Sequence of Events*).

O *switch Ethernet* exerce papel na interligação entre todos os equipamentos da rede de automação, garantindo comunicação eficiente e segura entre os diferentes dispositivos. Ele possibilita a formação de uma topologia estruturada, permitindo o tráfego simultâneo de dados e o gerenciamento da rede de comunicação de forma ordenada e confiável.

Os relés, medidores e controladores de campo representam os IEDs (Intelligent Electronic Devices) são responsáveis por executar funções específicas de proteção, medição e controle. Esses dispositivos se comunicam diretamente com a UTR, enviando dados analógicos e digitais, e recebem comandos operacionais quando necessário. Essa integração direta permite maior precisão e agilidade nas respostas do sistema de automação.

O módulo GPS é responsável pelo fornecimento do sinal de sincronismo temporal para todos os equipamentos do sistema. Por meio de interfaces IRIG-B ou NTP/PTP (IEEE 1588), o GPS assegura que todos os registros de eventos possuam carimbo de tempo (timestamp) sincronizado, garantindo precisão na análise de ocorrências e correlação entre eventos registrados por diferentes dispositivos.

As UTRs possuem um conjunto de conexões de comunicação e sinalização que permitem a integração com dispositivos de campo e sistemas supervisórios. Essas conexões incluem portas Ethernet, utilizadas para comunicação com redes locais, interfaces seriais RS-232/RS-485 para integração com relés e medidores, além de entradas e saídas digitais e analógicas destinadas à aquisição de sinais e ao controle de equipamentos. Em modelos mais modernos, como a RTAC-3350, há suporte a múltiplas portas Gigabit Ethernet e interfaces configuráveis, possibilitando redundância de rede e comunicação simultânea com diferentes protocolos industriais, como DNP3, Modbus e IEC 61850, garantindo confiabilidade e interoperabilidade no sistema de automação (SEL, 2023).

## 2.2 ESTRUTURA E COMPONENTES DAS UTR'S

### 2.2.1 UNIDADE DE AQUISIÇÃO E CONTROLE (UAC)

A UAC é um equipamento utilizado nos sistemas de automação de subestações, atuando como o elemento responsável pela coleta de dados, execução de comandos e interligação entre os dispositivos de campo e o SCADA. Sua principal função é realizar a aquisição de sinais analógicos e digitais, provenientes de relés, medidores e sensores, processando essas informações e enviando-as para o centro de controle em tempo real.

No contexto das subestações, a UAC também exerce o papel de interface de comunicação entre diferentes níveis do sistema, permitindo a interoperabilidade entre dispositivos de fabricantes distintos por meio de protocolos padronizados, como IEC 60870-5-101/104, DNP3 e Modbus. Essa característica garante que o sistema possa ser integrado a plataformas de supervisão modernas sem a necessidade de grandes alterações estruturais (IEEE, 2015).

Um exemplo prático é a UAC modelo STD-7100, desenvolvida pela empresa brasileira STD – Sistemas Técnicos Digitais. Esse equipamento apresenta arquitetura modular e flexível, composta por bastidores, módulos de entrada e saída, CPU e interfaces de comunicação. Segundo o fabricante, a UAC STD-7100 é capaz de atuar como concentrador de dados em sistemas de automação de subestações, realizando o controle e a supervisão de disjuntores, chaves seccionadoras, transformadores e medidores de forma integrada (STD, 2019).

- **Processamento:**

A UAC STD-7100 emprega um processador NXP i.MX7D, um SoC (*System-on-Chip*) de arquitetura ARM Cortex-A7 Dual-Core com frequência de 1 GHz. Esse componente é amplamente utilizado em sistemas embarcados industriais devido ao seu baixo consumo de energia, confiabilidade e capacidade de operação em tempo real, características essenciais para ambientes de automação de subestações elétricas.

- **Memória RAM (*Random Access Memory*):**

A memória RAM é utilizada pela UAC STD-7100 para armazenamento temporário de variáveis de processo, estados lógicos e buffers de comunicação. Essa memória é essencial para garantir o processamento simultâneo de tarefas, como leitura e escrita de sinais analógicos e digitais, execução de lógicas internas, gerenciamento de eventos e comunicação com o sistema supervisor. Nesta versão, equipada com o processador NXP i.MX7D, a UAC utiliza memória DDR3/LPDDR2, com capacidade entre 512 MB e 1 GB, dependendo da configuração da placa e do firmware embarcado. (NXP, 2016; STD, 2006; COELBA, 2019).

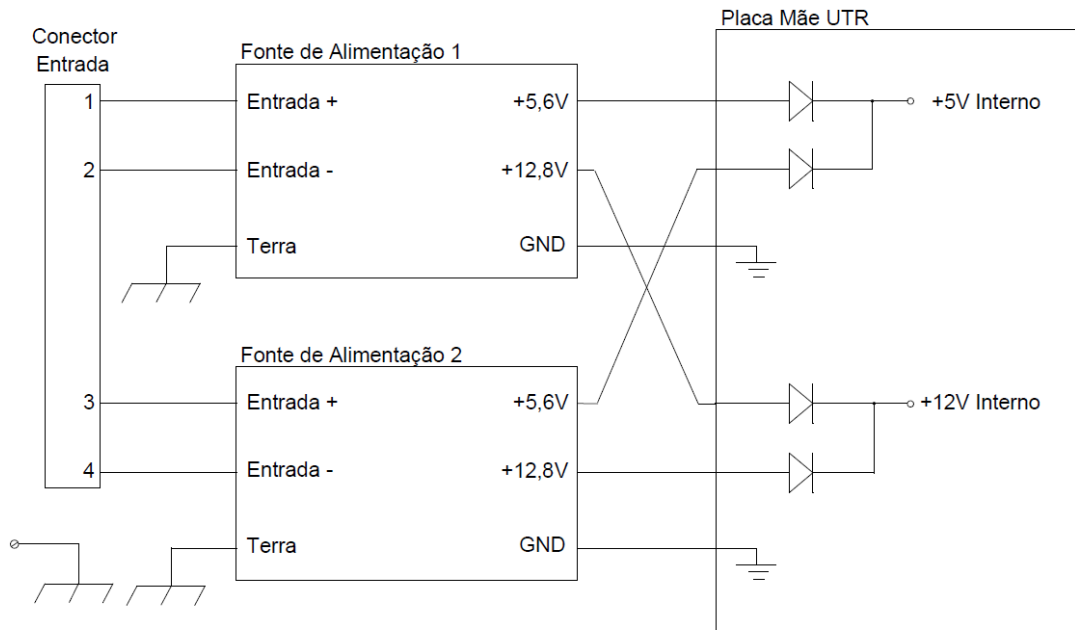
- **Memória ROM (*Read-Only Memory*):**

A capacidade de 4 GB de memória Flash proporciona espaço suficiente para armazenar múltiplas versões do firmware, além de permitir o registro local de eventos e históricos de operação (*event logs*). Essa memória também armazena as lógicas de controle personalizadas e os parâmetros de comunicação utilizados pelos protocolos industriais, como DNP3, IEC 60870-5-101/104 e Modbus TCP/IP. Dessa forma, a UAC mantém todas as informações essenciais para sua operação independente, mesmo quando desconectada do sistema supervisor (STD, 2006; COELBA, 2019; NXP, 2016).

- **Alimentação**

A UAC STD-7100 possui um conector do tipo COMBICON de cinco ou seis pinos situado na parte inferior direita do painel traseiro destinado a receber os cabos de entrada de alimentação. A UAC possui duas fontes de alimentação com entradas independentes conforme mostrado na Figura 3. Cada módulo de fonte fornece duas tensões de alimentação para a placa mãe da UTR: +5,6VCC e +12,8VCC. O consumo máximo da UAC corresponde a 30% da potência total fornecida por uma fonte, o que significa que cada fonte pode alimentar o equipamento sozinha com folga. O esquema escolhido para chaveamento das fontes é feito através de diodos schottky de potência, os quais possuem uma baixa queda de tensão anodo-catodo e alta capacidade de corrente (15 A).

Figura 3 - Fonte de Alimentação UAC STD-7100



Fonte: STD – Manual do Usuário, 2010.

### 2.2.2 REAL-TIME AUTOMATION CONTROLLER (RTAC)

Os RTACs SEL-3350 surgem como uma proposta da SEL de UTR, tradicionalmente empregada em subestações para aquisição e envio de dados. Enquanto as UACs STD-7100 possuíam funções mais restritas e dependiam de protocolos específicos, as RTACs oferecem maior capacidade de processamento, flexibilidade de configuração e suporte a múltiplos protocolos de comunicação, como DNP3, IEC 60870-5-104 e IEC 61850, permitindo a interoperabilidade entre equipamentos de diferentes fabricantes (SEL, 2022).

A arquitetura modular e programável dos RTACs possibilita adaptações conforme as necessidades operacionais da subestação, permitindo a criação de lógicas de controle personalizadas sem a necessidade de alterações no hardware. Essa característica confere flexibilidade, escalabilidade e confiabilidade aos sistemas de automação, acompanhando as exigências da digitalização e das redes inteligentes de energia (MARTINS; ALMEIDA, 2021).

Além disso, os RTACs podem ser integrados a interfaces homem-máquina (IHMs), que permitem o monitoramento local das variáveis do sistema elétrico, exibindo alarmes, históricos de eventos e estados de operação em tempo real. A combinação entre RTAC, IHM e SCADA proporciona um ambiente de supervisão completo, no qual os operadores podem acompanhar o

comportamento da subestação, realizar comandos remotos e analisar o desempenho operacional com maior precisão (COSTA; FIGUEIREDO, 2020).

A comunicação contínua entre RTACs, relés de proteção, medidores e o centro de operação garante a disponibilidade de informações críticas para diagnóstico e tomada de decisão. Essa integração viabiliza ações preventivas e preditivas, reduzindo o tempo de resposta a falhas e aumentando a confiabilidade do sistema. Os mecanismos de diagnóstico interno dos RTACs, aliados a ferramentas de monitoramento em tempo real, permitem identificar anomalias antes que causem interrupções.

- **Processamento**

O processamento da RTAC-3350 é baseado em um processador Intel Atom x5-E3940, com quatro núcleos de 1,6 GHz e arquitetura x86 de 64 bits. Essa configuração garante elevada eficiência energética e capacidade multitarefa, possibilitando a execução simultânea de funções de controle, aquisição de dados e comunicação com múltiplos equipamentos de campo (SEL, 2023; INTEL, 2021).

- **Memória RAM (*Random Access Memory*):**

A RTAC-3350 é equipado com memória RAM DDR3L ECC (*Error-Correcting Code*), com capacidade de até 8 GB do tipo PC3-1600, operando a 800 MHz (efetivos 1600 MT/s). O uso de memória ECC é um diferencial importante em comparação a UAC STD-7100, pois permite a correção automática de erros de bit, garantindo a integridade dos dados e a estabilidade do sistema mesmo sob condições adversas. A escolha pela tecnologia DDR3L (Low Voltage) reduz o consumo energético e a dissipação térmica, sem comprometer o desempenho (SEL, 2023; INTEL, 2021).

