

## **GRUPO DE ESTUDO DE SISTEMAS DE INFORMAÇÃO E TELECOMUNICAÇÃO PARA SISTEMAS ELÉTRICOS - GTL**

### **SISTEMA DE MONITORAMENTO E GESTÃO INTELIGENTE DE TRANSFORMADORES EM ARQUITETURA IOT**

**GILBERTO AMORIM MOURA(1);CAIO CEZAR NEIVA HUAIS(2);ROBERTO SILVA VIEIRA(2);YURI ANDRADE DIAS(2);REGINALDO DA SILVA SANTOS(2);FELIPE RESENDE DE CARVALHO SOUSA(2) TREETECH(1);ENEL DISTRIBUICAO GOIAS(2)**

#### **RESUMO**

Neste trabalho, apresentam-se os resultados bem-sucedidos da implementação de um sistema de gestão inteligente de ativos na Enel Distribuição Goiás, com o objetivo de maximizar a confiabilidade de seus equipamentos e, por conseguinte, a qualidade dos serviços em seu território de concessão. Para tanto, este sistema foi construído com tecnologias baseadas em conceitos da indústria 4.0 e de Internet das Coisas (IoT), propiciando um eficiente monitoramento do desempenho de transformadores de potência estratégicos. Assim, monitoram-se grandezas diversas, de modo a detectar tendências de falha, antecipando intervenções, caso necessário e, com isto, maximizando a confiabilidade final dos ativos.

**PALAVRAS-CHAVE:** IoT, confiabilidade, monitoramento on-line, sensor, transformador de potência

#### **1.0 INTRODUÇÃO**

A Enel Distribuição Goiás é uma das quatro distribuidoras de energia elétrica do Grupo Enel no Brasil, sendo responsável, em Goiás, pela distribuição de energia elétrica a milhões de unidades consumidoras, com papel insigne para propiciar o fomento das atividades econômicas em todo o Estado. Explicita-se, pois, face a esta responsabilidade, a importância de se assegurar a qualidade no fornecimento de energia elétrica, reduzindo as magnitudes da frequência e da duração das interrupções não programadas em seu sistema elétrico.

Ademais, os transformadores de potência são equipamentos estratégicos para a operação de um sistema elétrico, sendo um dos ativos mais importantes dentro de subestações de média e de alta tensão, razão pela qual foram escolhidos para um projeto piloto com base em tecnologia IoT.

Também por isto, falhas nestes ativos ensejam significativas pioras nos indicadores de duração e frequência de interrupções no fornecimento de energia elétrica às unidades consumidoras, sobretudo em sistemas com arranjos muito radiais, como o da Enel Distribuição Goiás, em que, via de regra, a possibilidade de transferência de cargas se mostra um grande desafio.

Neste contexto, associado à crise de pandemia de Covid-19 vivida, que reduziu drasticamente a mobilidade das equipes de manutenção, e ainda considerando o parque de transformadores com idade média avançada da empresa, a modernização das técnicas e procedimentos de manutenção tornou-se imprescindível para o aumento da confiabilidade operativa do sistema elétrico da empresa. Isto pode ser obtido por meio da migração da manutenção preventiva para a preditiva, utilizando projetos de digitalização, com tecnologias emergentes já aplicadas na indústria e, com isto, reduzindo também intervenções desnecessárias, com impactos diretos no uso mais eficiente e direcionado da força de trabalho das equipes de manutenção.

Cabe destacar que os avanços tecnológicos ocorridos nos últimos anos, tanto na área de Tecnologia da Informação com a indústria 4.0 e Internet das coisas (IoT), como no desenvolvimento de sensores especialistas inteligentes para uso em equipamentos de alta tensão, vêm a contribuir sobremaneira para viabilizar a rápida implantação de modernizações, no que tange ao aumento da eficiência dos processos de manutenção. Essas tecnologias foram aplicadas em uma arquitetura condizente com as condições especialmente severas de uma subestação, na região Centro-Oeste do país.

Desta forma, apresenta-se, neste artigo, a experiência prática da Enel Distribuição Goiás neste estudo de caso e prova de conceito com o emprego das mais modernas tecnologias disponíveis comercialmente para a implantação de um sistema informático corporativo para a gestão de transformadores de potência, contemplando o monitoramento de grandezas térmicas e elétricas estratégicas para o acompanhamento do desempenho deste tipo de equipamento. Adicionalmente são avaliadas as opções de data analytics para suporte à operação e manutenção do sistema de alta tensão e a estrutura em cloud computing, sob os diversos aspectos da segurança cibernética e integração aos

sistemas técnicos da empresa, como o supervisório (SCADA). A análise desta prova de conceito permitirá a escalabilidade do projeto para outros ativos de alta tensão, igualmente importantes, como disjuntores e seccionadores, que poderão contar com a mesma filosofia e infraestrutura para complementar o processo de transformação digital pretendido na Unidade de Alta Tensão.

