



2021 IEEE ESW BRAZIL

ELECTRICAL SAFETY WORKSHOP BRAZIL (ESW BRAZIL)

19 A 21 DE OUTUBRO DE 2021 – VIRTUAL – ON-LINE



abracopel
Associação Brasileira de
Conscientização para os
Perigos da Eletricidade





2021 IEEE ESW Brazil

**Eletrical Safety Workshop Brazil
(ESW BRAZIL)**

PREFÁCIO – IEEE ESW BRAZIL 2019

(Período de Pandemia da COVID-19)

Entre os dias 19 e 21 de outubro de 2021, ocorreu a 10ª edição do ESW Brasil – Electrical Safety Workshop, um marco na trajetória de ações dedicadas à prevenção e à redução de acidentes provocados pela eletricidade. Consolidado como um dos mais importantes fóruns técnico-científicos sobre segurança elétrica no país, o evento reafirma seu papel estratégico ao reunir profissionais, estudantes, fabricantes, professores, pesquisadores e usuários da área elétrica em um ambiente colaborativo e altamente qualificado.

Participar de uma edição do ESW Brasil representa uma oportunidade singular para ampliar conhecimentos, fortalecer redes profissionais e contribuir para o desenvolvimento de uma sociedade mais preparada e consciente quanto aos riscos elétricos. A união de diferentes atores do setor – desde especialistas acadêmicos até empresas e entidades de classe – é essencial para promover avanços efetivos, garantindo instalações elétricas mais seguras e maior proteção aos trabalhadores que atuam diretamente com eletricidade.

O evento tem relevância ainda maior quando se considera seu impacto histórico: o ESW Brasil foi a matriz de referência que deu origem à norma técnica ABNT NBR 16384:2020, hoje fundamental para o direcionamento das práticas de prevenção e análise de riscos no país. Além disso, diversos trabalhos apresentados ao longo de suas edições foram posteriormente publicados em revistas internacionais, reforçando a credibilidade, o rigor técnico e a contribuição científica que o encontro oferece à comunidade global. Por esses fatores, integrar o ESW Brasil enriquece significativamente o currículo de qualquer profissional, evidenciando seu comprometimento com a segurança elétrica, com a atualização técnica contínua e com a excelência na aplicação de boas práticas.

A 10ª edição do evento trouxe um desafio adicional: em meio ao cenário de instabilidade dos mercados e às restrições impostas pela pandemia de COVID-19, o ESW Brasil 2021 precisou ser realizado integralmente em formato virtual. Ainda assim, a versão online manteve sua qualidade técnica e a representatividade de suas edições anteriores, reunindo alguns dos principais nomes e organizações do setor elétrico brasileiro. A adesão expressiva e o alto nível das discussões demonstraram a capacidade do evento de se adaptar a novos contextos sem renunciar à profundidade e à relevância de seus conteúdos.

A prova da consistência técnica desta edição está no conjunto de temas apresentados, que abrangeu desde análises científicas até estudos de caso de grandes empresas. Entre os trabalhos discutidos, destacam-se:

- Governança corporativa aplicada à segurança elétrica;
- Medidas adicionais de proteção contra descargas atmosféricas e seus impactos na redução de riscos;
- Panorama dos acidentes de origem elétrica no Brasil e no mundo;
- Influência de especificações inadequadas na segurança do trabalhador;
- Relevância dos níveis de curto-circuito no controle da energia incidente – estudo de caso;
- Aplicação de resistores de aterramento de alto valor ôhmico como EPC para painéis de baixa tensão;
- Estratégias de mitigação de riscos envolvendo arco elétrico na Vale;
- Medidas de proteção de pessoas contra descargas atmosféricas, estatísticas de acidentes e proposta de criação de organização especializada na temática;
- Investigação dos PDAS instalados em postos de combustíveis no Centro-Oeste de Minas Gerais;
- Ocorrência de choques elétricos causados por raios dentro de estruturas protegidas por SPDA;
- Segurança em manobras e acionamentos de equipamentos de média tensão;
- Detecção de faltas de alta impedância em redes de distribuição – estudo de caso;
- Análise de categorias de risco e definição do ATPV mínimo para vestimentas de segurança em ambiente hospitalar, em conformidade com a NR 10;
- Equipotencialização como estratégia de proteção em sistemas prediais de gás contra descargas atmosféricas – estudo de caso com abordagem científica.

A edição virtual foi organizada oficialmente pelo IEEE – Seção Sul Brasil em parceria com a ABRACOPEL – Associação Brasileira de Conscientização para os Perigos da Eletricidade, mantendo a tradição de excelência técnica, rigor metodológico e engajamento institucional que caracterizam o ESW Brasil ao longo de sua história.

Assim, o 10º ESW Brasil reafirmou sua importância como um espaço indispensável para a evolução da segurança elétrica no país, fortalecendo a cultura de prevenção, compartilhando conhecimento qualificado e inspirando soluções capazes de salvar vidas e promover ambientes de trabalho mais seguros.

A Comissão Organizadora do X ESW Brasil foi composta por:



EDSON MARTINHO *(Coordenador financeiro)*

Fundador e Diretor Executivo da Abracopel, Sócio-diretor do Grupo Lambda. Presidente da AEAS – Associação de Engenheiros e Arquitetos de Salto-SP. Engenheiro Eletricista e de Segurança do Trabalho, é especialista em Qualidade da Energia Elétrica e Segurança em sistemas de baixa tensão.



LUIZ TOMIYOSHI *(Coordenador Técnico)*

Serviço de consultoria de engenharia em instalações elétricas industriais, construção, operação, manutenção e segurança elétrica. Treinamento e investigação de acidentes elétricos.



JOÃO GILBERTO CUNHA *(Membro Comitê Técnico)*

Mestre em Engenharia Eletrônica e Computação pelo Instituto Tecnológico de Aeronáutica – ITA. Membro da comissão de estudo de instalações elétricas de baixa tensão e coordenador da comissão de estudos de média e alta tensão da ABNT-CB03. Diretor da Mi Omega Engenharia.



GUIOU KOBAYASHI *(Comissão organizadora)*

Mestre e Doutor em sistemas digitais pela Poli-USP. Atua nas áreas de Arquitetura de Computadores Paralelos e Tolerantes a Falha e Metodologias de Desenvolvimento de Sistemas.

Agradecimentos

Agradecemos profundamente a todos os patrocinadores e apoiadores que tornaram esta edição do IEEE ESW Brasil possível. O compromisso dessas organizações com a segurança elétrica, a inovação tecnológica e a formação contínua de profissionais foi essencial para manter o alto nível técnico do evento e ampliar o impacto das nossas ações. Cada apoio recebido representou não apenas um investimento no encontro, mas também um gesto concreto em favor da prevenção de acidentes e da promoção de ambientes de trabalho mais seguros em todo o país. Somos sinceramente gratos pela confiança, parceria e contribuição decisiva para o sucesso e a relevância desta edição.



SUMÁRIO

Paper 1 - SEGURANÇA ELÉTRICA ATRAVÉS DA GOVERNANÇA CORPORATIVA.....	9
<i>Adriano Santos Colassante, Roberta Espósito da Rosa</i>	
Paper 2 - Grupo de Trabalho Riscos Elétricos	13
<i>Amanda Andrade Moreira, Thiago Gomes Flores, Aline Ribeiro F. Silvestre, Juberto Rocha Correia, Daniel Curvello B. Vaz, Fernando Cesar De O. Ribeiro</i>	
Paper 3 - MEDIDAS ADICIONAIS DE PROTEÇÃO DE ESTRUTURAS CONTRA OS EFEITOS DANOSOS DAS DESCARGAS ATMOSFÉRICAS PARA A REDUÇÃO DE RISCOS SEGURANÇA ELÉTRICA ATRAVÉS DA GOVERNANÇA CORPORATIVA.....	17
<i>Hélio Eiji Sueta, Severino Bento da Silva Júnior, Danilo Ferreira de Souza</i>	
Paper 4 - ACIDENTES DE ORIGEM ELÉTRICA NO BRASIL E NO MUNDO.....	27
<i>Edson Martinho</i>	
Paper 5 - COMO A SEGURANÇA DO TRABALHADOR É COMPROMETIDA POR ESPECIFICAÇÕES MAL FEITAS	32
<i>Estellito Rangel Jr.</i>	
Paper 6 - RELEVÂNCIA DOS NÍVEIS DE CURTO-CIRCUITO PARA O CONTROLE DA ENERGIA INCIDENTE – ESTUDO DE CASO	37
<i>Filipe Resende, Henrique Fantoni, André Reis</i>	
Paper 7 - A Review on Arc-Flash Protective Methods for Industrial and Commercial Power Systems.....	43
<i>Fernando V. Amaral, Sidelmo M. Silva, Claudio A. Conceição, Braz J. Cardoso</i>	
Paper 8 - APLICAÇÃO DO RESISTOR DE ATERRAMENTO DE ALTO VALOR ÔHMICO COMO UM EPC PARA PAINÉIS DE BAIXA TENSÃO – ESTUDO DE CASO.....	52
<i>Filipe Resende, Helberth Gonçalves, Daniel de Almeida.</i>	
Paper 9 - [ESTRATÉGIA DE MITIGAÇÃO DE RISCOS ENVOLVENDO ARCO ELÉTRICO NA VALE].....	57
<i>Helberth Gonçalves, Willian Maia, Anselmo Alvarenga, Filipe Resende, Pedro Coelho, Junio Viana</i>	
Paper 10 - MEDIDAS DE SEGURANÇA PARA PROTEÇÃO DE PESSOAS CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS – ESTATÍSTICAS DE ACIDENTES E PROPOSTA DE CRIAÇÃO DE ORGANIZAÇÃO ESPECÍFICA PARA PROTEÇÃO CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS	67
<i>Dr. Hélio E. Sueta, José Barbosa de Oliveira, Dra. Mary Ann Cooper, Sergio Roberto Santos, Jobson Modena</i>	

SUMÁRIO

<i>Paper 11</i> - INVESTIGAÇÃO SOBRE OS PDAS INSTALADOS EM POSTOS DE COMBUSTÍVEIS NO CENTRO-OESTE DE MINAS GERAIS	73
---	----