- **Memória ROM (*Read-Only Memory*):**

A RTAC-3350 possui armazenamento composto por até dois SSDs SATA III de 2,5”, com opções industriais de SSDs SLC (30–250 GB), iMLC (120–480 GB) e MLC (240 GB–1,92 TB), variando em desempenho e durabilidade. Essa estrutura de memória não volátil garante alta confiabilidade e flexibilidade no armazenamento de dados críticos em sistemas de automação elétrica (SEL, 2023).

- **Alimentação**

A RTAC-3350 opera com alimentação redundante de corrente contínua (CC), suportando faixas de 24 a 48 Vcc ou 110 a 250 Vcc, conforme o modelo configurado. Essa flexibilidade permite sua integração em diferentes ambientes de subestação e sistemas industriais, garantindo continuidade operacional mesmo em caso de falha de uma das fontes. O sistema de alimentação é projetado para alta imunidade a ruídos elétricos e variações de tensão, atendendo às normas internacionais de confiabilidade para automação de energia (SEL, 2023).

### 2.3 SCADA

O SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*) é um sistema de supervisão, controle e aquisição de dados amplamente utilizado em processos industriais, sistemas elétricos e automação de infraestrutura. Seu principal objetivo é monitorar e controlar equipamentos e processos à distância, permitindo que operadores visualizem o estado do sistema em tempo real, detectem falhas e executem comandos de forma centralizada (BOYLESTAD, 2018).

Em sua arquitetura, o SCADA é composto por controladores de campo, como UTRs e CLPs (Controladores Lógicos Programáveis), responsáveis por coletar informações de sensores e dispositivos, enviando-as ao centro de supervisão, onde estão localizados os servidores e estações de operação. Esses dados são processados e exibidos em interfaces gráficas (HMIs), representando diagramas, alarmes e históricos de eventos (IEC, 2019).

Além disso, o SCADA permite armazenar registros históricos, emitir relatórios de desempenho e executar comandos de controle remoto, como abertura de válvulas ou manobra de disjuntores. Em sistemas elétricos, ele é essencial para monitorar subestações, gerenciar energia e garantir a continuidade do fornecimento elétrico, oferecendo segurança, rastreabilidade e eficiência operacional (NATIONAL INSTRUMENTS, 2022).

### 2.4 PROTOCOLOS DE COMUNICAÇÃO

- **DNP3 (Distributed Network Protocol 3.0)**

O DNP3 (*Distributed Network Protocol*, versão 3.0) é um protocolo de comunicação padronizado amplamente utilizado em sistemas de automação e supervisão (SCADA), especialmente em subestações elétricas, usinas e redes de distribuição de energia. Ele foi

desenvolvido na década de 1990 com o objetivo de melhorar a interoperabilidade e a confiabilidade na troca de dados entre controladores de campo (UTRs, IEDs, CLPs) e centros de operação (IEEE, 2019).

O DNP3 foi projetado para operar de forma eficiente e segura em redes com baixa largura de banda e longas distâncias, características comuns em sistemas elétricos. Ele utiliza um modelo mestre-escravo (ou cliente-servidor), no qual o mestre solicita informações e o escravo responde com os dados de medição, estado de disjuntores e alarmes. Uma das principais vantagens do DNP3 é sua estrutura orientada a eventos, que envia apenas dados atualizados quando há alterações no sistema, otimizando o uso da rede e reduzindo o tráfego de comunicação (IEEE, 2019; IEC, 2018).

Além disso, o protocolo possui mecanismos de verificação e confirmação de mensagens, garantindo a integridade e confiabilidade dos dados transmitidos. Versões mais recentes, como o DNP3 *Secure Authentication* (SA), incorporam camadas de segurança criptográfica baseadas na norma IEC 62351, oferecendo autenticação mútua e proteção contra ataques de repetição e interceptação. Essa evolução tornou o DNP3 compatível com os requisitos modernos de cibersegurança em sistemas de energia (IEEE, 2020; IEC, 2021).

Em aplicações práticas, o DNP3 é amplamente utilizado em UTRs como a UAC STD-7100 e controladores avançados como a RTAC-3350, permitindo comunicação com relés de proteção, medidores, sistemas de supervisão e outros dispositivos inteligentes. (SEL, 2023)

- **SNMP (*Simple Network Management Protocol*)**

O SNMP é um protocolo de gerenciamento de redes amplamente utilizado para monitorar, supervisionar e controlar dispositivos conectados em uma infraestrutura de comunicação. Ele permite que um sistema central chamado NMS (*Network Management System*) obtenha informações de equipamentos como UTRs, *switches*, roteadores, servidores e controladores, além de enviar comandos de configuração quando necessário (STALLINGS, 2016).

O SNMP funciona por meio da troca de mensagens entre três elementos principais: o gerente, que é o sistema de supervisão; o agente, que roda em cada dispositivo monitorado; e a MIB (*Management Information Base*), uma base de dados padronizada que organiza todas as variáveis que podem ser consultadas, como uso de processador, temperatura do equipamento, estado das interfaces de rede, alarmes e contadores de erros (TANENBAUM; WETHERALL,

2017). Uma característica importante do SNMP é sua capacidade de emitir notificações automáticas enviadas pelo dispositivo quando ocorre um evento relevante, como falha de comunicação, sobrecarga, perda de energia ou reinicialização inesperada. Isso o torna essencial para manter a saúde da rede, permitindo ações rápidas de manutenção e detecção precoce de problemas em sistemas críticos, como subestações e centros de operação (STALLINGS, 2016).

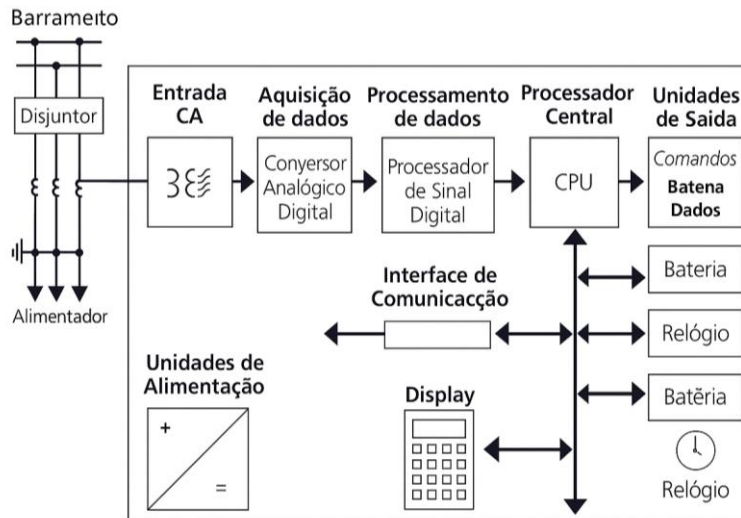
Em equipamentos modernos como a RTAC-3350, o SNMP é utilizado para monitoramento remoto, controle de interfaces, supervisão térmica, registro de falhas e integração com sistemas de gestão de redes corporativas. Já nas UTRs que foram substituídas, as UAC's STD-7100, o suporte ao SNMP é limitado ou inexistente, o que reduz a capacidade de supervisão avançada da infraestrutura de automação (SEL, 2023).

## **2.5 RELÉS DIGITAIS**

Os primeiros trabalhos na área digital surgiram nos anos 60, quando os computadores começaram a substituir ferramentas tradicionais na análise dos sistemas de potência. Resolvidos os problemas de cálculo de curto-circuito, fluxo de potência e estabilidade, as atenções voltaram-se para os relés de proteção que prometiam ser um excitante campo. No entanto ficou claro que o desenvolvimento tecnológico dos computadores da época, ainda não podia atender às necessidades das funções de proteção, nem era economicamente atraente. O interesse sobre o assunto ficou então restrito à área acadêmica, onde os pesquisadores mantiveram o desenvolvimento dos algoritmos de proteção, até que a oportunidade surgisse.

Com a evolução rápida dos computadores, a sofisticada demanda dos programas de proteção pôde ser atendida com velocidade e economia pelos atuais microcomputadores. A tecnologia digital tem se tornado a base da maioria dos sistemas de uma subestação, atuando nas funções de proteção, o relé digital pode ser programado para desempenhar outras tarefas, como por exemplo, medir correntes e tensões dos circuitos e barramentos. Na Figura 4 pode-se observar o diagrama de blocos que representa o funcionamento de um relé digital.

Figura 4 - Estrutura básica de um relé digital



Fonte: Adaptado de LIGHT (2005, p. 40).

## 2.6 RELÉS UTILIZADOS

Existem relés de diversos fabricantes e modelos disponíveis no mercado. Contudo, esta monografia limita-se à análise dos modelos citados, por serem os utilizados nas subestações estudadas.

- **Relé SEL-751**

O modelo SEL-751 da fabricante **SEL** (*Schweitzer Engineering Laboratories*) mostrado na Figura 5 é um relé digital projetado para proteção de alimentadores em sistemas elétricos de distribuição, oferecendo funções como sobrecorrente, sobretensão, subtensão, proteção de frequência, detecção de faltas à terra e tecnologia AST (*Arc Sense Technology*) para identificação de arcos de alta impedância. Sua arquitetura modular permite configurar entradas, saídas e cartões adicionais conforme a aplicação, enquanto seus recursos permitem às comunicações em série ou baseadas em Ethernet com as comunicações IEC 61850 Edição 2, IEC 60870-5-103, PRP (*Parallel Redundancy Protocol*) IEC 62439, EtherNet/IP, PTP (*Precision Time Protocol*) IEEE 1588, Modbus, DNP3 e outros protocolos, garantindo uma integração eficiente com sistemas SCADA. O equipamento também incorpora registro de eventos, oscilografia e sincronização temporal, proporcionando maior suporte à análise de ocorrências e confiabilidade operacional em subestações modernas. (SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES).

Figura 5 - Relé SEL-751

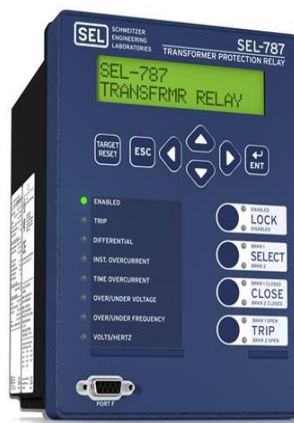


Fonte: SEL, 2025.

- **Relé SEL-787**

O modelo SEL-787 da fabricante SEL mostrado na Figura 6 é um relé digital desenvolvido para a proteção de transformadores de potência, incorporando proteção diferencial de dois enrolamentos, elementos de sobrecorrente, e suporte à proteção de falta restrita à terra (REF) em modelos específicos. O equipamento inclui monitoramento térmico e algoritmos internos que acompanham a temperatura do óleo e do ambiente, contribuindo para a supervisão da saúde do transformador. Possui arquitetura modular, permitindo a adição de módulos de entradas e saídas conforme a necessidade da instalação. Em comunicação, o relé suporta DNP3, além de registrar eventos, oscilografias e dados de faltas para análise operacional (SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES, 2022).