## 1. AS SUBESTAÇÕES E TRANSFORMADORES MONITORADOS



Figura 1 - Transformadores T3 (SE Ferroviário) E T5 (SE Carajás)

O sistema de monitoramento e gestão inteligente de transformadores de potência online da Enel Distribuição Goiás contemplará diversas subestações distribuídas pelo estado, com os dados sendo concentrados em um ambiente de nuvem.

A informação manipulada por este sistema é a matéria-prima para a gestão dos ativos, incluindo o planejamento das manutenções preditiva e preventiva em consonância com o estado atual dos equipamentos.

Foram incluídos no projeto 12 transformadores espalhados em 8 subestações. Alguns transformadores, recém adquiridos pela ENEL, já foram entregues com o conjunto de sensores necessários. Outros, mais antigos, por serem estratégicos, foram equipados com conjunto de IEDs para sensoriamento inteligente. Além destes, diversos transformadores que receberam a modernização da proteção térmica e regulação de tensão nos últimos anos deverão ser incluídos em etapas futuras.

A constituição das subestações objeto deste projeto é bastante diversa, contemplando transformadores de 8 a 27 anos de idade, com potências nominais de até 50 MVA.

A arquitetura do sistema de monitoramento escolhido é aberta, modular e descentralizada. Deste modo, a inclusão dos transformadores desejados foi realizada sem nenhum obstáculo especial, mesmo quando os equipamentos eram equipados com diferentes IEDs ou quando se optou por adicionar sensores pré-existentes de fornecedores diferentes.

Na Tabela 1, apresentam-se as subestações integradas ao centro de gestão inteligente, bem como um resumo do perfil dos transformadores e sensores utilizados para a monitoração de interesse.

Tabela 1: Subestações e transformadores integrados ao sistema de monitoramento

Subestação	Ano de Fabricação	Idade (Anos)	Tensão de AT (kV)	Tensão de BT (kV)	CDC?	Bolsa ou Membrana?	Potência Nominal (MVA)
FER-S – TR3	2012	8	138	13,8	Sim	Sim	33,33
CAR-S – TR5	2015	5	138	13,8	Sim	Sim	33,33
INH-S-TRF-TR2	1993	27	138	69	Sim	Sim	50
INH-S-TRF-TR1	2008	12	138	69	Sim	Sim	50
ITA-S-TRF-TR3	2008	12	138	69	Sim	Sim	50
JUS-S-TRF-TR3	2013	7	138	69	Sim	Sim	50
ANA-S-TRF-TR2	2019	1	138	13,8	Sim	Sim	33,33
RVE-S-TRF-TR3	1997	23	138	13,8	Sim	Sim	33,33
ANA-S-TRF-TR1	1998	22	138	13,8	Sim	Sim	33,33
AER-S-TRF-TR1	2005	15	138	13,8	Sim	Sim	33,33
AER-S-TRF-TR2	2005	15	138	13,8	Sim	Sim	33,33
AER-S-TRF-TR3	2005	15	138	13,8	Sim	Sim	33,33

## 2. GRANDEZAS MONITORADAS E SENSORIAMENTO

Definidos os transformadores e subestações, procedeu-se, então com a definição de quais grandezas monitorar para obtenção dos resultados desejados, quanto ao acompanhamento do desempenho dos ativos. Estudos da Distribuidora [1], anteriores ao controle da ENEL indicam a taxa global de falha por tensão nominal, apresentada na Tabela 2.

TABELA 2: Taxa global de falha por tensão nominal

Tensões Nominais	Taxa Global de Falha (1979 até novembro/2016)		
	34,5 kV	69 kV	138 kV
Taxas de Falha (%)	1,72%	2,66%	1,83%

Este mesmo estudo [1] apresenta a Figura 2 com as falhas por componentes, predominando as ocorrências em enrolamentos, em buchas e em comutadores de derivações em carga (CDC) e sem tensão (CDST), que totalizam 87,59% das falhas.

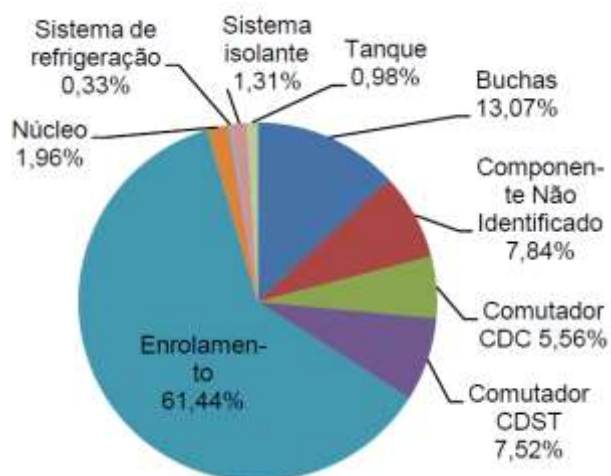


Figura 2 - Falhas em transformadores e autotransformadores por componente.