Pablo Ribeiro Veloso de Andrade

<i>Paper 12</i> - CHOQUES ELÉTRICOS CAUSADOS POR RAIOS DENTRO DE ESTRUTURAS PROTEGIDAS POR SPDA	78
---	----

José Claudio de Oliveira e Silva, Antônio Roberto Panicali

<i>Paper 13</i> - Segurança em Eletricidade - Matriz de Isolamento de Energia Elétrica ...	88
--	----

Néfi Maciel do Nascimento

<i>Paper 14</i> - Uma abordagem sobre segurança em manobras e acionamentos de equipamentos de média tensão	95
--	----

Paulo Henrique Vieira Soares, Gilberto da Cunha Vieira, Jaihy Izidoro Miranda, Igor Neves Garcia, Tales Barros de Figueiredo

<i>Paper 15</i> - DETECÇÃO DE FALTAS DE ALTA IMPEDÂNCIA EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO – UM ESTUDO DE CASO	103
--	-----

Paulo Lima, Mauro Magalhães, Douglas Brunismann

<i>Paper 16</i> - A indevida normalização dos desvios em instalações elétricas em áreas classificadas: Quando o errado parece certo	108
---	-----

Roberval Bulgarelli

<i>Paper 17</i> - ANÁLISE DA CATEGORIA DE RISCO E DEFINIÇÃO DO ATPV MÍNIMO DAS VESTIMENTAS DE SEGURANÇA EM UM HOSPITAL ATENDENDO A GESTÃO DO PRONTUÁRIO DAS INSTALAÇÕES ELÉTRICAS DA NR 10	118
--	-----

Silvana Zauza, Caroline D. Radüns, Mauro F. Rodrigues, Pedro Alex Santos, Pedro Alex Santos

<i>Paper 18</i> - A EQUIPOTENCIALIZAÇÃO COMO PREVENÇÃO DE DANOS EM SISTEMAS PREDIAIS DE GÁS POR DESCARGAS ATMOSFÉRICAS: UM ESTUDO DE CASO COM ABORDAGEM CIENTÍFICA	127
--	-----

Swytz J. S. Tavares, José Batista S. Filho, Ricardo de C. Gomes, Lutero C. de Lima



X IEEE ESW-Brasil 2021

A Engenharia Elétrica na Segurança do Trabalho

19 a 21 de outubro de 2021 – Virtual – on-line

SEGURANÇA ELÉTRICA ATRAVÉS DA GOVERNANÇA CORPORATIVA

Adriano Santos Colassante
Robert Bosch Ltda
Adriano.Colassante@br.bosch.com

Roberta Espósito da Rosa
Robert Bosch Ltda
Roberta.Rosa@br.bosch.com

RESUMO

Apresentar a implantação de um programa estruturado de segurança elétrica através da governança corporativa.

1.0 – INTRODUÇÃO

A governança corporativa abrange um conjunto de práticas, tais como processos, políticas, regulamentos, normativas, que tem por objetivo orientar o modo como a empresa é dirigida. Embora normalmente seja num primeiro instante associada às questões econômicas e financeiras de uma organização, a governança corporativa não se limita apenas à esta área, podendo ser aplicada em diferentes setores e realizando a gestão dos mais diversos temas. Independente da área na qual seja aplicada, a governança corporativa traz resultados positivos à toda organização, uma vez que sob uma gestão estruturada, o tópico é desdobrado de maneira uniforme em todos os níveis dentro da empresa.

2.0 – ESTRUTURA DO TRABALHO

A segurança é um ponto fundamental para que uma organização possa desenvolver suas atividades, independente do ramo de atuação ou porte da empresa.

Dentro de uma empresa, diferentes tipos de trabalhos e serviços são executados diariamente. Para diferentes tipos de serviços, perigos e riscos diversos podem estar presentes. Mesmo que não sejam visualmente identificáveis de maneira rápida, os perigos e riscos existem, como é o caso de serviços com eletricidade ou mesmo próximo à sistemas elétricos.

A eletricidade apresenta algumas características que não permitem que ela seja identificada apenas através de percepções sensoriais. São estas características: não ser audível, não possuir cheiro, não ser visível. Deste modo nenhum sentido alerta previamente sobre a presença da eletricidade, o que muitas vezes corrobora para que sua presença seja a causa de muitos incidentes, acidentes e até mesmo fatalidades.



Figura 1- Características da eletricidade

Sendo a eletricidade um item que demanda atenção e cuidados permanentes, deve ser atribuída à ela o devido grau de importância dentro de uma organização. Assim, sob a égide da Governança Corporativa, através de políticas internas, normativas e regulamentos, procedimentos de trabalho, treinamentos e constante comunicação, a Corporação pode se estruturar e adotar medidas eficazes e eficientes para garantir a segurança elétrica.

2.1 – DESAFIO GLOBAL

A eletricidade, bem como os riscos originados a partir dela, está presente atualmente em praticamente em todo o mundo. Considerando uma empresa que atua em âmbito global com grande time de colaboradores, presente em diferentes países, os quais possuem diferentes normativas e regulamentos, surge um desafio: organizar a segurança elétrica a nível global.

A fim de manter organizada a segurança elétrica, desenvolve-se então um Programa de Segurança Elétrica de modo a [1] garantir a segurança e a saúde dos trabalhadores que, direta ou indiretamente, interagem com instalações elétricas e serviços com eletricidade incluindo as etapas de projeto, construção, montagem, manutenção, operação, desmontagem de equipamentos e quaisquer trabalhos realizados nas suas proximidades, independentemente do nível de tensão e se aplicando a todo uso de equipamentos elétricos (móveis e estacionários).

2.2 – PILARES DE TRABALHO

Para ser possível uma organização à nível global atender os requisitos gerais fundamentais de segurança elétrica, independente de sua localização, é necessário embasar o programa sobre alguns macro tópicos. Pode-se definir estes macro tópicos como pilares, que servirão como auxílio no desdobramento da segurança elétrica dentro da organização e poderão guiar as diferentes unidades da empresa (ex: fábricas, armazéns, escritórios, call centers etc.).

De uma forma objetiva definem-se 4 pilares :

- Estrutura Organizacional
- Padronização
- Comunicação
- Treinamentos

Tendo claros os pilares, pode-se então passar ao nível mais específico que cada pilar irá abordar, partindo dos macro tópicos para alcançar os micro tópicos, que podem ser tratados então de uma maneira dedicada e com o devido grau de atenção que necessitam.

2.2.1 – ESTRUTURA ORGANIZACIONAL

A estrutura organizacional deve levar em conta os diferentes níveis da empresa de modo a ter representantes em todas as unidades para o Programa de Segurança Elétrica, que ajudem a desdobrar as normativas e regulamentos e a implantar de forma coerente e compatível com as características de cada localidade.

Sendo assim, segue um organograma básico para o Programa de Segurança Elétrica.

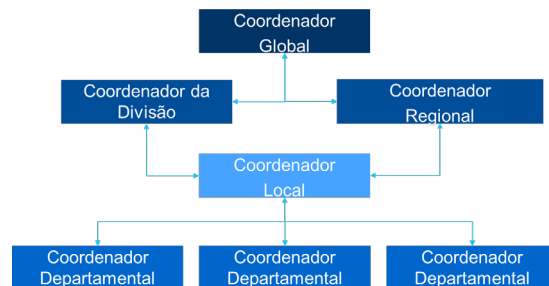


Figura 2- Organograma básico da Segurança Elétrica

Além de ter definida uma estrutura organizacional para coordenar e desdobrar o tema de segurança elétrica nos diferentes níveis, é assegurada à estrutura total autonomia para deliberar sobre a Segurança Elétrica e assuntos correlatos, não estando limitada à estrutura hierárquica.

2.2.2- PADRONIZAÇÃO

Considerando uma organização à nível global, a padronização é um ponto chave para a qualidade do trabalho desenvolvido, uma vez que os requisitos não estarão limitados à uma única região ou país. Portanto é necessário atender os requisitos globais de segurança elétrica nos diferentes níveis da estrutura.

Embora se utilize o termo “padronização” deve-se considerar que este abrange o conjunto de normativas, regulamentos, procedimentos de trabalho e processos existentes dentro da organização orientados para o objetivo principal que é a segurança elétrica.

Sendo assim, a padronização é também dividida em alguns níveis, como exposto na figura a seguir:

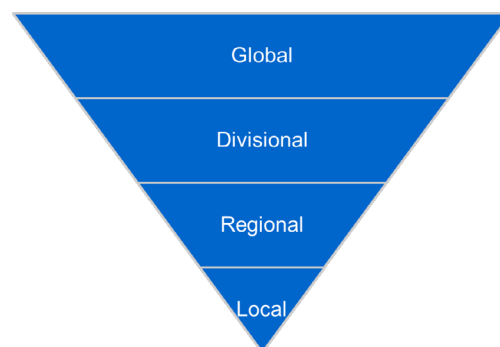


Figura 3- Níveis de Padronização

Em relação aos níveis:

- Global: a Coordenação Global define os requisitos gerais aplicáveis à todas as localidades da organização ao redor do mundo considerando as normativas internacionais globais.

- **Divisional:** Diferentes unidades de negócio, também chamadas de Divisões, possuem cada qual sua coordenação. Deste modo a Coordenação Divisional insere seus requisitos especiais e complementares.
- **Regional:** As diferentes localidades ao redor do mundo são agrupadas em *clusters*, constituindo assim as organizações regionais, tendo cada região uma coordenação. Deste modo, a Coordenação Regional insere seus requisitos especiais e complementares e as principais normativas internacionais aplicáveis as localidades em sua região.
- **Local:** Cada localidade possui uma coordenação local (composta pelo coordenador local e os coordenadores departamentais). A Coordenação local insere seus requisitos especiais e complementares, as referências e requisitos locais (ex: normas e leis nacionais).

Do modo como é estruturada a padronização e tendo sido representada visualmente no formato de pirâmide invertida na Figura 3, pode-se associar o processo e seus níveis como um filtro, no qual no macro tem-se os requisitos globais aplicáveis à todas as localidades ao redor do mundo e o micro, no qual se inserem os requisitos específicos da localidade, incluindo obrigatoriedades e especificações técnicas e legais do país.