Figura 6 - Relé SEL-787



Fonte: SEL, 2025.

- **Relé SEL-2414**

O modelo SEL-2414 mostrado na Figura 7 é um relé de transformador fabricado pela SEL para supervisionar parâmetros térmicos e operacionais de transformadores de potência. O equipamento realiza o monitoramento da temperatura do óleo, temperatura ambiente e hot-spot, utilizando sensores termopares, além de aplicar modelos térmicos para estimativa do envelhecimento do isolante. O dispositivo possui arquitetura modular, oferecendo entradas digitais e analógicas, além de suportar controles como ventilação. O relé implementa o protocolo DNP3 além de portas Ethernet e serial (SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES, 2018).

Figura 7 - Relé SEL-2414



Fonte: SEL, 2025.

### **3 ETAPAS DO PROJETO**

Nesta fase, são apresentadas as características técnicas e os princípios de funcionamento das UTR's, bem como o processo de implantação desses equipamentos em campo. Além disso, demonstra-se a melhoria alcançada no sistema de automação por meio da realização dos testes de comando e sinalização dos equipamentos. Por fim, serão expostos os resultados obtidos com a execução do projeto. Neste trabalho, serão analisadas duas subestações reais pertencentes a uma grande fornecedora de energia elétrica. Entretanto, por motivos de confidencialidade e segurança operacional, tais instalações serão aqui referenciadas como Subestação A e Subestação B, sem identificação direta de sua localização ou empresa responsável.

#### **3.1 ESTUDO TÉCNICO DAS UTRS**

Nesta etapa, procede-se à análise das funcionalidades técnicas, como análise de hardware e estudo de software tanto da UAC STD-7100, quanto da RTAC-3350, para que assim seja possível obter uma melhor análise comparativa de desempenho e viabilidade técnica de substituição da UAC pela RTAC, foram reunidos os documentos técnicos de cada equipamento para serem realizados suas análises, nestas foram observadas algumas características principais, como por exemplo, capacidade de processamento, memória, hardware instalado, manuseio do software de configuração, entradas e saídas físicas disponíveis, entre outras características.

##### **3.1.1 PROCESSO DE AUTOMAÇÃO DE SUBESTAÇÃO**

A automação de subestações é o conjunto de tecnologias, dispositivos e procedimentos que permitem controlar, monitorar, proteger e comandar uma subestação de forma segura e remota. Através da implementação da automação de subestações, é possível realizar procedimentos de monitoramento e de segurança de forma automática, que antes eram necessários serem feitos manualmente. Esses dispositivos executam funções automáticas essenciais, como abertura e fechamento de disjuntores em casos de curtos-circuitos, monitoramento e proteção de barramentos, como também o monitoramento de transformadores, entre outros equipamentos podem ser monitorados.

Vale ressaltar, que através dos relés de proteção conectados nos equipamentos de campo, é possível realizar a coleta de dados em tempo real com a utilização das UTR's, também será responsável por apresentar alarmes e históricos que permitem ao operador visualizar o estado da subestação e tomar decisões baseadas nas condições em tempo real da subestação.

Além disso o SCADA possibilita o controle remoto, reduzindo a necessidade de intervenção local e manual, aumentando a segurança operacional e sofisticação do sistema de automação.

### 3.1.2 ENTRADAS E SAÍDAS DIGITAIS E ANALÓGICAS

Nos relés digitais da SEL, os termos AI (*Analog Input*), BI (*Binary Input*) e BO (*Binary Output*), referem-se às diferentes tipos de entradas e saídas que os relés possuem, para que sejam utilizadas na obtenção de dados medidos nos dispositivos de campo, e também para recebimento de comandos ou ajustes que permitem ao relé, a partir de medições realizados em campo, executar ações conforme a lógica definida em sua programação.

- **AI (*Analog Input*)**

Esse tipo de entrada corresponde as entradas analógicas, utilizada para medir grandezas contínuas ou variáveis, como corrente, tensões, sensores analógicos entre outras medições necessárias. Essa entradas permitem com que o relé realize medições escalonadas ou analógicas de equipamento em campo, e partir dessas medições processa-las. Esses dados medidos e processado serão utilizados para medição, monitoração e também para verificar se o equipamento esta operando dentro dos parâmetro adequado. Caso seja necessario o relé atuará com sua lógica de proteção definia em seus ajustes.

- **BI (*Binary Input*)**

Esse tipo de entrada corresponde às entradas digitais (binárias), entrada recebe sinais discretos binários, como posições de disjuntores, alarmes, contatos secos, status de chave, como tap de transformadores. Essas entradas são essenciais para monitoramento de estados de chaves e também detecção de condições discretas do sistema. Com isso. é possível monitorar eventos discretos, como abertura e fechamento de disjuntor.

- **BO (*Binary Output*)**

Refere-se às saídas digitais do relé, usadas para enviar comandos ou sinais para dispositivos externos de campo como, acionamento de disjuntores, alarmes, sinalizações, mudanças de TAP entre outros ações de comando e controle. Por meio dessas saídas, o relé transforma sua lógica interna em ações concretas nos dispositivos de campo.

## 3.2 SOFTWARE DE PROGRAMAÇÃO

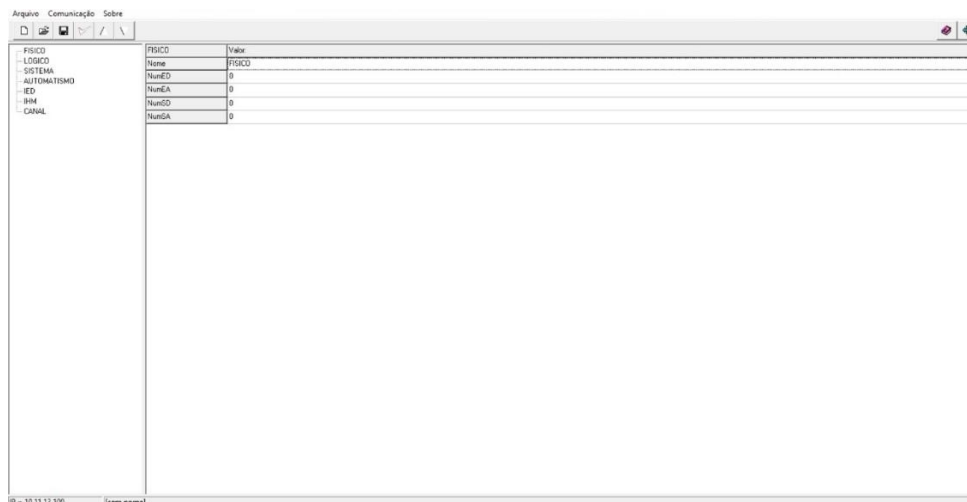
Nesta etapa, utilizou-se o software Configurador STD para acessar e analisar as configurações das antigas UTR's do modelo STD-7100. Para a parametrização, programação e gestão das novas UTR's modelo RTAC-3350, empregou-se o software acSELerator RTAC, ferramenta oficial fornecida pela SEL para desenvolvimento, análise e implementação de lógicas e aplicações em controladores RTAC.

### 3.2.1 CONFIGURADOR STD

O Configurador STD é um software proprietário da fabricante STD, utilizado para parametrização e gerenciamento das UTR's, neste caso para a STD-7100. Essa ferramenta integra o conjunto de aplicações de apoio fornecido pela fabricante para permitir a edição, organização e ajuste da base de dados interna da UTR, contemplando itens como configuração de entradas e saídas digitais e analógicas, definição de canais de comunicação, associação de variáveis, mapeamento de protocolos e ajustes relacionados ao processamento das informações dentro da unidade.

Esse software é utilizado para as UTR's antigas que já estavam em funcionamento em campo, dessa forma, o mesmo foi utilizado apenas para fazer o download do programa existente nas UAC's das subestações. Na Figura 8 é possível observar o interface do Configurador STD.

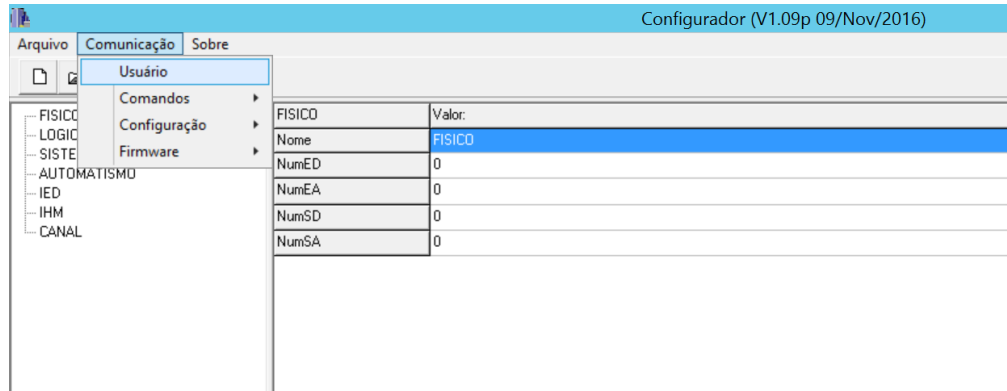
Figura 8 - Interface do software Configurador STD



Fonte: Configurador STD, 2025.

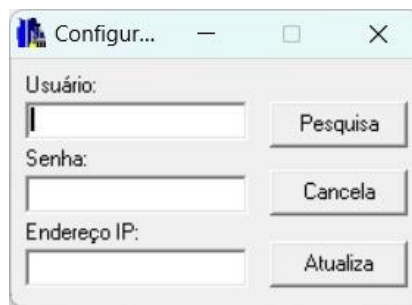
Através deste software é realizado o acesso à UAC já existente na subestação, dessa forma para o acesso, é preciso ir na opção de usuário mostrada na Figura 9 e inserir as informações necessárias, como usuário, senha e IP do equipamento, como é mostrado na Figura 10.

Figura 9 - Acessando a UAC STD-7100



Fonte: Configurador STD, 2025.

Figura 10 - Aba de Acesso à UAC



Fonte: Configurador STD, 2025.

Após entrar com as credenciais solicitadas pelo software, o usuário poderá baixar o programa que está carregado e em funcionamento na UAC, o programa baixado será utilizado como um espelho para criação do programa da RTAC. Como é mostrado na Figura 11, após realizar o acesso à UAC, pode ser obtido o mapa de pontos e configuração de cada subestação, para que assim seja utilizada a mesma configuração na implantação da RTAC. Na mesma figura é possível observar que nesta aba, conseguimos visualizar a configuração das AI, BI e BO de cada IED presente na subestação.