Um estudo abrangente do Cigré [2] corrobora esta estatística. Nele, apresenta-se um mapa das ocorrências de falhas nos transformadores, como ilustrado na Figura 3, onde é perceptível a importância de se monitorar não apenas a parte ativa do transformador, mas também equipamentos acessórios, como as buchas (*bushings*) e os comutadores de derivações em carga (*Tap Changer*).

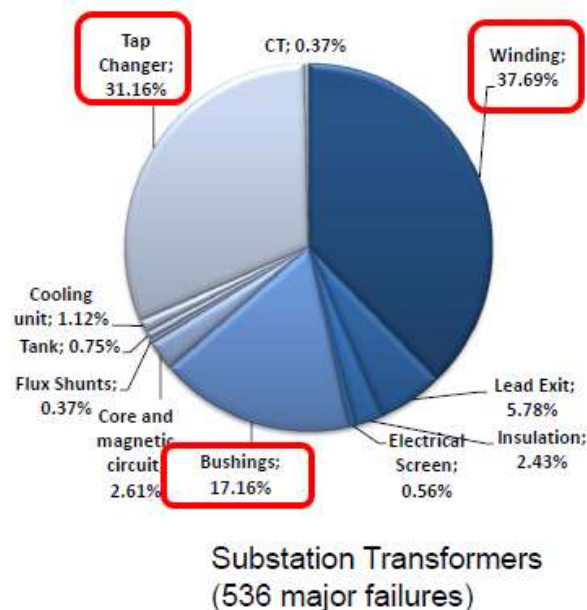


Figura 3 - Estatísticas de falhas de transformadores com OLTC

Face ao exposto, definiu-se, para os transformadores a serem providos dos recursos de sensoriamento, a necessidade de monitoramento das seguintes grandezas: fator de perdas (tangente delta), capacitância e corrente de fuga de buchas condensivas papel-óleo de tensão nominal igual ou superior a 69 kV; temperatura do topo do óleo e dos enrolamentos por imagem térmica e, quando disponível no transformador, por sonda de temperatura de fibra ótica, instalada diretamente no enrolamento; ruptura de bolsa ou membrana do conservador; temperatura ambiente; teor de água no óleo do tanque principal; torque do comutador e níveis de tensão em cada enrolamento, bem como o nível de carga do transformador. As especificações mínimas para estes monitoramentos são, pois, detalhadas a seguir.

### 3. MONITOR DE TEMPERATURA DIGITAL UTILIZANDO IMAGEM TÉRMICA OU FIBRA ÓTICA

Primeiramente, para acompanhar o desempenho da parte ativa do transformador, que compreende o núcleo magnético, os enrolamentos e seu isolamento, os principais elementos a serem monitorados são o carregamento, as temperaturas do óleo e dos enrolamentos.

Com o acompanhamento destas grandezas, monitoram-se eventuais sobrecargas térmicas, que, em casos extremos, podem levar à falha do equipamento.

Ademais, tratam-se de dados importantes para calcular a expectativa de vida útil do sistema isolante, já que sua deterioração é, proeminentemente, uma função da temperatura à qual é submetida.

Para este fim, utilizam-se, além dos sensores necessários, um IED para monitoração de temperatura por imagem térmica ou por fibra ótica (vide Figura 4).

No caso do monitoramento por imagem térmica, o processo é normatizado (NBR 5356 / IEEE C57.91-1995 / IEC 60076-7) e utilizado para proteção térmica, controle de resfriamento forçado e monitoramento contínuo.



Figura 4 – Monitores de temperatura (TM1) e Umidade (MO)

O sensor via fibra ótica, por sua vez, utiliza um cristal de arsenieto de gálio (GaAS) para medição de temperatura no ponto mais quente do enrolamento (por projeto), propiciando a verificação dos gradientes de temperatura de acordo com as condições de carregamento do transformador e detectando eventuais sobrecargas térmicas decorrentes de problemas. Este sensor é especialmente interessante durante os ensaios de aquecimento em transformadores novos [3].

### 4. SENSOR DE CONTEÚDO DE UMIDADE DISSOLVIDA NO ÓLEO ISOLANTE

Outro elemento importante para uma boa monitoração da parte ativa do transformador é a concentração de umidade no óleo, para determinar a segurança na operação da máquina, uma vez que tem um papel importante no envelhecimento do sistema isolante, sendo determinante para controle de sua capacidade de isolamento. Ademais, a detecção de níveis de umidade elevados explicita possíveis falhas de vedação do tanque do transformador, outra fonte de falha comum neste tipo de equipamento.