2.2.3- TREINAMENTOS

Uma organização que atua a nível global deve ter em conta que além das diferentes exigências técnicas e legais existentes em cada país, há o compromisso de respeitar e atender também os requisitos para os treinamentos em segurança elétrica (ex: carga horária, conteúdo, periodicidade de reciclagem etc.). Adicionalmente aos requisitos nacionais existentes em cada país nas diferentes localidades a organização provê Treinamentos Corporativos para segurança elétrica que cobrem as instalações em geral, equipamentos e também a eletrificação veicular, que vem crescendo rapidamente nos últimos anos de modo a unificar a compreensão de todos e orientar a organização por meio de uma informação padronizada.

Como medida de instruções adicionais encontros técnicos para tratar das normativas mais

recentes, apresentar atualizações de normativas já existentes e novas informações relacionadas à segurança elétrica (que se estendem de normativas específicas de segurança nas instalações elétricas até sistemas fotovoltaicos de geração de energia) permitem aumentar a aderência e eficiência do Programa de Segurança Elétrica.

2.2.4- COMUNICAÇÃO

Além de possuir uma estrutura organizacional própria com autonomia, um sistema de padronização e também um sistema de treinamentos organizado, o Programa de Segurança Elétrica conta com uma comunicação bilateral em todos os níveis da estrutura e estabelece um elo entre os diferentes setores e atividades na organização, o que permite cobrir integralmente todas as localidades e departamentos. A comunicação é o elemento chave que permite unir diferentes pessoas ao redor do mundo e garantir uma sinergia que favorece o desdobramento do programa a nível global, levando em conta os recursos disponíveis e diferentes características existentes nas localidades.

As informações de segurança elétrica são livres e acessíveis a todos na organização (participantes diretos ou não do Programa de Segurança Elétrica) sendo disponibilizada através de uma plataforma de compartilhamento própria de uso comum dentro da empresa. Isso permite maior visibilidade do tema e incentiva uma maior participação dos colaboradores com os trabalhos que são realizados em prol deste tópico. Além disto, encontros periódicos ocorrem nas localidades, na região e mundialmente a fim de manter o time de trabalho alinhado com as diretrizes da Segurança Elétrica, esclarecer eventuais dúvidas e prover suporte especializado para questões mais técnicas que eventualmente surgem nas localidades.

Esta comunicação viva e dinâmica desperta nos colaboradores o sentimento de responsabilidade e compromisso com a segurança elétrica, além de permitir uma troca constante de informações e conhecimentos entre os diversos profissionais que integram o programa.

3.0 – INTEGRAÇÃO

Definido o escopo do trabalho do Programa da Segurança Elétrica e desdobrado através dos 4 pilares mencionados anteriormente, por meio da Governança Corporativa o tema é consolidado. Esta gestão proporcionada pela governança permite à coordenação ter uma visão holística do processo e provê o suporte necessário para a estrutura sob sua responsabilidade. Isto permite

3/4

direcionar os recursos e meios necessários para solução de problemas de uma maneira mais eficiente.

Intrínseca à Governança Corporativa está a atuação unificada de todos os membros do time de trabalho do Programa de Segurança Elétrica. Contando com profissionais especializados para o tema elétrico e também com suporte de especialistas de outras áreas (ex: segurança do trabalho) a multidisciplinaridade do time permite um constante aprimoramento não apenas das técnicas utilizadas nos processos que envolvem a segurança elétrica, bem como no amadurecimento do time como um todo, permitindo à todos desenvolverem competências transversais.

Ainda que na estrutura organizacional mostrada na Figura 2, estejam posicionados apenas os coordenadores de segurança elétrica é fundamental ter claro que a correta operacionalização de todo o processo garante o sucesso do Programa de Segurança Elétrica. Esta operacionalização é feita por meio das equipes de trabalho que são compostas por eletricitistas, técnicos, tecnólogos e engenheiros. Sem a atuação diária destas equipes nas diferentes localidades e frentes de trabalho, coordenadas de forma estruturada, o Programa de Segurança Elétrica não teria uma aplicação real e prática, podendo até mesmo acabar se tornando apenas um projeto que não saiu da idealização.

A questão da conscientização faz parte também da integração da segurança elétrica dentro da organização. Tendo a consciência sobre o agir seguro diante da eletricidade, muitas vezes através de medidas simples e práticas que podem ser adotadas por todos os colaboradores (que trabalham com eletricidade ou não), o senso de responsabilidade e compromisso cresce, permitindo à organização elevar seu nível de segurança geral, estendendo essa cultura àqueles que porventura visitam as localidades ou prestam serviços dentro delas.

Dentro do princípio de consciência da segurança elétrica é possível observar que as boas práticas adotadas internamente na organização não ficam restritas apenas aos limites do ambiente de trabalho e muitas vezes são levados pelos colaboradores para suas casas.

4.0 – CONCLUSÃO

Através da Governança Corporativa, por meio de uma gestão organizada e trabalhos desenvolvidos de forma estruturada, é possível atingir a maturidade e eficácia da segurança elétrica, permeando todos os níveis de uma organização, independente de seu porte e ramo de atuação, promovendo de maneira global a cultura de segurança e trazendo melhorias na qualidade dos trabalhos e serviços que são realizados e a satisfação e bem estar das pessoas.

5.0 – REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] *Guideline Electrical Safety*. Robert Bosch GmbH . 2019.



X IEEE ESW-Brasil 2021

A Engenharia Elétrica na Segurança do Trabalho

19 a 21 de outubro de 2021 – Virtual – on-line

Grupo de Trabalho Riscos Elétricos

AMANDA ANDRADE MOREIRA
TERNIUM BRASIL
amanda.moreira@ternium.com.br

THIAGO GOMES FLORES
TERNIUM BRASIL
thiago.gomes@ternium.com.br

ALINE RIBEIRO F. SILVESTRE
TERNIUM BRASIL
aline.silveira@ternium.com.br

JUBERTO ROCHA CORREIA
TERNIUM BRASIL
juberto.correia@ternium.com.br

DANIEL CURVELLO B. VAZ
TERNIUM BRASIL
daniel.silva2@ternium.com.br

FERNANDO CESAR DE O. RIBEIRO
TERNIUM BRASIL
fribeiro@ternium.com.br

RESUMO

Este artigo tem o objetivo de demonstrar a atuação de uma equipe multidisciplinar com foco em garantir a segurança das pessoas e das instalações em uma siderúrgica de grande porte.

garantindo a segurança dos nossos colaboradores e instalações.

1.0 – INTRODUÇÃO

Localizada em Santa Cruz, no Rio de Janeiro, a Ternium Brasil tem capacidade de produzir cerca de 5 milhões de toneladas de placas de aço de alta qualidade por ano em uma área total de 8,66km² contempladas por: Porto, Coqueria, Sinterização, Alto Forno e Aciaria no processo direto.

Com capacidade instalada de 490 MW, a unidade termelétrica Ternium Brasil produz toda a eletricidade necessária ao funcionamento do complexo industrial, por meio do aproveitamento de gases e vapores gerados no processo siderúrgico.

Na indústria de grande porte as ações aplicadas a gestão celular podem impedir a sistematização e padronização das ações voltadas a eliminação dos riscos elétricos.

A aplicação de modelo de gestão co-participativo e integrado possibilitou a atuação local com ganho global.

Objetivando ações diretas na mudança de cultura com representantes capacitados de cada núcleo celular (comitê NR10) estabelecemos rotina de segurança elétrica em inspeções para os locais previamente mapeados.

A identificação e classificação dos riscos nos possibilitou criar ações dedicadas de aplicação imediata, curto, médio e longo prazo sempre

2.0 – ESTRUTURA DO TRABALHO

O trabalho foi subdividido em eixos para facilitar a gestão, sendo eles: instalações subterrâneas, instalações temporárias (container), instalações fixas (salas elétricas), instalações provisórias (quadros e extensões elétricas), equipamentos portáteis e proteção de cabos elétricos.



Figura 1 – Eixos de trabalho

2.1 – INSTALAÇÕES SUBTERRÂNEAS

Implantamos uma política de escavação que padroniza uma sondagem do solo utilizando método geofísico, utilizando a metodologia GPR (Ground Penetrating Radar) para mapear o subsolo, garantindo assim, que todas as interferências subterrâneas sejam mapeadas, para evitar o rompimento de cabos ou tubulações enterradas.

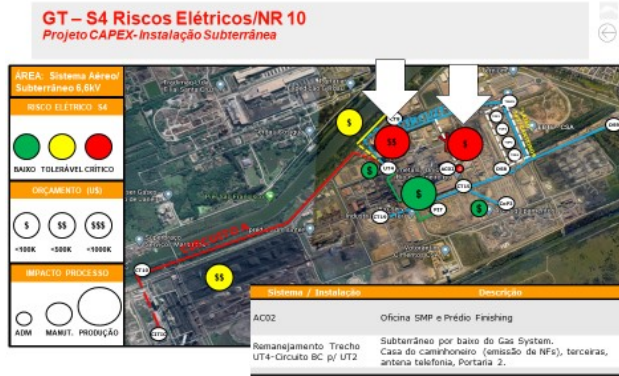


Figura 2 – Mapeamento dos circuitos subterrâneos

A cooperação entre os representantes do GT Riscos elétricos possibilitou a identificação dos circuitos, a sinalização necessária, assim como a criação do plano de trabalho para solução dos locais identificados como críticos garantindo a gestão do risco operacional dos circuitos subterrâneos. Estes circuitos em um solo muito dinâmico tem a característica de falha ao longo do tempo antes mesmo do fim da vida útil do condutor.

2.2 – INSTALAÇÕES TEMPORÁRIAS (CONTAINER)

As instalações temporárias dos prestadores de serviços são construídas em módulos containers, e estas instalações tendem a serem subjugadas deixando de atender as exigências da NR10.

