



UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CENTRO DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

YASMIM DA SILVA PEREIRA

**MÓDULOS HÍBRIDOS EM SUBESTAÇÕES DE ALTA TENSÃO:
UMA ANÁLISE SOB O PONTO DE VISTA DA MANUTENÇÃO E
COMPARAÇÃO COM TECNOLOGIAS CONVENCIONAIS**

FORTALEZA

2020

YASMIM DA SILVA PEREIRA

MÓDULOS HÍBRIDOS EM SUBESTAÇÕES DE ALTA TENSÃO:
UMA ANÁLISE SOB O PONTO DE VISTA DA MANUTENÇÃO E
COMPARAÇÃO COM TECNOLOGIAS CONVENCIONAIS

Monografia apresentada ao Curso de Engenharia Elétrica do Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Me. Carlos Gustavo Castelo Branco.

Coorientador: Prof. Esp. Alex Sander de Moraes Cardial.

FORTALEZA

2020

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

P496m Pereira, Yasmim da Silva.

Módulos híbridos em subestações de alta tensão : uma análise sob o ponto de vista da manutenção e comparação com tecnologias convencionais / Yasmim da Silva Pereira. – 2020.
85 f. : il. color.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Curso de Engenharia Elétrica, Fortaleza, 2020.

Orientação: Prof. Me. Carlos Gustavo Castelo Branco.

Coorientação: Prof. Esp. Alex Sander de Moraes Cardial

1. Subestações de alta tensão. 2. Manutenção de subestações. 3. Equipamentos convencionais de proteção e seccionamento. 4. Módulos híbridos de alta tensão. I. Título.

CDD 621.3

YASMIM DA SILVA PEREIRA

MÓDULOS HÍBRIDOS EM SUBESTAÇÕES DE ALTA TENSÃO:
UMA ANÁLISE SOB O PONTO DE VISTA DA MANUTENÇÃO E
COMPARAÇÃO COM TECNOLOGIAS CONVENCIONAIS

Monografia apresentada ao Curso de Engenharia Elétrica do Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Aprovada em: ____/____/____

BANCA EXAMINADORA

Prof. Me. Carlos Gustavo Castelo Branco (Orientador)
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Esp. Alex Sander de Moraes Cardial (Coorientador)
Enel Distribuição Ceará

Prof. Dr. Raimundo Furtado Sampaio
Universidade Federal do Ceará (UFC)

À minha mãe Jane.

À minha tia Rejane.

À minha tia e madrinha Caetana.

AGRADECIMENTOS

A Deus, em todas as suas formas e credos, pois ter uma fé foi de grande importância nessa etapa da minha vida.

Agradeço imensamente à minha mãe, Jane, pelo apoio incondicional em toda a minha graduação, por respeitar minhas escolhas e pela melhor formação de caráter que alguém poderia ter na vida.

Às minhas tias, Rejane e Caetana, que me proporcionaram bons estudos desde cedo e que, dessa maneira, contribuíram com a base sólida que tive para ingressar em uma universidade pública.

À Universidade Federal do Ceará, por todas as experiências e oportunidades bastante enriquecedoras no decorrer da minha graduação, e ao corpo docente do Departamento de Engenharia Elétrica, em especial os professores Carlos Gustavo (meu orientador), Raimundo Furtado, Fabrício Gonzalez, Bismark Torrico, Ruth Pastora e Tobias Fernandes.

Aos meus colegas de curso, especialmente os que compõem nosso grupo High Voltage, pela companhia e pelos bons momentos no decorrer dessa graduação.

Aos meus melhores amigos de vida, Sâmila Sousa, José Monteiro e Watson Júnior, por serem as melhores pessoas de quem eu poderia me cercar nessa fase da minha vida e em todas as outras que vierem.

Ao meu chefe e coorientador, Alex Sander, e ao meu colega de trabalho, Diego Sousa, que me ensinaram praticamente tudo o que sei sobre subestações e manutenção durante meu período de estágio, com bastante paciência e solicitude, além de terem me proporcionado sólida formação como profissional, sendo bons exemplos de conduta e performance na empresa.

À Enel Distribuição Ceará, em especial o Departamento de Manutenção de Alta Tensão, nas pessoas de Gláubio Leite e Carlos Magno, onde estagiei durante dois anos da minha graduação, tendo o primeiro contato com a engenharia elétrica na prática, e encontrei a motivação para este trabalho.

“O homem científico não pretende alcançar um resultado imediato. Ele não espera que suas ideias avançadas sejam imediatamente aceitas. Seus trabalhos são como sementes para o futuro. Seu dever é lançar as bases para aqueles que estão por vir e apontar o caminho.” (Nikola Tesla)

RESUMO

Buscando alinhamento às diretrizes dos órgãos reguladores e melhoria constante dos processos internos e do serviço prestado, as concessionárias de energia elétrica elaboram planejamentos de manutenção e *retrofit* de suas instalações. Quando, por exemplo, os indicadores de custo e qualidade permanecem em valores críticos, trocam-se os equipamentos convencionais por novos, que utilizam tecnologias mais avançadas. Nesse contexto, um desses novos equipamentos de subestações de distribuição de alta tensão é o módulo híbrido, em substituição aos equipamentos convencionais de seccionamento e proteção. O presente trabalho, então, realiza uma análise comparativa entre os procedimentos de manutenção de equipamentos convencionais de alta tensão e os procedimentos dos módulos híbridos, destacando também os custos envolvidos. São descritos primeiramente conceitos teóricos relacionados à manutenção e, em seguida, todas as atividades e rotinas frequentemente adotadas pelas grandes concessionárias. Por fim, realiza-se um levantamento geral dos gastos de manutenção para os equipamentos convencionais e para os módulos híbridos considerando o período de um ano. Após análise de todos esses aspectos e experiência em campo, conclui-se que os módulos híbridos, devido à sua multifuncionalidade e maior complexidade, bem como pelo fato de utilizarem uma tecnologia nova de que não se tem total domínio, impactaram de maneira considerável os processos de manutenção das subestações distribuidoras. Verificou-se que se encareceram significativamente os serviços por necessitarem principalmente de pessoal mais especializado. Por outro lado, esses gastos maiores não significam que não seja vantajosa para as concessionárias a substituição dos equipamentos convencionais. Com um maior tempo de utilização em campo, haverá adaptação aos processos da tecnologia nova e, conseqüentemente, redução significativa da necessidade de intervenções devido às características construtivas dos módulos híbridos, que é um aspecto bastante frisado pelos fabricantes, assim como maior confiabilidade e segurança.

Palavras-chave: Subestações de alta tensão. Manutenção de subestações. Equipamentos convencionais de proteção e seccionamento. Módulos híbridos de alta tensão.

ABSTRACT

In order to connect with regulatory guidelines and thus improve constantly intern procedures and service performance, electric energy companies develop maintenance planning on their facilities and retrofit them. When the quality or cost indicators remain critical, conventional equipment are replaced by new ones with new technologies. In such context, one of these new equipment is the high voltage hybrid module, which replaces conventional switching and protection equipment. This paper compares conventional equipment maintenance with hybrid modules maintenance, which were purchased by the companies to replace the first ones, highlighting involved costs. First, conceptual theory related to maintenance is discussed and then several maintenance activities and routines practiced by big electric energy companies are described. Finally, overall maintenance costs for the conventional equipment and for the hybrid modules are estimated considering an annual period. This comparison and the real life experience show that hybrid modules offer bigger impact in maintenance processes by requiring mainly more skilled labor, because of its multifunctionality and more complex structure, as well as the fact of belonging to a new technology, which is not completely well handled. On the other hand, this bigger maintenance costs do not imply that the substitution of the conventional equipment by the hybrid modules is not attractive or has no advantage. As the operation time passes, there will be more adaptation to the new technology processes and, therefore, significant decrease of maintenance requirement because of the hybrid modules constructive characteristics, which are very emphasized by manufacturers, just as greater reliability and security.

Keywords: High voltage substation. Substation maintenance. Switching and protection conventional equipment. High voltage hybrid modules.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – SED aérea.....	22
Figura 2 – SED semiabrigada.....	22
Figura 3 – SED abrigada	22
Figura 4 – Diagrama unifilar SED de pequeno porte	23
Figura 5 – Diagrama unifilar SED de grande porte tipo 2.....	24
Figura 6 – Diagrama unifilar SED derivadora.....	25
Figura 7 – SED derivadora	25
Figura 8 – Diagrama unifilar SED seccionadora.....	26
Figura 9 – SED seccionadora	26
Figura 10 – Curva da banheira	29
Figura 11 – Cadastro de defeitos em sistema interno.....	36
Figura 12 – Disjuntor alta tensão GVO	40
Figura 13 – Disjuntor alta tensão PVO.....	41
Figura 14 – Disjuntor alta tensão SF ₆	41
Figura 15 – Equipamento de ensaio de rigidez dielétrica.....	44
Figura 16 – Micro-ohmímetro	45
Figura 17 – Megôhmetro	46
Figura 18 – Comportamento das correntes no ensaio de resistência de isolamento.....	47
Figura 19 – Instrumento para medição do ponto de orvalho.....	51
Figura 20 – Chave seccionadora.....	53
Figura 21 – Transformador de corrente alta tensão.....	55
Figura 22 – Componentes do módulo híbrido para barramento simples.....	58
Figura 23 – Componentes do módulo híbrido para barramento duplo.....	58
Figura 24 – Módulo híbrido instalado	59
Figura 25 – Operação dos seccionadores	60
Figura 26 – Sinalizador de posição dos seccionadores	60
Figura 27 – Janela de inspeção externa	61
Figura 28 – Diagrama unifilar de SED compactada.....	61
Figura 29 – Parte interna da chave seletora original de fábrica.....	66
Figura 30 – Parte interna da nova chave seletora instalada.....	66

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – Segmentação dos custos de manutenção de um <i>bay</i> convencional.....	73
Gráfico 2 – Custos de manutenção estimados para um <i>bay</i> convencional e para um módulo híbrido	73

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Principais elementos alvos das inspeções nos disjuntores a SF ₆	50
Quadro 2 – Comparação entre equipamentos convencionais e módulos híbridos	72

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Resumo das periodicidades das atividades mínimas	32
Tabela 2 – Número de operações do disjuntor e correntes de curto-circuito correspondentes	62
Tabela 3 – <i>Baremos</i> relacionados à manutenção de disjuntores	68
Tabela 4 – <i>Baremo</i> relacionado à manutenção de chaves seccionadoras.....	70
Tabela 5 – <i>Baremos</i> relacionados às atividades com linha-viva nos módulos híbridos.....	71

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AIS	<i>Air-insulated substation</i> (subestação isolada a ar)
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
GIS	<i>Gas-insulated substation</i> (subestação isolada a gás)
GVO	Grande volume de óleo
NBR	Norma Brasileira Regulamentar
ONS	Operador Nacional do Sistema
PRODIST	Procedimento de Distribuição
PVO	Pequeno volume de óleo
SDAT	Sistema de distribuição de alta tensão
SDBT	Sistema de distribuição de baixa tensão
SDMT	Sistema de distribuição de média tensão
SED	Subestação distribuidora
SF ₆	Hexafluoreto de enxofre
SIN	Sistema interligado Nacional
SPDA	Sistema de proteção contra descargas atmosféricas
SRD	Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição
TC	Transformador de corrente

LISTA DE SÍMBOLOS

A	Ampère(s)
kV	Quilovolt
MPa	Megapascal
MVA	Megavolt-ampère
°C	Graus Celsius

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	16
1.1	Contextualização	16
1.2	Motivação	18
1.3	Objetivos	19
<i>1.3.1</i>	<i>Objetivo geral</i>	19
<i>1.3.2</i>	<i>Objetivos específicos</i>	19
1.4	Estrutura do trabalho	19
2	CARACTERÍSTICAS GERAIS DE SUBESTAÇÕES DISTRIBUIDORAS	21
2.1	Composição básica	21
2.2	SED abaixadora	21
2.3	SED derivadora e seccionadora	24
2.4	Considerações finais	27
3	MANUTENÇÃO DE EQUIPAMENTOS DE SUBESTAÇÕES DISTRIBUIDORAS	28
3.1	Conceitos iniciais	28
3.2	Envelhecimento de equipamentos	28
3.3	O que é manutenção?	30
3.4	Requisitos mínimos para manutenção de equipamentos de subestações distribuidoras	31
3.5	Rotinas de concessionárias	33
<i>3.5.1</i>	<i>Sistema interno e documentações envolvidas</i>	35
<i>3.5.2</i>	<i>Planos anuais de inspeções</i>	37
<i>3.5.3</i>	<i>Pessoal</i>	38
3.6	Considerações finais	38
4	EQUIPAMENTOS TRADICIONAIS E SEUS PROCEDIMENTOS DE MANUTENÇÃO	39
4.1	Disjuntores	39
<i>4.1.1</i>	<i>Manutenção preventiva e preditiva em disjuntores a óleo</i>	42
<i>4.1.1.1</i>	<i>Ensaio de rigidez dielétrica</i>	43
<i>4.1.1.2</i>	<i>Ensaio de resistência de contato estática</i>	44
<i>4.1.1.3</i>	<i>Ensaio de resistência de isolamento</i>	45
<i>4.1.2</i>	<i>Manutenção corretiva mais comum em disjuntores a óleo</i>	48

4.1.3	<i>Manutenção preventiva e preditiva em disjuntores a SF₆</i>	49
4.1.4	<i>Manutenção corretiva mais comum em disjuntores a SF₆</i>	52
4.2	Chaves seccionadoras	53
4.2.1	<i>Visão geral</i>	53
4.2.2	<i>Manutenção</i>	54
4.3	Transformadores de corrente	54
4.3.1	<i>Visão geral</i>	54
4.3.2	<i>Manutenção</i>	55
4.4	Considerações finais	56
5	MÓDULOS HÍBRIDOS: CARACTERÍSTICAS E PROCEDIMENTOS DE MANUTENÇÃO	57
5.1	Características gerais e funcionamento	57
5.2	Manutenção preventiva	62
5.3	Manutenção corretiva	63
5.4	Considerações finais	67
6	COMPARAÇÃO DE CUSTOS ESTIMADOS DE MANUTENÇÃO	68
6.1	Manutenção dos equipamentos convencionais	68
6.2	Manutenção dos módulos híbridos	70
6.3	Considerações finais	71
7	ANÁLISE COMPARATIVA DOS PROCEDIMENTOS DE MANUTENÇÃO .	72
8	CONCLUSÃO	75
	REFERÊNCIAS	77
	ANEXO A – EXEMPLOS DE DOCUMENTAÇÕES PARA SERVIÇOS EM CAMPO	81
	ANEXO B – RELATÓRIOS DE ENSAIOS EM DISJUNTORES	84

1 INTRODUÇÃO

1.1 Contextualização

O sistema de distribuição é o segmento do sistema elétrico em que se dá primeiramente a redução do nível de tensão da energia proveniente da Rede Básica – instalações de transmissão e transformação do Sistema Interligado Nacional (SIN) em patamar superior ou igual a 230 kV. Além disso, a distribuição também se dedica à conexão do sistema elétrico com centrais geradoras e ao fornecimento de energia elétrica aos consumidores (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA [ANEEL], 2018).

A ANEEL classifica as instalações e equipamentos do sistema de distribuição de acordo com os seguintes níveis de operação:

- Tensão superior a 69 kV e inferior 230 kV: sistema de distribuição de alta tensão (SDAT);
- Tensão superior a 1 kV e inferior a 69 kV: sistema de distribuição de média tensão (SDMT);
- Tensão inferior ou igual a 1 kV: sistema de distribuição de baixa tensão (SDBT).

A regulação técnica do sistema de distribuição é feita pela Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição (SRD) da ANEEL. Essa área estabelece regras e procedimentos relacionados a planejamento, expansão, acesso, operação e medição por meio de diretrizes dispostas no Procedimento de Distribuição (PRODIST), que se divide em onze módulos. O SRD possui também outras atribuições relacionadas à qualidade do fornecimento, à implementação de tarifas e à universalização do acesso à energia.

No período de 2020 a 2024, projeta-se um crescimento médio anual da carga de energia do SIN de 3,8% ao ano (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO [ONS]; CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA [CCEE]; EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA [EPE], 2019). Sendo o sistema de distribuição a principal interface deste com consumidores e cadeias produtivas, é essencial que as atividades de planejamento da expansão englobem as melhores soluções técnico-econômicas para garantir o suprimento energético e, dessa maneira, acompanhar o desenvolvimento do país.

Para o SDAT, o módulo 2 do PRODIST define critérios de planejamento de acordo com dois horizontes bem definidos: curto e médio prazo (cinco anos) e longo prazo (dez anos), em que o primeiro é intrínseco ao segundo. O objetivo do planejamento do SDAT

a longo prazo reside, então, nas obras de caráter estrutural, isto é, proposição e ampliação de novas subestações, redes e linhas de distribuição, bem como análise de pontos de conexão (ANEEL, 2016), devendo contemplar também novas tecnologias que surgirem a cada revisão, feita anualmente.

É importante destacar a importância da incorporação dos avanços tecnológicos, pois eles são capazes de abrandar ou até de solucionar os principais problemas que surgem para o planejamento da expansão, como a construção ou a ampliação de subestações em áreas urbanas.

Nos grandes centros urbanos, concentra-se uma elevada quantidade de cargas, pois há grande povoação e diversas atividades comerciais e industriais. A opção mais vantajosa para o sistema elétrico é a construção de subestações próximas a essas cargas. Do ponto de vista da eficiência energética, há a redução das perdas de transmissão. Do ponto de vista econômico, gasta-se menos com condutores e estruturas de transmissão robustas e longas e, por isso, mais caras.

Em contrapartida, há a problemática da ocupação das áreas urbanas: o preço dos terrenos é significativamente mais caro devido em maior parte à especulação imobiliária, principalmente em uma cidade turística como Fortaleza. Além disso, existe a preocupação com o impacto visual do empreendimento, que não deve comprometer o conjunto arquitetônico de suas proximidades (MEIRELES, 2010), especialmente se houver edificações históricas e culturais, o que requer maior sofisticação nas obras e, conseqüentemente, eleva ainda mais seus custos. É válido citar ainda as restrições ambientais, que oneram ainda mais o planejamento com licenciamentos e ações mitigadoras.

Em conjunto com aspecto econômico, a expansão do sistema de distribuição nas grandes cidades deve prezar pela confiabilidade de suas instalações e equipamentos devido à relevância das cargas atendidas nesses lugares. Nos centros urbanos estão as edificações administrativas de governos e empresas, grandes hospitais, escolas e universidades, que exigem a melhor qualidade possível de fornecimento de energia.

Nesse contexto de crescente necessidade de compactação aliada à importância da confiabilidade, a tecnologia GIS (do inglês “*gas-insulated switchgear*”), que surgiu no fim dos anos 60, ganhou cada vez mais espaço nos projetos de construção e ampliação de subestações. Ela consiste na utilização de um gás dielétrico, o hexafluoreto de enxofre (SF_6), a pressão moderada como isolante entre fases e fase-terra, isto é, condutores e demais componentes são agrupados e encapsulados em invólucros metálicos preenchidos por gás SF_6 (BOLIN, 2012).

Essa característica possibilita redução significativa do espaço ocupado pelos componentes da subestação, pois o SF₆ é capaz de isolar propriamente com uma distância da ordem de centímetros, enquanto a tecnologia convencional (chamada AIS, do inglês “*air-insulated substation*”) necessita de metros para tal (BOLIN, 2012). Além disso, as instalações GIS são mais seguras devido ao encapsulamento, que reduz o risco de choques elétricos mesmo em condições ambientais desfavoráveis, como grande poluição, alta umidade ou baixa temperatura (MEIRELES, 2010). Deve-se ao encapsulamento também a redução na necessidade de manutenção, pois as partes ativas não ficam expostas à deterioração pelo ar atmosférico (BOLIN, 2012).

No entanto, a tecnologia GIS ainda é muito cara do ponto de vista construtivo: o investimento necessário chega a ser 80% maior que o de uma subestação convencional (MEIRELES, 2010). Por isso, as concessionárias adotaram uma alternativa no meio-termo, buscando a melhor relação custo-benefício: as subestações híbridas, em que apenas uma parte da subestação é compactada com o isolamento a gás, geralmente o setor de alta tensão, onde se dá mais significativamente a redução das distâncias elétricas (MEIRELES, 2010).

As grandes concessionárias de energia elétrica, alinhando-se com as diretrizes do módulo 2 do PRODIST e visando um custo-benefício por padrão – pois os novos projetos de subestação já são pensados considerando as novas tecnologias – iniciaram a compactação do setor de alta tensão de suas subestações distribuidoras com a adoção dos módulos híbridos compactos, equipamentos mais novos e, portanto, mais complexos devido à sua multifuncionalidade. Além desse aspecto estratégico, a substituição de equipamentos de subestação se dá quando se supera a corrente de carga ou de curto-circuito ou quando a incidência de defeitos está muito alta, como o que se observa em equipamentos muito antigos. É válido citar ainda o aspecto financeiro: cada equipamento gera um valor no ativo que compõe a base tarifária e tal ativo se desvaloriza à medida que o tempo passa, podendo chegar ao ponto de não possuir mais nenhum valor contábil para a ANEEL.

1.2 Motivação

Nesse contexto, o presente trabalho tem como objetivo avaliar o impacto dessa maior sofisticação do módulo híbrido nas rotinas de manutenção de equipamentos de subestação adotadas por uma grande concessionária, comparando com a manutenção requerida pelos equipamentos convencionais e destacando os custos envolvidos em cada processo.

A relevância deste trabalho se dá, então, no âmbito da adaptação ao futuro: novas tecnologias trazem novos problemas e os estudos dos novos processos são essenciais para a otimização do serviço prestado.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo geral

O objetivo geral deste trabalho é realizar uma análise dos módulos híbridos sob o ponto de vista da manutenção de subestações distribuidoras, comparando com a manutenção dos equipamentos tradicionais.

1.3.2 Objetivos específicos

Como objetivos específicos, tem-se os estudos das estratégias de manutenção utilizadas por concessionárias nos equipamentos tradicionais e no módulo híbrido, incluindo descrição de ocorrências mais relevantes. São explanadas todas as técnicas utilizadas e periodicidades, bem como se realiza uma estimativa de custos de manutenção de uma *bay* tradicional e de um módulo híbrido.