Figura 11 - Mapa de pontos - UAC

Objeto	Tipo	Variação	Origem	Ponto	Inversão	Evento
89	1:BinaryInput	2:C/Status	IED1	ED39	Normal	C/Etiqu
90	1:BinaryInput	2:C/Status	IED1	ED40	Normal	C/Etiqu
91	1:BinaryInput	2:C/Status	IED1	ED41	Normal	C/Etiqu
92	1:BinaryInput	2:C/Status	IED1	ED42	Normal	C/Etiqu
93	1:BinaryInput	2:C/Status	IED1	ED43	Normal	C/Etiqu
94	1:BinaryInput	2:C/Status	IED1	ED44	Normal	C/Etiqu
95	1:BinaryInput	2:C/Status	IED1	ED45	Normal	C/Etiqu
96	1:BinaryInput	2:C/Status	IED1	ED46	Normal	C/Etiqu
97	1:BinaryInput	2:C/Status	IED1	ED47	Normal	C/Etiqu
98	1:BinaryInput	2:C/Status	IED1	ED48	Normal	C/Etiqu
99	1:BinaryInput	2:C/Status	IED1	ED49	Normal	C/Etiqu
100	1:BinaryInput	2:C/Status	IED3	ED0	Normal	C/Etiqu
101	1:BinaryInput	2:C/Status	IED3	ED1	Normal	C/Etiqu
102	1:BinaryInput	2:C/Status	IED3	ED2	Normal	C/Etiqu
103	1:BinaryInput	2:C/Status	IED3	ED3	Normal	C/Etiqu
104	1:BinaryInput	2:C/Status	IED3	ED4	Normal	C/Etiqu
105	1:BinaryInput	2:C/Status	IED3	ED5	Normal	C/Etiqu
106	1:BinaryInput	2:C/Status	IED3	ED6	Normal	C/Etiqu
107	1:BinaryInput	2:C/Status	IED3	ED7	Normal	C/Etiqu
108	1:BinaryInput	2:C/Status	IED3	ED8	Normal	C/Etiqu
109	1:BinaryInput	2:C/Status	IED3	ED9	Normal	C/Etiqu

NumED=518 NumEA=317 NumSD=302 NumSA=0

Fonte: Configurador STD, 2025.

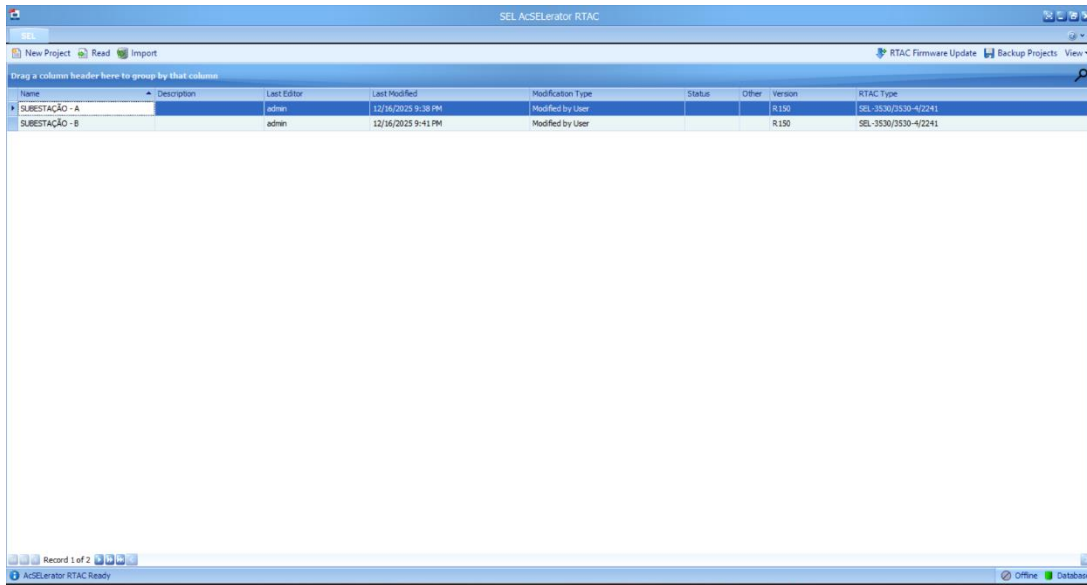
### 3.2.2 ACSELERATOR RTAC

O acSELeRator RTAC é o software oficial de engenharia e configuração desenvolvido pela SEL para as UTR's da família RTAC neste caso para a RTAC-3350. Essa ferramenta é utilizada para projetar, parametrizar, implementar e manter sistemas de automação e controle baseados em RTAC, especialmente em aplicações de subestações elétricas e redes de distribuição de energia (SEL, 2023).

O AcSELeRator RTAC oferece um ambiente unificado que permite aos programadores definir, organizar e gerenciar todos os aspectos da automação da UTR. Isso inclui a configuração de entradas e saídas digitais e analógicas, o mapeamento de tags de dados, a definição de protocolos de comunicação e a parametrização de lógicas internas que vão desde simples intertravamentos até rotinas complexas de automação. O software também possibilita o agrupamento de dados de múltiplos dispositivos e a sua apresentação de forma estruturada para sistemas supervisórios, como SCADA (SEL, 2023).

Esse software é utilizado para configuração das novas UTR's modelo RTAC-3350, que foram implantadas em campo, dessa forma, o mesmo foi utilizado para configurar e parametrizar as novas UTR's. Na Figura 12 é possível observar o interface do ScSELerator RTAC.

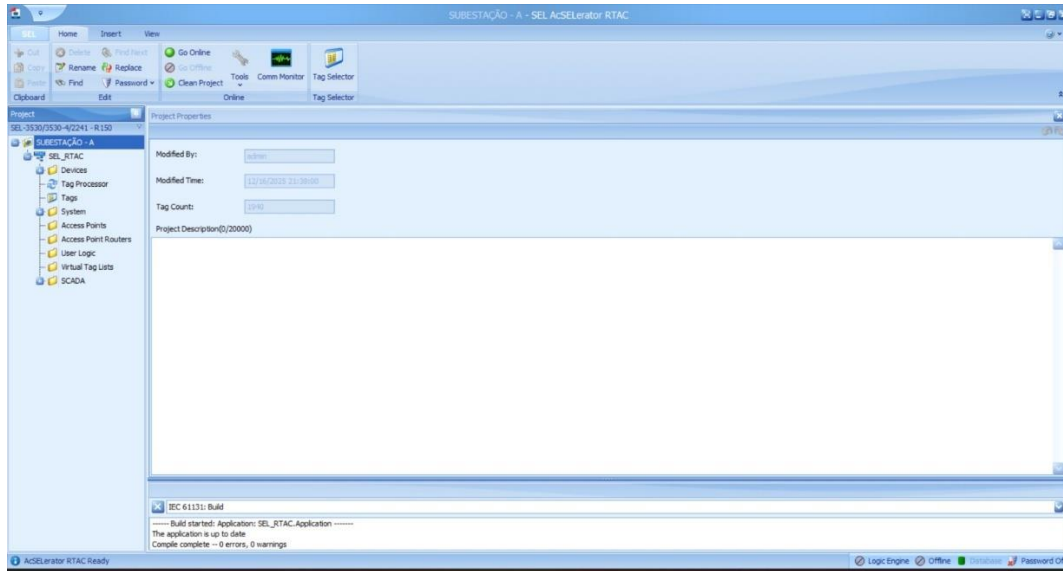
Figura 12 - Interface do software AcSELeratorRTAC



Fonte: AcSELeratorRTAC, 2025.

Por meio do software acSELerator RTAC, é realizado o acesso às RTACs já instaladas na subestação. Ao abrir o arquivo correspondente à subestação, é possível visualizar e analisar todas as configurações do equipamento, conforme ilustrado na Figura 13. Para estabelecer a comunicação entre o computador e a RTAC, é necessária uma conexão física por meio de um cabo de rede *Ethernet*. Após a conexão, o acesso ao equipamento é efetuado selecionando a opção “*Go Online*”, apresentada na Figura 14, onde devem ser inseridas as informações de autenticação, como usuário, senha e endereço IP da RTAC, conforme demonstrado na Figura 15.

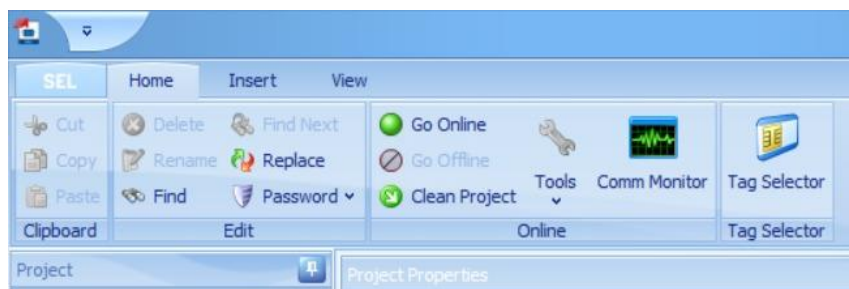
Figura 13 - Interface de configuração AcSELERator RTAC



Fonte: AcSELERatorRTAC, 2025.

Ao acessar o arquivo da subestação na tela inicial do software, é possível visualizar os *drivers* de comunicação de cada IED instalado em campo, os quais são configurados de acordo com as necessidades específicas de cada subestação e de seus respectivos equipamentos. Previamente, foi realizada a coleta do arquivo de controle vigente das subestações por meio do Configurador STD, o qual foi utilizado como referência (espelhamento) para a migração das configurações. Esse processo foi executado no software acSELERator RTAC, considerando todas as parametrizações previamente existentes na UAC, garantindo, assim, que a RTAC fosse programada de acordo com as demandas operacionais atuais de cada subestação.

Figura 14 - Acessando a RTAC-3350



Fonte: AcSELERatorRTAC, 2025.

Destaca-se, na área superior, o botão “Go Online”, responsável por estabelecer a comunicação entre o computador e a RTAC por meio da rede Ethernet. Essa função permite

que o usuário acesse o equipamento em tempo real, visualize variáveis, monitore estados e carregue ou valide o código de automação desenvolvido. Ao lado, encontram-se recursos como “Comm Monitor”, utilizado para acompanhar o tráfego e o status das comunicações, e “Tag Selector”, que auxilia na seleção e organização das variáveis utilizadas na lógica e nos protocolos de comunicação.

A interface também disponibiliza ferramentas para edição do projeto, como localizar, substituir, renomear e gerenciar senhas, além da opção “Clean Project”, que permite a limpeza e reorganização do ambiente de configuração. Na parte inferior, é possível visualizar áreas destinadas às propriedades do projeto, onde são definidas informações gerais da aplicação, parâmetros globais e dados relacionados à estrutura da automação.

Figura 15 - Aba de Acesso à RTAC



Fonte: AcSELeRatorRTAC, 2025.

Após a inserção das credenciais exigidas pelo software, o usuário obtém acesso à RTAC, podendo realizar o carregamento do código desenvolvido no acSELeRator RTAC. Conforme descrito anteriormente, o software carregado na RTAC foi desenvolvido com base no código extraído das UACs, preservando as configurações operacionais previamente existentes. Dessa forma, a RTAC passa a se comunicar de maneira integrada com todos os IEDs instalados na subestação, garantindo a continuidade das funções de automação, supervisão e controle do sistema elétrico.