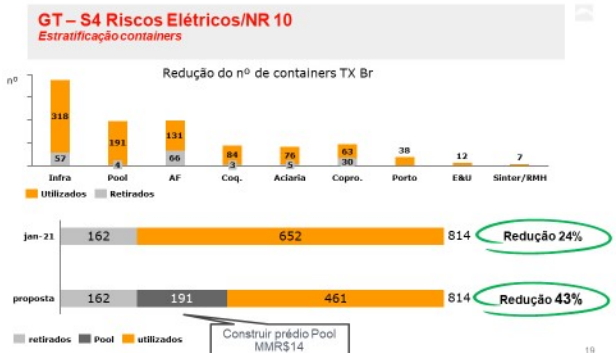


Figura 03 – Levantamento dos containers nas áreas operacionais

O Grupo fez o levantamento destes canteiros temporários conforme mostra a figura 03 e foi possível quantificar estas instalações, definindo os itens a serem inspecionados e realizar uma avaliação aprovando ou não a utilização. A identificação dos containers através de etiquetas de sinalização conforme mostra a figura 04 realizada na entrada da planta, possibilita um mapeamento e um controle maior, e antes deles

serem energizados é necessário solicitar a liberação por um profissional autorizado.



Figura 4 – Etiquetas de liberação e não liberação de containers

2.3 – INSTALAÇÕES FIXAS (SALAS ELÉTRICAS)

As salas elétricas já estabelecidas na usina têm a necessidade de atenderem a NR10. Temos uma totalidade de 158 salas elétricas no site Rio de Janeiro. O grupo de trabalho realiza uma auditoria cruzada anualmente, identificando e classificando as não conformidades quando encontradas, estas são apresentadas com ações imediatas para mitigar os riscos até a eliminação da condição, na figura 5 temos um exemplo de uma sala elétrica adequada que atende aos procedimentos estabelecidos.



Figura 5 – Sala elétrica modelo

2.4 – EXTENSÕES E QUADROS ELÉTRICOS

A fiscalização das extensões elétricas e quadros de tomadas móveis utilizados no interior da usina é inexecutável pelo GT, sendo necessário um trabalho em conjunto com todo o time de liderança. Para direcionar essa fiscalização estabelecemos alguns padrões mínimos exigido em um check list de verificação com uma etiqueta visível de aprovação conforme figura 06.



Figura 06 – Identificação das extensões elétricas e quadros de tomadas

Esta foi uma medida para eliminar o risco de choque elétrico para os executantes que manuseiam extensões elétricas na empresa.

2.5 – EQUIPAMENTOS PORTÁTEIS

Foi feito uma padronização de todos os check list da empresa contemplando uma inspeção sucinta nos equipamentos portáteis para garantir que antes do uso seja verificado e que somente seja utilizado se estiver em bom estado de conservação.

2.6 – PROTEÇÃO DE CABOS ELÉTRICOS

Realizamos o levantamento de campo em cada área com a finalidade de buscar pontos vulneráveis com o objetivo de eliminar qualquer risco de incêndio oriundos de fontes externas de acordo com a figura 07.



Figura 07 – Levantamento das salas elétricas

Como mostra a figura 08, foi padronizado três tipos de proteções de acordo com a exposição do risco.

- Proteção intumescente ou ablativa com a finalidade de retardar a propagação de chamas em cabos elétricos.

- Cerâmica aluminizada com a finalidade de proteger os cabos contra irradiação de calor.
- Manta corrugada em alumínio ou aço inox com objetivo de proteger mecanicamente os cabos contra materiais incandescentes.



Figura 08 – Proteção dos cabos

6.0 – CONCLUSÕES

Este trabalho obteve um grande ganho em segurança devido as ações tomadas, de modo que foi eliminado os riscos com grande potencial de lesão grave ou fatal.



Figura 09 – Gráficos de ocorrências

O desenvolvimento das ações permitiu padronizar as instalações elétricas de modo que todas as novas instalações estejam padronizadas e com rotina de inspeções periódicas.

As ações em conjunto envolvendo o grupo da NR10 garantiu que todos os usuários das instalações elétricas se comprometessem com a segurança.

7.0 – REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] *Manual de auxílio na interpretação e aplicação da nova NR-10.* Joaquim Gomes Pereira

e João José Barrico de Souza. Editora LTr, 2005, Rio de Janeiro, RJ.

[2] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. ABNT NBR 14039: Instalações elétricas de média tensão de 1,0 kV a 36,2 kV. Rio de Janeiro, 2005. 87 p.

[3] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. ABNT NBR 5410: Instalações elétricas de baixa tensão. Rio de Janeiro, 2004. 209 p.

[4] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. ABNT NBR 5419-3: Proteção contra descargas atmosféricas Parte 3: Danos físicos a estruturas e perigos à vida. Rio de Janeiro, 2018. 51 p.

[5] TADENG02007 Critério para construção do Canteiro de Obra das Empresas Contratadas. Procedimento interno da TERNIUM.



X IEEE ESW-Brasil 2021

A Engenharia Elétrica na Segurança do Trabalho

19 a 21 de outubro de 2021 – Virtual – on-line

MEDIDAS ADICIONAIS DE PROTEÇÃO DE ESTRUTURAS CONTRA OS EFEITOS DANOSOS DAS DESCARGAS ATMOSFÉRICAS PARA A REDUÇÃO DE RISCOS

Hélio Eiji Sueta
Instituto de Energia e Ambiente
da USP

sueta@iee.usp.br

Severino Bento da Silva Júnior
Universidade Federal do Mato
Grosso

juniorbento55@gmail.com

Danilo Ferreira de Souza
Instituto de Energia e Ambiente
da USP/Universidade Federal do
Mato Grosso

danilo@ufmt.br

RESUMO

As medidas de proteção geralmente adotadas para proteção de estruturas contra os efeitos danosos das descargas atmosféricas são: adoção ou melhoria do PDA (Proteção contra Descargas Atmosféricas), ou seja, a definição de um Nível de Proteção (NP) adequado do SPDA e/ou adoção ou melhoria das MPS (Medidas de Proteção contra Surtos) com ajustes ou implantação de um Sistema Coordenado de DPS (Dispositivos de Proteção contra Surtos) e, eventualmente, melhoria de roteamento de condutores ou das blindagens.

Na maioria dos casos, a adoção de uma ou duas destas medidas de proteção são suficientes para reduzir os riscos a valores toleráveis, porém existem medidas adicionais, não necessariamente diretamente ligadas a Proteção contra Descargas Atmosféricas (PDA), que podem ser aplicadas as edificações e também reduzem os riscos de danos devidos as descargas atmosféricas.

Este trabalho apresenta algumas destas medidas adicionais e, por meio do Gerenciamento de Risco (parte 2 da ABNT NBR 5419 [1]), mostra como a adoção destas medidas, os riscos podem ser reduzidos.

Como medidas adicionais a serem estudadas podemos citar: as providências tomadas para reduzir as consequências de incêndio e o tipo da superfície do solo ou do piso.

Utilizando a Planilha TUPAN PLUS 2020 desenvolvida pelo Instituto de Energia e Ambiente - IEE da Universidade de São Paulo - USP para auxiliar no Gerenciamento de Risco conforme a ABNT NBR 5419-2: 2015 [1], [2], este trabalho verifica o “peso” destas medidas adicionais na redução dos riscos, e apresenta análise

financeiramente algumas opções para implantação de medidas adequadas.

1.0 – INTRODUÇÃO

A proteção das estruturas e, conseqüentemente, dos equipamentos e pessoas no seu interior, contra os efeitos nocivos das descargas atmosféricas, deve seguir as recomendações das quatro partes da norma ABNT NBR 5419 publicada em 2015 [1], [3]–[5].

A parte 2 da norma brasileira [1] trata do Gerenciamento de Risco, onde diversos parâmetros da edificação são analisados e quatro tipos de riscos podem ser calculados. O risco R1, risco de perda de vida humana (incluindo ferimentos permanentes) deve ser calculado para todos os tipos de estrutura; o risco R2, risco de perda de serviço ao público, deve ser calculado para as estruturas que fornecem serviços ao público, tais como energia, telecomunicação, água, gás; o risco R3, risco de perda de patrimônio cultural, deve ser calculado apenas para museus, galerias, monumentos, dentre outros onde possa ocorrer a perda de materiais insubstituíveis e o risco R4 (opcional), risco de perda de valores econômicos, para todas as estruturas, desde que sejam possíveis estimar todos valores da estrutura.

2.0 – ESTRUTURA ESTUDADA

Como estudo de caso, vamos considerar uma edificação industrial de aparelhos eletroeletrônicos, largura 25 m, comprimento 80 m e altura de 15 m. Os principais dados para esta estrutura podem ser verificados na Figura A.1 (Apêndice). Foi considerado, para fins desta

análise de risco, uma única zona de risco e uma densidade de descargas atmosféricas para a terra de 10 descargas por quilômetro quadrado por ano, como um valor encontrado em diversas capitais brasileiras, como o caso de São Paulo.

Na tela “Outros dados”, Figura A.2 do Apêndice, pode-se verificar os outros dados utilizados para a simulação do caso base, que descreve nos termos de interesse da NBR 5419 um retrato da situação inicial da estrutura.

2.1 – ANÁLISE DE RISCO REALIZADA

Uma primeira simulação, chamada de Caso Base, cujo resultado pode ser visto na Figura A.3 do Apêndice, mostrou que a estrutura sob estudo, sem nenhum SPDA, com extintores manuais, piso de concreto e apenas DPS coordenados e calculados para Nível de Proteção (NP) IV, resultou em R1 apresentando valores ligeiramente acima do valor tolerável pela NBR 5419.

$R1 = 1,39 \times 10^{-5}$, sendo o valor tolerável $R_T = 1,0 \times 10^{-5}$. Neste caso, as medidas de proteção são necessárias para diminuir R1 e torná-lo tolerável.

Uma solução mais tradicional levaria a instalação de um SPDA, porém vamos verificar outras opções neste trabalho.

No caso 1 (ver Figura A.4), foram mantidas as considerações iniciais, com a mudança apenas na janela “Meios para reduzir as consequências de incêndio”, onde a opção “extintores manuais” foi modificada para “alarme automático”. Somente com esta mudança, o R1 já se apresentou com valores toleráveis (ver Figura A.5), $R1 = 0,84 \times 10^{-5}$, inferior a R_T .