1.4 Estrutura do trabalho

No capítulo 2, é apresentado um apanhado geral sobre subestações distribuidoras, destacando-se especificamente as topologias utilizadas por uma grande concessionária de energia.

No capítulo 3, discorre-se sobre manutenção e conceitos a ela relacionados, focando-se em seguida na manutenção de subestações distribuidoras e na descrição de todos os procedimentos e rotinas adotados pela concessionária.

No capítulo 4, são descritos os equipamentos que compõem um *bay* convencional e as atividades de manutenção realizadas neles.

No capítulo 5, são mostradas as principais características dos módulos híbridos e são descritos os procedimentos de manutenção preventiva recomendados pelos fabricantes, bem como são mostradas algumas intervenções corretivas realizadas.

No capítulo 6, faz-se uma estimativa dos custos de manutenção dos equipamentos convencionais e dos módulos híbridos considerando o período de um ano.

No capítulo 7, é feita uma análise comparativa geral dos procedimentos e dos custos de manutenção dos equipamentos convencionais e do módulo híbrido.

Por fim, no capítulo 8, são levantadas as principais conclusões a partir dessa análise e são apontados temas correlacionados como sugestões para trabalhos futuros.

2 CARACTERÍSTICAS GERAIS DE SUBESTAÇÕES DISTRIBUIDORAS

A Resolução Normativa n. 674, de 11 de agosto de 2015, da ANEEL (BRASIL, 2015), define como subestação distribuidora (SED) aquela que está conectada ao sistema de distribuição de alta tensão (SDAT) e interliga redes de distribuição, possuindo transformadores de força. Neste capítulo, serão detalhados os tipos de SED de uma reconhecida concessionária de energia com ênfase nas que se localizam em Fortaleza e região metropolitana, que correspondem ao nível de tensão 72,5-15 kV, de acordo com a norma técnica interna correspondente.

2.1 Composição básica

A principal característica de uma subestação distribuidora é sua modularidade: essencialmente, ela é composta por *bays*, ou vãos, que são conjuntos de equipamentos que possuem uma finalidade específica.

Usualmente, existem os seguintes vãos com seus respectivos equipamentos:

- Entrada e saída de linha: para-raios, transformador de corrente, chaves seccionadoras e disjuntor;
- Barramentos de alta e de média tensão: para-raios, transformador de potencial e disjuntor de barra;
- Vão de transformação: para-raios, transformadores, chaves seccionadoras e disjuntores de alta e de média tensão;
- Vão de regulação: bancos de capacitores, disjuntores e chaves seccionadoras;
- Vão de transferência: disjuntor de transferência e chaves seccionadoras;
- Saída de alimentador: religador e chaves seccionadoras.

2.2 SED abaixadora

A maioria das subestações distribuidoras de Fortaleza e região metropolitana possuem o setor de alta tensão (69 kV) aérea (ou “ao tempo”, como na Figura 1) – construída em local aberto, estando portanto exposta a intempéries – ou semiabrigada, cujas instalações aéreas são iguais à área convencional, porém construída sob galpão, como mostrado na Figura 2. Estas últimas são utilizadas em zonas de alto índice de poluição marítima. Há ainda subestações em que estão totalmente abrigadas, como a da Figura 3.

Figura 1 – SED aérea



Fonte: acervo da Enel Distribuição Ceará.

Figura 2 – SED semiabrigada



Fonte: acervo da Enel Distribuição Ceará.

Figura 3 – SED abrigada



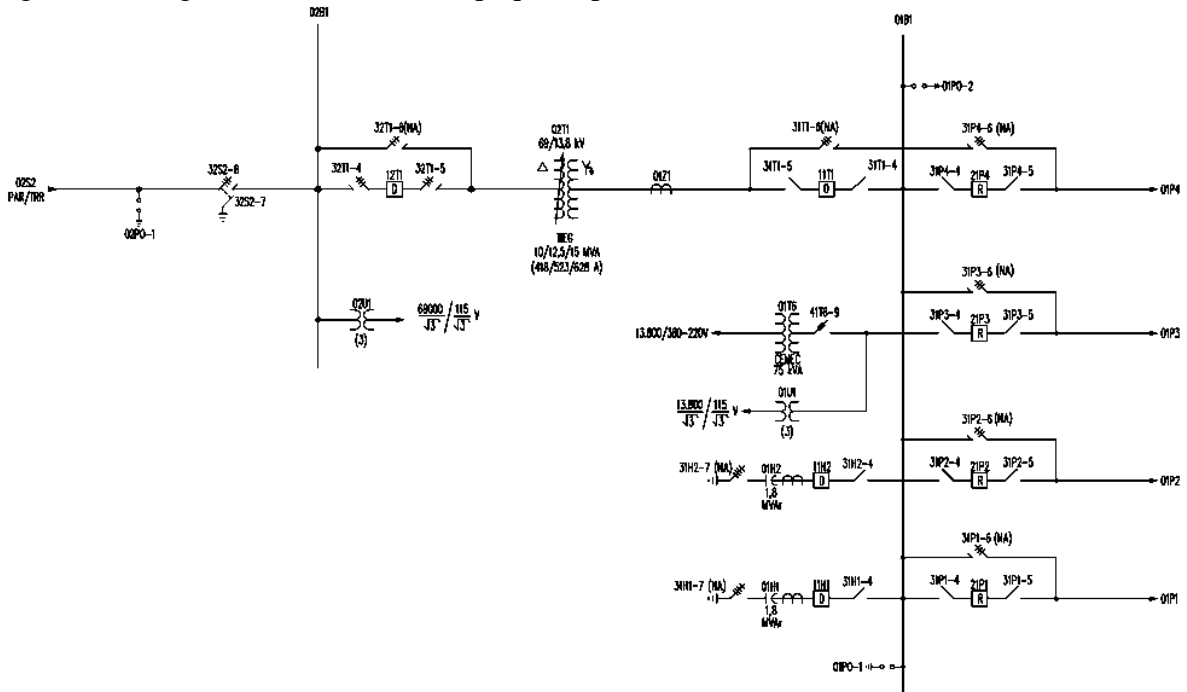
Fonte: acervo da Enel Distribuição Ceará.

As instalações 72,5-15 kV subdividem-se em subestações de pequeno porte e de grande porte, havendo ainda, para este último grupo, uma nova subdivisão em grande porte tipo 1 e grande porte tipo 2.

As subestações de pequeno porte são construídas em zonas rurais ou urbanas de médios valores de demanda e baixa densidade de carga, isto é, grandes extensões territoriais onde há grande incerteza sobre o crescimento vegetativo das cargas ou não há uma definição exata do local mais apropriado para se construir a subestação. Por outro lado, as subestações de pequeno porte também são adequadas para a situação oposta: quando há significativo grau de certeza quanto à carga inicial e sua taxa de crescimento, bem como quando se sabe a melhor localização da subestação em relação ao centro de cargas e se possui uma expectativa da vida útil dessa subestação considerando sua capacidade nominal (ARTUS, 2018).

A transformação das subestações de pequeno porte pode ser feita com um ou dois transformadores de 5/6,25 MVA ou 5/6,25/7,25 MVA ou apenas um transformador de 10/12,5/15 MVA (ARTUS, 2018). Na Figura 4, consta um exemplo de diagrama unifilar desse tipo de subestação, que geralmente possui barramentos simples.

Figura 4 – Diagrama unifilar SED de pequeno porte



Fonte: acervo da Enel Distribuição Ceará.

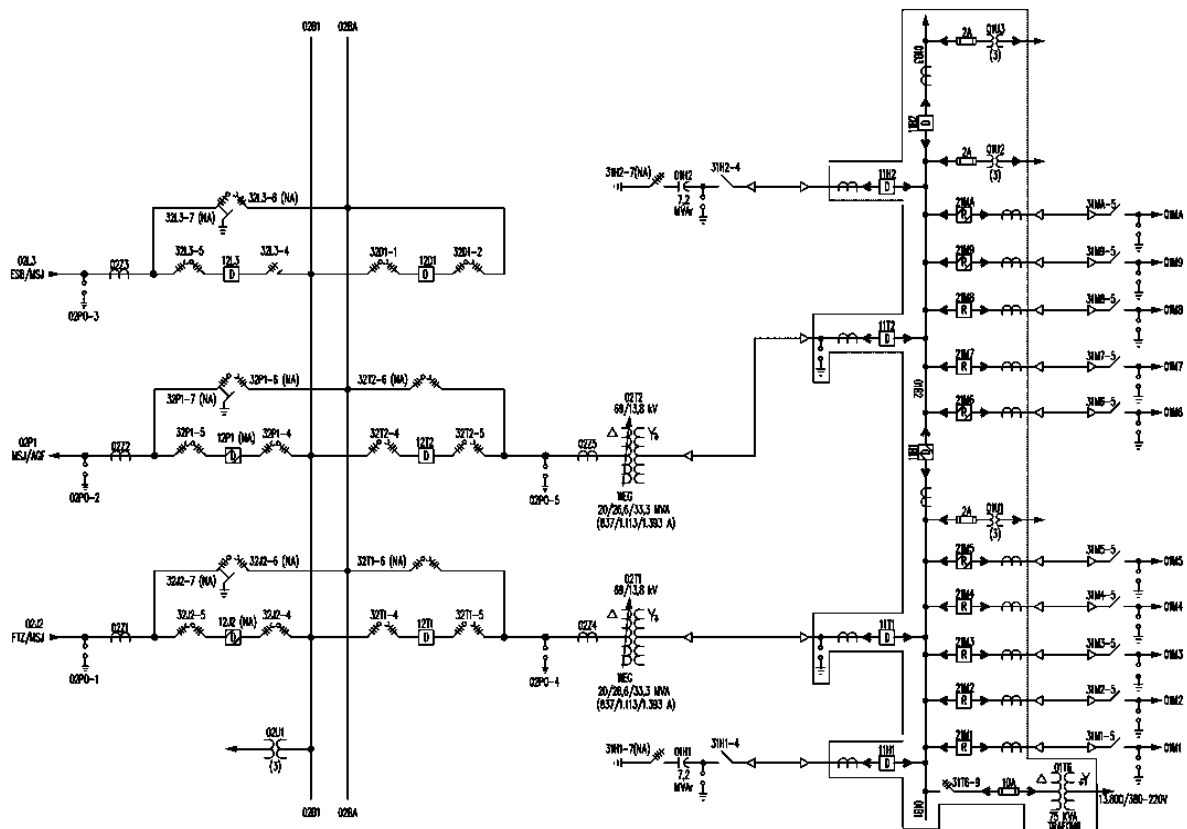
Já as subestações de grande porte são construídas em zonas urbanas com altos valores de demanda, atendendo cargas de distribuição em grandes núcleos urbanos da capital ou do interior do estado. Esse tipo de SED é implantado onde se conhece bem a carga inicial e

o crescimento vegetativo dela, bem como a localização mais apropriada para a subestação (ARTUS, 2018).

A subdivisão nos tipos 1 e 2 se dá no setor de 69 kV: nas subestações de grande porte do tipo 1, os barramentos principal e de transferência são superpostos; nas subestações de grande porte do tipo 2, por sua vez, eles são paralelos. Nas subestações de pequeno porte, caso possuam barramento duplo, eles são sempre superpostos.

A transformação das subestações de grande porte pode ser feita com um ou dois transformadores de 10/12,5/15 MVA ou de 20/26,6/33,2 MVA (ARTUS, 2018). Na Figura 5, consta um exemplo de diagrama unifilar desse tipo de subestação, cujo barramento de alta tensão é duplo com disjuntor simples.

Figura 5 – Diagrama unifilar SED de grande porte tipo 2



Fonte: acervo da Enel Distribuição Ceará.

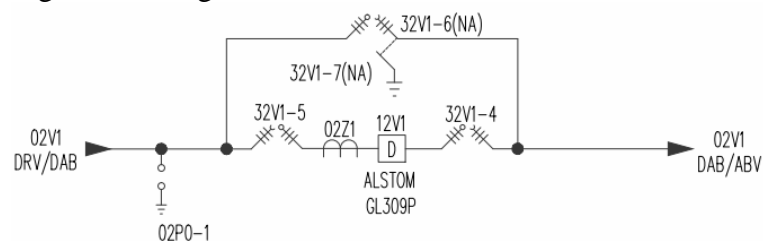
2.3 SED derivadora e seccionadora

Há ainda subestações distribuidoras que não são transformadoras, apenas interligam circuitos de suprimentos, possibilitando sua multiplicação, bem como a

energização de trechos menores por meio de seccionamento (MAMEDE FILHO, 2005). São as chamadas subestações derivadoras e seccionadoras, no nível de 69 kV.

Uma SED derivadora, como a própria denominação sugere, é uma ramificação do SDAT destinada a alimentar um grande bloco cliente, geralmente indústrias ou centros comerciais. É composta apenas por um *bay* (vão) de entrada de linha, como mostrado no diagrama unifilar da Figura 6, correspondente à derivadora de uma indústria de bebidas. Em seguida, na Figura 7, tem-se uma SED derivadora real.

Figura 6 – Diagrama unifilar SED derivadora



Fonte: acervo da Enel Distribuição Ceará.

Figura 7 – SED derivadora

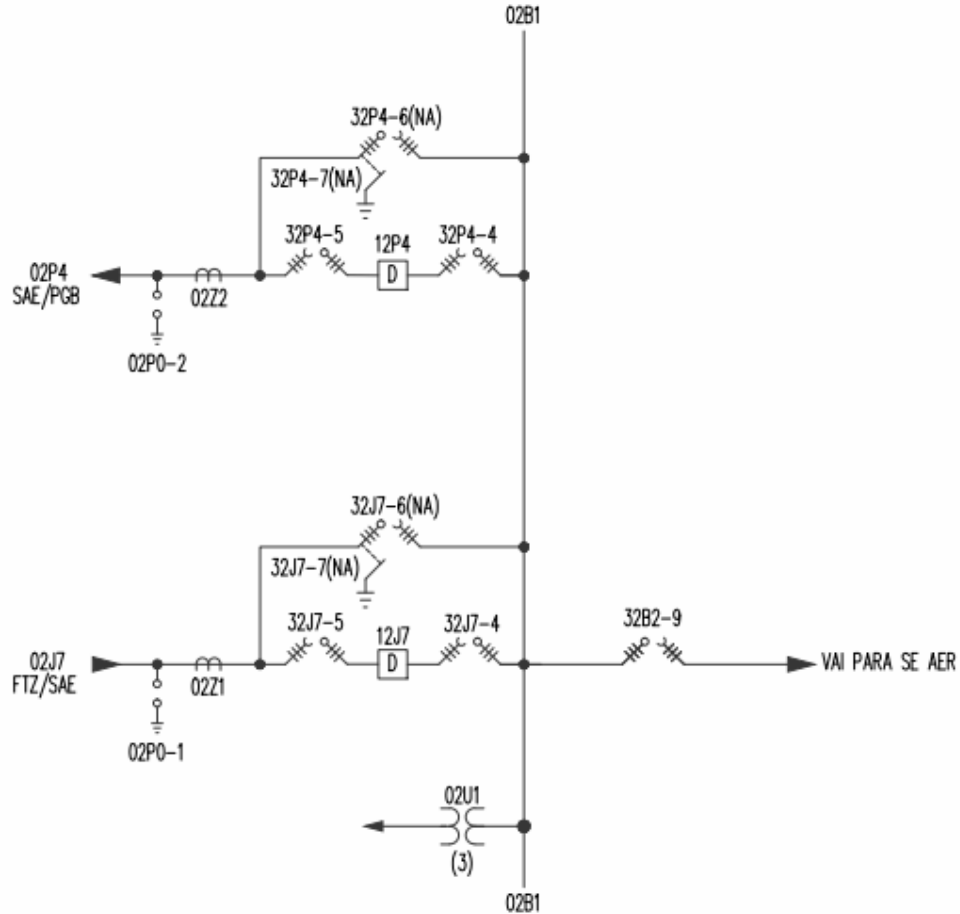


Fonte: acervo da Enel Distribuição Ceará.

Já uma SED seccionadora é composta por uma entrada e uma saída de linha, sendo capaz, portanto, de seccionar uma parte da rede da concessionária quando de uma falha em uma linha de transmissão, por exemplo. Além disso, ela também pode alimentar um grande cliente, como a derivadora. Na Figura 8, consta um exemplo desse tipo de subestação, a seccionadora Aeroporto, que alimenta o aeroporto de Fortaleza. É importante observar que se trata de uma instalação importante, então a configuração seccionadora proporciona melhor

confiabilidade, pois possibilita o suprimento da SED por outras duas SED distintas, podendo estas serem inclusive de eixos de transmissão diferentes. Na Figura 9, por sua vez, tem-se uma SED seccionadora real.

Figura 8 – Diagrama unifilar SED seccionadora



Fonte: acervo da Enel Distribuição Ceará.

Figura 9 – SED seccionadora



Fonte: acervo da Enel Distribuição Ceará.

2.4 Considerações finais

Este capítulo apresentou uma caracterização das subestações distribuidoras utilizando as topologias de uma grande concessionária para ilustrar sua composição e suas diversas funções. Existem diversos outros tipos de subestações no SIN, como as coletoras (que conectam a Rede Básica às centrais geradoras) e as elevadoras, mas o conhecimento das subestações que compõem o SDAT é suficiente para o entendimento deste trabalho.

3 MANUTENÇÃO DE EQUIPAMENTOS DE SUBESTAÇÕES DISTRIBUIDORAS

Neste capítulo, são discutidos os conceitos envolvidos no estudo da manutenção de equipamentos de subestações e são descritas as estratégias e os procedimentos adotados por uma grande concessionária de energia em suas SED, que foram descritas no capítulo anterior, desde o planejamento até a execução das atividades em campo.

3.1 Conceitos iniciais

Antes de se discorrer sobre a manutenção de equipamentos, são necessários três conceitos diretamente ligados a ela numa relação causa-consequência: falta, falha e defeito. É a partir deles que se desenrola toda a dinâmica dos planejamentos de manutenção.

De acordo com o ONS (2020), uma falha é a consequência de uma ocorrência em equipamento ou linha de transmissão que o torna indisponível em condições não programadas e por isso impede esse equipamento ou essa linha de desempenhar suas funções temporária ou permanentemente.

Essa ocorrência é justamente o que se entende por falta, isto é, a falta é o fenômeno elétrico em si, que pode ter origens diversas, internas ou externas. Um bom exemplo são os curtos-circuitos nas instalações. Frequentemente, os termos “falta” e “falha” são utilizados como sinônimos.

Por fim, existe o defeito, que é, segundo o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) (2020, *online*), “Qualquer anormalidade detectada em uma instalação que não a impossibilite de permanecer em funcionamento ou disponível para a operação, mas afete o grau de confiabilidade e/ou desempenho especificado ou esperado”.

3.2 Envelhecimento de equipamentos

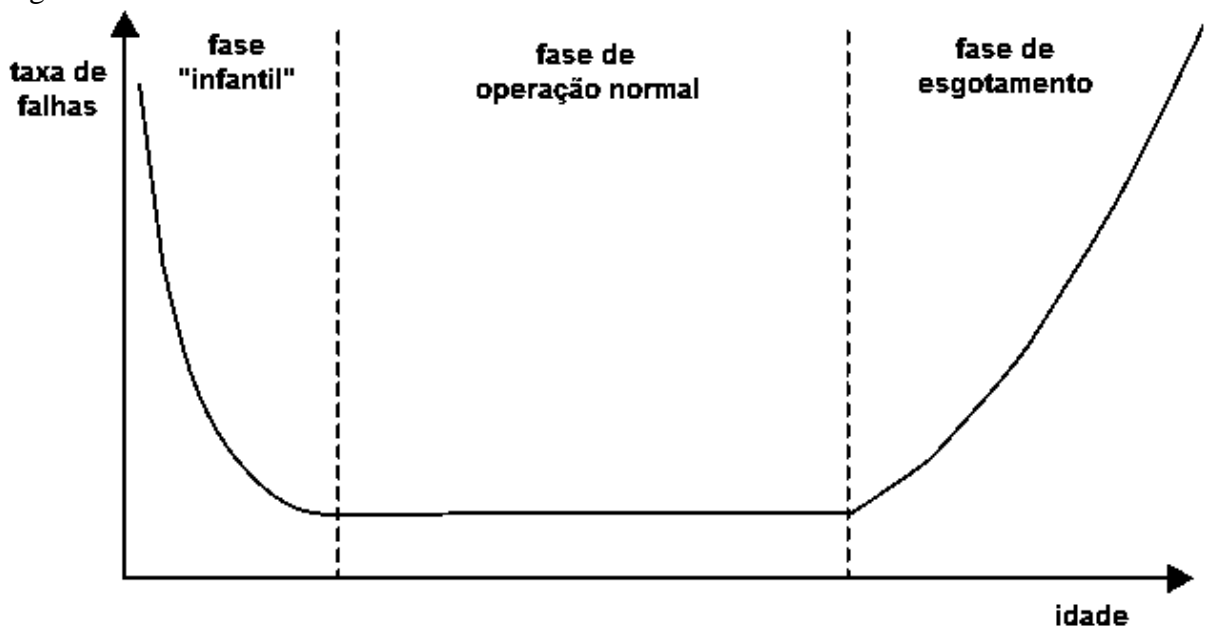
Assim como os seres vivos nos diversos sistemas biológicos, os equipamentos em sistemas de potência envelhecem. O envelhecimento de tais componentes ocorre por razões diversas, como deterioração da isolação de suas partes elétricas, danos causados por fadigas mecânicas e corrosão de estruturas metálicas (LI; VAAHEDI; CHOUDHURY, 2006). A consequência direta desse fato é o aumento da vulnerabilidade do sistema a falhas e, conseqüentemente, prejuízo ao serviço prestado e danos mais severos nas instalações.

Os fabricantes estimam o tempo de vida de seus equipamentos baseando-se em cálculos teóricos e diversas situações hipotéticas de uso. Para efeito de planejamento da rede, tais dados geralmente são suficientes. No entanto, do ponto de vista da manutenção, isto é, para as concessionárias de energia, os dados de fábrica são frequentemente incompletos por não considerarem as condições reais de operação e o ambiente a que eles estarão submetidos (LI; VAAHEDI; CHOUDHURY, 2006).