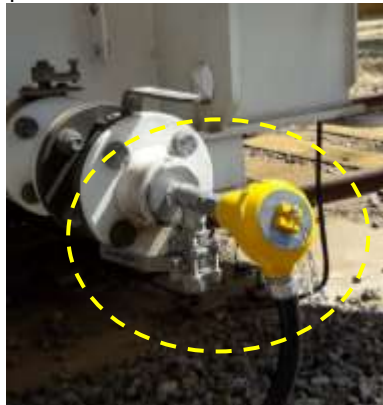


Figura 5 – Sensor de umidade no óleo MO



Para este monitoramento, um sensor de umidade do óleo foi aplicado (vide Figura 5). Trata-se de um medidor instalado no registro inferior do tanque principal com o objetivo de se verificarem concentrações de umidade muito elevadas no óleo mineral isolante, permitindo que se detectem falhas de vedação, com a penetração de umidade externa, por exemplo.

Outrossim, permite acompanhar a migração de água da isolação celulósica para o óleo, com o deslocamento do equilíbrio de umidade em decorrência das condições térmicas decorrentes do carregamento (com o equipamento mais quente, a água tende a migrar da isolação celulósica para o óleo, ocorrendo o inverso quando a temperatura de operação diminui).

## 5. MONITOR DE BUCHAS CONDENSIVAS

Monitorar as buchas condensivas é outra boa prática para uma gestão inteligente dos transformadores, pois a falha de uma bucha leva à falha catastrófica do transformador no qual está instalada, podendo avariá-lo permanentemente, além das possibilidades óbvias de comprometimento do fornecimento de energia elétrica, quando da impossibilidade de transferência de blocos de carga.

Neste projeto, as buchas condensivas papel-óleo de tensão nominal igual ou superior a 69 kV têm o fator de perdas (tangente delta), a capacitância e a corrente de fuga (amplitude e fase) monitorados

Basicamente, a capacitância e o fator de perdas indicam o estado de saúde de uma bucha, de modo que, ao acompanhar sua evolução, é possível evitar uma falha catastrófica, antecipando a realização de intervenções.

Neste projeto, foi utilizado um IED composto de IHM, módulos de medição e adaptadores de tap, atendendo às exigências mínimas de possuir indicações locais e remotas de todas as grandezas dos sensores e possuir alarmes por tendências de evolução de capacitância e tangente delta elevadas; além de possuir alarmes por correntes de fuga das buchas altas ou muito altas;

Ademais, os adaptadores de derivação capacitiva (tap) dos IEDs garantem estanqueidade à derivação capacitiva (tap) e proteção incorporada contra a abertura accidental do circuito do tap, estando adaptados para uma temperatura de operação de classe industrial de 85 °C.

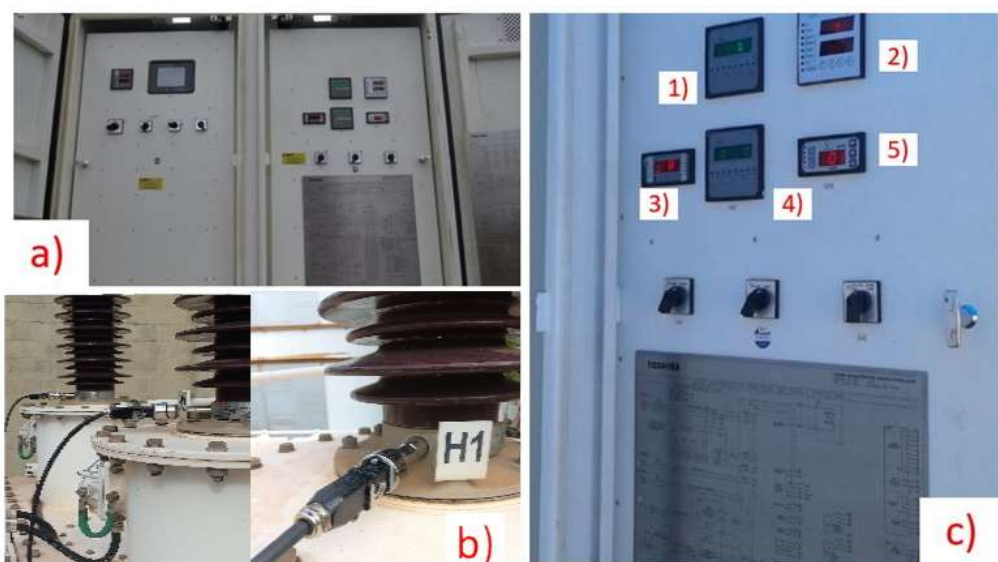


Figura 6: a) Painel com IEDs, b) Sensor buchas, c-1) Relé de Tensão AVR, c-2) Monitor de Torque IDM, c-3) Monitor de umidade MO, c-4) Monitor de Buchas BM, c-5) Supervisor de Paralelismo

## 6. SENSOR DE RUPTURA DE BOLSA/MEMBRANA DO TANQUE CONSERVADOR DE ÓLEO

Com este monitoramento, verifica-se eventual ruptura da bolsa ou membrana do tanque de expansão do transformador.