Voltando os dados para o caso inicial, com apenas a mudança do campo “Fator de redução pelo tipo de solo ou piso”, de concreto para madeira, pode-se observar que o R1 também se apresentou com valores toleráveis, $R1 = 0,93 \times 10^{-5}$, inferior a R_T .

Estas simulações mostraram que existem outras opções para as medidas de proteção que não sejam a implantação de um SPDA, para alguns casos.

Se a opção fosse a implantação de um SPDA NP IV, o R1 cairia para $0,32 \times 10^{-5}$. Em termos de risco, esta é a melhor opção, pois o risco calculado é o menor que as demais possibilidades. Apesar de que as outras atenderam os critérios mínimos.

2.2 – DESENVOLVIMENTO DAS MEDIDAS DE PROTEÇÃO

A estrutura em questão, pode ser considerada típica para uma indústria de tamanho médio, verificou-se que a análise de risco com a implantação de um SPDA com Nível de Proteção

(NP) igual a IV e instalação de um conjunto de DPS coordenados e calculados para NP III-IV, nas condições especificadas levaram a riscos considerados toleráveis ($R1: 0,32 \times 10^{-5}$).

Com as mesmas condições, porém sem o SPDA instalado, mas com sistema de alarme automático, mostrou também um risco dentro do tolerável, conforme observa-se na Figura A.5 ($R1: 0,84 \times 10^{-5}$).

Com as condições iniciais, sem SPDA e sem alarme automático, porém com a instalação de um piso interno de madeira como sendo um material maior isolante, o risco também ficou como tolerável, como pode-se observar na Figura A.7 ($R1 = 0,93 \times 10^{-5}$).

Ao analisar os riscos para cada uma das opções, verifica-se que, para este caso específico, a opção que proporciona um menor risco é a primeira com a instalação de um SPDA NP IV. Em seguida a opção onde a instalação pode ficar sem SPDA, porém há a necessidade da instalação de um sistema de alarme automático. A opção com risco tolerável, porém com um valor bastante próximo ao valor limite, é a que somente se substitui o piso interno da edificação por um piso que apresenta maior rigidez dielétrica (maior isolamento), como, por exemplo, a madeira.

A seguir são descritas as condições simuladas e são estimados os custos de cada opção.

2.3 – PROVIDÊNCIAS TOMADAS PARA REDUZIR AS CONSEQUÊNCIAS DE UM INCÊNDIO

O filme – “A Guerra do Fogo” com direção de Jean-Jacques Annaud [6] estreado em 1981, traz as descargas atmosféricas, como uma das fontes de fogo nos primeiros contatos do homo sapiens e com as demais espécies de homínídeos. O fogo foi um dos elementos mais fundamentais para a evolução humana, entretanto fora de controle, e em locais indesejáveis, pode causar a morte de pessoas e animais, além de elevados prejuízos financeiros.

As descargas atmosféricas continuam a ser fonte de incêndios, provocando anualmente danos milionários, além de em muitos casos, causar a morte de pessoas e animais [7], [8].

Nas edificações em que possuem materiais explosivos internamente, os cuidados devem ser ainda maiores que nas edificações convencionais. A quantidade de material que pode se transformar em combustível, também é um elemento importante a ser analisado, na prevenção dos incêndios de origem elétrica.

Uma corrente de descarga atmosférica, pode atingir temperaturas elevadíssimas no seu entorno [9]. E quando capturada por Sistema de Proteção Contra Descargas Atmosféricas - SPDA, se não projetado adequadamente, pode provocar

centelhamentos perigosos, resultando em possibilidade de incêndio e de explosão.

Um incêndio causado por uma descarga atmosférica pode ocorrer quando as proximidades da estrutura, ou uma linha metálica que adentra a estrutura é atingida diretamente. Por este motivo, os elementos de um sistema de combate incêndio e pânico em uma estrutura, são fortes aliados para o Proteção de Descargas Atmosféricas – PDA.

A norma mãe da Proteção de Descargas atmosféricas no Brasil é a ABNT NBR 5419:2015 [1], [3]–[5], onde são previstos componentes relativos a incêndios e outros danos físicos causados por centelhamentos perigosos dentro da estrutura iniciando incêndio ou até mesmo explosão em caso de estruturas que armazenam combustíveis inflamáveis, os quais podem também colocar em perigo o meio ambiente. Os centelhamentos perigosos podem se originar devido à corrente da descarga atmosférica conduzida ou ao longo das linhas elétricas ou dos subsistemas de captação e descida conectando com outros materiais.

Existem uma série de cuidados que podem ser tomados para evitar a ocorrência de incêndios, tanto de origem atmosféricas, como de outras origens elétricas e diversos. Entretanto, algumas medidas podem ser tomadas para reduzir as consequências de um possível incêndio. No Gerenciamento de Risco realizado conforme a parte 2 da NBR 5419 [1], é possível atribuir um fator denominado – “ r_p ”, que é um fator de redução da perdas devido a danos físicos dependendo das providências tomadas para reduzir as consequências de um incêndio, conforme a Tabela 1.

Tabela 1 - Tabela C.4 – Fator de redução r_p em função das providências tomadas para reduzir as consequências de um incêndio

	Providências	r_p
0	Nenhuma providência	1
1	Uma das seguintes providências: extintores, instalações fixas operadas manualmente, instalações de alarme manuais, hidrantes, compartimentos à prova de fogo, rotas de escape	0,5
2	Uma das seguintes providências: instalações fixas operadas automaticamente, instalações de alarme automático ^a	0,2
OBS	^a Somente se protegidas contra sobretensões e outros danos e se os bombeiros puderem chegar em menos de 10 min.	

Fonte: ABNT NBR 5419:2015 Parte 2

O item “Nenhuma providência” com peso de $r_p = 1$ dificilmente é utilizado, em função de que a maioria das edificações exige um Alvará de Prevenção Contra Incêndio e Pânico do Corpo de

Bombeiros Militar expedido pelos seus Órgãos de Serviços Técnicos de cada estado na federação.

O item 1 com peso de $r_p = 0,5$ é bastante comum nas edificações comerciais, industriais e órgãos públicos, uma vez que são elencados 5 itens considerados tradicionais nos projetos de combate a incêndio e pânico, por serem de valores acessíveis.

O item 2 da Tabela 1 com peso de $r_p = 0,2$ não é comumente encontrado nas edificações comerciais, industriais e órgãos públicos, uma vez que são de mais caras aquisições e podem ser descritas da seguinte forma:

-Instalações fixas operadas automaticamente: Neste item, um dos sistemas clássicos utilizados são os Sistemas Sprinklers conhecidos como chuveiros automáticos, operados a água, a partir da detecção automática de fumaça. Desta forma, a partir de um princípio de incêndio, detectado por meio do sensor de fumaça, a central realiza o disparo de um grupo ou mais de chuveiros (sprinklers) a pressão da rede diminui, em consequência disso, as bombas de incêndio são acionadas, mantendo o os chuveiros operando até a parada manual.

-Instalações de alarme automático: são centrais endereçáveis ligadas a sensores de fumaça (na maioria das possibilidades) e interligadas a sirene, com a discagem automática a informação do corpo de bombeiros.

O sistema de alarme automático precisa de proteção contra surtos de tensão, para que não queime por sobretensões transitórias da rede. Assim, é necessária a instalação de um sistema de DPS coordenados a montante do equipamento, incluindo um DPS com Classe de Proteção III nos terminais do equipamento.

Para a utilização do alarme automático, como condição de redução dos riscos para $r_p = 0,2$, é necessário, que a viatura do corpo de bombeiros possa chegar em 10 minutos ou menos ao local de incêndio. Portanto, esta possibilidade é interessante para regiões centrais urbanas, ou com acesso rápido pela equipe do corpo de bombeiros.

2.3 – CUSTO DAS OPÇÕES DAS MEDIDAS DE PROTEÇÃO

Para uma Indústria de eletroeletrônicos descrita conforme aplicado o gerenciamento de risco, tem-se os valores de implementação de cada solução relacionada a Tabela C.4 da NBR 5419/2015, conforme Tabela 2:

Tabela 2 - Custo das soluções referentes a Tabela C.4 para o galpão em estudo.

Sistema pela Tabela C.4	Tipo	Custo total de implementação (Projeto + Material + Mão de Obra)
0	NENHUMA	R\$ 0,00
$r_p = 0,5$	8 - Kits Hidrante de Parede com Abrigo 75 x 45 x 17 - Peças em latão INSTALADOS	R\$ 8.536,00 ¹
$r_p = 0,2$	1 - Sistema Sprinkler com detecção automática de fumaça.	R\$ 18.432,00
$r_p = 0,2$	4 - Kits de Sistema instalações de alarme automático 24 unidades Detector de Incêndio Óptico De Fumaça.	R\$ 5.600,00

Para proteger a estrutura e os aparelhos eletrônicos contra os efeitos das descargas atmosféricas, são comuns a utilização de Dispositivos de Proteção contra Surtos de tensão (DPS) que são uma das possíveis Medidas de Proteção contra Surtos de tensão (MPS). Para a redução dos efeitos das descargas diretas nas estruturas os Sistemas externos de Proteção contra as Descargas Atmosféricas (SPDA) tradicionalmente utilizados.

A Tabela 3 apresenta o orçamento do projeto, material e implementação das soluções utilizando a MPS – DPS e o SPDA Classe IV.

Tabela 3 - Custo das soluções referentes MPS e SPDA para a estrutura

Sistema utilizado	Solução	Custo total de implementação (Projeto + Material + Mão de Obra)
MPS	DPS classe I no Quadro Geral e Classe II nos quadros a jusante	R\$ 3.986,00
SPDA	Sistema em Gaiola de Faraday Classe IV	R\$ 48.536,00

¹ Todos os valores monetários do trabalho se referem a orçamentos realizados em maio de 2021.

A **Erro! Fonte de referência não encontrada.** apresenta a implementação do SPDA Classe IV na referida Edificação.