### **3.3 IDENTIFICAÇÃO DE RACK EM CAMPO**

Os racks de campo utilizados neste trabalho são responsáveis por acomodar os equipamentos de automação, controle e comunicação instalados diretamente nas subestações analisadas. Esses racks concentram dispositivos essenciais como UTR's, relés digitais de proteção, switches, fontes de alimentação, módulos de comunicação e dispositivos auxiliares, possibilitando a execução das funções de supervisão, controle e aquisição de dados do sistema elétrico. Os racks podem ser instalados tanto dentro de casa de comando feitas de alvenaria, como também podem ser instalados ao tempo, conhecidos como rack's outdoor, esse tipo de rack é mais empregado geralmente em subestações de pequeno porte, onde não possui muitos alimentadores e pouca carga.

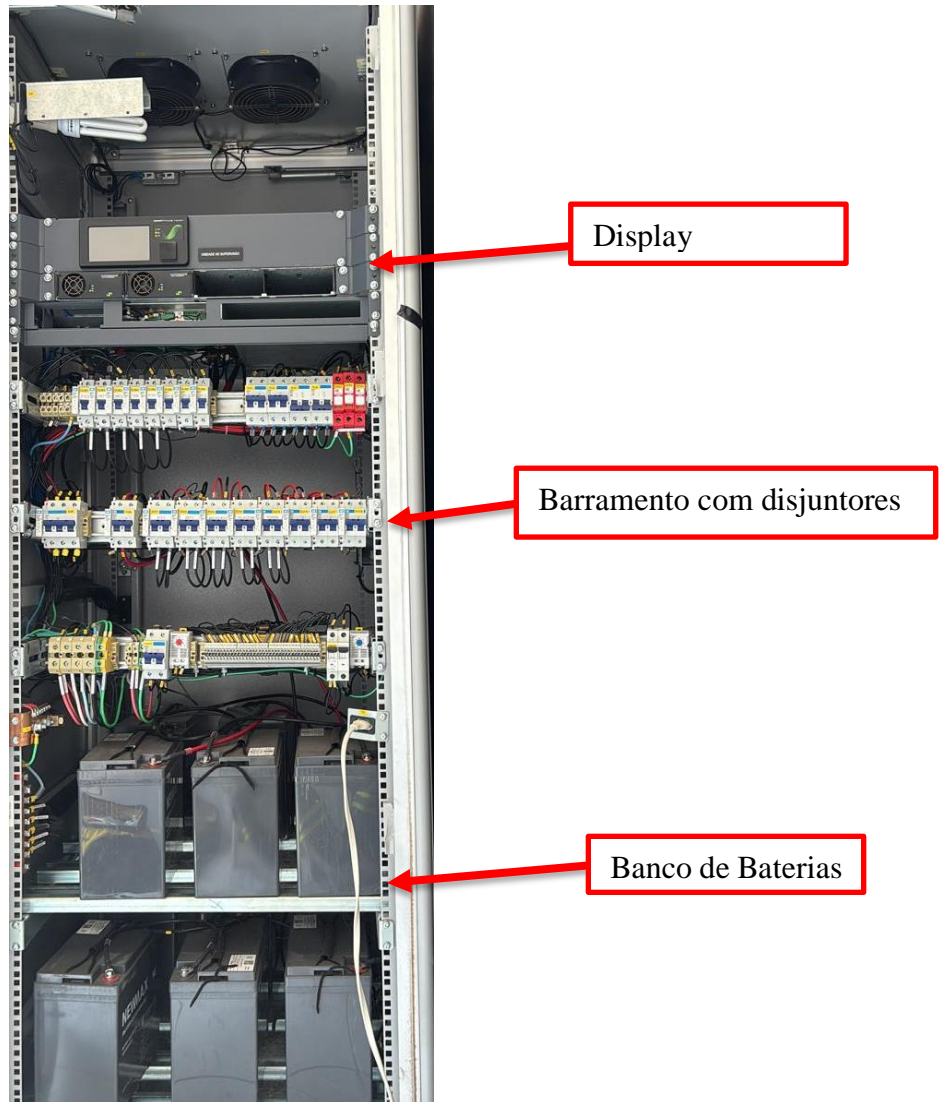
#### **3.3.1 RACK DO RETIFICADOR**

O retificador em subestações é um equipamento fundamental do sistema de serviços auxiliares em corrente contínua, responsável por converter a tensão alternada fornecida pelo Transformador de Serviços Auxiliares (TSA) em uma tensão contínua estável, neste caso de 125 Vcc, utilizada na alimentação de sistemas críticos da subestação. O TSA fornece tipicamente uma tensão de 220 V em corrente alternada, a qual é aplicada à entrada do retificador para posterior conversão e condicionamento (IEC, 2013).

A saída em 125 Vcc do retificador é destinada à alimentação de equipamentos essenciais como relés de proteção, UTRs ou RTACs, sistemas de supervisão e controle (SCADA), circuitos de comando e sinalização, além de sistemas de telecomunicação. Essa tensão contínua é adotada em subestações por apresentar maior confiabilidade operacional, uma vez que garante o funcionamento dos sistemas de proteção e controle mesmo durante falhas ou interrupções na alimentação em corrente alternada (IEEE, 2018).

O mesmo, é responsável por fornecer energia e carregar um banco de baterias, que é responsável por manter os equipamentos de automação e controle da subestação com alimentação, caso a alimentação do TSA fique inoperante por causa de alguma anomalia, na Figura 16 é possível observar a disposição do retificador e seus disjuntores.

Figura 16 - Retificador



Fonte: Autor, 2025.

Na parte de baixo do rack do retificador, é acomodado o banco de baterias, que serão utilizadas em caso de falta de energia. O retificador atua em conjunto com um banco de baterias, mantendo-o permanentemente carregado em regime de flutuação. Em condições normais de operação, o retificador supre as cargas em corrente contínua e carrega as baterias; já em situações de perda da alimentação em 220 Vca proveniente do TSA, o banco de baterias passa a fornecer energia aos circuitos, assegurando a continuidade operacional da subestação (IEC, 2020).

### 3.3.2 RACK DE AUTOMAÇÃO E CONTROLE

O rack de automação e controle de subestações é o conjunto e espaço físico destinado a abrigar, organizar e interligar os principais equipamentos responsáveis pelas funções de supervisão, proteção, controle e comunicação do sistema elétrico. Nesse ambiente estão

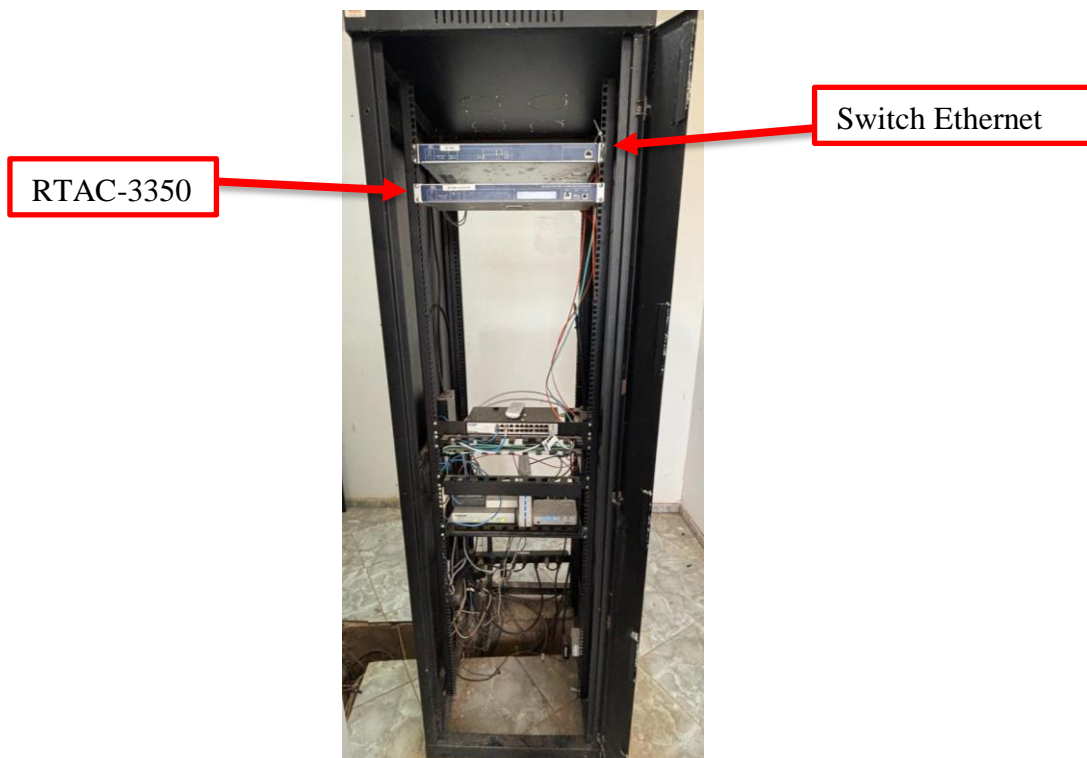
concentrados dispositivos como UTRs, relés digitais de proteção, switches industriais, servidores de automação, fontes de alimentação, módulos de comunicação e equipamentos de sincronismo, garantindo a integração entre os diferentes níveis da automação da subestação (IEC, 2013).

Além de sua função organizacional, o rack de automação desempenha papel fundamental na confiabilidade e segurança operacional do sistema. Sua estrutura é projetada para atender a requisitos de robustez mecânica, ventilação adequada, proteção contra interferências eletromagnéticas e facilidade de manutenção, aspectos essenciais para o funcionamento contínuo dos sistemas de controle e proteção (IEEE, 2018).

Dessa forma, o rack de automação e controle constitui um elemento central na arquitetura de subestações automatizadas, pois integra os sistemas de proteção, controle e supervisão em um ambiente físico padronizado, favorecendo a confiabilidade, a disponibilidade e a eficiência operacional do sistema elétrico (SEL, 2023).

Na Figura 17 é possível observar o modelo da disposição dos equipamentos em uma rack de automação e controle que foi realizado as atividades de substituição das UTR's.

Figura 17 - Rack de automação e controle



### **3.4 IMPLANTAÇÕES DE RTAC'S EM CAMPO**

Nesta etapa do trabalho é abordado o processo de substituição das UACs por RTACs em subestações reais de energia elétrica. Essa substituição foi motivada pela necessidade de modernização do sistema de automação, visando maior confiabilidade operacional, melhor desempenho no processamento de dados e ampliação das capacidades de comunicação com os IEDs e com o sistema supervisório.

A implantação das RTACs em campo envolveu atividades de levantamento das configurações existentes nas UACs, análise da lógica de controle em operação e adequação do novo equipamento às condições reais de cada subestação. Para garantir a continuidade operacional e minimizar impactos ao sistema elétrico, o processo de substituição foi realizado de forma planejada, mantendo-se a compatibilidade com os equipamentos já instalados e preservando as funcionalidades de comando, supervisão e sinalização anteriormente existentes.