Este monitoramento é integrado por três componentes, sendo um sensor, que deve ser montado sobre a membrana ou dentro da bolsa de borracha (lado do ar), uma unidade de controle (relé), que deve ser montada no painel do transformador e uma caixa de passagem, para facilitar a instalação do sensor.

O sensor utilizado está apto a operar em temperaturas de -40 °C a + 100 °C.

A montagem do sensor interno à bolsa deve garantir total estanqueidade ao transformador e, por meio de alarmes e indicação visual, informar a condições da bolsa/membrana e condições de funcionamento do dispositivo.

## 7. SENSOR DE TORQUE DO COMUTADOR SOB CARGA

Por fim, integra o sistema, o monitoramento de comutadores de derivações em carga (CDCs), que são elementos indispensáveis à regulação de tensão, sobretudo em equipamentos de maior porte (potências nominais elevadas), como é o caso.

Por possuírem partes móveis e muitos mecanismos, os CDCs são fonte abundante de falhas passíveis de comprometer a disponibilidade de um transformador. O perfil de torque do motor e a tensão de alimentação do motor são exemplos de elementos do comutador que, se monitorados, ajudam a garantir o bom funcionamento desse acessório. Por estas razões, a monitoração dos comutadores foi incluída nesse projeto. A Figura 8 mostra a oscilografia de uma manobra do comutador obtida durante o comissionamento do projeto.



Figura 7 – Sensor de ruptura de bolsa do conservador de óleo



Figura 8 – Oscilografia de uma comutação de tap

## 8. CONJUNTO DE IEDS UTILIZADOS

Para monitorar as grandezas supracitadas, é necessário empregar uma classe especial de sensores, os *Intelligent Electronic Devices* - IEDs, capazes de digitalizar, processar, armazenar e transmitir, em redes de comunicação digitais, as informações adquiridas em campo. Ademais, estes sensores precisam ser adequados para operação em ambientes onde as temperaturas podem atingir até 85 °C e a umidade e a poeira estão sempre presentes. Na Tabela 3, apresenta-se a relação de IEDs utilizados neste projeto.

TABELA 3: Sensores e IEDs

Sensor - IEDs	Funções Básicas
Monitor de Temperatura Digital por imagem térmica	Medição e controle das temperaturas do óleo e enrolamentos do transformador.
Sensor de temperatura e abrigo meteorológico	Medição da temperatura ambiente
Monitor de Temperatura Direta por sensor GaAS em fibra ótica	Medição direta de temperatura de hotspot
Relé de Ruptura de membrana / Bolsa	Detecção de rompimento da bolsa
Monitor de Umidade MO	Medição da umidade do óleo do transformador ou comutador
Monitor de Buchas	Medição da corrente de fuga, capacitância e tangente delta das buchas.
Monitor de Torque do motor do OLTC	Medição do torque do motor do comutador, tensão de alimentação, tensão de comando e tempos de operação do comutador. Medição da corrente do sistema anti-condensação e outros sistemas auxiliares do comutador.
Regulação de Tensão	Controle de comutadores para regulação de tensão. Função multimetro, com indicações de posição, potências ativa, reativa e aparente, frequência, fator de potência e outras;

Todos os sensores da Tabela 3, integrados em rede, constituem uma estrutura similar aos projetos de internet das coisas – IoT, que, interligados em um sistema inteligente, proveem informações e propiciam análises que auxiliam enormemente na tomada de decisão baseada nos pilares da gestão de ativos: risco – eficiência – custo.

## 9. A ARQUITETURA DO SISTEMA

O sistema de monitoramento foi configurado em uma arquitetura descentralizada, que explicita boa confiabilidade e disponibilidade [4], como apontam experiências de outras concessionárias do setor elétrico [5]. Assim, o modelo de sistema de monitoramento online para transformadores adotado pela ENEL é descentralizado, em arquitetura IoT, com sensores distribuídos e computação em nuvem (cloud computing) de acordo com a topologia mostrada na Figura 9.