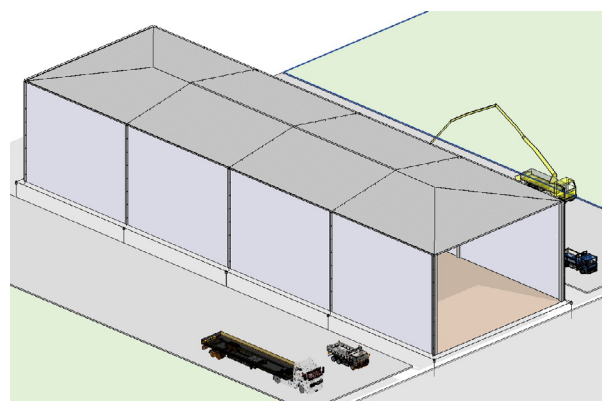


Figura 1 - Galpão utilizado para a implementação das soluções

A redução dos efeitos da corrente de descarga, minimizando os efeitos da tensão de passo, além de outras características de utilização, será instalado piso de madeira de demolição sem espécie definida, assoalho de aproximadamente 20 cm de largura e 2 cm de espessura instalado. É prevista a aplicação de resina e sem rodapé, conforme Tabela 4.

Tabela 4 - Custo da aplicação do Fator de redução r_t em função do tipo de piso

Sistema utilizado	Solução	Custo total de implementação (Projeto + Material + Mão de Obra)
Tabela C.3 – Fator de redução r_t em função do tipo da superfície do solo ou piso	madeira	R\$ 62.386,00

Na **Erro! Fonte de referência não encontrada.** é possível observar os detalhes da transição do subsistema de captação do SPDA para o subsistema de descida. Bem como, o piso de madeira utilizado na confecção do gerenciamento de risco.

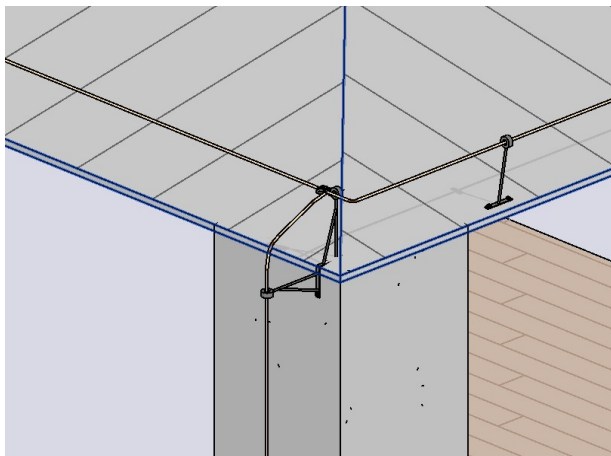


Figura 2 - Detalhe do subsistema de captação/descida e do piso do galpão

3.0 – ANÁLISE DOS CUSTOS DAS OPÇÕES

Ao analisar os custos de cada opção, sabendo que os custos dependem do tipo de material e mão de obra utilizados que podem ter uma grande variação de preços dependendo da região do país e do local de compra, foi apresentado no presente trabalho uma ordem de valores para as opções estudadas.

A opção com melhor custo é a instalação de quatro kits de Sistema de alarme automático com 24 unidades de Detector de Incêndio Óptico de fumaça, deixar a estrutura sem SPDA, mas com um sistema coordenado de DPS. Custo aproximado desta opção: R\$ 10.000,00. Neste custo não está contabilizado os estragos que um eventual incêndio causado por uma descarga atmosférica pode ocasionar no período entre o início do mesmo até a chegada do corpo de bombeiros e extinção do fogo. Esta opção só é válida se o tempo em que o corpo de bombeiros levar entre o toque do alarme e a chegada ao local for inferior a 10 minutos.

Outra opção intermediária é a instalação de sistema tipo Sprinkler com detecção automática de fumaça, deixar a estrutura sem SPDA, mas com um sistema coordenado de DPS. Custo aproximado desta opção: R\$ 22.500,00.

A terceira opção em relação ao custo é a instalação de um Sistema de Proteção contra Descargas Atmosféricas, com Nível de Proteção IV, com um sistema coordenado de DPS calculado para NP III-IV, piso de concreto e tendo como meios para reduzir os riscos de incêndio, apenas extintores manuais. Custo aproximado desta opção: R\$ 53.000,00.

A opção que apresentou o maior custo foi a instalação de um piso de madeira, deixar a estrutura sem SPDA, mas com um sistema coordenado de DPS. Custo aproximado desta opção: R\$ 66.500,00. Esta opção, além da mais cara, é a de maior risco, porém ainda tolerável.

4.0 – CONCLUSÕES

Este trabalho apresenta um estudo de caso em que a análise de risco conforme a ABNT NBR 5419-2: 2015 [1] possibilita soluções que não sejam as instalações de um SPDA na estrutura.

A análise de risco conforme esta parte da norma [1] tem mais que uma solução. A análise de risco com a estrutura praticamente sem nenhuma medida de proteção, chamada no estudo por “Caso Base”, mostrou que os riscos estão acima do tolerável indicado na norma. Para torná-los toleráveis, verificamos três soluções diferentes.

A solução que mostrou o menor custo foi a que se instala um kit de alarme automático, porém é muito importante ressaltar que nesta opção, assim como nas demais, o risco calculado é o de perda de vida humana e ferimentos permanentes. Não foram contabilizados os eventuais prejuízos monetários envolvidos no acidente. Principalmente nesta opção, estes podem ser elevados.

A opção com instalação de um sistema tipo Sprinkler com detector automático de fumaça pode ter ainda um custo atrativo, porém teria que ser também contabilizados os custos dos prejuízos monetários devido aos danos ocasionados pela descarga atmosférica.

A opção de instalação de um piso de madeira no caso estudado seria a pior das opções, uma vez que além de ter um custo de implementação maior, a este teria que ser adicionado os custos dos prejuízos monetários devido aos danos ocasionados pela descarga atmosférica.

Enfim, apesar da análise de risco permitir outras soluções que não envolvam a implementação de um SPDA externo, esta, em princípio é a melhor solução, pois além de dotar a estrutura de uma melhor proteção, com menores riscos, os custos envolvidos acabam sendo comparáveis aos demais quando se somam os prejuízos monetários devido à descarga atmosférica, que, neste caso, deve ser próximo de zero.

5.0 – AGRADECIMENTOS

Agradecimento ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) pela bolsa de estudos disponibilizada ao último autor, por meio do Projeto: 870814/1999-0, Processo: 142323/2020-9, para que pudesse se dedicar a pesquisa de doutoramento e das áreas afins.

6.0 – REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Associação Brasileira de Normas Técnicas - ABNT, "NBR 5419-2. Proteção contra descargas atmosféricas. Parte 2: Gerenciamento de risco", Rio de Janeiro, 2018.
- [2] H. E. Sueta *et al.*, "Developing a worksheet for risk analysis according to ABNT NBR 5419-2", in *2015 International Symposium on Lightning Protection, XIII SIPDA 2015*, 2015, p. 377–382, doi: 10.1109/SIPDA.2015.7339321.
- [3] Associação Brasileira de Normas Técnicas - ABNT, "NBR 5419-1. Proteção contra descargas atmosféricas. Parte 1: Princípios gerais.", Rio de Janeiro, 2018.
- [4] Associação Brasileira de Normas Técnicas - ABNT, "NBR 5419-3. Proteção contra descargas atmosféricas. Parte 3: Danos físicos a estruturas e perigos à vida", Rio de Janeiro, 2018.
- [5] Associação Brasileira de Normas Técnicas - ABNT, "NBR 5419-4. Proteção contra descargas atmosféricas. Parte 4: Sistemas elétricos e eletrônicos internos na estrutura", Rio de Janeiro, 2018.
- [6] Jean-Jacques Annaud, "Filme - A Guerra do Fogo", França; Canadá, Estados Unidos, p. (100 minutos), 1981.
- [7] M. Kompacher, G. Kindermann, e S. Pack, "Fire losses and human accidents caused by lightning - An Austrian overview", in *2012 31st International Conference on Lightning Protection, ICLP 2012*, 2012, doi: 10.1109/ICLP.2012.6344276.
- [8] M. F. Stringfellow, "Residential lightning fires in the USA: Electrical arcs and fuel gas leaks", in *Conference Record - Industrial and Commercial Power Systems Technical Conference*, 2012, doi: 10.1109/ICPS.2012.6229605.
- [9] C. A. Martínez, F. Román, e J. A. Cristancho, "Determination of the lightning current from its thermal effects", in *2016 33rd International Conference on Lightning Protection, ICLP 2016*, 2016, doi: 10.1109/ICLP.2016.7791464.

APÊNDICE: Telas da Planilha utilizada

Tupã 2020

Dados Técnicos | Outros Dados | Resultado | Zonas | Avaliação de custo | Ajuste de tela

Dados da Estrutura

Área de exposição equivalente da estrutura principal: 17811,725015 ² (m) Área de exposição equivalente de estrutura adjacente: 706,858335 ² (m)

Calculo da área de exposição equivalente

Largura: 25 (m) Comprimento: 80 (m) Altura: 15 (m)

☐ Estrutura complexa. (Se essa caixa estiver marcada o programa considera uma

Carregar dados da estrutura principal Carregar linha energia Gravar linha energia Gravar linha telecomunicação Calcular e armazenar dados para estrutura principal Calcular para estrutura adjacente conectada pela linha Com ajuda para Cálculo de estruturas simples Sem ajuda para Cálculo de estruturas simples

Influências ambientais

Localização (cidade): Instruções Localização da estrutura: Estrutura cercada por objetos maiores Frequência de raios(Ng): 10 ² (1/km/ano)

Risco de incêndio ou explosão

Incêndio Normal Avaliação NT nº14/2019

Medidas de proteção ou mitigação do risco

Proteção por SPDA (se alterar faça avaliação para todas zonas dentro da estrutura principal) sem SPDA Ajuda para seleção dos campos

Meios para reduzir as consequências de incêndio Extintores manuais, alarmes manuais, hidrantes, rotas de fuga protegidas ou compartimento

Atributos da linha de energia conectada

Comprimento da linha conectada: 200 (m) Área de exposição adjacente: 0 ² (m) Fator ambiental (Ce): Suburbano Fator de instalação dos condutores (Ci): Aéreo Condição da blind., aterr. e isolamento: Lin. aérea não blindada conex. entr. indefinida Tipo de linha (Cl): Linha BT Tensão sup. impulso do sistema: 2,5kV DPS de acordo com nível de proteção: III-IV Fiação interna (Kis3): Não blindado- precaução para evitar grandes laços Última zona carregada na: **Z1** Ajuda para seleção dos campos