Nesse contexto, para estimar o envelhecimento de equipamentos em sistemas de potência, o foco deve ser específico, tomando-se uma idade funcional que depende do estado de deterioração associado com histórico de utilização e condições ambientais. Por exemplo, testa-se uma amostra de óleo de um transformador, observando aspectos como grau de polimerização, para avaliar sua capacidade de isolamento (LI; VAAHEDI; CHOUDHURY, 2006).

Ao conhecimento de como um equipamento envelhece, associa-se a probabilidade de falhas desse equipamento de modo a se visualizar o risco causado por falhas causadas por tal envelhecimento. A relação entre a taxa de falhas e a idade de um equipamento é expressa pela curva da banheira, um modelo matemático obtido a partir da distribuição de Weibull, mostrada na Figura 10.

Figura 10 – Curva da banheira



Fonte: adaptada de Li, Vaahedi e Choudhury (2006).

O ciclo de vida de um equipamento, como se pode observar na curva da banheira, divide-se em três etapas. A primeira, chamada "infantil", corresponde ao início da operação e

possui taxa de falhas muito alta, o que geralmente se deve aos defeitos de fabricação e instalação e/ou a erros de projeto. Na segunda, por sua vez, observa-se que a taxa se torna constante, isto é, o sistema e os processos adaptaram-se ao equipamento. Isso significa que se dominou a tecnologia envolvida. As falhas decorrem aleatoriamente das condições de uso do equipamento. Por fim, a última etapa, o esgotamento, representa o fim da vida útil deste, em que a taxa de falhas volta a ser elevada, porém nesse caso por causa do envelhecimento e desgastes de componentes.

A estimativa da posição dos equipamentos ao longo da curva da banheira, feita pelos departamentos de normas e qualidade das concessionárias de energia e pelos órgãos reguladores, é o ponto de partida para a elaboração das estratégias de manutenção de instalações ou de substituição de equipamentos, o que ocorre quando os custos com a primeira se tornam muito elevados e a confiabilidade do sistema está afetada.

3.3 O que é manutenção?

A NBR 5462 define manutenção como a “Combinação de todas as ações técnicas e administrativas, incluindo as de supervisão, destinadas a manter ou recolocar um item em um estado no qual possa desempenhar uma função requerida” (ABNT, 1994, p. 6). Garante-se, dessa maneira, a disponibilidade dessa função no atendimento do processo de produção ou serviço de que ela faz parte com segurança, preservação do meio ambiente e custos razoáveis (ONS, 2020). Existem três tipos principais de manutenção.

A manutenção corretiva é considerada a modalidade mais primária de manutenção. Ela se dá quando o equipamento apresenta falha ou quando entrega um desempenho diferente do esperado, de modo a restaurar suas condições normais de funcionamento. Do ponto de vista das instalações como um todo, configura-se como o tipo mais caro de manutenção, pois, sendo geralmente aleatória e inesperada, é capaz de parar cadeias produtivas, ocasionando perdas e prejudicando a qualidade dos serviços. Além disso, é bastante prejudicial à vida útil dos equipamentos (KARDEC; NASCIF, 2001).

Já a manutenção preventiva é aquela que ocorre mediante planejamento prévio e baseia-se em intervalos de tempo definidos (KARDEC; NASCIF, 2001). Esse tipo de manutenção visa detectar defeitos e evitar que eles evoluam para falhas, aumentando assim significativamente a confiabilidade das instalações. O planejamento de manutenção preventiva baseia-se em estudos estatísticos, condições de uso e do ambiente em que os

equipamentos se encontram e de diretrizes fornecidas pelos fabricantes e pelas agências reguladoras competentes.

Por fim, existe também a manutenção preditiva, em que se monitoram parâmetros ou condições de desempenho dos equipamentos de maneira sistemática. A partir desses dados, planejam-se as intervenções necessárias. Dessa maneira, a prevenção de defeitos (e, conseqüentemente, de falhas) é realizada de modo a permitir que o equipamento opere durante o maior tempo possível (KARDEC; NASCIF, 2001). Esse tipo de manutenção é mais sofisticado que os outros, pois o planejamento de intervenções está atrelado ao acompanhamento, análises e diagnósticos, além de só ser possível em equipamentos ou instalações que permitam monitoramentos e medições.

3.4 Requisitos mínimos para manutenção de equipamentos de subestações distribuidoras

No contexto das manutenções preventiva e preditiva, a ANEEL possui um conjunto de diretrizes que define as atividades mínimas e sua periodicidade para linhas de transmissão e para a maioria dos equipamentos de uma subestação distribuidora: o Plano Mínimo de Manutenção.

É importante destacar que nesse documento não consta a totalidade de atividades necessárias a todas as instalações referidas, mas sim o mínimo do ponto de vista regulatório, sendo responsabilidade das concessionárias portanto realizar seus próprios planejamentos. Não estão inclusos, por exemplo, os sistemas de proteção e de serviços auxiliares, porém as concessionárias devem apresentar um plano de manutenção para estes (ANEEL, 2014).

Para a manutenção preditiva, estão determinadas as atividades de inspeções visuais (que verificam o estado geral da subestação, incluindo limpeza, iluminação e itens de segurança, bem como presença de corrosão em estruturas, condição dos aterramentos e existência de vazamentos e ruídos anormais), inspeções termográficas (que deve avaliar todos os equipamentos, não apenas as conexões) e ensaios de óleo isolante em equipamentos (ANEEL, 2014).

Já para a manutenção preventiva, a Tabela 1 traz resumidamente todas as periodicidades máximas para os equipamentos de subestação. Ela mostra de quanto em quanto tempo, no mínimo, devem ser realizadas as atividades estabelecidas no Plano Mínimo de Manutenção.

Tabela 1 – Resumo das periodicidades das atividades mínimas

Equipamento	Atividade	Periodicidades máximas (meses)
Equipamentos de subestações	Inspeções termográficas	6
Transformadores/autotransformadores	Análise de gases dissolvidos no óleo isolante	6
	Ensaio físico-químico do óleo isolante	12
	Manutenção preventiva periódica	72
Reatores	Análise de gases dissolvidos no óleo isolante	6
	Ensaio físico-químico do óleo isolante	12
	Manutenção preventiva periódica	72
Capadtores	Inspeção periódica	24
Disjuntores – GVO/PVO	Manutenção preventiva periódica	36
Disjuntores – ar comprimido/SF ₆	Manutenção preventiva periódica	72
Linha de transmissão	Inspeção terrestre	12
	Inspeção aérea	12
Chave seccionadora	Manutenção preventiva periódica	*
Transformadores para instrumento	Manutenção preventiva periódica	*
Para-raios	Manutenção preventiva periódica	*

* Periodicidade da manutenção preventiva periódica do equipamento principal da função transmissão.

Fonte: ANEEL (2014).

As atividades mínimas de manutenção preventiva para disjuntores consistem nas seguintes verificações (ANEEL, 2014):

- Pintura e estado das porcelanas;
- Sistemas de acionamento, circuitos de comando e sinalizações;
- Caixas de interligação e aperto de parafusos;
- Existência de vazamentos de gás ou de óleo, bem como em circuitos hidráulicos e amortecedores;
- Densímetros, pressostatos e manostatos.

Além disso, devem ser executados os seguintes ensaios (ANEEL, 2014):

- Resistência de contatos do circuito principal;
- Operação mecânica;
- Condutividade;
- Circuitos auxiliar e de controle, bem como as buchas.

Devem ser executados também testes de comando local e remoto e acionamento do relé de discordância de polos, assim como a medição dos tempos de abertura e fechamento e de atuação das bobinas (ANEEL, 2014).

Especificamente para os disjuntores a óleo, estão previstos os ensaios de rigidez dielétrica, de resistência de isolamento e de fator de potência. Já para os disjuntores a SF₆, estão previstas as verificações de umidade do gás, do tanque de ar e do óleo compressor,

assim como o ensaio de capacitância dos capacitores também o ensaio de fator de potência (ANEEL, 2014).

As chaves seccionadoras, por sua vez, devem passar por uma inspeção geral de seu estado de conservação, de limpeza de todas as suas partes (inclusive as ativas) e pelas seguintes verificações (ANEEL, 2014):

- Cabos condutores e de aterramento, bem como aperto de parafusos;
- Mecanismo de operação, ajustes, alinhamento e simultaneidade de operação das fases;
- Controles locais e operação manual;
- Ajustes dos batentes e das chaves de fim de curso.

Devem ser executadas também a medição da resistência de contato e manobras de fechamento e abertura (ANEEL, 2014).

Para os transformadores de corrente, enfim, estabelecem-se as verificações do estado geral de conservação e do estado do material secante utilizado, a limpeza dos isoladores e a reposição de óleo ou de gás SF₆ caso necessário. Além disso, devem ser realizados ensaios de resistência de isolamento e de fator de potência (ANEEL, 2014).

A periodicidade da manutenção preventiva das chaves seccionadoras e dos TC segue a periodicidades das atividades dos disjuntores a que estão associados, chamado pela ANEEL de equipamento principal da função transmissão. Busca-se, dessa maneira, aproveitar os desligamentos para uma maior disponibilidade daquele *bay*.

3.5 Rotinas de concessionárias

Os processos de manutenção de subestações distribuidoras de grandes concessionárias de energia são determinados em normas internas de planejamento. Frequentemente, em primeiro lugar se classificam as instalações em três tipos (ENEL, 2018c):

- Subestações que possuem maior repercussão em seus indicadores de qualidade de serviço e de opinião pública quando de uma falha de fornecimento, ou seja, são aquelas que requerem maior disponibilidade, como grandes clientes, sedes de governo, centrais de comunicação etc.;
- Subestações que causam menos impacto nos indicadores de qualidade de serviço durante uma falha de fornecimento, ou seja, não afeta grandes clientes;
- Subestações com menor quantidade de defeitos ou desconexões e que possuem baixo custo de interrupção.

Essa seletividade na manutenção visa otimizar a utilização do tempo e dos recursos disponíveis, pois substitui critérios subjetivos por critérios objetivos segundo a disponibilidade das ferramentas adequadas (ENEL, 2018c).

As atividades de manutenção geralmente baseiam-se em três pilares gerais: revisão, adequação e reparo.

A revisão consiste em verificar se o estado das instalações é capaz de garantir a continuidade do fornecimento com segurança e sem prejuízo ao meio ambiente. A ele correspondem então todas as inspeções (visual, termográfica e em equipamentos) e os ensaios. Tais atividades são encaradas como despesas para a concessionária (ENEL, 2018c). As inspeções visuais devem ser realizadas regularmente visando verificar o estado geral de conservação da subestação, incluindo a limpeza dos equipamentos, a qualidade da iluminação do pátio e a adequação dos itens de segurança, como extintores e sinalizações. Durante as inspeções visuais devem ser verificados, entre outros aspectos, a existência de vazamentos de óleo nos equipamentos e de ferrugem e corrosão em equipamentos e estruturas metálicas, a existência de vibração e ruídos anormais, o nível de óleo dos principais equipamentos e o estado de conservação dos armários e canaletas e as condições dos aterramentos.

A adequação, por sua vez, engloba a recuperação das condições normais de funcionamento, a melhora da funcionalidade deteriorada com o passar do tempo e dos agentes externos e as modificações de caráter técnico, assim como ações preventivas de riscos ao meio ambiente. É tido como uma consequência do pilar “revisão” e, por implicarem em um aumento da vida útil das instalações, são encaradas como investimentos (ENEL, 2018c).

Estão incluídas no pilar “adequação” as atividades de substituição de sílica gel, lavagem de isoladores, as pinturas de equipamentos e estruturas, as podas de árvores, as limpezas e adequações de ferragens em regiões muito poluídas e as correções de todos os defeitos relacionados durante as inspeções, que são classificados segundo o seu grau de criticidade (ENEL, 2018c):

- Alta: os defeitos com criticidade alta são aqueles em que, em um curto espaço de tempo, claramente oferecem um risco de se colocar em perigo pessoas, bens ou meio ambiente. Devem ser corrigidos no máximo uma semana após sua constatação. Exemplo: falha na sinalização de abertura e fechamento de um disjuntor, ponto quente acentuado ou defeito em relé de proteção;
- Média: os defeitos com criticidade média não representam perigo imediato para a segurança de pessoas, bens ou meio ambiente, mas é capaz de originar falhas nas instalações, diminuindo sua capacidade de utilização. Devem ser corrigidos

no máximo três meses após sua constatação. Exemplo: pontos quentes dentro de certa faixa de temperatura;

- Baixa: os defeitos com criticidade baixa não oferecem quaisquer riscos nem perturbam imediatamente o funcionamento das instalações. Podem ser corrigidos em até um ano após sua constatação. Exemplo: lâmpadas de postes de iluminação de pátio queimadas e pintura de equipamentos.

Existem ainda os defeitos informativos, cuja correção pode ser feita após um ano da detecção, porém há interesse em acompanhar sua evolução, como a oxidação de carcaças e grades.

Por fim, o pilar “reparo” consiste na manutenção corretiva propriamente dita, como descrito no item 3.3: localiza-se onde ocorreu a falha, recuperam-se as condições de utilização (provisória ou permanentemente) e restabelece-se o serviço. Todas as atividades deste pilar são encaradas como despesas. Aqui entram as anomalias, que são não conformidades cadastradas no sistema que requerem manutenção em no máximo 24 horas (ENEL, 2018c).

3.5.1 Sistema interno e documentações envolvidas

O registro e o acompanhamento dos defeitos nas subestações distribuidoras de grandes concessionárias de energia são feitos em sistemas internos próprios e específicos, que também englobam a gestão dos recursos financeiros, de pessoal e de material nos serviços de manutenção.

A maior parte dos defeitos é incluída quando das diversas inspeções que acontecem nas subestações, mas eles também podem ser cadastrados no dia a dia pelos operadores, caso eles, com sua experiência, julguem determinada condição como anormal. A Figura 11 mostra os dados necessários para se apontar um defeito no sistema interno de uma concessionária.

Figura 11 – Cadastro de defeitos em sistema interno

Fonte: acervo da Enel Distribuição Ceará.

Os principais dados de entrada para o cadastro de um defeito detectado em campo são o tipo e o código operacional do equipamento, o código operacional da SED e a criticidade do defeito. Pode-se observar também que há um campo para comentários, em que se deve detalhar o defeito.

Dessa maneira, tem-se com tais sistemas uma grande base de dados de defeitos, a partir da qual, de acordo com os prazos estabelecidos pela estratégia de manutenção, são feitos os cronogramas de trabalho de equipes próprias e terceirizadas.

Partindo-se para a correção dos defeitos, as atividades a serem realizadas possuem dois principais tipos de documentações associadas, que devem ser imperativamente portados pela equipe em campo.

O primeiro é um formulário eletrônico, gerado a partir do sistema interno, para a requisição do serviço, no qual consta que atividade será realizada, a data, a subestação e todos os componentes da equipe realizadora, bem como são dadas informações orçamentárias como base de preço da atividade e de onde vêm os recursos. É por esse documento que se verifica se o defeito foi já corrigido ou não, pois geralmente estão associados estados como “aberto” ou “fechado”.

O segundo documento também se trata de um formulário eletrônico, porém ele é gerado a partir um *software* específico da empresa. Esse *software* possui todos os diagramas de subestações e linhas de transmissão. Ele é a comunicação da manutenção com a operação: quando é solicitado um desligamento ao sistema, esse desligamento deve passar por análise prévia. Nele constam informações como a descrição do serviço a ser realizado, o nome do chefe da equipe que o realizará e data e hora de realização, bem como dados específicos como o tempo de reposição e os elementos seccionados na manobra.

Esses dois documentos são correspondentes entre si, isto é, um só vale na presença do outro, exceto para as anomalias, que podem ser utilizadas sem que se solicite um desligamento previamente devido a seu caráter de urgência.

Exemplos dessa documentação são mostrados no anexo A.

3.5.2 Planos anuais de inspeções

Seguindo as determinações regulatórias, as grandes concessionárias de energia devem apresentar planejamentos anuais de inspeções em sua rede. Eles consistem na programação das inspeções em equipamentos e instalações do seu sistema elétrico, informando o período em que ocorrerão as inspeções (datas de início e fim), o tipo de inspeção e o órgão executor (ENEL, 2018c).

Geralmente, são feitos pelas unidades operativas em conjunto com o setor de planejamento no ano anterior ao da realização das atividades, tendo cada conjunto de atividades uma data limite para ser enviada ao departamento de análise de rede para validação e geração das solicitações de serviços. Para as subestações distribuidoras, os planos de inspeções englobam as seguintes atividades (ENEL, 2018c):

- Inspeções visual, de ruído e de SPDA;
- Coletas de óleo de transformadores;
- Manutenção dos serviços auxiliares;
- Inspeções preditivas em equipamentos, que são os ensaios e inspeções termográficas;
- Inspeções preventivas em equipamentos, que consistem em “limpeza de isoladores, lubrificação de elementos móveis, testes funcionais e reaperto de conexões”.

Até dezembro do ano precedente à execução do plano de inspeções, a unidade de Análise de Rede implanta todas as atividades no sistema de planejamento da manutenção, o

qual realiza o sincronismo com o sistema interno. Após a implantação do plano de inspeções, todas as ordens de serviço ficam acessíveis no sistema interno para sua execução pelas unidades operacionais e é divulgada uma planilha contendo todas elas via e-mail (ENEL, 2018d). Dessa maneira, as atividades do plano de inspeções também fazem parte do cronograma das equipes próprias e terceirizadas, junto com a correção dos defeitos descrita no item 3.5.1.

3.5.3 Pessoal

Para os serviços de manutenção de equipamentos das SED, as grandes concessionárias de energia dispõem de equipes próprias e terceirizadas, possuindo também equipes especializadas em serviços de linha-viva (aqueles com a rede energizada).

Toda equipe com mais de dois integrantes deve ter um chefe de turma, com formação em eletrotécnica, que é o responsável pela atribuição e coordenação dos serviços em campo, bem como pela comunicação com o centro de controle e envio dos relatórios dos ensaios para os gestores. Ele não pode realizar nenhuma atividade em si, pois deve estar sempre atento aos demais membros da equipe por questões de segurança.

Os demais integrantes da equipe podem ser também eletrotécnicos ou eletricitas. As equipes próprias possuem o chefe e mais três pessoas e as terceirizadas geralmente são um pouco maiores, com o chefe e mais quatro ou cinco pessoas, o que é decidido pela empresa de acordo com o tipo de atividade ou equipamento.

3.6 Considerações finais

Neste capítulo, foram realizadas conceituações teóricas relacionadas à manutenção e discorreu-se também sobre aspectos regulatórios com uma descrição do Plano Mínimo da ANEEL, bem como sobre as rotinas de planejamento adotadas por uma grande concessionária, incluindo descrição do sistema de cadastro de defeitos.

Este trabalho está focado nos *bays* de alta tensão, então foram descritos os procedimentos estabelecidos apenas para os equipamentos que compõem esses *bays*: disjuntores, chaves seccionadoras e transformadores de corrente. As diretrizes da ANEEL preveem atividades de manutenção para todos os equipamentos de subestações, exceto os de serviços auxiliares. Estes últimos, entretanto, devem constar nos planos de manutenção das concessionárias.

4 EQUIPAMENTOS TRADICIONAIS E SEUS PROCEDIMENTOS DE MANUTENÇÃO

Neste capítulo são descritos os equipamentos tradicionais de subestação que compõem os *bays* de alta tensão que são substituídos pelos módulos híbridos: disjuntores (a óleo e a gás SF₆, que são os mais comuns), chaves seccionadoras e transformadores de corrente, bem como seus respectivos procedimentos de manutenção preventiva e preditiva realizados por uma grande concessionária de energia. Será analisada também a intervenção corretiva mais comum em todos eles e outros trabalhos de manutenção previstos em normas internas dessa concessionária.

4.1 Disjuntores

Os disjuntores são equipamentos eletromecânicos de proteção. Eles interrompem ou restabelecem a corrente em determinado ponto do circuito de modo a isolar a falta no menor tempo possível, protegendo assim todo o sistema à jusante dele. No caso da alta tensão, eles sempre são acompanhados de relés de proteção: equipamentos inteligentes responsáveis por detectar alterações nos circuitos e enviar comandos de abertura e/ou fechamento ao disjuntor. O relé atua de modo a proteger o circuito contra sobrecargas, falhas nos componentes ou na rede elétrica, sobrecorrentes, sobretensões etc.

Em sua operação normal, o disjuntor permanece fechado, permitindo que a potência flua normalmente entre os circuitos a ele conectados e, por possuir resistência de contatos da ordem de micro-ohms, não representa uma carga ao sistema (LIMA, 2010).

Já quando uma falta ocorre, a eliminação da falta pelo disjuntor se dá na supressão do arco elétrico que se forma quando da abertura de seus contatos durante um curto-circuito, após o comando recebido pelo relé de acionamento. Esse arco é capaz de dissipar uma quantidade imensa de energia por efeito Joule, com temperaturas que podem atingir cerca de 50.000 °C e pressões de aproximadamente 100 MPa para um volume inferior a 1 L (LIMA, 2010).

O modo como o disjuntor vai extinguir o arco elétrico, isto é, recuperar a rigidez dielétrica do meio, é uma de suas principais características e métodos de classificação, que são: no ar (natural ou comprimido), a vácuo, a óleo (grande ou pequeno volume) ou a gás hexafluoreto de enxofre (SF₆).

Os disjuntores dos setores de alta tensão das subestações distribuidoras de grandes concessionárias de energia são majoritariamente a óleo e a SF₆, então apenas estes são caracterizados com mais detalhes a seguir.

Nos disjuntores a óleo, os contatos estão mergulhados em óleo mineral. Quando de sua abertura, vários gases, como o hidrogênio, são liberados devido ao aquecimento pelo arco elétrico, o que o alonga e resfria, desionizando assim o meio e cessando a descarga (MAMEDE FILHO, 2005).

Existem dois tipos de disjuntores a óleo: os disjuntores a grande volume de óleo (GVO) e a pequeno volume de óleo (PVO), mostrados respectivamente nas figuras 12 e 13.