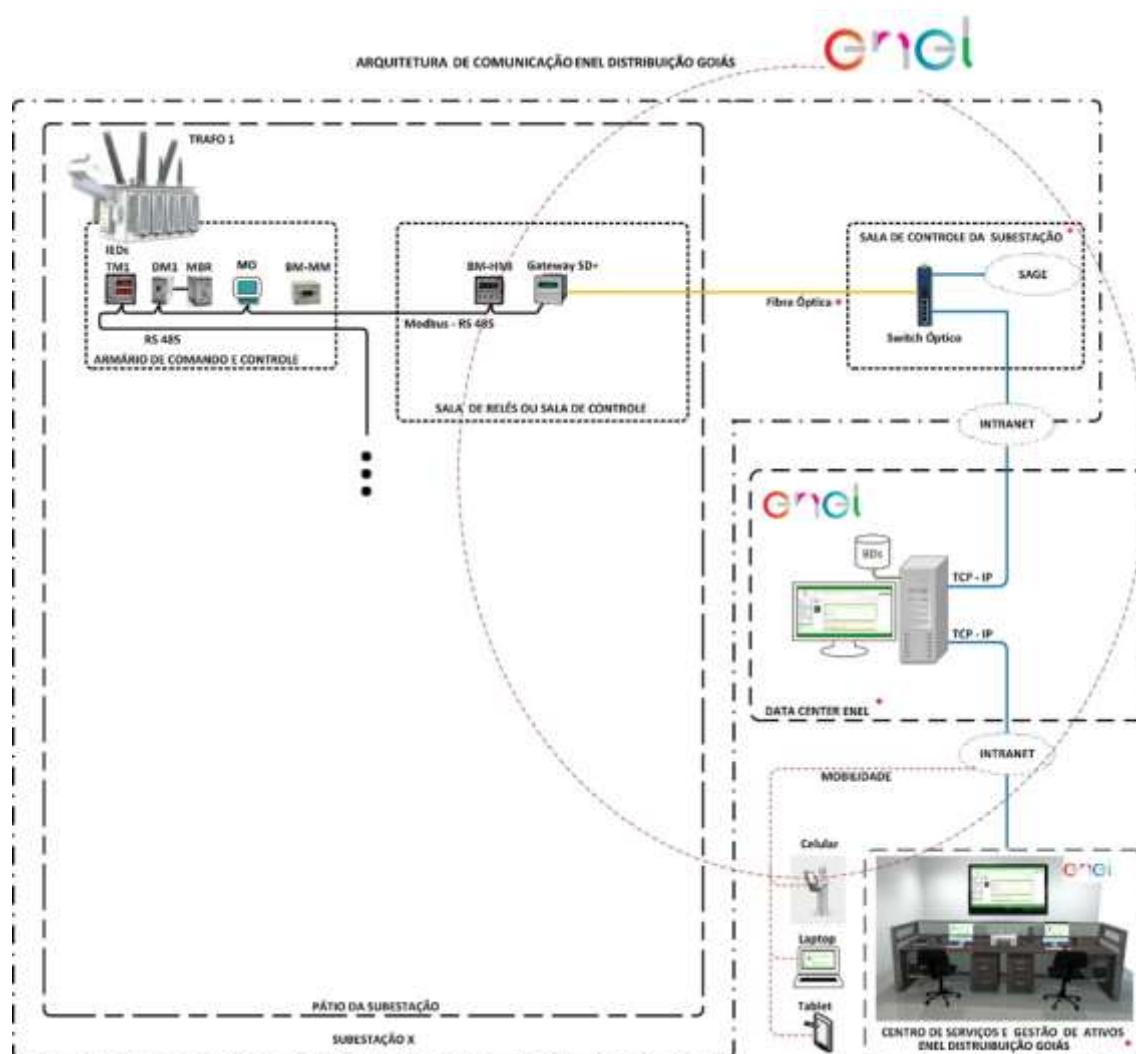


Figura 9 – Arquitetura de comunicação

Para constituir a rede de sensores, foram utilizados cabos de comunicação serial padrão RS-485, que têm como vantagem o baixo custo e a rapidez da instalação, contribuindo para a redução de custos e a viabilidade financeira da instalação de sistemas em transformadores de menor porte.

Para estabelecer a comunicação entre a rede de sensores de cada subestação e o servidor do sistema, em cada subestação, foi instalado um gateway de comunicação, integrado à rede intranet da empresa por meio de um switch ótico instalado na sala de controle. Este gateway é responsável, também, por disponibilizar todas as informações dos sensores para o sistema supervisório SAGE, em protocolos abertos, à escolha do usuário, entre DNP 3 e IEC61850. Esta integração é, pois, fundamental para a expansão futura do projeto.

Finalmente, conectado à rede intranet, um servidor virtual, disponibilizado em nuvem, armazena as medições obtidas em campo no banco de dados e as processa para descobrir informações úteis. Através da intranet da ENEL, os engenheiros da área de Manutenção da Alta Tensão podem, então, acessar o sistema, acompanhando o estado dos ativos de interesse e planejando as intervenções de maneira mais assertiva e eficiente.

O resultado é um sistema simples e robusto, capaz de centralizar dados de localidades distantes e remotas, onde, via de regra, não é possível encontrar redes de internet ou intranet tradicionais, como redes de fibra óptica. A arquitetura deste sistema também se provou bastante barata e escalável, permitindo a adesão de novos componentes sem necessidade de demasiadas adaptações ou ampliações estruturais.

## 10. O SOFTWARE DO SISTEMA DE MONITORAMENTO

Mais do que um sistema que simplesmente digitaliza as medições, o sistema de monitoramento é capaz de transformar os dados em informações úteis para a manutenção, como diagnósticos e prognósticos do estado do equipamento. Ademais, emite alertas quando os valores das grandezas descritas nos tópicos anteriores superarem os limites pré-estabelecidos ou quando as taxas de crescimento destas forem superiores a valores limites também previamente especificados, considerando os critérios de Engenharia de Manutenção adotados pela ENEL. Outrossim, são enviados, concomitantemente à emissão de alertas no ambiente de monitoramento, caso ocorram desvios indevidos, alertas via e-mail e SMS para uma lista de e-mails e telefones cadastrados.