Atributos da linha de telecomunicação conectada

Comprimento da linha conectada: 200 (m) Área de exposição adjacente: 0 ² (m) Fator ambiental (Ce): Suburbano Fator de instalação dos condutores (Ci): Enterrado Condição da blind., aterr. e isolamento: Qualquer tipo de linha com interfaces isolantes Tensão sup. impulso do sistema: 1,5kV DPS de acordo com nível de proteção: Sem proteção coordenada com DI Fiação interna (Kis3): Não blindado- precaução para evitar grandes laços Ajuda para seleção dos campos

Avaliação NT nº14/2019

Edificações industriais Aparelhos eletroeletrônicos, fotográficos, ópticos Avaliar risco Fechar Carga de incêndio [MJ/m2]: 400

Figura A.1: Tela Dados Técnicos do Caso Base

Tupã 2020

Dados Técnicos | Outros Dados | Resultado | Zonas | Avaliação de custo | Ajuste de tela

Medidas de proteção contra tensão de passo e toque e blindagem

Contra tensão de passo e toque na estrutura: Nenhuma medida de proteção Contra tensão de passo e toque na linha conectada: Nenhuma medida de proteção ☐ Blindagem metálica contínua ☒ Sem blindagem metálica Largura da blindagem ou distância das descidas: Wm1 8,3333 (m) Wm2 8,3333 (m) Ajuda para definir largura da blindagem ou distância das descidas

Fatores de variação das perdas

Fator de redução pelo tipo de solo ou piso: Agrícola, Concreto Fator de acréscimo devido a um perigo especial: Baixo nível de pânico (ex.: prédio com até 2 andares e quantidade pessoas limitadas a 100) Risco admissível: R1 (risco de perda de vida humana) 1 R2 (risco de perda de serviço ao público) 100 R3 (risco de perda de patrimônio cultural) 10 R4 (risco de perda de valor econômico) 100 Valores de norma: $\times 10^{-5}$

Dimensionamento das perdas potenciais (montante do risco)

Vidas humanas (perda L1)

Número de pessoas na zona: 300 Tempo de exposição na zona(em horas por ano): 8760 Número total de pessoas: 300

Fatores de avaliação do risco ambiental para as pessoas na zona

Risco de falha de sistemas internos: Locais onde falhas de sistemas internos não causam perdas de Tipo da estrutura: Industrial, comercial

Instalações de serviço ao público (perda L2)

Tipo do serviço: TV, linhas de telecomunicações

Última zona carregada na: **Z1**

Valor econômico (perda L4)

Valor dos animais na: 0 Valor do conteúdo na zona: 0 Valor da edificação na zona: 0 Valor dos sistemas internos na zona: 0

Fatores de avaliação do risco ambiental para as pessoas na zona

Risco de falha de sistemas internos: Nenhum risco Tipo da estrutura: Outros

Memória cultural (perda L3)

Valor do patrimônio cultural na zona: 0 Valor total da edificação: 0

Figura A.2: Tela Dados Técnicos do Caso Base

Tupã 2020

Dados Técnicos | Outros Dados | **Resultado** | Zonas | Avaliação de custo | Ajuste de tela

Resultado

Atributos da avaliação
Projeto: ESTUDO PARA ESW
Avaliador: Hélio Sueta

Atualizar resultados
Marcar valores acima do tolerável

Riscos

Os valores abaixo devem ser multiplicados por 10^{-5}

	Valores toleráveis	Zona Z1	Total
R1-Perda de vida humana	1	1,39587937	1,39587937
R2-Perda de serviço ao	100	7,1728625415	7,17286254
R3-Perda de herança	10	<0,1	<0,1
R4-Perda de valor	100	<0,1	<0,1

Custo anual das perdas (unidades monetárias) \$ 0

Última zona carregada na

Resultados na Memória de Trabalho (Volátil)

	R_A	R_U	R_B	R_V	R_C	R_W	R_Z	R_M	R_1
Z1	0,44529312	<0,1	0,89058625	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1	1,39587937

MODIFICADO

D1 - Ferimento
Descarga na estrutura
Descarga na linha

D2 - Danos físicos
Descarga na estrutura
Descarga na linha

D3 - Falhas de sistemas
Descarga na estrutura
Descarga na linha
Descarga perto da linha
Descarga perto da estrutura

Figura A.3: Resultados do Caso Base

Tupã 2020

Dados Técnicos | Outros Dados | Resultado | Zonas | Avaliação de custo | Ajuste de tela

Dados da Estrutura

Área de exposição equivalente da estrutura principal: 17811,725015 [m²]
Área de exposição equivalente de estrutura adjacente: 706,858335 [m²]

Calcular a área de exposição equivalente

Largura: 25 [m]
Comprimento: 80 [m]
Altura: 15 [m]

Carregar dados da estrutura principal
Carregar linha energia
Gravar linha energia

Calcular e armazenar dados para estrutura principal
Carregar linha telecomunicação
Gravar linha telecomunicação

Calcular para estrutura adjacente conectada pela linha
Com ajuda para Cálculo de estruturas simples
Sem ajuda para Cálculo de estruturas simples

☐ Estrutura complexa. (Se essa caixa estiver marcada o programa considera uma

Influências ambientais

Localização (cidade):
Localização da estrutura:
Estrutura cercada por objetos maiores

Frequência de raios (Ng): 10 [1/km²/ano]

Risco de incêndio ou explosão

Incêndio Normal
Avaliação NT nº14/2019

Atributos da avaliação

Nome do projeto: ESTUDO PARA ESW
Avaliador: Hélio Sueta

Meios para reduzir as consequências de incêndio

Sistemas fixos de extintores automáticos ou alarmes automáticos

Atributos da linha de energia conectada

Comprimento da linha conectada: 200 [m]
Fator ambiental (Ce): Suburbano
Condição da blind., atterr. e isolamento: Lin. aérea não blindada conex. entr. indefinida
Tensão sup. impulso do sistema: 2,5kV
DPS de acordo com nível de proteção: III-IV
Última zona carregada na: Z1

Área de exposição adjacente: 0 [m²]
Fator de instalação dos condutores (Ci): Aéreo
Tipo de linha (Cl): Linha BT
Fiação interna (Ks3): Não blindado- precaução para evitar grandes laços

Atributos da linha de telecomunicação conectada

Comprimento da linha conectada: 200 [m]
Fator ambiental (Ce): Suburbano
Condição da blind., atterr. e isolamento: Qualquer tipo de linha com interfaces isolantes
Tensão sup. impulso do sistema: 1,5kV
DPS de acordo com nível de proteção: Sem proteção coordenada com DI
Fiação interna (Ks3): Não blindado- precaução para evitar grandes laços

Avaliação NT nº14/2019

Edificações industriais
Aparelhos eletroeletrônicos, fotográficos, ópticos

Avaliar risco
Carga de incêndio [MJ/m²]: 400
Fechar

Figura A.4: Caso 1 – Mudança da janela “Meios para reduzir as consequências de incêndio”

Tupã 2020

Dados Técnicos | Outros Dados | Resultado | Zonas | Avaliação de custo | Ajuste de tela

Resultado

Atributos da avaliação
Projeto: ESTUDO PARA ESW
Avaliador: Hélio Sueti

Atualizar resultados
Marcar valores acima do tolerável

Riscos

Os valores abaixo devem ser multiplicados por 10^{-5}

	Valores toleráveis	Zona Z1	Total
R1-Perda de vida humana	1	0,83752762	0,83752762
R2-Perda de serviço ao	100	6,893686663	6,89368666
R3-Perda de herança	10	<0,1	<0,1
R4-Perda de valor	100	<0,1	<0,1

Custo anual das perdas (unidades monetárias) \$ 0

Última zona carregada na

Resultados na Memória de Trabalho (Volátil)

	R_A	R_U	R_B	R_V	R_C	R_W	R_Z	R_M	R_1
Z1	0,44529312	<0,1	0,35623450	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1	0,83752762

MODIFICADO

D1 - Ferimento
Descarga na estrutura
Descarga na linha

D2 - Danos físicos
Descarga na estrutura
Descarga na linha

D3 - Falhas de sistemas
Descarga na estrutura
Descarga na linha
Descarga perto da linha
Descarga perto da estrutura

Figura A.5: Resultado do caso 1

Tupã 2020

Dados Técnicos | Outros Dados | Resultado | Zonas | Avaliação de custo | Ajuste de tela

Medidas de proteção contra tensão de passo e toque e blindagem

Contra tensão de passo e toque na estrutura: Nenhuma medida de proteção

Contra tensão de passo e toque na linha conectada: Nenhuma medida de proteção

☐ Blindagem metálica contínua ☒ Sem blindagem metálica

Largura da blindagem ou distância das descidas: Wm1 8,3333 [m] Wm2 8,3333 [m]

Ajuda para definir largura da blindagem ou distância das descidas

Fatores de variação das perdas

Fator de redução pelo tipo de solo ou piso: Asfalto, Linóleo, Madeira

Fator de acréscimo devido a um perigo especial: Baixo nível de pânico (ex.: prédio com até 2 andares e quantidade pessoas limitadas a 100)

Risco admissível

R1 (risco de perda de vida humana) 1

R2 (risco de perda de serviço ao público) 100

R3 (risco de perda de patrimônio cultural) 10

R4 (risco de perda de valor econômico) 100

Valores de norma $\times 10^{-5}$

Dimensionamento das perdas potenciais (montante do risco)

Vidas humanas (perda L1)

Número de pessoas na zona 300

Tempo de exposição na zona (em horas por ano) 8760

Número total de pessoas 300

Fatores de avaliação do risco ambiental para as pessoas na zona

Risco de falha de sistemas internos: Locais onde falhas de sistemas internos não causam perdas de

Tipo da estrutura: Industrial, comercial

Instalações de serviço ao público (perda L2)

Tipo do serviço: TV, linhas de telecomunicações

Última zona carregada na Z1

Valor econômico (perda L4)