Figura 12 – Disjuntor alta tensão GVO



Fonte: acervo da Enel Distribuição Ceará.

Figura 13 – Disjuntor alta tensão PVO



Fonte: acervo da Enel Distribuição Ceará.

Já nos disjuntores a SF_6 , mostrado na Figura 14, a abertura dos contatos ocorre dentro do gás hexafluoreto de enxofre, que é capaz de zerar rapidamente a condutibilidade do arco elétrico por ser bastante eletronegativo, isto é, suas moléculas absorvem os elétrons livres, extinguindo o arco rapidamente (MEIRELES, 2010).

Figura 14 – Disjuntor alta tensão SF_6



Fonte: acervo da Enel Distribuição Ceará.

4.1.1 Manutenção preventiva e preditiva em disjuntores a óleo

Os disjuntores a óleo requerem maior frequência de manutenção preventiva por serem bastante antigos, a maioria foi fabricada há mais de trinta anos. Assim, os fabricantes recomendam inspeções sem retirada do óleo a cada seis meses, verificando os seguintes aspectos (WESTINGHOUSE, 1972):

- Operação mecânica de abertura e fechamento do equipamento;
- Ensaio de rigidez dielétrica do óleo;
- Medição da resistência de contato dos terminais;
- Verificação do alinhamento e da penetração dos contatos;
- Verificação do estado dos componentes mecânicos e elétricos.

Dependendo dos resultados dessas inspeções e do número de operações, recomenda-se também que se retire todo o óleo para uma inspeção mais detalhada a cada cinco anos.

Quando da realização dos ensaios, as normas internas das concessionárias geralmente determinam que se faça uma inspeção visual geral do equipamento para detecção de possíveis vazamentos de óleo, bem como verificação do estado desse óleo, o que pode indicar deterioração e/ou contaminação caso haja aumento na escala de cor.

É feita então a limpeza das buchas do equipamento, bem como inspeção do estado delas, com um pano úmido e produtos recomendados pelos fabricantes e enfim iniciam-se os ensaios. Todos os valores são registrados em um relatório que é enviado aos supervisores para análise.

No dia da realização dos ensaios, também se realizam outras atividades de verificação no disjuntor: são testados os comandos local e remoto de abertura e de fechamento, observando-se as indicações de carregamento de mola e seus posicionamentos; conferem-se os apertos de todas as conexões; faz-se lubrificação dos mecanismos e realizam-se ensaios de resistência de isolamento e elétrica nas bobinas de abertura e de fechamento e no motor de carregamento de mola, conforme as recomendações dos fabricantes.

Os dados levantados em todos os ensaios são registrados em um relatório pelo chefe de turma da equipe e, ao fim do expediente, este é enviado aos supervisores e posteriormente ao setor de planejamento. No anexo B, consta um exemplo de relatório de ensaios em um disjuntor a pequeno volume de óleo.

4.1.1.1 Ensaio de rigidez dielétrica

A rigidez dielétrica de um material é a sua capacidade de resistir à uma aplicação de tensão sem que se forme um arco elétrico através dele, isto é, sem que ele perca sua característica isolante. Os valores variam de material para material e dependem também de outros aspectos como graus de pureza, método de aplicação da tensão e fatores ambientais (PAULINO, 2014).

O óleo possui alta rigidez dielétrica alta quando se encontra com baixo teor de água e de partículas contaminantes (PAULINO, 2014), logo o ensaio de rigidez dielétrica em disjuntores a óleo avalia o estado do meio de extinção do arco elétrico.

Após todos os procedimentos de segurança, a rotina de ensaio de rigidez dielétrica, inicia-se com a observação da temperatura e da umidade relativa do ar. O ensaio não deve ser realizado se a umidade do ar for superior a 70% (ENEL, 2018b).

Utilizando luvas PVC resistentes a óleo, o funcionário limpa o registro de amostragem ou o dreno de modo a se evitar que a amostra seja contaminada. Em seguida, abre-se o tampão do registro com ferramentas adequadas e instala-se uma conexão de amostragem, abrindo depois o registro e drenando uma quantidade de óleo suficiente para a limpeza do dreno para um recipiente de contenção (ENEL, 2018b), como ilustrado na Figura 15.

Coleta-se então o óleo na cuba de amostragem cerca de metade do volume desta, é realizado um enxágue e descarta-se o óleo, para em seguida coletar-se de fato a amostra, enchendo essa cuba de amostragem. Leva-se a cuba para o equipamento de medição, que é feita aplicando-se uma tensão crescente na frequência de 60 Hz (mergulhando-se dois eletrodos na amostra) até três minutos após a coleta, que é o tempo de repouso necessário para que o óleo se acomode e não reste qualquer bolha de ar nele, o que pode afetar o ensaio. Essa tensão aplicada é interrompida logo que aparece descarga entre os eletrodos e registra-se o valor de tensão em que se ocorreu essa ruptura (ENEL, 2018b). São feitos até dez desses disparos de tensão e tira-se a média dos valores obtidos.

Figura 15 – Equipamento de ensaio de rigidez dielétrica



Fonte: Silvino (2018).

4.1.1.2 Ensaio de resistência de contato estática

Os contatos fixo e móvel são constituídos de materiais que oferecem boa resistência aos arcos elétricos. No entanto, a formação desses arcos durante a abertura deles ocasiona temperaturas altíssimas e isso é a principal causa de desgaste desses componentes, pois eles são responsáveis pela condução das correntes de arco (SOUSA *et al.*, 2016).

Nesse sentido, o ensaio de resistência de contato estática permite avaliar o estado de conservação da camada de metalização dos contatos fixo e móvel, bem como verificar a resistência entre as conexões do disjuntor até o barramento de alimentação (PEREIRA JUNIOR *et al.*, 2019). A degradação dos contatos influencia na capacidade de interrupção do equipamento, podendo também causar sobreaquecimentos e, conseqüentemente, risco de explosão (SOUSA *et al.*, 2016).

O procedimento consiste em aplicar um determinado valor de corrente contínua pelos contatos do equipamento fechado e medir a tensão que aparece entre eles, calculando-se então a resistência com a lei do Ohm. Os valores devem ser da ordem de micro-ohms, os menores possíveis, por isso a corrente aplicada deve ser alta, geralmente de centenas de ampères (SANTOS, 2013). O equipamento utilizado é o micro-ohmímetro, mostrado na Figura 16, e cabos com pontas de prova do tipo garra-jacaré.

Figura 16 – Micro-ohmímetro



Fonte: Megabrás (2020b).

Nesse equipamento, é utilizada a metodologia Kelvin de 4 terminais: utilizam-se dois cabos para circular a corrente (bornes C1 e C2) e outros dois para medir a queda de tensão entre os pontos desejados (SANTOS, 2013) (bornes P1 e P2), de modo que a resistência dos próprios condutores de medição não influencie no resultado (PEREIRA JUNIOR *et al.*, 2019).

É importante observar que as resistências de contato nos disjuntores a óleo podem ser elevadas por causa da película de óxido ocasionada pela decomposição do óleo isolante durante as interrupções dos arcos (SANTOS, 2013). Em disjuntores de alta tensão, são esperados valores inferiores a cem micro-ohms, como os registrados nos ensaios do anexo B. No entanto, os fabricantes devem fornecer valores máximos de referência nas especificações dos equipamentos (SWEETSER, 2016).

4.1.1.3 Ensaio de resistência de isolamento

A resistência de isolamento de um equipamento representa a dificuldade de a corrente fluir por suas partes isolantes. Ela é influenciada pelo ambiente quando há umidade e sujeira e indica a deterioração por estas causada (PAULINO, 2014).

O equipamento utilizado é o megôhmetro (popularmente chamado de “*megger*”, que é o nome de um fabricante consagrado), mostrado na Figura 17. O ensaio consiste na aplicação de uma alta tensão contínua (da ordem de milhares de volts) pelo meio isolante e medição da corrente que aparece nesse circuito, que possui magnitude baixíssima por ser uma corrente de fuga. Dessa maneira, as resistências calculadas devem ser muito elevadas (da ordem de megaohms) (SANTOS, 2013). Caso contrário, é detectada a falha de isolamento. Frequentemente esse ensaio é chamado de resistência do isolamento DC (do inglês “*direct current*”) pelo fato de a tensão aplicada ser contínua.

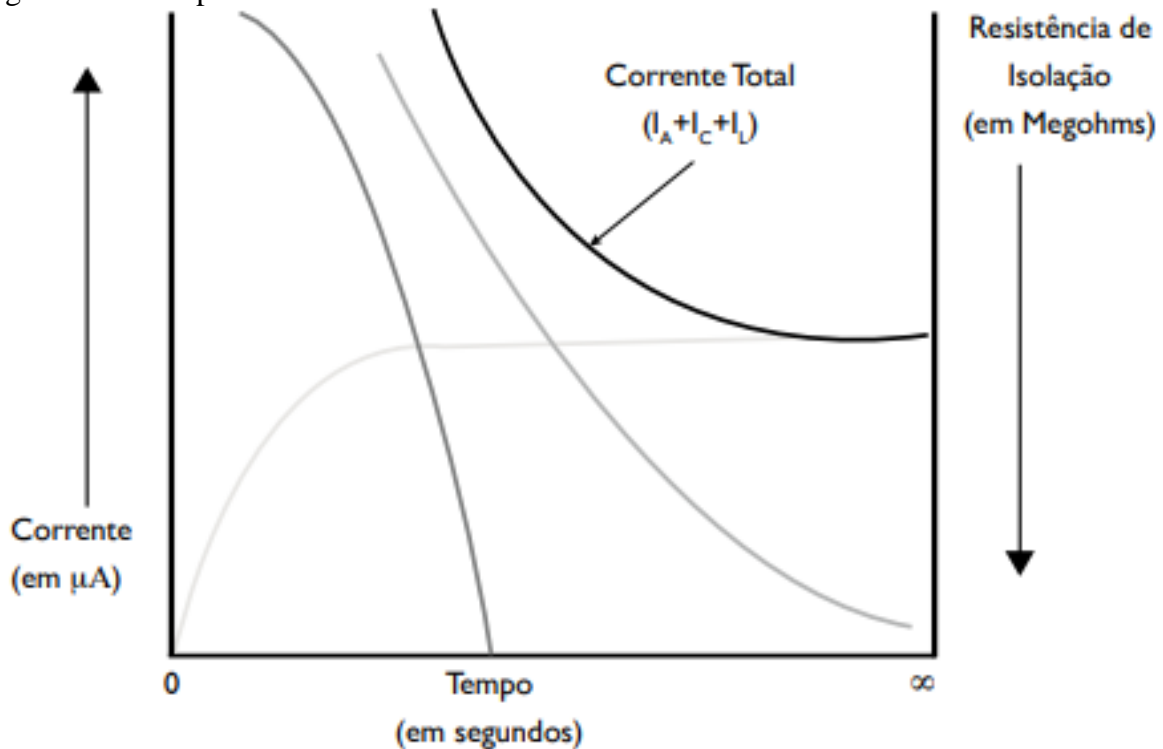
Figura 17 – Megôhmetro



Fonte: Megabrás (2020a).

Essas resistências medidas são a soma da pequena resistência interna dos condutores (praticamente desprezível) com a resistência de isolamento de fato, que se divide em três componentes distintas: a corrente de deslocamento ou de carga capacitiva (que surge no início da energização e existe devido ao efeito capacitivo, decrescendo até ficar desprezível quando a isolação carrega-se completamente), a corrente de absorção (a que causa polarização dos dipolos elétricos que constituem os materiais) e a corrente de dispersão ou fuga por meio do dielétrico (é a componente mais importante, pois é a que de fato indica falhas de isolação e não varia com o tempo de aplicação da tensão) (PAULINO, 2014). A Figura 18 mostra a variação dessas três subcorrentes em função do tempo, bem como a corrente total.

Figura 18 – Comportamento das correntes no ensaio de resistência de isolamento



Fonte: Paulino (2014).

As grandes concessionárias de energia possuem normas internas que descrevem todo o processo do ensaio de isolamento em equipamentos de interrupção. As medidas são feitas no disjuntor aberto (para avaliar o meio extintor que, nesse caso, é o estado do óleo) e fechado (para avaliar a haste isolante solidária ao contato móvel) (SANTOS, 2013), havendo também medição entre fases com o equipamento fechado.

É importante observar que, ao utilizar instrumentos de medição analógicos, esse ensaio é passível de influência eletromagnética pelos cabos de alta tensão, o que pode levar a falsos valores baixos de resistência de isolamento, então deve-se atentar para a proximidade com outras instalações energizadas. Os equipamentos mais modernos possuem filtros que eliminam tal influência. Além disso, recomenda-se também que a tensão aplicada pelo megôhmetro não dure mais que um minuto para que seja reduzida a influência capacitiva da polarização das moléculas do óleo, o que também leva a erro na medição (SANTOS, 2013).

Após todos os procedimentos de segurança, a rotina de ensaio de isolamento, inicia-se com uma limpeza das buchas do disjuntor e inspeção do megôhmetro e das pontas de prova, verificando seus estados de conservação. São utilizadas pontas de prova do tipo garra-jacaré para evitar que o funcionário tenha que segurá-las durante o ensaio. Deve-se verificar também a umidade relativa do ar, pois o ensaio não pode ser realizado caso ela esteja superior a 70% (ENEL, 2018b).

Para o equipamento aberto, instala-se uma cordoalha no centro da bucha e conecta-se o cabo “guarda” (verde). Em seguida, conecta-se o cabo “linha” (vermelho) no terminal do lado da fonte e o cabo “terra” (preto) no terminal do lado da carga. Injeta-se então a tensão e registra-se assim o valor da resistência de isolamento entre os terminais fonte e carga do disjuntor (ENEL, 2018b) após aproximadamente um minuto.

Para o equipamento fechado, instala-se novamente uma cordoalha no centro da bucha e conecta-se o cabo “guarda” (verde). Em seguida, conecta-se o cabo “linha” (vermelho) no terminal do lado da fonte e o cabo “terra” (preto) no ponto mais próximo de conexão com a terra da carcaça do disjuntor. Injeta-se então a tensão e registra-se assim o valor da resistência de isolamento entre os terminais de linha de cada fase e da carcaça do disjuntor (ENEL, 2018b).

O ensaio de isolamento entre fases com o equipamento fechado também se inicia com a instalação de uma cordoalha no centro da bucha e conexão o cabo “guarda” (verde). Conecta-se o cabo “linha” (vermelho) no terminal do lado da fonte da fase A e o cabo “terra” (preto) no terminal do lado da fonte da fase B. Injeta-se então a tensão e registra-se assim o valor da resistência de isolamento entre os terminais das fases A e B do disjuntor. Repete-se esse mesmo processo com as fases A e C e com as fases B e C (ENEL, 2018b).

Nos relatórios, como o primeiro mostrado no anexo C, os valores esperados de resistência de isolamento para disjuntores, segundo os fabricantes dos instrumentos de medição, seguem a “regra do megaohm”: a resistência de isolamento deve valer aproximadamente um megaohm para cada mil volts de tensão nominal de operação do equipamento. Por exemplo: um motor de 2,4 kV deve apresentar uma resistência de isolamento de no mínimo 2,4 megaohms (MEGGER, 2006).

Estando o óleo no tanque em boas condições, o equipamento completamente desconectado e os encapsulamentos de porcelana protegidos, essa leitura significa que todos os componentes do disjuntor possuem resistência de isolamento superior a ela (MEGGER, 2006).

4.1.2 Manutenção corretiva mais comum em disjuntores a óleo

Consultando a base de defeitos do sistema interno, tem-se que um dos problemas mais recorrentes nesse tipo de disjuntor, assim como em religadores do mesmo tipo, é o vazamento do óleo, que é cadastrado no sistema geralmente com criticidade média, podendo

também ser alta devido à regulação ambiental. São necessárias, no mínimo, quatro pessoas para a atividade.

Em campo, após serem seguidos todos os procedimentos de segurança, primeiramente retira-se todo o óleo do equipamento para que se possa inspecionar o ponto exato do vazamento, caso o operador não tenha fornecido informações mais detalhadas quando do cadastro do defeito.

Geralmente, o vazamento acontece pelo registro, então nesse caso substitui-se esse componente por um novo e realiza-se uma vedação com fita do tipo veda-rosca específica para óleo. Para outras situações, quando o vazamento ocorre em juntas, mancais ou detentores, a vedação é feita com borracha de nitrilo específica para óleo ou com borracha de policloropreno, comercialmente conhecido como Neoprene.

4.1.3 Manutenção preventiva e preditiva em disjuntores a SF₆

Os fabricantes recomendam inspeções anuais ou geralmente a cada cinco mil operações nos disjuntores a SF₆, destacando os seguintes aspectos em seus manuais (ABB, 2005):

- Verificação dos mecanismos de abertura e fechamento: o disjuntor não deve parar em posições intermediárias;
- Estado dos polos: as partes isolantes devem estar livres de poeira, rachaduras ou danos devido aos arcos elétricos;
- Verificação da operação das partes mecânicas: não devem possuir deformação;
- Medição da resistência de isolamento;
- Alimentação dos circuitos auxiliares: as bobinas de abertura e fechamento devem operar corretamente com valores entre 85% e 110% da tensão nominal.

Além disso, eles indicam as principais anormalidades que podem ser encontradas quando dessas inspeções gerais e apontam como devem ser resolvidas. No Quadro 1, a seguir, constam exemplos dessas orientações.

Quadro 1 – Principais elementos alvos das inspeções nos disjuntores a SF₆

Componente	Anormalidade	Correção
Mecanismo de operação das molas	Presença de sujeira	Limpar com pano seco
	Mola distorcida ou oxidada	Substituir a mola danificada
	Anéis de bloqueio fora do lugar; parafusos e porcas soltos	Fixar nas posições originais e reapertar
Polo	Presença de sujeira nas partes isolantes	Limpar com pano seco
	Anéis de bloqueio fora do lugar; parafusos e porcas soltos	Fixar nas posições originais e reapertar
	Deformação ou rachadura	Substituição
	Sinais de superaquecimento ou de parafusos soltos nas conexões terminais	Limpeza das conexões e dos terminais com pano embebido em solvente apropriado, lubrificação e em seguida reaperto
Aterramentos	Presença de oxidação ou parafusos soltos	Limpeza com pano embebido em solvente apropriado, reaperto e lubrificação

Fonte: adaptado de ABB (2005).

Quando da realização dos ensaios, as normas internas das concessionárias determinam que se faça uma inspeção visual geral do equipamento para detecção de possíveis vazamentos de gás e observa-se o nível deste.

Assim como nos disjuntores a óleo, é feita então a limpeza das buchas do equipamento, bem como inspeção do estado destas, com um pano úmido e produtos recomendados pelos fabricantes e enfim iniciam-se os ensaios. Todos os valores são registrados em um relatório que é enviado aos supervisores para análise (ENEL, 2018b).

No dia da realização dos ensaios, também se realizam outras atividades de verificação no disjuntor: são testados os comandos local e remoto de abertura e de fechamento, observando-se as indicações de carregamento de mola e seus posicionamentos; conferem-se os apertos de todas as conexões; faz-se lubrificação dos mecanismos e realizam-se ensaios de resistência de isolamento e elétrica nas bobinas de abertura e de fechamento e no motor de carregamento de mola (ENEL, 2018b), conforme recomendado pelos fabricantes.

Nos disjuntores a gás SF₆, são realizados os ensaios de resistência de contato e de isolamento, os mesmos realizados dos disjuntores a óleo, que estão descritos nos itens 4.1.1.2 e 4.1.1.3 e o ensaio de umidade do gás, que será descrito no item 4.1.3.1. Além disso, os dados levantados em todos os ensaios também são registrados em um relatório pelo chefe de turma da equipe e, ao fim do expediente, este é enviado aos supervisores e posteriormente ao setor de planejamento. No Anexo B, consta um exemplo de relatório de ensaios em um disjuntor a SF₆.

O ensaio de umidade do gás SF₆ determina o teor de água condensada nele, sendo função direta da temperatura do equipamento. Essa avaliação é importante porque a umidade é capaz de acelerar a decomposição do gás durante as interrupções dos arcos elétricos ou por

efeito corona, bem como contribui também com a corrosão de materiais e conduz a fenômenos de condensação em baixas temperaturas (SIHVENGER *et al.*, 2008). Esse ensaio pode ser realizado utilizando três métodos: gravimétrico, ponto de orvalho ou eletrolítico. O primeiro é o mais preciso, mas os outros são ou mais utilizados por serem mais rápidos.

No método gravimétrico, faz-se passar um volume conhecido de gás através de tubos contendo perclorato de magnésico anidro e, em seguida, afere-se o ganho de massa desses tubos, o que indica a quantidade de água contida naquela amostra. É um método bastante caro e que exige pessoal qualificado, além de ser bastante suscetível às condições ambientais (SIHVENGER *et al.*, 2008).

O método do ponto de orvalho, por sua vez, consiste em passar uma amostra do gás por uma célula fechada em que existe uma superfície espelhada enquanto se diminui a temperatura artificialmente. Utiliza-se o instrumento mostrado na Figura 19. Dessa maneira, as impurezas do gás se depositam nessa superfície formando uma névoa ou “orvalho”. Registra-se então a temperatura em que essa condensação se torna estável e determina-se o valor do teor de água existente nos documentos disponibilizados pelos fabricantes (SIHVENGER *et al.*, 2008).

Figura 19 – Instrumento para medição do ponto de orvalho



Fonte: Sihvenger *et al.* (2008).

Por fim, no método eletrolítico, o gás é colocado em uma célula contendo dois eletrodos de fio de ródio, entre os quais há um pequeno espaçamento preenchido por um filme de pentóxido de fósforo, que é capaz de absorver a umidade do gás e não conduz eletricidade quando está seco. Aplica-se então uma tensão e observa-se o surgimento de uma corrente elétrica que, por sua vez, ocasiona eletrólise da água absorvida. Registra-se então essa

corrente que, sendo a vazão do gás constante, é exatamente a medida de água no gás, pois “A energia elétrica necessária para a eletrólise total da água é uma medida da quantidade de água absorvida segundo a lei de Faraday” (SIHVENGER *et al.*, 2008, p. 21).