Para a obtenção destas funcionalidades, o sistema de monitoramento está equipado com um módulo de engenharia que contempla algoritmos e modelos matemáticos para gerar diagnósticos e prognósticos. Algumas das principais funções de diagnóstico que podem ser executadas pelo software de monitoramento encontram-se relacionadas na Tabela:

Tabela 4: Diagnósticos e prognósticos providos pelo sistema de monitoramento

<b>Modelo de Engenharia</b>	<b>Diagnósticos e Prognósticos</b>
Vida útil da isolação	Vida útil restante da isolação (%). Tendência de perda de vida da isolação (%/dia) . Tempo de vida restante da isolação (anos).
Previsão de gradiente final de temperatura	Temperatura futura do hot-spot após estabilização. Tempo para alcançar temperatura de alarme. Tempo para alcançar temperatura de desligamento.
Cromatografia / Físico-químico	Laudo de ensaios de gás-cromatografia off-line. Laudo de ensaios físico-químicos off-line.
Umidade no óleo e no papel	Selagem do transformador – ruptura da bolsa de borracha do tanque de expansão. Teor de água no óleo (ppm). Tendência de evolução do teor de água (ppm/dia). Teor de água no papel (% da massa seca). Fator de aceleração da perda de vida da isolação por hidrólise.
Temperatura de formação de bolhas	Temperatura de formação de bolhas. Temperatura de formação de água livre.
Eficiência de resfriamento	Temperatura do topo do óleo calculada. Diferença entre temperaturas medida e calculada. Eficiência do sistema de resfriamento.
Torque e tempo de operação do motor do comutador	Torque máximo do motor em cada região da comutação. Tempo de operação do mecanismo do comutador. Alarmes por valores de torque e tempo de operação fora dos padrões.
Assistente de manutenção do comutador	Número de operações do comutador. Somatória da corrente comutada. Tempo de serviço do comutador. Previsão de tempo restante para manutenção do comutador. Avisos com antecedência para manutenção do comutador.
Assistente de manutenção da ventilação forçada	Tempo de operação dos grupos de ventilação, total e após a última manutenção. Previsão de tempo restante para manutenção da ventilação. Avisos com antecedência para manutenção da ventilação.
Simulações de carregamento	Estudo de carregamento com indicação dos limites operativos seguros

Com todas essas informações em mãos, os engenheiros podem planejar de forma muito mais eficiente os investimentos e as rotinas de manutenção dos transformadores integrados ao sistema.

## 11. CONCLUSÕES

As funcionalidades do sistema de monitoramento e gestão inteligente de transformadores de potência apresentado neste trabalho explicitam o potencial do projeto para a maximização da confiabilidade operativa do parque elétrico da Enel Distribuição Goiás, ensejando uma melhoria substancial na qualidade do fornecimento de energia elétrica aos consumidores finais, ao mitigar a probabilidade de falha dos equipamentos monitorados.

Ademais, é notória a importância das grandezas monitoradas para o acompanhamento da perda de vida útil dos ativos integrados ao sistema, de modo que as equipes de manutenção obtenham subsídios concretos e confiáveis para a proposição de planos de manutenção mais eficientes, mitigando o gasto de recursos técnicos e financeiros por meio de um acompanhamento mais preciso da saúde dos transformadores de potência.

Esse projeto alinha-se também ao processo de transformação digital em curso no setor, empregando tecnologias inovadoras e conceitos da indústria 4.0 e Internet das coisas (IoT), na digitalização da subestação, possibilitando definir os rumos de um processo futuro de modernização dos ativos de alta tensão e subestações.

Verificam-se, pois, os benefícios dos investimentos em tecnologia avançada para a melhoria dos processos de manutenção do sistema elétrico, sempre com foco no cliente final.

## 12. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] MARQUES, A. P. ; AZEVEDO, C. H. B. ; SANTOS, J. A. L. ; Machado, S. G. ; RIBEIRO, C. J. ; MOURA, N. K. ; DIAS, Y. A. ; BRITO, L. C. . Metodologia para reenergização de transformadores de potência após interrupções não programadas no sistema elétrico. In: XXIV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (SNPTTE 2017), 2017, Curitiba - PR.
- [2] CIGRÉ, "Transformers Reliability Survey", WG A2.37, 642, 2015.



[3] Janaina Gomes da Costa, " Ensaio de elevação de temperatura em sobrecarga – Análise dos Resultados utilizando a medição indireta (Imagem Térmica) e Direta (Fibra Ótica) – Caso Autotransformador SE Ipatinga 1", XXIV SNTPE, Foz do Iguaçu, Outubro/2017.