Além da instalação física das RTACs, foram executadas etapas de configuração, parametrização e testes de comunicação, assegurando a correta integração com os IEDs e com o sistema SCADA.

#### **3.4.1 SUBESTAÇÃO A**

Na Subestação A, foi realizada a substituição de uma UAC STD-7100 por uma RTAC-3350, como parte do processo de modernização do sistema de automação. A UAC existente foi removida e, em seu lugar, foi instalada a RTAC, a qual passou a assumir as funções de aquisição de dados, supervisão, comando e comunicação com os IEDs e com o sistema supervisório. Essa substituição possibilitou a atualização da infraestrutura de automação da subestação, mantendo as funcionalidades operacionais já existentes e proporcionando maior capacidade de processamento e flexibilidade para futuras expansões do sistema.

Na Figura 18 é ilustrada a disposição da UAC modelo STD-7100 no rack de automação da subestação antes do processo de substituição das UTRs. Observa-se que a UAC ocupava uma área significativa do rack, característica típica de equipamentos de arquitetura mais antiga, o que reduzia a disponibilidade de espaço para futuras expansões ou inclusão de novos dispositivos. Além disso, o equipamento encontrava-se instalado fisicamente abaixo do switch de comunicação, o que não é a disposição mais adequada do ponto de vista organizacional e de manutenção, pois dificulta o acesso frontal, a ventilação adequada e a identificação rápida de

conexões e sinalizações. Esse arranjo físico evidenciava limitações relacionadas à ergonomia, à otimização do espaço interno do rack e à padronização do sistema de automação, reforçando a necessidade de modernização por meio da substituição da UAC por uma RTAC mais compacta.

Figura 18 - UAC na subestação A



Fonte: Autor, 2025.

Na Figura 19 é mostrada a nova disposição da UTR após a substituição da UAC pela RTAC modelo SEL-3350 no rack de automação da subestação. Observa-se que a RTAC possui dimensões mais compactas, resultando em melhor aproveitamento do espaço físico disponível no rack e permitindo uma organização mais adequada dos equipamentos. A instalação em posição mais acessível favorece a ventilação natural do equipamento, facilita as atividades de operação e manutenção e contribui para a padronização do arranjo físico do sistema de automação. Além disso, a RTAC oferece maior capacidade de processamento, interfaces de comunicação mais modernas e maior flexibilidade de configuração, características que aumentam a confiabilidade do sistema, reduzem a complexidade operacional e tornam a infraestrutura mais preparada para futuras expansões e integrações no ambiente de automação da subestação.

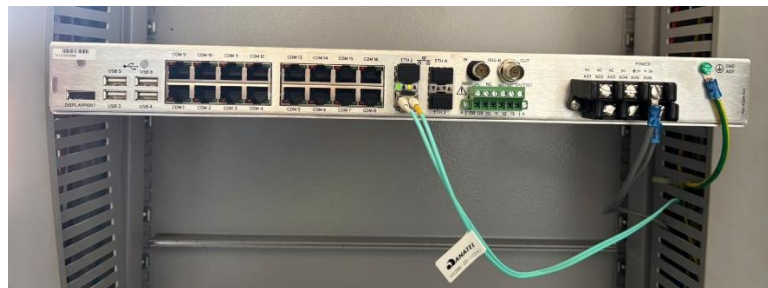
Figura 19 - RTAC na subestação A



Fonte: Autor, 2025.

Na Figura 20 é apresentada a disposição das conexões na parte traseira da RTAC instalada no rack de automação da subestação. A comunicação com a rede de automação é realizada por meio de conexão óptica, interligando a RTAC ao *switch* de automação, o que proporciona maior imunidade a interferências eletromagnéticas e maior confiabilidade na troca de dados entre os dispositivos do sistema. Além disso, nota-se a correta conexão do condutor de aterramento ao ponto dedicado do equipamento, assegurando a equipotencialização elétrica, a segurança operacional e a proteção contra surtos e descargas elétricas. Essa organização das conexões contribui para a padronização da instalação, facilita as atividades de manutenção e reforça a confiabilidade do sistema de automação da subestação.

Figura 20 - Conexões da RTAC-3350



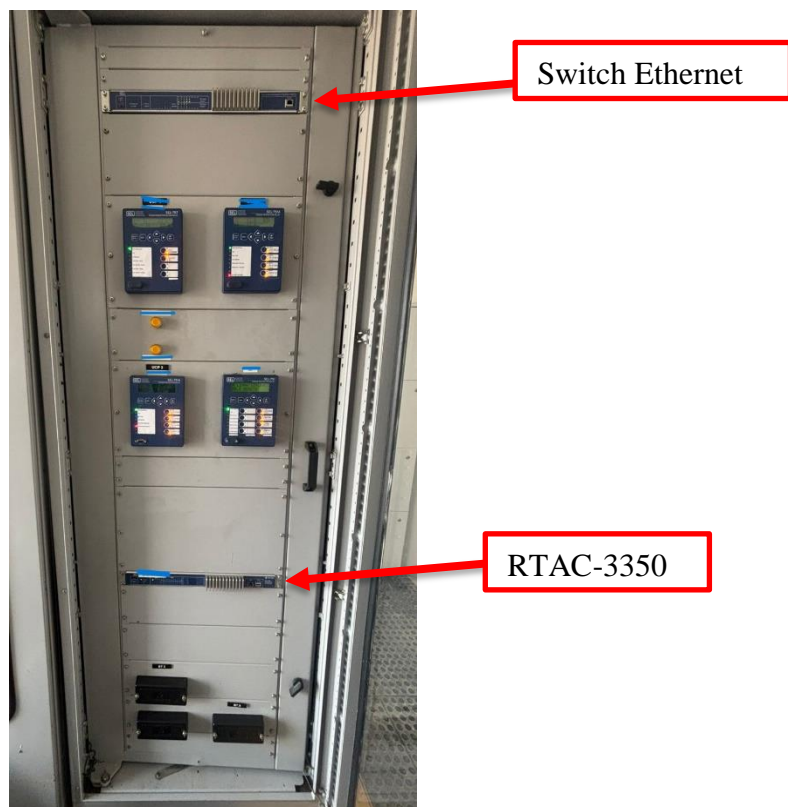
Fonte: Autor, 2025.

Na Figura 21 é apresentada a disposição final dos equipamentos no rack de automação após a substituição da UTR antiga pela nova RTAC. Observa-se uma organização mais racional e padronizada dos dispositivos, com melhor distribuição vertical dos equipamentos, separando claramente os níveis de automação, proteção e comunicação. A RTAC passou a ocupar uma

posição adequada no rack, facilitando o acesso frontal para operação, visualização de LEDs de estado e futuras manutenções.

Essa nova disposição trouxe vantagens significativas, como a otimização do espaço físico do rack, redução do congestionamento de equipamentos e cabos, além de melhoria na ventilação interna, o que favorece a dissipação térmica e aumenta a confiabilidade dos sistemas. Ademais, a organização padronizada facilita intervenções técnicas, inspeções e expansões futuras do sistema de automação, reduzindo o tempo de manutenção e minimizando a possibilidade de erros operacionais. Dessa forma, a reorganização do rack após a substituição da UTR resultou em um arranjo mais eficiente, seguro e alinhado às boas práticas de automação de subestações.

Figura 21 - Disposição final dos equipamentos na subestação A



Fonte: Autor, 2025.

A conclusão da substituição da UTR na Subestação A marcou uma etapa importante no processo de modernização do sistema de automação. A remoção da antiga UAC e a implantação da RTAC permitiram a atualização da infraestrutura de supervisão, controle e comunicação, mantendo a continuidade operacional da subestação e respeitando as configurações previamente existentes. Todo o processo foi realizado de forma planejada, utilizando como base os arquivos

extraídos da UAC, o que garantiu a correta integração da nova RTAC com os IEDs já instalados em campo.

Com a RTAC em operação, foram observadas melhorias significativas em termos de organização física do rack, facilidade de manutenção e confiabilidade do sistema. Dessa forma, a substituição da UTR na Subestação A atingiu os objetivos propostos, resultando em um sistema mais robusto, eficiente e preparado para futuras expansões e evoluções tecnológicas.

### **3.4.2 SUBESTAÇÃO B**

A Subestação B apresenta características distintas em relação ao primeiro caso analisado, principalmente no que se refere à sua infraestrutura física. Diferentemente da Subestação A, o sistema de automação da Subestação B encontra-se instalado em um rack ao tempo, ou seja, não possui casa de comando dedicada, ficando os equipamentos expostos a condições ambientais mais severas, como variações de temperatura, umidade, poeira e intempéries. Esse fator impõe requisitos adicionais quanto à robustez dos equipamentos, à organização do rack e à confiabilidade do sistema como um todo.

Nesse contexto, a substituição da UTR na Subestação B exigiu cuidados específicos tanto na escolha dos equipamentos quanto na execução da instalação em campo, de modo a garantir a continuidade operacional e a segurança do sistema de automação. Ao longo desta etapa do trabalho, serão abordados o arranjo original do rack, as intervenções realizadas para a implantação da nova RTAC, considerando as particularidades de uma subestação sem casa de comando e instalada em ambiente externo.

Na Figura 22 é apresentada a configuração do rack de automação da Subestação B antes da substituição da UTR, evidenciando a instalação da UAC modelo STD-7100 em conjunto com o switch de automação. Observa-se que a UAC ocupava um volume considerável do rack, o que se torna ainda mais crítico neste caso, uma vez que o rack da Subestação B possui dimensões reduzidas quando comparado ao da Subestação A. Essa limitação física impunha restrições à disposição dos equipamentos e dificultava a organização interna do painel.

Além da elevada ocupação de espaço, a presença da UAC em um rack instalado ao tempo agravava as desvantagens físicas do arranjo, como a menor flexibilidade para remanejamento de equipamentos, maior concentração de cabos e dificuldade de acesso para manutenção. A proximidade entre a UAC e os demais dispositivos, aliada ao espaço reduzido

disponível, comprometia a ventilação interna e tornava o ambiente menos favorável à dissipação térmica. Dessa forma, a configuração anterior evidenciava a necessidade de modernização, visando não apenas a melhoria funcional do sistema de automação, mas também a otimização do uso do espaço físico e a adequação do rack às condições operacionais da Subestação B.

Figura 22 - UAC na subestação B



Fonte: Autor, 2025.

Na Figura 23 é apresentada a nova disposição da UTR após a substituição da UAC pela RTAC no rack de automação da Subestação B. Observa-se que a RTAC foi instalada de forma mais compacta e integrada ao conjunto de equipamentos existentes, posicionando-se de maneira adequada em relação ao switch de automação. Essa nova configuração proporcionou melhor aproveitamento do espaço físico disponível, fator especialmente relevante neste caso, considerando as dimensões reduzidas do rack e a ausência de uma casa de comando.