4.1.4 Manutenção corretiva mais comum em disjuntores a SF₆

Consultando a base de defeitos do sistema interno, tem-se que um dos problemas mais recorrentes nesse tipo de disjuntor é a baixa pressurização do gás SF₆, que é cadastrado no sistema com criticidade alta no momento em que se dá o primeiro alarme, porque se o gás baixar suficientemente para acionar o segundo alarme, o disjuntor é automaticamente bloqueado. Em algumas marcas, o bloqueio se dá em um terceiro alarme. São necessárias de duas a quatro pessoas para a atividade e o kit de enchimento de gás específico do mesmo fabricante do disjuntor, bem como uma balança.

Em campo, após serem seguidas todos os procedimentos de segurança, primeiramente inspecionam-se todas as conexões, polos e tubulações para localizar o ponto exato do vazamento com um detector de gás SF₆. Essa detecção pode ser feita também com água e sabão no caso de vazamentos maiores (ENEL, 2018b) ou com detector de gás SF₆ ou ainda com uma câmera termográfica específica que identifica esse tipo de vazamento.

A pressão a que o gás deve estar submetido é tabelada pelo fabricante em função da temperatura ambiente por meio de uma interpolação. Então, com um termo-higrômetro, mede-se a temperatura e a umidade do ar para verificar quanto de gás será necessário repor para que sua pressão retorne ao valor normal. Em seguida, pesa-se o cilindro de gás para verificar a massa da substância dentro dele e instala-se nele o regulador de pressão e mangueira para enchimento estanque, que é preenchida após a liberação da válvula de pressão.

A outra extremidade da mangueira está conectada na válvula de abastecimento de SF₆ do disjuntor, que é preenchido após se acionar o registro de liberação, quando presente no equipamento, ajustando-se o regulador de pressão. Quando o manômetro do disjuntor voltar a marcar a pressão nominal de placa, que é calculada por interpolação, fecha-se o regulador de pressão e o registro, desconecta-se a mangueira da válvula de enchimento e aguarda-se a estabilização do gás SF₆, que leva aproximadamente dez minutos.

4.2 Chaves seccionadoras

4.2.1 Visão geral

A NBR 6935 (ABNT, 1985), que foi substituída pela NBR IEC 62271-102 (ABNT, 2006), define que uma chave seccionadora é um “Dispositivo mecânico de manobra que na posição aberta assegura uma distância de isolamento e na posição fechada mantém a continuidade do circuito nas condições especificadas” (ABNT, 1985, p. 2). Sua operação deve ser feita em vazio, ou seja, sem carga e acontece quando se deseja seccionar um circuito para manobras ou manutenções (MAMEDE FILHO, 2005).

As chaves seccionadoras mais usuais são monopolares ou tripolares e suas aberturas podem ser simultâneas ou por polo, bem como podem possuir diversas funções, como isolamento, desvio, seleção e aterramento (MAMEDE FILHO, 2005). A Figura 20 mostra três chaves seccionadoras monopolares.

Figura 20 – Chave seccionadora



Fonte: acervo da Enel Distribuição Ceará.

Quando seus contatos estão fechados, a condução acontece normalmente, como nos disjuntores. A chave seccionadora é capaz de suportar a corrente de falta durante certo tempo até a abertura do disjuntor a ela associado sem que haja sobreaquecimento (ANDRADE, 2018).

As chaves seccionadoras em *bays* convencionais estão em posições fixas: uma para o lado do barramento de 69 kV, outra para o lado da chegada (ou saída) da linha de transmissão associada e outra que a chave é de by-pass, isto é, ela está normalmente aberta e é fechada quando da necessidade do desligamento do disjuntor a ela associado, de modo a

garantir um caminho para a corrente continuar a fluir e assim não haver desligamento do circuito. Por fim, existe a chave seccionadora de aterramento, que é responsável por aterrar a linha de transmissão correspondente àquele circuito e não são previstas para conduzir corrente em condição normal.

4.2.2 Manutenção

Para as chaves seccionadoras de alta tensão, não existe um planejamento preventivo determinado, as manutenções delas são feitas de acordo com a criticidade dos defeitos cadastrados no sistema interno ou de maneira estratégica, quando estão associadas a circuitos que alimentam cargas relevantes, como as indústrias que são atendidas em alta tensão, hospitais de maior porte e cidades ou instalações que receberão grandes eventos.

Consultando a base de defeitos, tem-se que um dos problemas mais recorrentes em chaves seccionadoras são os pontos quentes em seus contatos fixos ou móveis, que são cadastrados no sistema com criticidade baixa, média ou alta, dependendo da temperatura registrada. Para corrigi-lo, realiza-se limpeza e reaperto das conexões, podendo haver substituição de peças ou de toda a lâmina se necessário.

As atividades de manutenção em chaves seccionadoras são realizadas com as instalações energizadas pelas equipes de linha-viva. As normas internas das concessionárias determinam que o reaperto e a limpeza de conexões deve ser realizado à distância ou ao potencial. Primeiramente, posiciona-se o andaime ou cesto aéreo próximo à chave e solicita-se sua abertura, havendo instalação de *by-pass* provisório caso não seja possível abri-la. Tal recurso deve suportar a corrente máxima para o período previsto para a instalação, por isso é obrigatório verificar antecipadamente a corrente naquele ponto da instalação. Após o fim do serviço, fecha-se a chave e retira-se o *by-pass* provisório (ENEL, 2018a).

4.3 Transformadores de corrente

4.3.1 Visão geral

Os transformadores de corrente (TC) são equipamentos monofásicos que permitem que se realize medição, controle e proteção de uma instalação sem utilizar a respectiva corrente de carga, que, no caso do setor de alta tensão, é bastante elevada. De maneira geral, os TC são compostos por um primário com poucas espiras e um secundário,

isolados um do outro, porém acoplados magneticamente, de modo a se reduzir a corrente a valores baixos padronizados (1 A ou 5 A) (MAMEDE FILHO, 2005).

É pelo TC que o relé de proteção do disjuntor “enxerga” a corrente que está passando pelo circuito e, de acordo com o valor dela, envia ou não comando para o disjuntor associado atuar.

Em *bays* de alta tensão, os TC mais utilizados são do tipo bucha e do tipo pedestal. O primeiro consiste em um núcleo toroidal com enrolamento secundário instalado dentro dos próprios equipamentos, isto é, o núcleo fica em torno da bucha isolante dos equipamentos e através dele passa o condutor primário. Já o segundo funciona como suporte para o condutor primário e geralmente se encontra sobre um pilar de concreto armado (SILVINO, 2018), como mostrado na Figura 21.

Figura 21 – Transformador de corrente alta tensão



Fonte: acervo da Enel Distribuição Ceará.

4.3.2 Manutenção

Os transformadores de corrente mais utilizados são vedados de modo a evitar a umidificação e a oxidação do óleo isolante, o que elimina sua deterioração e a manutenção periódica do TC geralmente não é necessária. É preciso apenas uma verificação do nível de óleo (WESTINGHOUSE, 1960).

Para os transformadores de corrente de alta tensão, não existe então um planejamento preventivo determinado, as manutenções deles são feitas de acordo com a criticidade dos defeitos cadastrados no sistema interno, semelhante ao que se dá com as chaves seccionadoras.

Outra semelhança com elas é o defeito mais recorrente: nos TC, também são os pontos quentes, que aparecem majoritariamente em seus conectores e *jumpers*. A correção desse defeito também é feita por uma equipe de linha-viva seguindo normas internas das concessionárias da maneira à distância ou ao potencial: primeiramente, acessa-se o equipamento com andaimes ou cesto aéreo, retira-se suas cargas (caso existam) e confirma-se se realmente o foram. Em seguida, retiram-se os parafusos do conector e afasta-se o cabo utilizando bastões isolados para que se realize os reapertos e limpezas (ENEL, 2018a).

Caso o TC esteja dentro do *bay*, isto é, esteja instalado à jusante da conexão do condutor da chave seccionadora de by-pass, pode-se solicitar o desligamento do disjuntor correspondente e assim a manutenção pode ser realizada pelas outras equipes de manutenção de subestação sem ser as de linha-viva. No entanto, a maioria dos TC de subestações distribuidoras está fora de seus respectivos *bays*. Frequentemente, como alternativa à utilização das equipes de linha-viva, aproveitam-se os desligamentos das linhas de transmissão, no contexto de suas próprias manutenções, para se corrigirem defeitos dos transformadores de corrente a elas associados.

4.4 Considerações finais

Neste capítulo, foram descritos os equipamentos que compõem um *bay* convencional de alta tensão: transformadores de corrente, chaves seccionadoras e disjuntores a óleo e a gás SF₆. Foram detalhados também os procedimentos de manutenção preventiva e preditiva usualmente realizados pelas concessionárias em cada um deles, conforme normas internas e recomendações de fabricantes. No aspecto de manutenção corretiva, detalhou-se o defeito que aparece de maneira mais recorrente em cada um deles, após análise da base de dados do sistema interno tomando o período de um ano.

Nota-se que um *bay* convencional, por ser composto por três equipamentos independentes, possui diferentes rotinas de manutenção associadas a ele, isto é, cada componente possui a sua. No entanto, nos planejamentos anuais das concessionárias frequentemente consta apenas disjuntor, porque ele é o equipamento principal da função de transmissão. As atividades em chaves seccionadoras e TC costumam ser estratégicas.

5 MÓDULOS HÍBRIDOS: CARACTERÍSTICAS E PROCEDIMENTOS DE MANUTENÇÃO

Neste capítulo, são caracterizados os módulos híbridos utilizados pelas grandes concessionárias de energia em suas subestações distribuidoras, descrevendo seus principais componentes, seu funcionamento básico e seu arranjo de conexão na SED. Eles pertencem à classe de tensão de até 145 kV e compactam, portanto, o setor de 69 kV. Em seguida, são descritos os aspectos de manutenção preventiva e corretiva desses equipamentos.

5.1 Características gerais e funcionamento

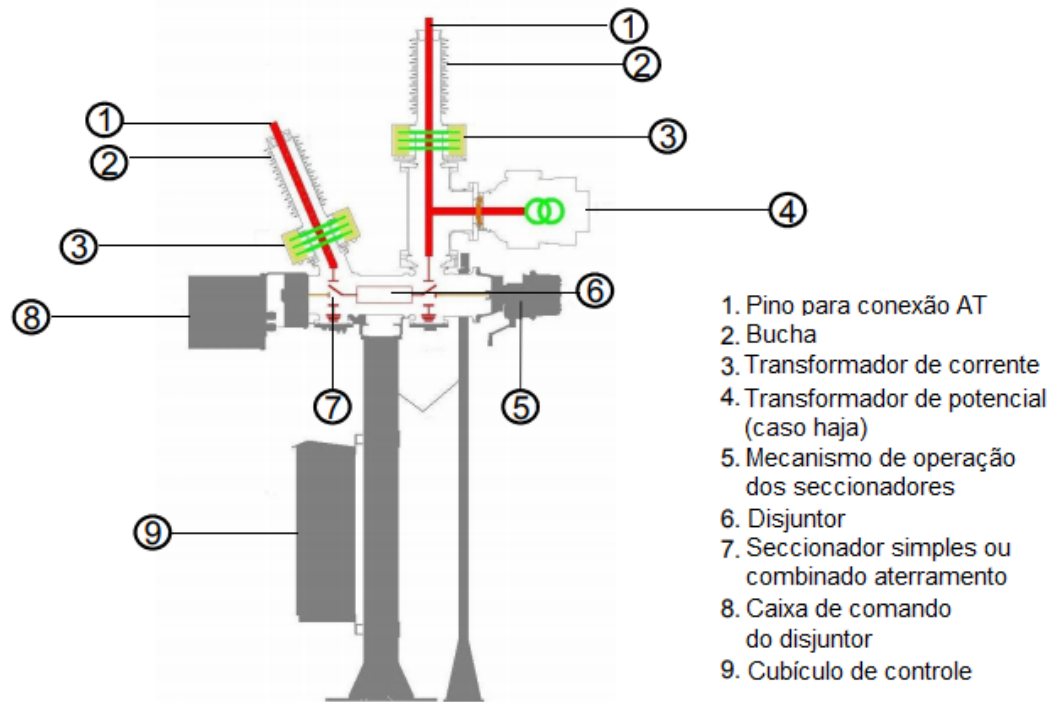
O módulo híbrido é um equipamento de comutação de alta tensão do tipo combinado e multifuncional, que equivale a um vão de alta tensão (no caso, uma entrada de linha ou o lado de alta tensão do vão de transformação), cujas partes vivas, exceto barramento e transformador de corrente, estão encapsuladas em um tanque de liga metálica aterrado e preenchido por gás hexafluoreto de enxofre (SF_6) pressurizado.

Esse gás configura-se como meio de extinção do arco elétrico e meio de isolamento. Durante a operação, as câmaras de gás dos três polos do disjuntor são independentes e existe um relé de densidade associado a um manômetro para monitorar a pressão, bem como densímetro que conta com sistema de compensação de temperatura (PINGGAO, 2018). Para grande parte dos módulos híbridos, o sistema de monitoramento do gás possui dois alarmes: o primeiro, que indica que há necessidade de reposição, e o segundo, em que o equipamento é bloqueado.

Cada polo possui seu próprio invólucro, o que proporciona maior disponibilidade e segurança e torna o equipamento adequado para operação ao ar livre. Tais invólucros metálicos devem possuir a robustez necessária para garantir a operação correta de todas as partes móveis internas, assim como deve ser adequado ao processo de tratamento a vácuo durante o processo de reposição de gás na fábrica ou em campo.

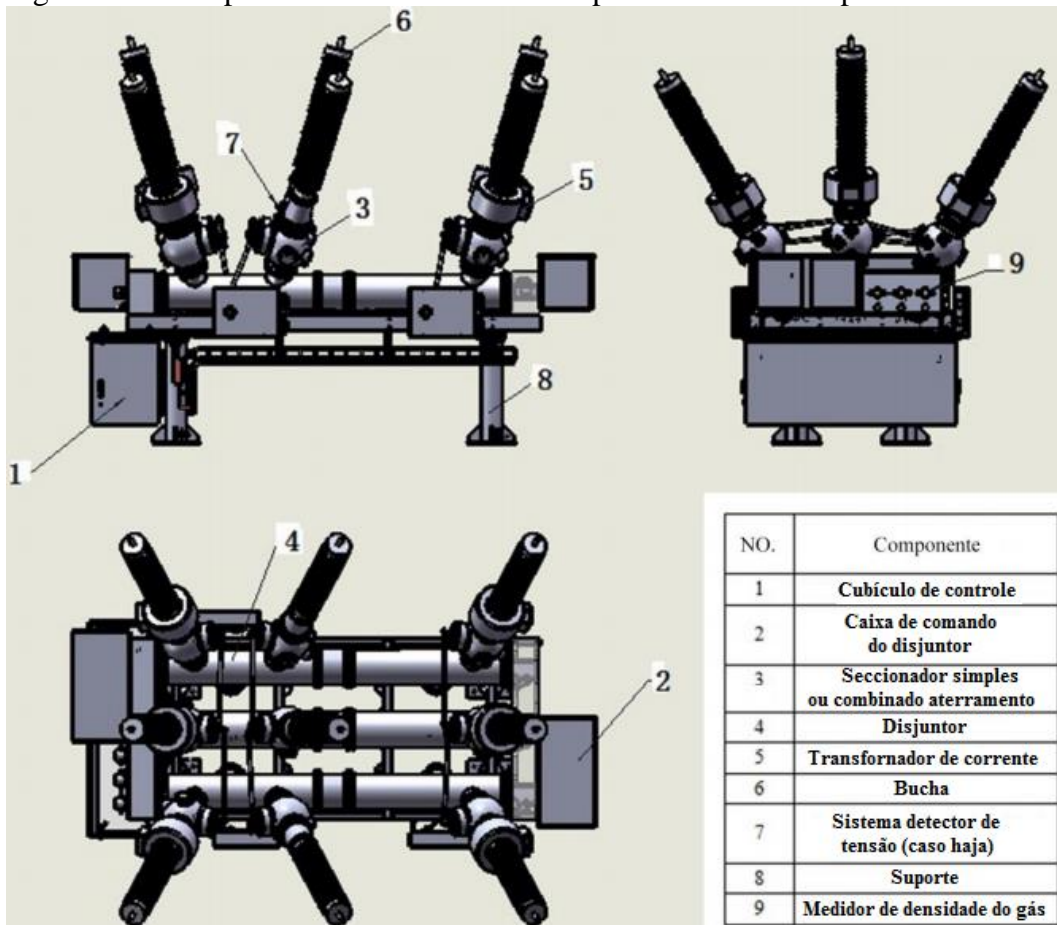
Outra característica bastante marcante nos módulos híbridos é sua flexibilidade: os fabricantes oferecem modelos para instalação em barramentos simples (como os das subestações distribuidoras de pequeno porte e de grande porte tipo 1) ou em barramento duplo (como os das SED de grande porte tipo 2). As figuras 22 e 23, a seguir, mostram a composição dos módulos híbridos mais comumente adquirido pelas concessionárias, respectivamente para barramento simples e duplo.

Figura 22 – Componentes do módulo híbrido para barramento simples



Fonte: adaptado de Cervidi (2015).

Figura 23 – Componentes do módulo híbrido para barramento duplo



Fonte: adaptada de Pinggao (2018).

É bastante marcante também a redução da área ocupada pelo módulo híbrido na subestação comparada à ocupada pelos equipamentos tradicionais, como se pode ver na Figura 24. A utilização dos módulos híbridos utiliza um espaço cerca de 20% menor na subestação.

Figura 24 – Módulo híbrido instalado



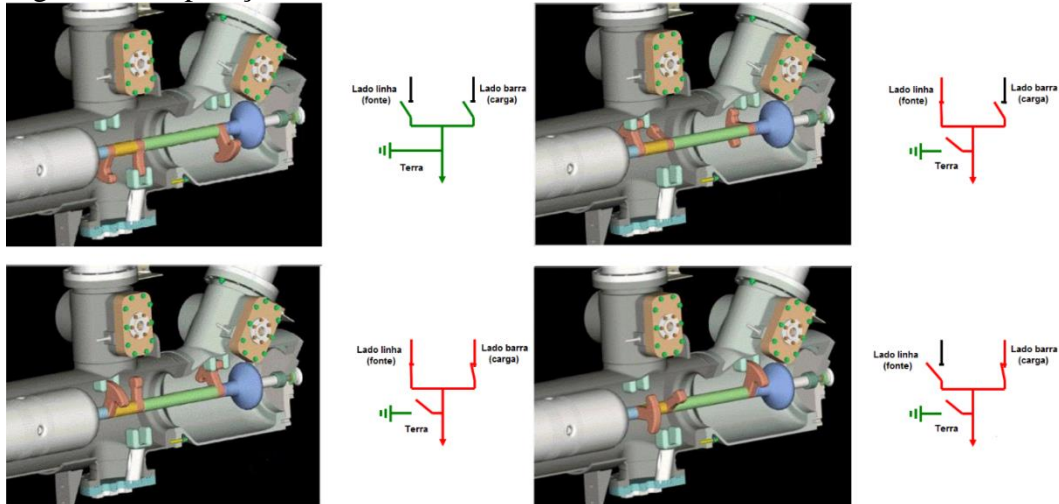
Fonte: acervo da Enel Distribuição Ceará.

No disjuntor dos módulos híbridos, o modo como se dá a extinção do arco é diferente do que ocorre nos disjuntores convencionais a SF₆. Nos híbridos, a energia para interromper a corrente ao comando de abertura provém em parte do próprio arco elétrico, o que reduz em aproximadamente 50% a energia demandada do sistema de acionamento pelas molas de abertura. Em operação normal, ao comando de abertura, o disjuntor completa dois ciclos de abertura e fechamento, o primeiro de décimos de segundo e o seguinte de pouco mais de 10 segundos, para religamento automático caso necessário.

A comunicação entre o módulo híbrido e o sistema supervisor da subestação se dá por cabo de rede RJ45 seguindo o protocolo de comunicação IEC 61850 (*reporting and GOOSE*) de comando, medição e proteção.

A operação de seccionamento dos módulos híbridos, por sua vez, baseia-se essencialmente no movimento rotativo de seu eixo condutor principal, no qual estão fixados os contatos dos elementos seccionadores de tal maneira que, através de passos de 45° (nos sentidos horário ou anti-horário), são realizadas manual ou remotamente as conexões ou desconexões dos terminais do equipamento, como ilustrado na Figura 25.

Figura 25 – Operação dos seccionadores



Fonte: adaptada de Gomes (2019).

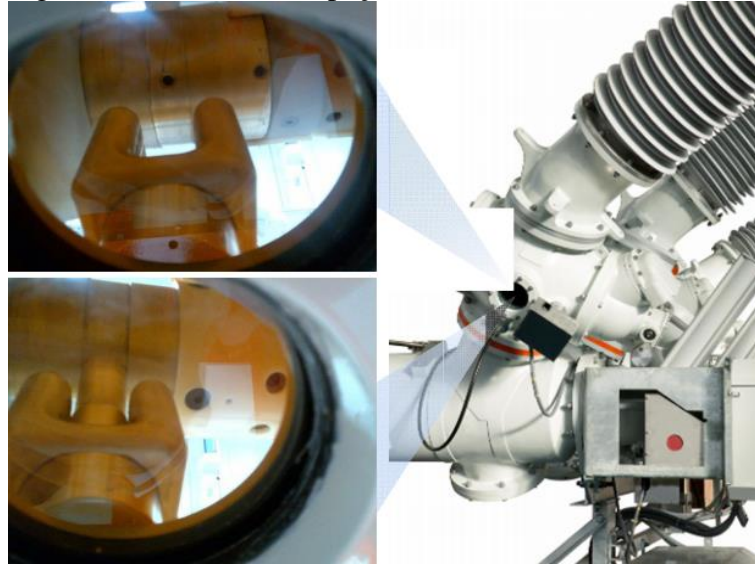
Pode-se visualizar o posicionamento desses contatos pelos sinalizadores, mostrados na Figura 26: a cor vermelha indica que os contatos correspondentes àquela posição estão fechados e a cor verde, que estão abertos. É possível visualizá-lo também por janelas de inspeção (Figura 27) no equipamento ou por sinais elétricos no painel de controle.