[4] Lavieri Jr., Arthur, Hering, Ricardo, "Novos Conceitos em Sistemas de Energia de Alta Confiabilidade", Encarte Especial Siemens Energia, [http:// mediaibox.siemens.com.br/upfiles/232.pdf](http://mediaibox.siemens.com.br/upfiles/232.pdf), Janeiro/2001.

[5] Fabio Abreu Pinto, Marcos E. G. Alves, "Aplicação De Sistemas De Monitoração On-Line Na Visão Da Engenharia De Manutenção", XXII SNTPE, Brasília, Outubro/2013.

### 13. DADOS BIOGRÁFICOS



seccionadores

(1) GILBERTO AMORIM MOURA (gilberto.amorim@treetech.com.br), Electrotécnico pela Escola Técnica Federal e matemático pela Univ. Federal do Espírito Santo (UFES-1998), complementou a formação com estudos de Proteção de Sistemas Elétricos de Potência pela UNIFEI (CEPSE-2010) e Negócios Internacionais pela USP-SP (FIA 2007). Colaborador da Treetech, com 20 anos de trabalhos no setor elétrico, participou em importantes projetos de sistemas de gestão e diagnóstico on-line de ativos de subestações elétricas nas Américas, Portugal e Rússia. Participa no Comitê de Transformadores A2 do Cigré, com vários artigos publicados sobre modernização de subestações e ativos de alta tensão, como transformadores, reatores, disjuntores e

AT.

(2) CAIO CEZAR NEIVA HUAIS  
Engenheiro de Produção pela UNIFOA, pós-graduado em Engenharia Elétrica e Automação, Pós graduado em Engenharia de manutenção. É certificado Green Belt Lean Six Sigma e conduziu processos de novos métodos de manutenção baseado em análise estatística e IA. Atua na área de transmissão e distribuição de energia há mais de 9 anos, passando por áreas técnicas como proteção, controle e automação e manutenção eletromecânica de equipamentos e PCM onde atuou como técnico de campo e engenheiro de campo. Atua como Responsável pela Manutenção e Operação da Alta tensão do estado de Goiás. É editor colunista da Revista Manutenção e OSE.

(3) ROBERTO SILVA VIEIRA  
Engenheiro Eletricista pela Faculdade de Engenharia SP (FESP - 2007), MBA em Gestão de Negócios de Energia pela Escola Superior de Propaganda e Marketing (ESPM - 2011) e Especialização em Sistemas Elétricos de Potência pela Universidade Presbiteriana Mackenzie (2013). 26 anos de experiência atuando em diversas áreas operacionais, de Engenharia e de Planejamento. Desde 2015 atua em cargos de gestão de equipes em diversos setores do ramo de engenharia e planejamento de empresas de energia elétrica no Brasil. Ao longo da carreira publicou artigos relacionados a projetos de linhas de transmissão subterrâneas de alta tensão, subestações e sistemas de proteção e controle.

(4) YURI ANDRADE DIAS  
É Engenheiro Eletricista Especialista na Enel Distribuição Goiás, atuando na área de Manutenção da Unidade de Alta Tensão (UAT/MAN) como responsável pela área de Engenharia de Manutenção. Graduiu-se em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Goiás (2016), onde obteve o título de Mestre em Engenharia Elétrica (2019), e onde cursa, atualmente, o Doutorado em Engenharia Elétrica. É também técnico em Eletrônica pelo Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás (2012). Tem experiência na área de Engenharia Elétrica, com ênfase em sistemas de energia e manutenção de subestações de média e de alta tensão.

(5) REGINALDO DA SILVA SANTOS  
Engenheiro Eletricista pela Universidade de Uberlândia (2018), MBA em Gestão Empresarial, Inovação e Estratégia Competitiva (IPOG - 2021) Eng. Eletricista, com 22 anos de experiência, nas áreas de automação predial, Subestações de Alta Tensão e nos últimos 16 anos em Distribuição de Energia, onde teve a oportunidade de especializar nos serviços comerciais, obras de média tensão, serviços emergenciais e manutenção preventiva, desde Setembro 2020 retornei para a Alta Tensão. Nos últimos 12 anos atuando como Gestor.

(6) FELIPE RESENDE DE CARVALHO SOUSA  
É Engenheiro Eletricista (com ênfase em Sistemas de Potência), Mestre e Doutor em Engenharia Elétrica pela Escola de Engenharia Elétrica Mecânica e Computação da Universidade Federal de Goiás (EMC-UFG). Atua na Enel Distribuição Goiás (CELG Distribuição) na área de Manutenção de Subestações e Linhas de Alta Tensão, onde trabalha com equipamentos do sistema elétrico, técnicas de manutenção preditiva e corretiva e engenharia de confiabilidade. Tem interesse nas áreas: Sistemas de Potência, Operação e Manutenção de Equipamentos Elétricos, Métodos Numéricos, Inteligência Computacional (Otimização de Sistemas) e Computação Aplicada à Engenharia.