A instalação da RTAC trouxe benefícios significativos, como a redução da ocupação de espaço, melhoria na organização interna do rack e maior facilidade de acesso para operação e manutenção. Além disso, a RTAC oferece maior capacidade de processamento, interfaces de comunicação mais modernas e maior flexibilidade de configuração, permitindo uma integração mais eficiente com os dispositivos inteligentes de campo e com o sistema supervisor.

Figura 23 - RTAC na subestação B



Fonte: Autor, 2025.

Na Figura 24 é apresentada a disposição das conexões na parte traseira da RTAC instalada no rack de automação da Subestação B após a substituição da UTR. Observa-se que a alimentação em corrente contínua (CC) do equipamento é 125 Vcc, proveniente do sistema de serviços auxiliares da subestação, sendo o rack alimentado pelo retificador, o que garante o fornecimento contínuo e confiável de energia aos equipamentos de automação mesmo em situações de perda da alimentação em corrente alternada.

A comunicação com o sistema de automação é efetuada por meio de conexões ópticas, interligando a RTAC ao switch de automação instalado no mesmo rack. Essa solução proporciona maior imunidade a interferências eletromagnéticas, elevada confiabilidade na transmissão de dados e adequação às condições ambientais da subestação, especialmente por se tratar de um rack instalado ao tempo. Além disso, verifica-se a correta conexão do aterramento no ponto dedicado da RTAC, assegurando a equipotencialização elétrica, a proteção contra surtos e descargas atmosféricas, bem como a segurança operacional do sistema. Essa disposição das conexões contribui para uma instalação padronizada, robusta e alinhada às boas práticas de automação de subestações.

Figura 24 - Conexões na RTAC da subestação B



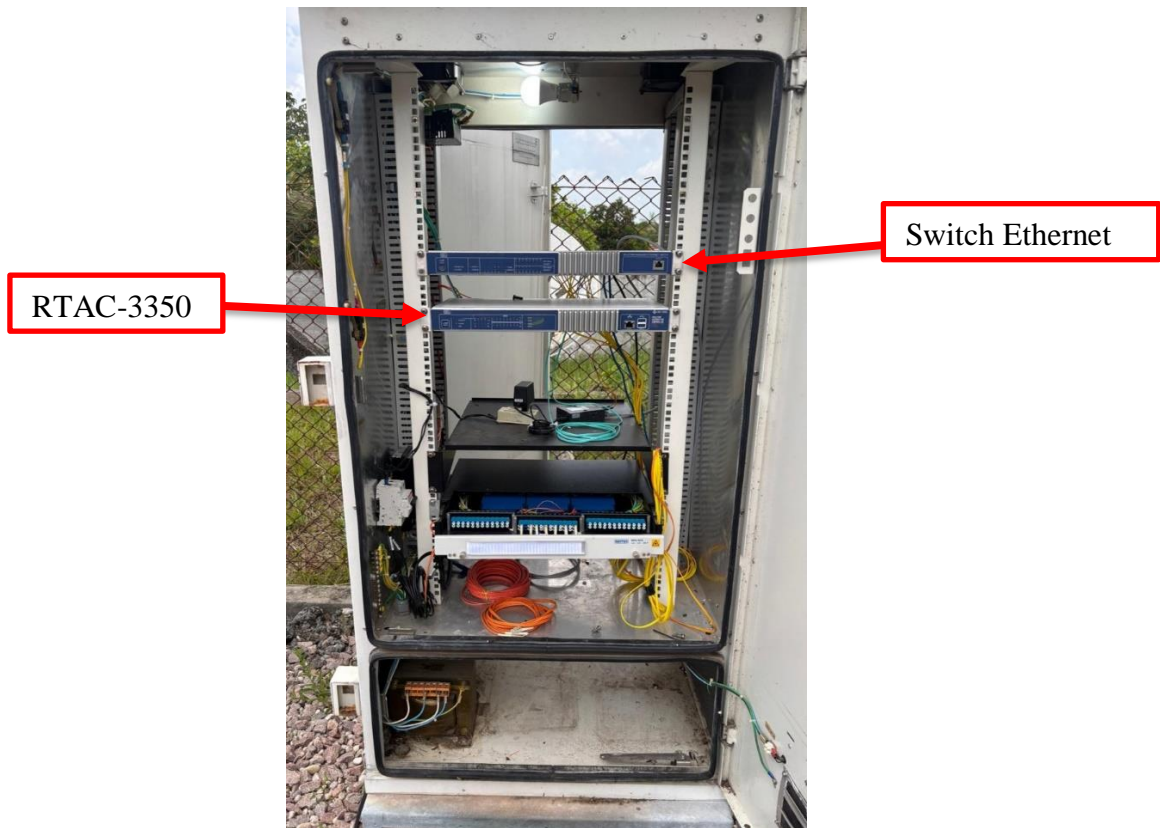
Fonte: Autor, 2025.

A Figura 25 apresenta a disposição final dos equipamentos no rack de automação da Subestação B após a conclusão da substituição da UTR. Observa-se que a nova organização do rack tornou-se mais racional e padronizada, com melhor aproveitamento do espaço interno e separação adequada entre os equipamentos de automação, comunicação e bornes de interligação. A RTAC e o switch de automação encontram-se posicionados de forma alinhada e acessível, facilitando a visualização dos estados operacionais, a realização de manutenções e futuras intervenções técnicas.

Essa nova disposição trouxe vantagens importantes, especialmente considerando que o rack está instalado ao tempo, ou seja, sem casa de comando dedicada. A redução do volume ocupado pelos equipamentos, proporcionada pela substituição da UAC pela RTAC, contribuiu para melhorar a ventilação interna e diminuir o acúmulo de cabos, fatores essenciais para a confiabilidade em ambientes externos. Nota-se também a organização mais adequada dos cabos de fibra óptica e dos circuitos elétricos, o que reduz riscos de falhas, facilita inspeções e melhora a identificação dos circuitos.

Além disso, as condições observadas no rack evidenciam a necessidade de equipamentos robustos e adequados para operação em ambientes sujeitos a variações climáticas, como temperatura, umidade e poeira. A nova configuração, aliada às características construtivas da RTAC e dos demais dispositivos instalados, torna o sistema de automação mais confiável, seguro e preparado para operação contínua, mesmo em um rack exposto diretamente às condições ambientais da subestação.

Figura 25 - Disposição final dos equipamentos na subestação B



Fonte: Autor, 2025.

### 3.5 DESAFIOS ENCONTRADOS NA IMPLANTAÇÃO DAS NOVAS UTRS

A implantação da nova RTAC nas subestações analisadas apresentou diversos desafios técnicos e operacionais, principalmente por se tratar de instalações existentes, em operação e com restrições físicas e funcionais. Um dos principais desafios esteve relacionado às limitações de espaço físico nos racks de automação, especialmente na Subestação B, onde o rack encontra-se instalado ao tempo e possui dimensões reduzidas. A presença da antiga UAC, de maior porte, dificultava a organização dos equipamentos e exigiu um planejamento cuidadoso para a substituição sem comprometer a disposição dos demais dispositivos.

Outro desafio relevante foi a compatibilidade com os equipamentos já instalados em campo, como relés de proteção, medidores e sistemas de comunicação existentes. Para garantir a continuidade operacional, foi necessário realizar o levantamento detalhado das configurações da UAC, extraindo seus arquivos de controle e lógica, que serviram como base para o desenvolvimento do código da RTAC. Esse processo demandou atenção especial para preservar endereçamentos, protocolos, sinais de comando e supervisão já utilizados pelo sistema SCADA.

As condições ambientais também representaram um fator crítico, principalmente nos racks expostos ao tempo, sujeitos a variações de temperatura, umidade, poeira e intempéries.

Essas condições exigiram cuidados adicionais na instalação física, no aterramento adequado dos equipamentos, na organização do cabeamento e na escolha de conexões ópticas para comunicação, visando maior imunidade a interferências eletromagnéticas e maior confiabilidade operacional.

Além disso, a execução das atividades ocorreu com a subestação em operação, o que impôs restrições quanto a janelas de intervenção, testes e comissionamento. Dessa forma, foi necessário realizar um planejamento detalhado das etapas de substituição, priorizando a segurança, a minimização de impactos operacionais e a validação rigorosa das funcionalidades após a entrada em operação da RTAC.

Por fim, os desafios enfrentados durante a implantação evidenciaram a importância de um processo estruturado de modernização, que considere não apenas os aspectos tecnológicos, mas também as limitações físicas, operacionais e ambientais das subestações. A superação desses desafios contribuiu para o sucesso da substituição das UTR's.

### **3.6 RESULTADOS E BENEFÍCIOS OBTIDOS COM A SUBSTITUIÇÃO DAS UTR'S**

A substituição das UACs pelas RTACs nas Subestações A e B tem-se a expectativa de ganhos expressivos para o sistema de automação, abrangendo aspectos físicos, funcionais, operacionais e de confiabilidade. A modernização permitiu a atualização tecnológica da infraestrutura existente, preservando as funcionalidades já consolidadas e garantindo a continuidade da operação das subestações durante todo o processo de implantação.

Um dos primeiros benefícios observados refere-se à otimização do espaço físico nos racks de automação. As UACs anteriormente instaladas apresentavam dimensões elevadas e ocupavam uma parcela significativa do espaço disponível, o que dificultava a organização dos equipamentos e limitava possibilidades de expansão. Com a implantação das RTACs, que possuem formato mais compacto, foi possível reorganizar os racks de maneira mais racional, melhorando a distribuição dos equipamentos, a identificação dos dispositivos e o acesso para atividades de operação e manutenção. Esse benefício foi particularmente relevante na Subestação B, cujo rack encontra-se instalado ao tempo e dispõe de espaço físico reduzido.

Do ponto de vista funcional, a RTAC apresentou maior capacidade de processamento e maior flexibilidade de configuração, permitindo a implementação de lógicas de automação adaptadas às necessidades reais de cada subestação. A migração das configurações existentes

nas UACs para o ambiente do acSELerator RTAC possibilitou manter a lógica operacional previamente estabelecida, ao mesmo tempo em que abriu a possibilidade para futuras melhorias, ajustes e expansões sem a necessidade de alterações físicas significativas no sistema.

Outro resultado importante foi a melhoria na comunicação com os dispositivos inteligentes de campo (IEDs). A RTAC demonstrou maior estabilidade na troca de dados, com melhor desempenho na aquisição de informações, execução de comandos e supervisão de estados. A utilização de conexões ópticas com o switch de automação aumentou a imunidade a interferências eletromagnéticas, fator essencial para ambientes de subestação, especialmente em racks expostos a condições ambientais adversas.

A substituição da UTR também proporcionou ganhos significativos em termos de confiabilidade operacional e manutenção. A nova organização dos racks, aliada à arquitetura mais moderna da RTAC, facilitou o diagnóstico de falhas, reduziu a complexidade do cabeamento e tornou as intervenções técnicas mais seguras e ágeis.