Figura 26 – Sinalizador de posição dos seccionadores



Fonte: Cervidi (2015).

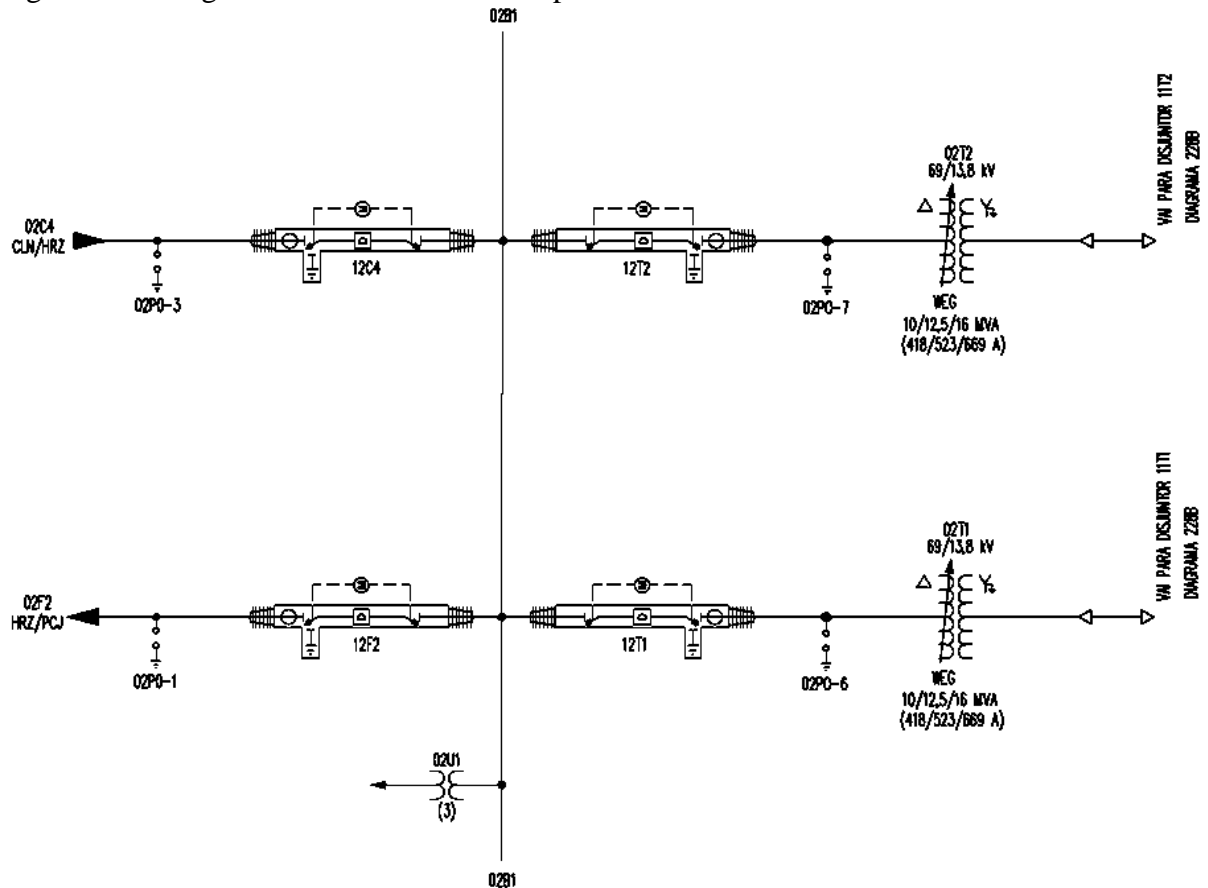
Figura 27 – Janela de inspeção externa



Fonte: Cervidi (2015).

Para ilustrar a representação em diagrama unifilar dos módulos híbridos, a Figura 28 mostra uma subestação distribuidora compactada na região metropolitana de Fortaleza. Nela, observam-se vãos de entrada, de saída de linha e de transformação.

Figura 28 – Diagrama unifilar de SED compactada



Fonte: acervo da Enel Distribuição Ceará.

5.2 Manutenção preventiva

O encapsulamento do módulo híbrido garante, segundo os fabricantes, que a segurança operacional de seus principais componentes não é afetada por nenhum elemento externo, como poluição e umidade, com exceção das buchas, que são ditas qualificadas para uso em ambientes poluídos e chuvosos. Dessa maneira, afirma-se que o módulo híbrido não requer manutenção por longos períodos (ABB, 2011). Porém, são prescritas algumas atividades preventivas nos manuais dos equipamentos.

A primeira são as inspeções periódicas visuais funcionais, que são realizadas sem abrir os compartimentos com gás e com o equipamento em operação. Recomenda-se uma ou duas inspeções visuais por ano abrangendo as seguintes partes:

- Buchas;
- Densidade do SF₆;
- Quantidade de interrupções registrada;
- Juntas da porta da caixa de comando;
- Indicadores de posição, conectores, cabos e circuito de aterramento.

Além disso, recomenda-se também reapertar parafusos correspondentes às fixações e às conexões de aterramento e realizar uma operação local e uma remota, bem como realizar inspeção termográfica.

A manutenção preventiva em si, com desligamento do módulo híbrido, é recomendada pelos fabricantes após três ou cinco mil operações mecânicas, após quinze ou vinte anos de operação ou quando o número de operações por curtos-circuitos se aproxima dos valores tabelados. A Tabela 2 mostra exemplos desses valores, que são referentes a um módulo híbrido para barramento simples.

Tabela 2 – Número de operações do disjuntor e correntes de curto-circuito correspondentes

Número de operações	3.000	1.200	160	40	20	10	8	5
Corrente (kA)	1,25	2	5	10	15	20	25	31,5

Fonte: adaptada de ABB (2011).

As atividades de manutenção preventiva com o equipamento desligado são:

- Verificação de alarmes, *trips* e bloqueios relacionados à pressão do gás;
- Medição do teor de umidade do gás nos encapsulamentos (utilizando higrômetro);

- Verificação da lubrificação dos mecanismos dos seccionadores e estados das conexões e demais componentes;
- Inspeção visual dos contatos do disjuntor;
- Ensaio de resistência de contato;
- Duas operações de abertura e fechamento do disjuntor e dos seccionadores;
- Reaperto de parafusos correspondentes às fixações e às conexões de aterramento.

Por fim, alguns fabricantes preveem a revisão do equipamento, que consiste na substituição deste por outro previamente reconicionado de modo a reduzir seu tempo de interrupção. Isso deve acontecer após dez mil operações mecânicas ou após quarenta anos de operação.

É recomendação dos fabricantes também que a realização de todas as atividades preventivas com o módulo híbrido desligado seja feita por profissionais especializados.

5.3 Manutenção corretiva

Os módulos híbridos em operação nas subestações distribuidoras começaram a apresentar problemas em seus mecanismos internos, o que acarretou falha no recebimento de comandos de abertura ou fechamento, logo atuação indevida ou não atuação quando necessário. Além disso, esses problemas podem trazer riscos à segurança dos operadores e à integridade das instalações.

Antes de qualquer intervenção em um módulo híbrido, realiza-se uma inspeção visual no equipamento e verificação do nível de gás SF₆. Em seguida, solicita-se ao centro de controle o desligamento do equipamento, a abertura do disjuntor e dos seccionadores do lado fonte e do lado carga e é feita a desconexão dos pulsos das buchas do equipamento por uma equipe de linha-viva, de modo a isolar totalmente o equipamento da rede, como determinam os procedimentos de segurança. Com isso, podem ser realizados todos os testes e simulações de bloqueio e intertravamento do híbrido em campo.

A necessidade da equipe de linha-viva se dá porque mesmo com o disjuntor desligado e com as chaves lado fonte e lado carga seccionadas, os polos do módulo híbrido permanecem conectados às partes ativas da rede sem seccionamento, ou seja, energizados. Qualquer comando indevido ocasionaria um grande problema, como um fechamento da chave combinada de aterramento, por exemplo, que energizaria diretamente a lâmina de terra e causaria curto-circuito interno.

Então, para a desconexão das partes ativas da rede (e posterior reconexão quando do fim do serviço), bem como para a realização de circuitos de *by-pass* provisórios (quando a carga não pode ser interrompida), utiliza-se a equipe de linha-viva na manutenção dos módulos híbridos.

Uma das principais ocorrências em um módulo híbrido adquirido por uma grande concessionária foi quando se identificou em um equipamento um barulho de centelhamento interno. Após liberação do equipamento para equipe de manutenção, registrou-se uma alta resistência de contato. Segundo avaliações preliminares da equipe de manutenção juntamente com o fabricante, observou-se uma flexão mecânica no pino do solenoide KL1T, que é um mecanismo de intertravamento.

Os módulos híbridos são projetados com um sistema de intertravamento de segurança para evitar operações indevidas elétricas ou manuais. Nesses equipamentos existe o solenoide KL1T de intertravamento externo que, quando ativado, impede o fechamento manual ou elétrico da chave de aterramento. Ou seja, se a linha de transmissão ou o barramento estiverem energizados, esse mesmo sinal de tensão ativa o solenoide KL1T e bloqueia o motor de acionamento do mecanismo de fechamento ou o comando manual para fechamento.

Então, suspeita-se que esse pino bloqueado na posição intertravada durante uma operação elétrica enquanto o motor estava ativado para a operação poder ter causado danos ao sincronismo do mecanismo do equipamento e com isso alterou o correto fechamento da chave seccionadora, ocasionando a alta resistência de contato. Esse defeito ainda está sendo avaliado pelo fabricante.

Algumas ocorrências podem surgir devido a defeitos não detectados no comissionamento do equipamento, que posteriormente são identificados pelas equipes de manutenção, como a avaria em bobinas e nos motores de carregamento das molas, que foi a causa da intervenção em um módulo híbrido de uma subestação distribuidora em Fortaleza em setembro de 2018.

Durantes os testes, foi identificado que a bobina de abertura estava avariada, ocasionando a não abertura do disjuntor. Observou-se também que o motor de carregamento da mola de fechamento não estava efetuando sua função automaticamente após o fechamento do disjuntor. Constatou-se que o motor estava queimado, o que levou à retirada dele e identificação de defeito no rotor, que era o que estava causando travamento do mecanismo.

Foram realizadas então as substituições do conjunto de bobinas de abertura e do motor de carregamento da mola de fechamento e, em seguida, realizaram-se novos testes funcionais, não sendo identificada mais nenhuma não-conformidade.

Outro defeito de comissionamento detectado e corrigido por equipes de manutenção foi a sinalização dos seccionadores lado linha e lado carga fora do posicionamento correto em um módulo híbrido instalado em uma subestação distribuidora do interior do Ceará em agosto de 2018: o disco de sinalização mostrava parte da cor verde quando as chaves estavam fechadas e parte da cor vermelha quando estavam abertas, não sendo possível então precisar o estado do equipamento mediante inspeção visual.

Um técnico mandado pelo fabricante ajustou os contatos do lado da fonte, do lado da carga e de aterramento, foi retirada a manivela de acionamento manual dessas chaves e instalou-se uma arruela de espaçamento entre essa manivela e sua fixação de modo a se ajustar sua inserção ao disco durante uma manipulação de abertura e fechamento. Em seguida, verificou-se o ângulo das chaves abertas e fechadas com um transferidor no disco de sinalização e efetuou-se o alinhamento dos contatos. Após novos testes funcionais, não foi identificada mais nenhuma não-conformidade.

Por fim, houve outro defeito que foi detectado pela manutenção em alguns módulos híbridos e levou a uma ação preventiva em todos os outros híbridos já instalados em subestações da mesma concessionária, mesmo estes últimos ainda não apresentando anormalidades: observou-se que a chave seletora de três posições (comandos local, remoto e manutenção) veio inadequada de fábrica. O demasiado número de contatos auxiliares estava ocasionando um longo corpo de comutação, além de configurar-se pesada demais para uma boa fixação e para manobra de acionamento manual. Algumas chaves se soltavam ou emperravam, não sendo possível então a mudança de posição dos contatos. A Figura 29 mostra a chave original que veio de fábrica em um módulo híbrido já completamente desconectado da rede.

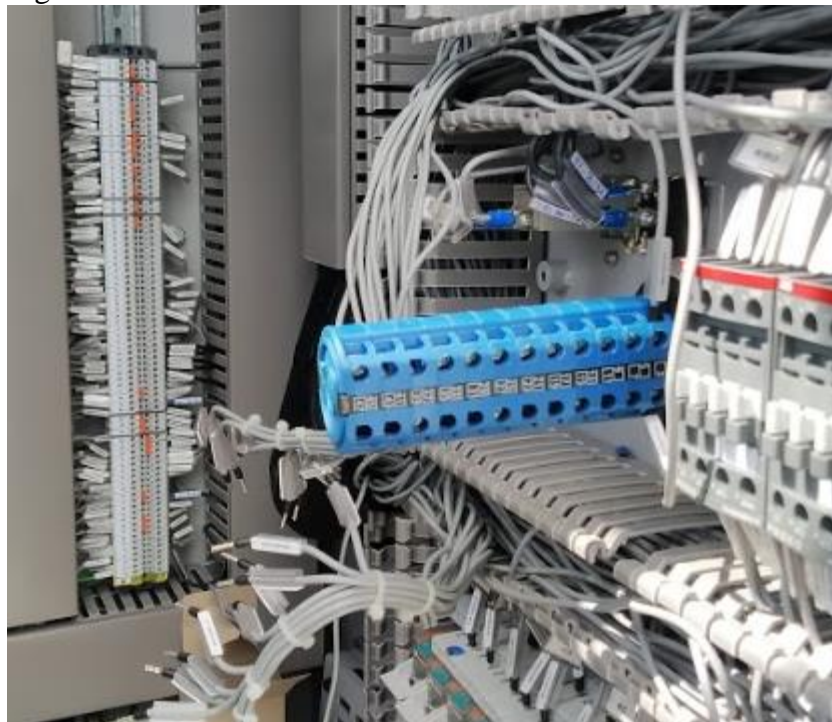
Figura 29 – Parte interna da chave seletora original de fábrica



Fonte: elaborada pela autora.

Assim, o departamento de engenharia da concessionária em conjunto com o de normas e com o fabricante, solicitaram a adequação dessa chave em todos os híbridos já instalados, ou seja, a substituição por uma menor, mostrada na Figura 30.

Figura 30 – Parte interna da nova chave seletora instalada



Fonte: elaborada pela autora.

5.4 Considerações finais

Neste capítulo, foi realizada uma descrição geral do módulo híbrido: suas partes e sua operação básica. Em seguida, foram detalhados os procedimentos de manutenção preventiva recomendados pelos fabricantes. Ao fim, foram descritas algumas intervenções corretivas realizadas em módulos híbridos adquiridos por uma grande concessionária.

Além de defeitos de comissionamento, observou-se que os módulos híbridos podem apresentar inadequações de fábrica e outros defeitos ainda desconhecidos, o que é natural por ser uma tecnologia nova. É preciso bastante atenção dos técnicos em campo para identificação de anormalidades o quanto antes. Além disso, os engenheiros das concessionárias também devem estar atentos às normas e contratos com os fabricantes, de modo que a responsabilidade por eventuais problemas mais graves com o equipamento novo esteja bem discernida.

É válido destacar também o aspecto da segurança na manutenção desse equipamento novo. Por um lado, o encapsulamento e a isolação a SF₆ proporcionam uma operação bem segura; por outro, a configuração física do módulo híbrido não oferece seccionamento visível quando de um desligamento, o que é exigido pelas normas de segurança do trabalho em instalações elétricas. Daí a necessidade da desconexão dos pulsos do equipamento pela equipe de linha viva em qualquer intervenção.

6 COMPARAÇÃO DE CUSTOS ESTIMADOS DE MANUTENÇÃO

Neste capítulo são estimados os custos das atividades de manutenção preditiva, preventiva e corretiva dos equipamentos convencionais e dos módulos híbridos, que foram descritas nos capítulos anteriores. Todos os serviços (ou grupos de serviços) possuem preços tabelados, chamados “baremos”, determinados pela concessionária de energia e validados em contratos.

Eles são compostos essencialmente por um valor base, que corresponde ao preço dos materiais utilizados juntamente com mão de obra e transporte, multiplicado por um fator K maior que 1, que possibilita realizar ajustes durante o contrato, que são, por exemplo, aumento de salários ou inflação. Os valores utilizados foram os praticados no ano de 2019, com K igual a 1,2759.

6.1 Manutenção dos equipamentos convencionais

Considera-se aqui um *bay* convencional de alta tensão genérico composto por um disjuntor, três chaves seccionadoras e um transformador de corrente e suas atividades de manutenção no período de um ano.

Os *baremos* envolvidos na manutenção dos equipamentos convencionais constam na Tabela 3, assim como todas as atividades compreendidas por cada um e seus respectivos preços.

Tabela 3 – *Baremos* relacionados à manutenção de disjuntores

Nome do baremo	Unidade	Descrição	Preço	Fator K (1,2759)
Completar pressão SF ₆ em equipamentos de interrupção	Unidade	<ul style="list-style-type: none"> • Verificação do nível de gás SF₆ pelo manômetro; • Realização da pesagem do cilindro com gás antes e após a reposição; • Aplicação de gás SF₆ até os níveis normais de operação ou de acordo com indicação do fabricante; • Registro em formulário padronizado pela distribuidora. 	R\$ 500,87	R\$ 639,06
Testes elétricos em disjuntor entre 34,5 e 220 kV	Unidade	<ul style="list-style-type: none"> • Desconexão e conexão de terminais de alta tensão; • Limpeza manual de isoladores do disjuntor; • Testes elétricos: resistência de contatos, resistência de isolamento, tempos de operação e análises da andamento (velocidades, deslocamentos, saltos, simultaneidade etc.) para os ciclos de abertura (O), fechamento (C), fechamento - abertura (C-O) e abertura - fechamento - abertura (O-C-O) e medição de correntes de operação e resistência ôhmica em bobinas e motor; • Quando solicitado, inclui análise do conteúdo de umidade e de decomposição do gás SF₆ e rigidez dielétrica do óleo. 	R\$ 507,00	R\$ 646,88

(continua)

Tabela 3 – *Baremos* relacionados à manutenção de disjuntores

				(conclusão)
Nome do <i>baremo</i>	Unidade	Descrição	Preço	Fator K (1,2759)
Manutenção preventiva de disjuntor entre 34,5 e 69 kV (Gás SF ₆ - PVO)	Unidade	<ul style="list-style-type: none"> • Limpeza e revisão dos isoladores e da estrutura do disjuntor; • Revisão, reaperto e manutenção das conexões de alta tensão (lubrificação com graxa condutora); • Lubrificação, revisão e reajuste de mecanismos de acionamento (lubrificação das partes móveis); • Verificação dos níveis e/ou pressões do disjuntor (manutenção dos indicadores de nível e de pressão); • Manutenção da caixa de acionamento: limpeza interna, manutenção da vedação da caixa, reaperto das conexões, limpeza de contatos de switches de controle e auxiliares, verificação de circuito de controle (fechamento, abertura, motor), revisão de borneiras, calefação, pulsadores etc.; • Testes de operações mecânicas e elétricas: fechamento e abertura em modo local, remoto e COS; • Verificação dos alarmes e sinalização local e remota (alarme e bloqueio por baixa pressão, etc.); • Se necessário, inclui detecção de fugas e de injeção de gás SF₆ e correção de fugas menores de óleo. 	R\$ 860,00	R\$ 1.097,27

Fonte: elaborada pela autora.

Em primeiro lugar, toma-se o custo das atividades do plano anual de inspeções como um gasto fixo anual, o pior caso e que ocorre para os disjuntores GVO, que é a soma dos *baremos* de manutenção preventiva com o de testes elétricos, o que resulta em R\$ 1744,15.

A essas parcelas, soma-se então os custos das manutenções corretivas. Em consulta ao histórico de defeitos corrigidos em disjuntores de alta tensão a óleo e a SF₆ no ano de 2019 no sistema interno de uma grande concessionária, observou-se que o mais recorrente em um mesmo equipamento é o gás baixo, que acontece, considerando o pior cenário, três vezes ao ano. Assim, tem-se que o gasto com manutenção corretiva em disjuntores em um ano é de R\$ 1917,18. Logo, o gasto total com manutenção de disjuntores em um ano é aproximadamente R\$ 3661,33.

Já para as chaves seccionadoras de alta tensão, observou-se que os pontos quentes geralmente ocorrem uma vez ao ano. Estrategicamente, quando da correção desses pontos quentes, é feita manutenção preventiva de todas as outras chaves do *bay* e frequentemente é necessária a equipe de linha-viva. A Tabela 4, a seguir, mostra o *baremo* correspondente à manutenção de chaves seccionadoras, suas atividades e preço.

Tabela 4 – *Baremo* relacionado à manutenção de chaves seccionadoras

Nome do <i>baremo</i>	Unidade	Descrição	Preço	Fator K (1,2759)
Manutenção preventiva de chave seccionadora tripolar entre 34.5 e 69 kV com linha viva	Unidade	<ul style="list-style-type: none"> • Trabalho com técnica de potencial, contato ou a distância utilizando bastões de manobra isolados; • Instalação e retirada de coberturas isolantes; • Utilização de cesto aéreo isolado ou montagem/desmontagem de andaimes isolados; • Inspeção visual em isoladores e na estrutura da chave; • Limpeza e substituição de conectores e olhais; • Lubrificação de articulações com graxa ou óleo recomendados pela concessionária; • Regulagem da chave; • Pequenos retoques de pintura na base da chave e na haste de comando; • Manutenção em conexões do aterramento da base da chave; • Desconexão e conexão dos pulos para a substituição de lâminas ou de hastes de comando, caso solicitado; • Desconexão e conexão dos pulos para ensaio de resistência de contato, caso solicitado; • Termografia antes e após a manutenção; • Correção de ponto quente após a intervenção, caso seja detectado. 	R\$ 830,00	R\$ 1.059,00

Fonte: elaborada pela autora.

Por se tratar de uma decisão estratégica, não se leva em conta neste levantamento as manutenções preventivas das outras chaves do *bay*, então considera-se o custo anual de manutenção das chaves seccionadoras apenas unitário, isto é, R\$ 1059,00.

Por fim, os transformadores de corrente, conforme observação dos defeitos corrigidos em 2019, requerem manutenção corretiva uma vez ao ano no máximo. O valor do *baremo* para os TCs é muito baixo em relação aos outros (R\$ 306,22 uma correção de ponto quente, por exemplo) e, além disso, são equipamentos projetados para não terem manutenção em campo, apenas em oficina, o que é muito raro de acontecer com os TC de alta tensão. Assim, esse valor será desconsiderado.

Somando-se todas essas parcelas de custos de todos os equipamentos (exceto TC), tem-se que a manutenção anual de um *bay* convencional fica, portanto, em torno de R\$ 4720,33.

6.2 Manutenção dos módulos híbridos

Os gastos da concessionária com as intervenções nos módulos híbridos se deram principalmente com a equipe de linha-viva, que sempre foi necessária em todas elas devido à estrutura do equipamento, como descrito no item 5.1. São dois *baremos* envolvidos: o das

atividades mínimas e o de abertura (ou fechamento) de *jumpers*, que estão detalhados na Tabela 5.

Tabela 5 – *Baremos* relacionados às atividades com linha-viva nos módulos híbridos

Nome do <i>baremo</i>	Unidade	Descrição	Preço	Fator K (1,2759)
Atividades mínimas com trabalho de linha viva	Evento	<ul style="list-style-type: none"> • Trabalho com técnica de potencial, contato ou a distância mediante bastões de manobra isolados; • Instalação/retirada de coberturas isolante; • Utilização de cesto aéreo isolado ou montagem/desmontagem de andaimes isolado. 	R\$ 321,12	R\$ 409,72
Abertura (ou fechamento) de <i>jumpers</i> de um circuito entre 34,5 e 69 kV com linha energizada	Unidade	<ul style="list-style-type: none"> • Abertura ou fechamento dos <i>jumpers</i> (condutores, grampos, etc.) das três fases de um circuito; • Trabalho com técnica de potencial ou a distância mediante bastões de manobra isolados. 	R\$ 650,00	R\$ 829,34

Fonte: elaborada pela autora.

Dessa maneira, somando os *baremos* de atividades mínimas, de uma abertura e de um fechamento de *jumpers* tem-se R\$ 2068,40, isto é, uma intervenção qualquer em um módulo híbrido custa no mínimo esse valor. Frequentemente, é necessário abrir e fechar mais de uma vez os *jumpers* durante um serviço, o que eleva esse custo para R\$ 3727,08.

A concessionária ainda possui outros gastos somados a esse, como o deslocamento da equipe para que esta fique à disposição em horários determinados, aguardando liberação para fechar os *jumpers*, por exemplo. Nesse caso, o incremento do custo se dá no *baremo* das atividades mínimas, que é multiplicado proporcionalmente. Observando-se os registros das intervenções realizadas nos módulos híbridos em 2019, em cada equipamento que precisou de intervenção, as atividades custaram entre quatro e cinco mil reais, pois são incluídas também as diárias da equipe de manutenção de equipamentos.

6.3 Considerações finais

Neste capítulo, foi realizado um levantamento estimado de custos de manutenção de um *bay* tradicional genérico ao longo de um ano. Como ele é composto por três equipamentos independentes, estimou-se o custo da manutenção de cada um separadamente, considerando aspectos estratégicos.

Em seguida, estimou-se o custo de uma única intervenção corretiva em um módulo híbrido, mediante análise dos *baremos* envolvidos nas intervenções descritas no capítulo anterior. Como os módulos híbridos da concessionária em questão foram instalados muito recentemente, eles ainda não constam nos planejamentos anuais de manutenção preventiva, então não foram computados gastos com inspeções e ensaios.

7 ANÁLISE COMPARATIVA DOS PROCEDIMENTOS DE MANUTENÇÃO

Conforme tudo o que foi descrito nos capítulos anteriores, apontam-se, no Quadro 2, alguns aspectos de manutenção de modo a se visualizar uma comparação entre cada um deles nos equipamentos convencionais e nos módulos híbridos.

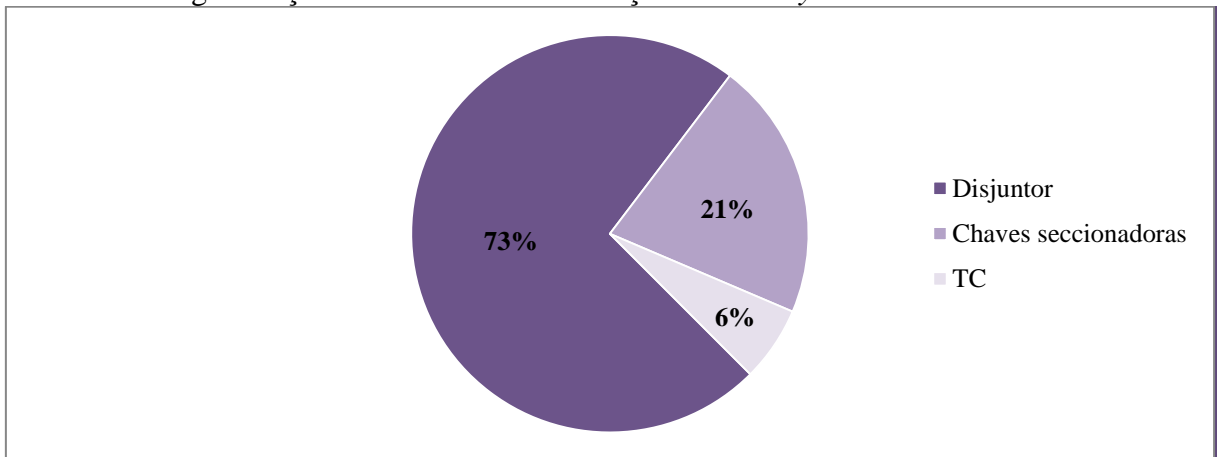
Quadro 2 – Comparação entre equipamentos convencionais e módulos híbridos

	Equipamentos convencionais	Módulos híbridos
Atividades preventivas e preditivas	Todo ano: inspeções visuais e termográficas; ensaios de resistência de isolamento, resistência de contato, de rigidez dielétrica (equipamentos a óleo) e de umidade do gás (equipamentos a SF ₆); lubrificação de mecanismos; teste de comandos local e remoto; reaperto de conexões	Todo ano: inspeções visuais e termográficas; testes de comandos local e remoto. A cada três ou cinco mil operações: ensaio de resistência de contato e de umidade do gás; lubrificação de mecanismos; reaperto de conexões
Atividades corretivas mais comuns	Defeitos recorrentes: vazamento de óleo; reposição de gás SF ₆ ; pontos quentes	Defeitos de fábrica: motor de carregamento de molas queimado; bobinas avariadas; componentes internos inadequados
Pessoal	1 equipe de manutenção de equipamentos geralmente com 3 ou 4 pessoas e um chefe de turma	1 equipe de linha-viva (geralmente com 3 pessoas e um chefe de turma) e 1 equipe de manutenção de equipamentos (2 pessoas)
Tempo médio de um serviço preventivo ou corretivo	Um turno (4 horas) por equipamento	Um turno (4 horas) para a equipe de manutenção e carga horária flexível para a equipe de linha-viva (por demanda)
Equipamentos utilizados	EPIs, EPCs e ferramentas diversas; instrumentos de medição; necessidade de andaimes apenas para determinados modelos de disjuntor	EPIs e EPCs; instrumentos de medição; sempre necessário andaime para a equipe de linha-viva

Fonte: elaborada pela autora.

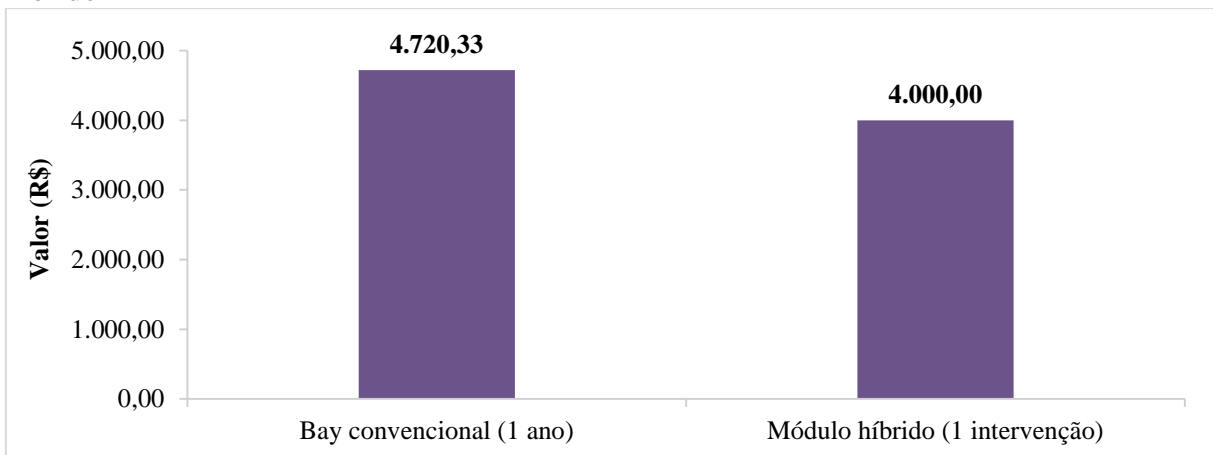
É importante observar que, para os equipamentos convencionais, já existe total domínio das tecnologias utilizadas e, dessa maneira, os processos de manutenção estão bem mais definidos e consolidados. Para os módulos híbridos, as concessionárias ainda estão se familiarizando com a nova tecnologia, isto é, ainda estão adaptando suas rotinas de manutenção, bem como capacitando pessoal, aos equipamentos novos por causa das particularidades destes.

Na questão dos custos, por sua vez, observa-se que para os módulos híbridos, por se tratar de um único equipamento, os gastos são “homogêneos”. Já para um *bay* convencional, que é formado por equipamentos independentes, os gastos podem ser segmentados, como mostrado na Figura 31. As porcentagens foram obtidas com os valores do item 6.1, que correspondem à estimativa de todos os serviços de manutenção preventiva, preditiva e corretiva no período de um ano com os preços praticados em 2019.

Gráfico 1 – Segmentação dos custos de manutenção de um *bay* convencional

Fonte: elaborada pela autora.

Também com valores do item 6.1 foi construído o gráfico da Figura 32, em que se podem visualizar os gastos totais com a manutenção dos equipamentos convencionais em um ano inteiro e os de uma única intervenção em um módulo híbrido. Para este último, tomou-se o valor exato de R\$ 4.000,00.

Gráfico 2 – Custos de manutenção estimados para um *bay* convencional e para um módulo híbrido

Fonte: elaborada pela autora.

Observa-se que o custo de uma intervenção no equipamento novo corresponde a aproximadamente 84% do custo total de manutenção em todos os equipamentos convencionais no período de um ano, uma parcela bastante significativa. Tomando-se apenas o disjuntor, que é o responsável pela maior parte dos gastos em um *bay* convencional, o valor de uma correção no módulo híbrido chega a superar todos os gastos preventivos e corretivos anuais.

Neste capítulo, foram comparados diversos aspectos de manutenção dos equipamentos convencionais e do módulo híbrido, incluindo os custos. Em um *bay* tradicional, como são três equipamentos independentes, é bem mais fácil visualizar a distribuição desses custos.

Uma grande diferença se observa nas atividades preventivas e preditivas, que são muito reduzidas (ou inexistentes) no equipamento novo. Além disso, observa-se que os defeitos dos equipamentos tradicionais já são recorrentes, enquanto os defeitos do módulo híbrido são defeitos de instalação e de fábrica. Esse tipo de defeito é comum em qualquer equipamento recém-instalado, isto é, após ser corrigido, espera-se que não reapareça.

Além disso, observa-se que a complexidade do módulo híbrido acarreta um aumento muito grande no custo da manutenção, devido à necessidade de mão de obra mais sofisticada. É válido ressaltar também que sua multifuncionalidade torna necessária uma atenção ainda maior com a manutenção, pois caso uma de suas partes deixe de operar corretamente, perde-se o vão inteiro. Nos *bays* convencionais, por outro lado, a perda de um dos componentes não implica necessariamente no desligamento de todo o circuito correspondente.

Essa característica também se reflete em uma eventual substituição: é bem mais fácil, do ponto de vista logístico, trocar um componente de um *bay* convencional do que trocar um módulo híbrido inteiro. As concessionárias já possuem estoques consolidados de disjuntores, chaves seccionadoras e TC, enquanto os módulos híbridos ainda estão sendo adquiridos e ainda estão passando pelos trâmites burocráticos dos setores de normas e qualidade junto aos fabricantes. Isso significa que é possível que não haja um módulo híbrido extra para substituir algum outro que saia de operação em determinado momento.

8 CONCLUSÃO

Este trabalho teve como objetivo analisar o impacto da adoção dos módulos híbridos em substituição aos equipamentos convencionais de alta tensão sob o ponto de vista da manutenção em subestações distribuidoras. Para tanto, partiu-se de uma revisão acerca da composição de subestações distribuidoras, utilizando como exemplo topologias de SED de uma grande concessionária de energia, e de conceitos relacionados à manutenção, como o envelhecimento de equipamentos e os tipos de manutenção.

Foram apresentados e detalhados os procedimentos de manutenção praticados pelas concessionárias de modo a ilustrar as estratégias utilizadas nos planejamentos. Em seguida, após uma breve caracterização dos equipamentos, foram descritos os processos de manutenção específicos para disjuntores, chaves seccionadoras e transformadores de corrente. Tal conjunto corresponde aos vãos a que corresponderão os módulos híbridos.

Prosseguiu-se com uma descrição dos procedimentos de manutenção preventiva recomendados pelos fabricantes nos manuais e algumas intervenções corretivas que aconteceram em módulos híbridos de uma grande concessionária. Em seguida, realizou-se um levantamento aproximado de custos de manutenção nos equipamentos convencionais e nos módulos híbridos considerando o período de um ano. Foram utilizados preços tabelados praticados por uma grande concessionária no ano de 2019 como referência.

Um dos primeiros aspectos a serem levados em consideração quando da substituição de uma tecnologia é logo na aquisição do equipamento: é importante prestar atenção em tudo o que é vendido pelo fabricante, especialmente quando se trata de uma tecnologia nova como a do módulo híbrido, a qual não está amplamente difundida por aqui. Em cada país, os aspectos regulatórios de segurança, as topologias das instalações e principalmente as condições climáticas podem influenciar bastante na performance do equipamento e nos serviços neles executados. É possível, assim, que nem todas as vantagens se apresentem exatamente da maneira como são oferecidas. Tal fato implica em uma necessidade de atenção especial de técnicos e engenheiros à frente das atividades de manutenção.

O módulo híbrido é significativamente mais complexo por causa principalmente de sua multifuncionalidade: interrupção, seccionamento e medição estão juntos, todos encapsulados e envolvidos em gás SF₆, e possuem características singulares como, no caso dos seccionadores, a combinação de seccionamento comum com aterramento. Tais

particularidades tornam a manutenção do híbrido bastante sofisticada, o que requer mão de obra mais qualificada e, conseqüentemente, bem mais cara quando das intervenções.

Além disso, o fato de ser um único equipamento multifuncional requer ainda mais cuidado, apesar da praticidade da compactação. Caso alguma das principais partes do módulo híbrido deixe de funcionar corretamente, perde-se o vão inteiro a que ele corresponde. Isso afeta a confiabilidade do sistema elétrico. Em um *bay* convencional, por outro lado, é mais cômoda, do ponto de vista do sistema elétrico, a reposição de um equipamento defeituoso, porque as funcionalidades operam separadamente. Tal fato também se reflete na logística, pois as concessionárias já possuem estoques consolidados de componentes dos *bays* tradicionais, mas não de módulos híbridos, pois estes ainda estão em processo de aquisição e comissionamento na maioria delas.

O maior impacto da complexidade da manutenção dos módulos híbridos em relação aos equipamentos convencionais foram os custos. Observou-se que o gasto médio de uma só intervenção em um módulo híbrido equivale à quase totalidade dos custos de manutenção dos equipamentos convencionais em um ano inteiro. Caso o equipamento novo necessite de mais de uma intervenção no ano, os gastos superam todos esses custos preventivos e corretivos do *bay* inteiro nesse mesmo ano.

No entanto, isso não significa que a substituição dos equipamentos convencionais pelos módulos híbridos seja desvantajosa para as concessionárias, pois deve-se atentar para fato de que eles foram instalados muito recentemente, isto é, estão na primeira etapa de implantação. Os defeitos de comissionamento ou de instalação, por exemplo, que estão sendo corrigidos atualmente acarretam domínio técnico cada vez maior da nova tecnologia e levam o equipamento mais rapidamente para o trecho constante da curva, em que se reduz drasticamente a necessidade de manutenção corretiva. Com isso, ao longo do tempo, é possível então compensar os elevados investimentos iniciais.

Para trabalhos futuros, sugere-se uma análise sob o ponto de vista da viabilidade financeira de aquisição, de manutenção e de operação deste tipo de tecnologia. Também é pertinente a realização de um mapeamento, se possível, da instalação dos módulos híbridos em várias concessionárias e grandes clientes do Brasil de modo a se compilarem *cases* de operação e manutenção do equipamento, bem como identificar outros possíveis problemas que podem estar ocorrendo além dos que foram relatados neste trabalho.

Além disso, pode ser feito o estudo da comunicação dos módulos híbridos com o sistema supervisor das subestações, descrevendo protocolos utilizados e aspectos físicos de instalação e avaliando qualitativamente em relação aos dos disjuntores tradicionais.

REFERÊNCIAS

- ABB. **Outdoor SF₆ Circuit Breaker – Type OHB**: instruction for installation, service and maintenance. Nashik: ABB, May 2005. Disponível em: <https://documents.pub/document/ohb-installation-manual.html>. Acesso em: 14 maio 2020.
- ABB. **PASS**: innovative solutions for distribution substations [manual]. Nashik: ABB, 2011. Disponível em: <https://pt.scribd.com/document/255526763/PASS-Module-Complete-Manual-En>. Acesso em: 14 maio 2020.
- ANDRADE, Leandro David. **Especificação de equipamentos de um bay de entrada de uma subestação de 10/12,5 MVA - 138/13,8 kV**. 2018. 87 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2018. Disponível em: <https://repositorio.ufu.br/handle/123456789/23733>. Acesso em: 26 jun. 2020.
- ANEEL. **Plano Mínimo de Manutenção**. Brasília, DF: ANEEL, 2014. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2014/022/documento/anexo_-_plano_minimo_de_manutencao.pdf. Acesso em: 5 maio 2020.
- ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST**: Módulo 2: Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição. Brasília, DF: ANEEL, 2016. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/Módulo2_Revisão7.pdf/c1cf5bd8-b2bc-4d57-9b42-285a7fd8c2a5. Acesso em: 11 mar. 2020.
- ANEEL. **Regulação dos serviços de distribuição**. Brasília, DF: ANEEL, 2018. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/regulacao-dos-servicos-de-distribuicao>. Acesso em: 11 mar. 2020.
- ARTUS, Victor Balbontin. **Subestação de Distribuição Aérea e Semi-abrigada 72,5 - 15kV**. Fortaleza: Enel Distribuição Ceará, 2 mar. 2018. (Especificação Técnica n. 144). Disponível em: <https://www.eneldistribuicao.com.br/ce/documentos/CNS-OMBR-MAT-18-0144-EDCE.pdf>. Acesso em: 27 jul. 2020.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **ABNT NBR 5462**: confiabilidade e manutenibilidade. Rio de Janeiro: ABNT, 1994.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **ABNT NBR 6935**: seccionador, chaves de terra e aterramento rápido. Rio de Janeiro: ABNT, 1985.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **ABNT NBR IEC 62271-102**: equipamentos de alta tensão: Parte 102: seccionadores e chaves de aterramento. Rio de Janeiro: ABNT, 2006.
- BOLIN, Phil. Gas-insulated substations. *In*: MCDONALD, John D. (ed.). **Electrical power substations engineering**. 3rd. ed. Boca Raton, FL: CRC Press, 2012. p. 2-1-2-19.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa nº 674, de 11 de agosto de 2015. Aprova a revisão do Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico – MCPSE, instituído pela Resolução Normativa nº 367, de 2 de junho de 2009. **Diário Oficial da União**: seção 1, Brasília, DF, ano 152, n. 157, p. 82, 18 ago. 2015. Disponível em: <https://pesquisa.in.gov.br/imprensa/jsp/visualiza/index.jsp?data=18/08/2015&jornal=1&pagina=82>. Acesso em: 26 jun. 2020.

CERVIDI, Stefano. **PASS – Plug And Switch System**: subestaciones con tecnología híbrida PASS. 2015. Santiago de Chile: ABB Group, 14 May 2015. Disponível em: <https://new.abb.com/docs/librariesprovider78/chile-documentos/novenas-jornadas-tecnicas-2015/pp/stefano-servidi-pass.pdf?sfvrsn=2>. Acesso em: 14 maio 2020.

ENEL. **Instrução de Trabalho nº 05**: manutenção em linhas e subestações energizadas. Fortaleza: Enel Distribuição Ceará, 2018a.

ENEL. **Instrução de Trabalho nº 07**: manutenção em equipamentos de subestação. Fortaleza: Enel Distribuição Ceará, 2018b.

ENEL. **Instrução de Trabalho nº 34**: estratégia de manutenção de linhas de distribuição de alta tensão e subestações. Fortaleza: Enel Distribuição Ceará, 2018c.

ENEL. **Instrução de Trabalho nº 41**: planejamento e controle da manutenção em subestações de distribuição. Fortaleza: Enel Distribuição Ceará, 2018d.

GOMES, Diego Sousa. **Módulo PASS**: Híbridos ABB. Fortaleza: Enel Distribuição Ceará, 2019. 47 slides.

KARDEC, Alan; NASCIF, Júlio. **Manutenção**: função estratégica. 2. ed. Rio de Janeiro: Qualitymark, 2001.

LI, Wenyan; VAAHEDI, Ebrahim; CHOUDHURY, Paul. Power system equipment aging. **IEEE power & energy magazine**, Piscataway, NJ, v. 4, n. 3, p. 52-58, May/June 2006. DOI: <http://dx.doi.org/10.1109/MPAE.2006.1632454>. Disponível em: <https://repositorio.unifei.edu.br/xmlui/handle/123456789/1471>. Acesso em: 26 jun. 2020.