Outro benefício relevante foi a padronização do sistema de automação entre as subestações, o que contribuiu para a redução da complexidade operacional e para a uniformização dos procedimentos de configuração, operação e manutenção. Essa padronização torna o sistema mais preparado para futuras ampliações, integração de novos equipamentos e adoção de tecnologias avançadas, como automações mais complexas, monitoramento remoto e aprimoramento da segurança cibernética.

Por fim, os resultados obtidos com a substituição das UTRs demonstram que a implantação das RTACs atendeu plenamente aos objetivos propostos, proporcionando um sistema de automação mais moderno, robusto, confiável e alinhado às exigências atuais do setor elétrico. A modernização realizada nas Subestações A e B não apenas solucionou limitações existentes na arquitetura anterior, como também estabeleceu uma base sólida para a evolução futura da automação das subestações.

## 4 CONCLUSÃO

Este trabalho apresentou o processo de substituição das Unidades de Aquisição e Controle (UACs) por Real-time and Automation Controllers (RTACs) em duas subestações reais de uma concessionária de energia elétrica, denominadas Subestação A e Subestação B. A modernização do sistema de automação foi motivada pela necessidade de atualização tecnológica, aumento da confiabilidade operacional e adequação às exigências atuais de comunicação, supervisão e controle do sistema elétrico.

A análise realizada demonstrou que as UACs anteriormente instaladas apresentavam limitações físicas, funcionais e operacionais, como elevada ocupação de espaço nos racks, menor flexibilidade de configuração e restrições de processamento. Essas limitações tornaram-se mais evidentes em ambientes com infraestrutura reduzida ou expostos às condições ambientais, como observado na Subestação B, cujo rack de automação encontra-se instalado ao tempo.

Os testes realizados após a implantação confirmaram a correta operação das funções de supervisão, comando e sinalização, evidenciando a confiabilidade da nova solução. Além disso, a padronização da arquitetura de automação entre as subestações contribuiu para a simplificação dos processos de operação e manutenção, bem como para a preparação do sistema para futuras expansões e evoluções tecnológicas.

Dessa forma, conclui-se que a substituição das UTRs baseada na implantação de RTACs atingiu os objetivos propostos neste trabalho, resultando em um sistema de automação mais moderno, robusto e alinhado às boas práticas do setor elétrico. A experiência adquirida demonstra que a modernização de subestações existentes, quando realizada de forma planejada e criteriosa, pode gerar ganhos significativos em confiabilidade, eficiência operacional e sustentabilidade do sistema elétrico de potência.

## 5 BIBLIOGRAFIA

ALMEIDA, R. S. Cibersegurança e automação em subestações. *Blucher Open Access*, São Paulo, 2020. Disponível em: <<https://openaccess.blucher.com.br/article-details/ciberseguranca-e-automao-em-subestaes-35602>>. Acesso em: 17 out. 2025.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Manual de Subestações Automatizadas*. Brasília: ANEEL, 2023. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 17 out. 2025.

ANEEL. *Manual de Automação e Supervisão de Subestações Elétricas*. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2018.

ARAÚJO, P. F. *Controle e supervisão em sistemas elétricos: introdução às UTRs*. Rio de Janeiro: LTC, 2018. Disponível em: <<https://www.grupogen.com.br/ltc>>. Acesso em: 17 out. 2025.

*Automação de Subestações*. Rio de Janeiro: Synergia, 2021. Disponível em: <https://www.synergiaengenharia.com.br/publicacoes/automacao-subestacoes>. Acesso em: 31 out. 2025.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION (IEC). *IEC 60870 – Telecontrol Equipment and Systems*. Genebra: IEC, 2019.

NATIONAL INSTRUMENTS. *What is SCADA?* Austin, TX: NI, 2022. Disponível em: <https://www.ni.com>. Acesso em: 7 nov. 2025.

COSTA, G. R.; FIGUEIREDO, J. S. *Automação e Controle em Subestações Elétricas*. São Paulo: Érica, 2020. Disponível em < <http://hdl.handle.net/11422/11492> > Acesso em: 31 out. 2025.

IEC – INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. *IEC 61850 – Communication Networks and Systems for Power Utility Automation*. Geneva, 2019. Disponível em: <<https://webstore.iec.ch/publication/6028>>. Acesso em: 17 out. 2025.

IEC — INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC 61850-1: Communication networks and systems for power utility automation – Part 1: Introduction and overview**. Geneva: IEC, 2013.

IEC — INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC 61850-1: Communication networks and systems for power utility automation – Part 1: Introduction and overview**. Geneva: IEC, 2013.

IEC — INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC 62040:**

**Uninterruptible power systems (UPS).** Geneva: IEC, 2020.

IEEE – Institute of Electrical and Electronics Engineers. *IEEE Std 1815-2019 – Standard for Electric Power Systems Communications – Distributed Network Protocol (DNP3)*. Nova Iorque: IEEE, 2019.

IEC – International Electrotechnical Commission. *IEC 62351 – Power Systems Management and Associated Information Exchange – Data and Communications Security*. Geneva: IEC, 2021.

SEL – Schweitzer Engineering Laboratories. *SEL-3350 RTAC – Real-Time Automation Controller: Technical Data Sheet*. Pullman, WA: SEL, 2023. Disponível em: <https://selinc.com>. Acesso em: 7 nov. 2025.

IEEE. *Guide for Electric Power Substation Automation*. IEEE Std 2030.5, 2015.

**INTEL Corporation.** *Intel Atom x5-E3940 Processor Product Specifications*. Santa Clara, CA: Intel, 2021.

NXP Semiconductors. “**i.MX 7Dual / 7Solo Applications Processors for Industrial Products.**” Datasheet. Rev. 2, Aug. 2019. Disponível em: <https://www.nxp.com/docs/en/datasheet/IMX7DCEC.pdf>.

SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES (SEL). *RTAC SEL-3350 Technical Manual*. Pullman, WA: SEL Inc., 2022. Disponível em: <[SEL-3350 | Schweitzer Engineering Laboratories](#)> Acesso em: 31 out. 2025.

SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES. *acSELerator RTAC® SEL-5033 Software Manual*. Pullman, WA, 2023

SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES. *RTAC Applications Guide*. Pullman, WA: SEL Inc., 2019. Disponível em: <<https://selinc.com>>. Acesso em: 17 out. 2025.

SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES. *SEL-2414 Transformer Monitor – Data Sheet*. Pullman, WA: SEL, 2018. Disponível em: <https://selinc.com/products/2414/>.

SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES. *SEL-2414 Transformer Monitor – Instruction Manual*. Pullman, WA: SEL, ano.

SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES. *SEL-751 Feeder Protection Relay – Instruction Manual*. Pullman, WA: SEL, ano.

SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES. *SEL-787 Transformer Protection Relay – Instruction Manual*. Pullman, WA: SEL, 2022.

SEL – Schweitzer Engineering Laboratories. *SEL-3350 RTAC – Real-Time Automation Controller: Technical Data Sheet*. Pullman, WA: SEL, 2023. Disponível em: <https://selinc.com>. Acesso em: 7 nov. 2025.

SEL — SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES. *Substation Automation Systems Overview*. Pullman, WA: SEL, 2023. Disponível em: <https://selinc.com>. Acesso em: 9 dez. 2025.

SEL INC. *Modernization of Substation Automation Systems with RTAC Controllers*. Pullman, WA: Schweitzer Engineering Laboratories, 2020. Disponível em: <<https://selinc.com>>. Acesso em: 17 out. 2025.

SIEMENS ENERGY. *Modern Substation Automation Architectures*. Munich: Siemens, 2021. Disponível em: <<https://www.siemens-energy.com>>. Acesso em: 17 out. 2025.

SOUSA, J. C.; MENDES, T. R. *Arquiteturas Modernas de Comunicação em Subestações*. *Revista Eletricidade Moderna*, v. 48, n. 5, p. 80–95, 2021. Disponível em: <https://edem-edital.com.br/revista-eletricidade-moderna>. Acesso em: 31 out. 2025.

STALLINGS, W. *SNMP, SNMPv2, SNMPv3, and RMON 1 and 2*. 3. ed. Reading: Addison-Wesley, 2016.

STD – Sistemas de Transmissão Digital. *Manual de Instalação e Manutenção – UTR STD-7100 / STD-7140*. STD, 2006. Disponível em: <https://pt.scribd.com/document/411031896/2-STD7100-INST-MANUT-pdf>.

STD – Sistemas Técnicos Digitais Ltda. *Manual de Instalação e Manutenção – UTR STD-7100 / STD-7140*. São Paulo: STD, 2019. Disponível em: <https://pt.scribd.com/document/411031896/2-STD7100-INST-MANUT-pdf>. Acesso em: 30 out. 2025.

STD – **Sistemas Técnicos Digitais Ltda.** *Manual de Operação – Unidade Terminal Remota STD-7100*. São Paulo: STD, 2019. Disponível em: <https://pt.scribd.com/document/411031850/3-STD7100-OPERACAO-pdf>. Acesso em: 30 out. 2025.

BOYLESTAD, R. L. *Industrial Control Systems Handbook*. New York: McGraw-Hill, 2018.

IEEE – INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. IEEE Std 2030.5 – Guide for Electric Power Substation Automation. New York: IEEE, 2015.

INTEL CORPORATION. Intel Atom x5-E3940 Processor – Product Specifications. Santa Clara, CA: Intel, 2021.

NXP SEMICONDUCTORS. i.MX 7Dual / 7Solo Applications Processors for Industrial Products Datasheet. Rev. 2, Aug. 2019. Disponível em: <https://www.nxp.com>. Acesso em: 2025.

SEL – SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES. SEL-3350 RTAC – Technical Data Sheet. Pullman, WA: SEL, 2023. Disponível em: <https://selinc.com>. Acesso em: 7 nov. 2025.

STD – SISTEMAS TÉCNICOS DIGITAIS LTDA. Manual de Operação – Unidade Terminal Remota STD-7100. São Paulo: STD, 2019. Disponível em: <https://pt.scribd.com>. Acesso em: 30 out. 2025.

STD – SISTEMAS TÉCNICOS DIGITAIS LTDA. Manual de Instalação e Manutenção UTR STD-7100 / STD-7140. São Paulo: STD, 2019. Disponível em: <https://pt.scribd.com>. Acesso em: 30 out. 2025.

SYNERGIA ENGENHARIA. Automação de Subestações. Rio de Janeiro: Synergia, 2021. Disponível em: <https://www.synergiaengenharia.com.br> . Acesso em: 31 out. 2025.

TANENBAUM, A. S.; WETHERALL, D. *Computer Networks*. 5. ed. Boston: Pearson, 2017.

MARTINS, D. A. *Protocolos de comunicação em sistemas elétricos: integração e desempenho*. Rio de Janeiro: Interciência, 2021. Disponível em: <<https://www.editorainterciencia.com.br>>. Acesso em: 17 out. 2025.

MENDONÇA, G. L. *Integração de IEDs e otimização de comunicação em subestações elétricas*. Fortaleza: Universidade Federal do Ceará, 2022. Disponível em: <<https://repositorio.ufc.br>>. Acesso em: 17 out. 2025.