LIMA, Ricardo Tozzi de. **Desenvolvimento de software para medição dos tempos de operação durante ensaios em disjuntores de alta tensão**. 2010. 101 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2010. Disponível em: <https://repositorio.unifei.edu.br/xmlui/handle/123456789/1471>. Acesso em: 26 jun. 2020.

MAMEDE FILHO, João. **Manual de equipamentos elétricos**. 3. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2005.

MEGABRÁS. **MD5060x**: megôhmetro digital de 5 kV. São Paulo: Megabrás, 2020a. Disponível em: <https://www.megabras.com/pt-br/produtos/megohmetro/megohmetro-MD5060x.php>. Acesso em: 26 jun. 2020.

MEGABRÁS. **MPK253**: microhmímetro digital portátil até 10 A. São Paulo: Megabras, 2020b. Disponível em: <https://www.megabras.com/pt-br/produtos/microhmimetro/microhmimetro-MPK253.php>. Acesso em: 26 jun. 2020.

MEGGER. “**A stitch in time**”: The complete guide to electrical insulating testing. Dover: Megger, 2006. Disponível em: <https://www.instrumart.com/assets/Megger-Guide-to-Insulation-Testing.pdf>. Acesso em: 26 jun. 2020.

MEIRELES, Denise. **Aplicabilidade de subestações compactas isoladas a gás em grandes centros urbanos**: proposta de procedimento aplicado à expansão do sistema elétrico. 2010. 77 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2010. Disponível em: <https://www.ppgee.ufmg.br/defesas/47M.PDF>. Acesso em: 26 jun. 2020.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Glossário ONS**. Rio de Janeiro: ONS, 2020. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/conhecimento/glossario>. Acesso em: 5 maio 2020.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO; CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA; EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Previsões de carga para o Planejamento Anual da Operação Energética 2020/2024**. [Rio de Janeiro]: ONS: CCEE: EPE, 4 dez. 2019. Disponível em: http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-305/topico-498/Boletim%20T%C3%A9cnico%20PLAN%202020-2024_ONS_CCEE_EPE.pdf. Acesso em: 11 mar. 2020.

PAULINO, Marcelo. Ensaio de resistência de isolamento e de rigidez dielétrica. **O Setor Elétrico**, São Paulo, n. 102, p. 56-61, jul. 2014. Disponível em: https://www.osetoreletrico.com.br/wp-content/uploads/2014/08/ed-102_Fasciculo_Cap-VII-Manutencao-de-transformadores.pdf. Acesso em: 2 maio 2020.

PEREIRA JUNIOR, Paulo Sergio *et al.* Automatização de ensaios em equipamentos de subestações através de uma ferramenta multifuncional capaz de realizar testes em níveis primário e secundário. *In*: ENCONTRO REGIONAL IBERO-AMERICANO DO CIGRE, XVIII., 2019, Foz do Iguaçu. **Anais [...]**. Rio de Janeiro: Cigre Brasil, 2019. Disponível em: http://www.conprove.com.br/pub/artigos/2019_ERIAC_AUTOMATIZACAO_ENSAIOS_SUBESTACOES_PRIMARIO_E_SECUNDARIO_ARTIGO.pdf. Acesso em: 26 jun. 2020.

PINGGAO. **ZHW1-145(L)/T2000-40(Y2)**: Módulos híbridos: Manual del producto. Pingdingshan: Pinggao, 2018.

SANTOS, Felipe Turkievicz dos. **Sistema inteligente para apoio à programação da manutenção de disjuntores de alta tensão**. 2013. 162 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2013. Disponível em: <https://repositorio.ufsc.br/handle/123456789/122692>. Acesso em: 26 jun. 2020.

SIHVENGER, João Carlos *et al.* **Manuseio, segurança e manutenção de hexafluoreto de enxofre (SF₆) em equipamentos elétricos**. Rio de Janeiro: Cigre Brasil, dez. 2008. Disponível em: http://www.cigre.org.br/archives/BT_10_final.pdf. Acesso em: 21 jun. 2020

SILVINO, Davi Freire. **Operação e manutenção de equipamentos elétricos em subestações distribuidoras**. 2018. 70 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2018. Disponível em: <http://www.repositorio.ufc.br/handle/riufc/35055>. Acesso em: 26 jun. 2020.


SOUSA, Wallyson de Vasconcelos *et al.* Aplicação da transformada *Wavelet* a sinais reais de resistência dinâmica de contato. *In: SIMPÓSIO BRASILEIRO DE SISTEMAS ELÉTRICOS*, VI., 2016, Natal. **Anais [...]**. Natal: UFRN: Funpec, 2016.

SWEETSER, Charles. **A systematic approach to high-voltage circuit breaker testing**: technical paper. [Houston, TX]: OMICRON, 2016. Disponível em: <https://www.omicronenergy.com/download/document/F5363C63-E346-48E9-95DE-0A78861B762F/>. Acesso em: 22 jun. 2020.

WESTINGHOUSE. **Instructions for De-ion Grid Oil Circuit Breakers outdoor type GS**. [Pittsburgh, PA]: Westinghouse, Mar. 1972. Disponível em: <http://www.electricalmanuals.net/pdfs/Medium%20and%20High%20Voltage%20Equipment/Breakers/Westinghouse/GS/IB-33-255-2.PDF>. Acesso em: 22 jun. 2020.

WESTINGHOUSE. **Oil-immersed**: instruments transformers. [Pittsburgh, PA]: Westinghouse, Nov. 1960. Disponível em: <http://www.electricalmanuals.net/pdfs/Transformers/Westinghouse/Instrument%20Transformers/IL-44-250-1.pdf>. Acesso em: 22 jun. 2020

ANEXO A – EXEMPLOS DE DOCUMENTAÇÕES PARA SERVIÇOS EM CAMPO



ORDEM DE TRABALHO

Numero OT : 2928830 SED DIF 12N2 **Data Início Execução:** 26/03/2020
Resp. Serviço: 000001 - WILLIAM SOUSA DE FREITAS **Data Fim Execução:** 26/03/2020
Resp. Serviço Substituto:
Executor: COS_SE - COSAMPA SERVICOS ELETRICOS LTD **Data Prog. Início:**
Endereço:
Localidade : 12600260010 - DIST INDUSTRIAL- CEARÁ
Localização:
Data Emissão:
Datas Execução: Início: __/__/____ Hora __:___ Fim: __/__/____ Hora __:___
Instrução de Trabalho: PEX104-R02_2015_SERVIÇO DE MANUTENÇÃO EM EQUIPAMENTOS DE SUBESTAÇÃO
Descrição / Motivo do Trabalho:
 Equip. de Interrup. c/ vazamento de óleo

Solução Proposta / Instalação:
 SED DIF 12N2: CONSERTAR VAZAMENTO DE ÓLEO

Solicitação **Nº Comercial:** **ET / Projeto:**

Instalações			
Instalações	Descrição	Posição/Trecho	Equipamento/Posto
S	DIF		

DEFEITOS					
LOCALIZACAO	DEFEITOS	DESCRICAO	OCORR.	CRIT.	OBSERVACAO
12N2	ED04S	Equip. de Interrup. c/ vazamento de óleo	1	1-Ano(s)	Pequeno vazamento de óleo fase A vedações tampa inferior do dreno.

Materiais			
Materiais	Descrição	Previsto	U.M

Mão de Obra					
Codigo	Descrição	Previsto	Valor R\$	Medição	Ocorrência

Relação de Técnicos

RAMUNDO NONATO SILVA
 VALDECIR ALVES MOREIRA
 WILLIAM SOUSA DE FREITAS
 FLADINEI FERREIRA DE CARVALHO
 FRANCISCO NACELIO COSTA SILVA
 ANTONIO WELLINGTON CARMO BASTOS JUNIOR
 DIEGO MAZZAGA ALMEIDA DE OLIVEIRA

Observações

Análise de Riscos
 Foi realizada a "CONVERSA AO PÉ DO POSTE" (Avaliação de Risco) SIM () NÃO ()
 Alguma situação de risco considerada impeditiva para a realização do serviços? Explique: SIM () NÃO ()
 DICAS: Desligar, Impedir/Bloquear, Constatar Ausência de Tensão, Aterrar e Sinalizar.

Nenhum trabalho pode ser feito sem segurança. Nem urgência, nem importância, nem qualquer outra razão, poderá ser invocada para justificar a realização de um trabalho sem segurança.

Observações de Campo
Conformidade
 Data: __/__/____ Ass: _____



SGD - Folha de Desligamento em AT/MT



Ref. Desligamento: 25259411

Data: 24-03-2020
Pág: 1 de 3

Instalação dependente de:		Estado: CONFIRMADO	Tipo: AT/MT
CC AT: <input checked="" type="checkbox"/>		D. Resp.: DEMAN	Classe: ATSE1
CC MT: <input type="checkbox"/>		Data Início: 26-03-2020 08:00	Tramitação: Normal
CC BT: <input type="checkbox"/>		Data Final: 26-03-2020 17:00	Empresa: COSAMPA SERVICOS EI
CC AT/MT (Envolvente): <input type="checkbox"/>		G. Resp.:	
CC MERCADO: <input type="checkbox"/>			

Solicitante	Nome: MARQUES DO NASCIMENTO ; EURISMAR	Telefone: 9 97107371
--------------------	--	----------------------

Instalação solicitada	Elementos de corte
Em DM DIF/72/12N2	DM DIF / 72 / 32N2-4
	DM DIF / 72 / 32N2-5
Aterram./Curto-circuito	Elementos abertos
1 / BR DIF / 72 / EL_1025757 - 100	
2 / BR DIF / 72 / EL_1025759 - 100	
Automatismos bloqueados	
Trabalhos previstos	Outros trabalhos ou reparações - SED DIF 12N2 - VAZAMENTO DE OLEO Manutenção

Afetações	Desligamentos relacionados	Trabalhos relacionados
Afeta clientes: No		
Afeta manobras rede MT: No		
Afeta operadores S. E.: No		
Afeta outro Depto.: No		
Afeta outras empresas: No		
Afeta comunicações: No		
Afeta cogeração: No		
Afeta esquema: No		

DATA E HORÁRIO	COMBINADO		REAL		
	Dia/Mês	Hora/Minuto	Dia/Mês	Hora/Minuto	
Início manobras	26-03-2020	08:00			Repercussão hora demora
Corte fornecimento					
Entrega	26-03-2020	08:00			
Devolução	26-03-2020	17:00			Devolução
Normalização fornecimento					Hora
Tempo reposição	Sem <input type="checkbox"/>	01:00			

Aviso personal subestação**Assinatura(s) Eletrônica(s)**

Solicitante MARQUES DO NASCIMENTO ; EURISMAR Data: 18-03-2020 16:38	Chefe instalação MARQUES DO NASCIMENTO ; EURISMAR Data: 18-03-2020 16:38	Centro Controle VIANEY COSTA ; JOÃO Data: 18-03-2020 17:56	Confirmação Data: 24-03-2020 00:45
--	---	---	--

Observações	OT 2928830 - SED DIF 12N2 - VAZAMENTO DE ÓLEO FASE A NAS VEDAÇÕES DA TAMPA DO DRENO
--------------------	---

Observações CC	LIBERAR DISJUNTOR 12N2 CONFORME IO.
-----------------------	-------------------------------------



SGD - Folha de Desligamento em AT/MT



Ref. Desligamento: 25259411

Data: 24-03-2020
Pág: 2 de 3

Pessoal da intervenção	Sobrenomes; nome	Depto./Empresa	Telefone ou viatura
Agente desligamento			
Agente suplente			
Chefe de trabalho 1	SOUSA DE FREITAS ; WILLIAM	DK / COSAMPA SERVICO	85 991273558
Chefe de trabalho 2			
Chefe de trabalho 3			
Comunicação	Viatura N° COSAMPA	Canal COSAMPA	Telefone 85 991273558

Notificação Gestão Energia	
Modificação cartografia	No
Cumpre Regulamento	SI

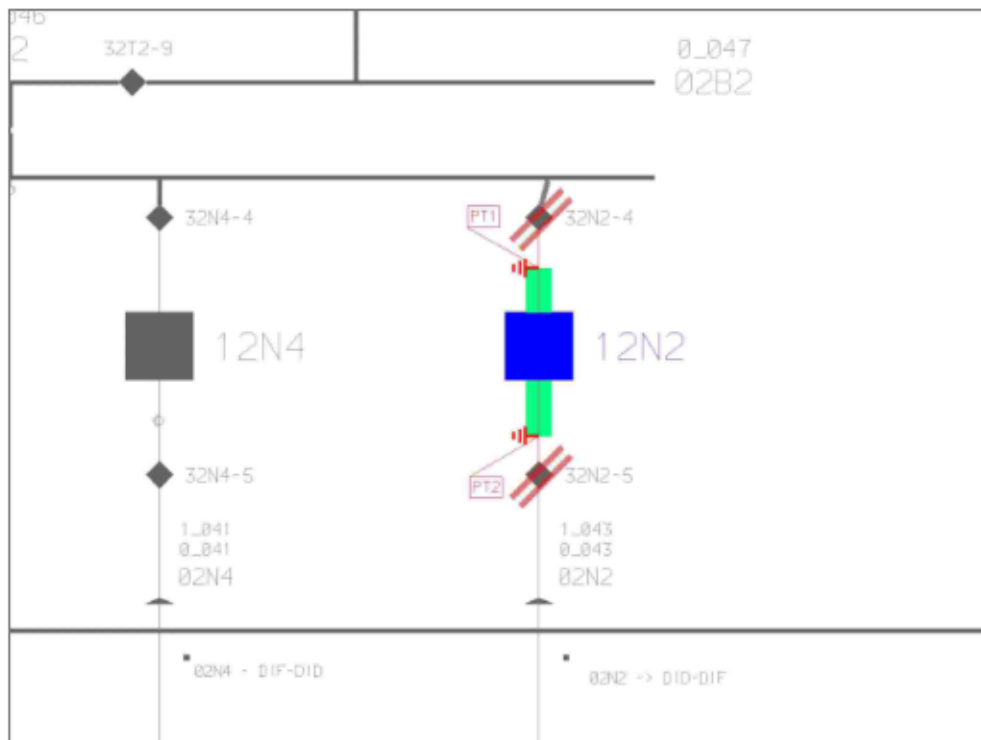
AS CINCO REGRAS DE OURO

- 1ª.- Desligar todas as fontes de tensão.
- 2ª.- Impedir a reenergização indevida.
- 3ª.- Constatar a ausência de tensão com detector.
- 4ª.- Aterrar antes e depois da área de trabalho.
- 5ª.- Sinalizar o impedimento de reenergização.

Vistas asociadas a la definición del descargo: 25259411



Pág: 3 de 3

Vista: VISTA1




ANEXO B – RELATÓRIOS DE ENSAIOS EM DISJUNTORES

Relatório de ensaio em disjuntor alta tensão a óleo

		Ensaio em Equipamentos de Interrupção				Gestão da Manutenção da Rede de AT-MT			
		<input checked="" type="checkbox"/> DISJUNTOR		<input type="checkbox"/> RELIGADOR		<input type="checkbox"/> CHAVE			
Local do Ensaio SED DID	Área Responsável MANUTENÇÃO / AT	Cód. Oper. 12N1	Empresa Responsável COSAMPA	OT 2849130	<input checked="" type="radio"/> Inspeção <input type="radio"/> Comissionamento				
1. Identificação do Equipamento									
Fabricante ABB	Tipo/Modelo EDFSK1-1	Nº de Série 700 08 180	Ano -	I nominal 2000 A	V nominal 72,5 KV	Óleo (LT) SF6	Peso (kg) 873		
2. Dados Climáticos do Ensaio				Temperatura Ambiente (°C) :	33,4	Umidade Relativa (%) :	62,8		
3. Identificação do Instrumento de Teste									
1. Medidor de Resistência de Isolamento		Nº de Série:	MI 9097 E	Fabricante:	MEGABRAS	Tipo:	MD-5060X		
2. Medidor de Resistência dos Contatos		Nº de Série:	MI 1017 F	Fabricante:	MEGABRAS	Tipo:	MPK-253		
3. Medidor de Relação de Espiras		Nº de Série:	EN61010-1	Fabricante:	AEMC	Tipo:	DTR8510		
4. Medidor de Tempo de Abertura dos Contatos		Nº de Série:	-	Fabricante:	-	Tipo:	-		
5. Medidor de Rigidez Dielétrica		Nº de Série:	575	Fabricante:	SERTA	Tipo:	RDT 06A		
4. Resistência do Isolamento (Mega Ohms)									
	Fase	Fase A		Fase B		Fase C		Entre Fases	
	Posição	Aberto	Fechado	Aberto	Fechado	Aberto	Fechado	Fechado	Fechado
	Linha	Bucha 1	Bucha 1/2	Bucha 3	Buch3/4	Bucha 5	Buch5/6	Fase A	Fase B
	Terra	Bucha 2	Massa	Bucha 4	Massa	Bucha 6	Massa	Fase B	Fase C
	Guarda	Massa	Saias B1/B2	Massa	Saias B3/B4	Massa	Saias B5/B6	Massa	Massa
Tempo	1/2'	73.000	83.000	95.000	91.000	77.000	97.000	5.000.000	5.000.000
	1'	95.000	101.000	110.000	107.000	99.000	115.000	5.000.000	5.000.000
	10'	95.000	101.000	110.000	107.000	99.000	115.000	5.000.000	5.000.000
	I abs (R1'/R1'2')	1,30	1,22	1,16	1,18	1,29	1,19	1,00	1,00
	I Pol. (R10'/R1')	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
5-A Abertura dos Contatos (ms)				5-B Fechamento dos Contatos (ms)			6. Resistência Contatos (micro ohms)		
Valores	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
Encontrado							68	68	69
Realizado							68	68	69
7. Relação de Espiras dos TC's do Equipamento							8. Rigidez Dielétrica (kV)		
Tap	Relação de Corrente	Valor Calculado	Fase A	Fase B	Fase C	Erro Máximo	1º		
			Encontrado	Encontrado	Encontrado		2º		
							3º		
							4º		
							5º		
							6º		
							7º		
							8º		
							9º		
							10º		
							Média (kV)		
10. Observações									
Realizado limpeza nos conectores;									
Realizado limpeza no mecanismo e aplicado graxa molycote;									
Realizado os ensaios eletromecânicos;									
Data do Ensaio 18/03/2020	Técnico Responsável 			Engenheiro de Manutenção			Data		

Relatório de ensaio em disjuntor alta tensão a SF₆

		Ensaio em Equipamentos de Interrupção				Gestão da Manutenção da Rede de AT-MT			
		<input checked="" type="checkbox"/> DISJUNTOR		<input type="checkbox"/> RELIGADOR		<input type="checkbox"/> CHAVE			
Local do Ensaio SED DID	Área Responsável MANUTENÇÃO / AT	Cód. Oper. 12N1	Empresa Responsável COSAMPA	OT 2849130	<input checked="" type="radio"/> Inspeção <input type="radio"/> Comissionamento				
1. Identificação do Equipamento									
Fabricante ABB	Tipo/Modelo EDFSK1-1	Nº de Série 700 08 180	Ano -	I nominal 2000 A	V nominal 72,5 KV	Óleo (LT) SF6	Peso (kg) 873		
2. Dados Climáticos do Ensaio				Temperatura Ambiente (°C) :	33,4	Umidade Relativa (%) :	62,8		
3. Identificação do Instrumento de Teste									
1. Medidor de Resistência de Isolamento		Nº de Série:	MI 9097 E	Fabricante:	MEGABRAS	Tipo:	MD-5060X		
2. Medidor de Resistência dos Contatos		Nº de Série:	MI 1017 F	Fabricante:	MEGABRAS	Tipo:	MPK-253		
3. Medidor de Relação de Espiras		Nº de Série:	EN61010-1	Fabricante:	AEMC	Tipo:	DTR8510		
4. Medidor de Tempo de Abertura dos Contatos		Nº de Série:	-	Fabricante:	-	Tipo:	-		
5. Medidor de Rigidez Dielétrica		Nº de Série:	575	Fabricante:	SERTA	Tipo:	RDT 06A		
4. Resistência do Isolamento (Mega Ohms)									
Fase		Fase A		Fase B		Fase C		Entre Fases	
Posição		Aberto	Fechado	Aberto	Fechado	Aberto	Fechado	Fechado	Fechado
Linha		Bucha 1	Bucha1/2	Bucha 3	Buch3/4	Bucha 5	Buch5/6	Fase A	Fase B
Terra		Bucha 2	Massa	Bucha 4	Massa	Bucha 6	Massa	Fase B	Fase C
Guarda		Massa	Saias B1/B2	Massa	Saias B3/B4	Massa	Saias B5/B6	Massa	Massa
Tempo	1/2'	73.000	83.000	95.000	91.000	77.000	97.000	5.000.000	5.000.000
	1'	95.000	101.000	110.000	107.000	99.000	115.000	5.000.000	5.000.000
	10'	95.000	101.000	110.000	107.000	99.000	115.000	5.000.000	5.000.000
I abs (R1'/R1/2')	1,30	1,22	1,16	1,18	1,29	1,19	1,00	1,00	1,00
I Pol. (R10'/R1')	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
5-A Abertura dos Contatos (ms)			5-B Fechamento dos Contatos (ms)			6. Resistência Contatos (micro ohms)			
Valores	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
Encontrado							68	68	69
Realizado							68	68	69
7. Relação de Espiras dos TC's do Equipamento							8. Rigidez Dielétrica (kV)		
Tap	Relação de Corrente	Valor Calculado	Fase A	Fase B	Fase C	Erro Máximo	1º		
			Encontrado	Encontrado	Encontrado		2º		
							3º		
							4º		
							5º		
							6º		
							7º		
							8º		
							9º		
							10º		
							Média (kV)		
10. Observações									
Realizado limpeza nos conectores;									
Realizado limpeza no mecanismo e aplicado graxa molycote;									
Realizado os ensaios eletromecânicos;									
Data do Ensaio		Técnico Responsável			Engenheiro de Manutenção			Data	
18/03/2020		