Valor dos animais na 0

Valor do conteúdo na zona 0

Valor da edificação na zona 0

Valor dos sistemas internos na zona 0

Fatores de avaliação do risco ambiental para as pessoas na zona

Risco de falha de sistemas internos: Nenhum risco

Tipo da estrutura: Outros

Memória cultural (perda L3)

Valor do patrimônio cultural na zona 0

Valor total da edificação 0

Figura A.6: Caso 2 com modificação do campo “Fator de redução pelo tipo de solo ou piso”

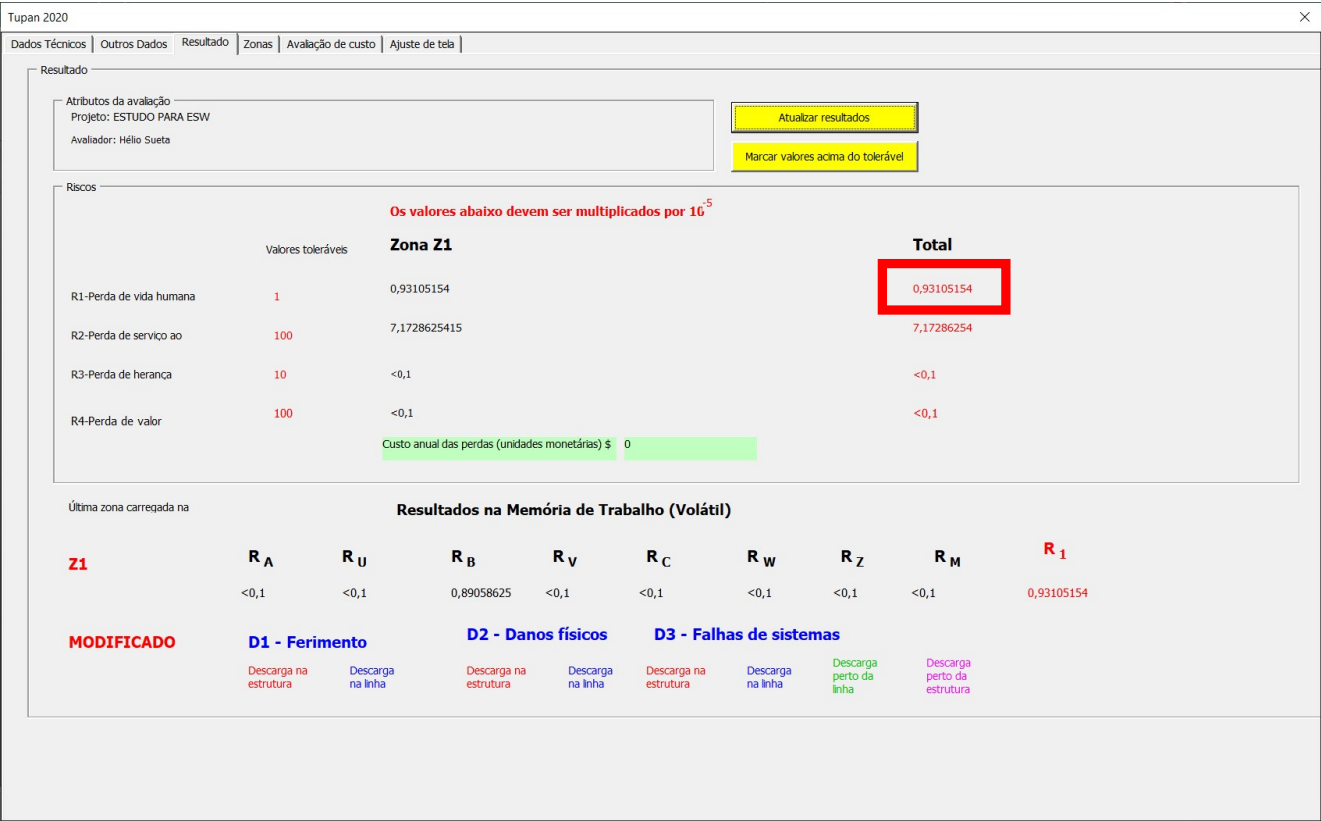


Figura A.7: Resultado do caso 2



X IEEE ESW-Brasil 2021

A Engenharia Elétrica na Segurança do Trabalho

19 a 21 de outubro de 2021 – Virtual – on-line

ACIDENTES DE ORIGEM ELÉTRICA NO BRASIL E NO MUNDO

Edson Martinho

Abracopel

abracopel@abracopel.org.br

RESUMO

Este artigo visa apresentar, de forma inédita, uma comparação de dados entre os acidentes de origem elétrica divulgados no Brasil pela ABRACOPEL [1], por meio do Anuário Estatístico de acidentes de origem elétrica, e fazer uma rápida comparação com os dados obtidos em algumas fontes de outros países. Sabemos que este tema é de suma importância, mas veremos que não há unicidade na metodologia de coleta e tampouco divulgação mais apurada dos dados, levando a possíveis erros de interpretação e que podem não mostrar a exata dimensão do problema.

1.0 – INTRODUÇÃO

É fato que o tema eletricidade e segurança estão ligados desde sua descoberta, em uma propaganda veiculada no início dos anos 1900 (Figura 1), podemos ver que a eletricidade é mostrada como perigosa, podendo causar vários acidentes, inclusive fatais. Desta forma, podemos afirmar que a segurança com a eletricidade não é um tema recente, entretanto, no Brasil, podemos dizer que este assunto tomou parte de discussões em vários setores a partir da publicação da versão 2004 da NR-10 [2], quando as empresas passaram a ter que elaborar medidas mais eficazes para garantir a segurança de quem trabalha ou utiliza eletricidade.

Não que antes não se falava em segurança em eletricidade, até porque a publicação da primeira versão da NR-10 foi em 1978, mas porque, nesta versão de 2004, foi ampliado o conceito de segurança com eletricidade e, também, da discussão das formas de se precaver dos riscos. A partir daí, surgiram questionamentos sobre a segurança com a eletricidade em outros setores, e não somente o setor de geração, transmissão e distribuição de energia, o que mais

se preocupava e ainda se preocupa com a segurança nos serviços com eletricidade.

Após a publicação da versão cita, justamente na edição do ESW 2009 realizado em Blumenau-SC que se discutiu a necessidade de se criar uma norma técnica sobre segurança com eletricidade, e que foi aceita e publicada como ABNT NBR 16384:2020 [3]. Esta norma técnica, traz várias recomendações e orientações para que seja elaborado um programa eficiente de segurança para quem trabalha com eletricidade. Na publicação deste artigo a norma se encontrava em revisão para adequação de alguns termos, mas ampliação das orientações.



Figura 1 - Propaganda contra a eletricidade nos anos 1900

Os acidentes de origem elétrica.

Sabemos que os acidentes de origem elétrica acontecem em grande número, mas o grande segredo é saber não apenas os números, mas quais são as condições em que estes

acidentes ocorreram, para então, criar ações que possam mitigá-los. No Brasil, a Fundação COGE [4] divulga os números de acidentes que ocorrem nas redes de distribuição das empresas concessionárias de energia, estes números foram usados por anos para o desenvolvimento de ações das próprias concessionárias para evitar acidentes desta natureza, mas como eram praticamente os únicos números que traziam alguns detalhes, também foram usados por outros organismos da sociedade no desenvolvimento de programa, equipamentos ou mesmo técnicas de controle dos riscos.

Os organismos do Governo, como o Ministério do Trabalho ou da Saúde, computam os acidentes ocorridos dentro de ambientes de trabalho, entretanto, quando o assunto é eletricidade, os dados publicados são muito rasos, ou seja, com pouca informação e, por este motivo acabam sendo de pouca valia na orientação ou desenvolvimento de ações para melhoria.

A Abracopel, desde 2017, edita o Anuário Estatístico de acidentes de origem elétrica, documento que aponta os números de acidentes coletados por meio de notícias e informa detalhes, como localização geográfica, natureza e local do acidente (ambiente físico), faixa etária, profissão e atividade na hora do acidente. O Anuário também divide o acidente em 3 grupos de natureza do acidente, sendo: choque e arco elétrico, incêndio gerado a partir da eletricidade e acidentes por descargas atmosféricas. Os dados para elaborar as comparações neste artigo, tiveram como base os dados publicados no Anuário Estatístico de Acidentes de Origem Elétrica publicado pela Abracopel. A partir desta base são feitas algumas comparações com dados publicados em outros países como Estados Unidos da América e Índia, dados que conseguimos obter. A Alemanha também apresenta dados sobre incêndios, mas não foi possível fazer uma correlação.

2.0 – COMPARAÇÕES

Para as comparações propostas neste artigo, vamos utilizar os dados do anuário da Abracopel, publicado em 2021 com dados até 2020, os dados podem ser conhecidos nas figuras 2, 3, 4 e 5

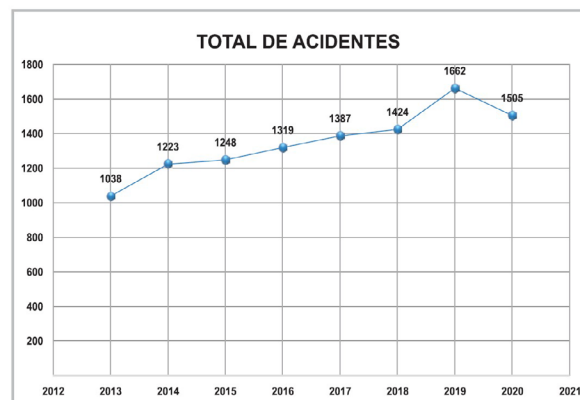


Figura 2 - total de acidentes de origem elétrica Série Histórica

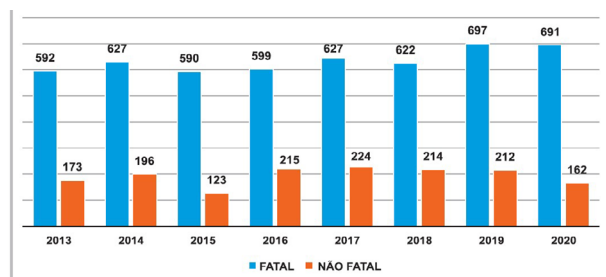


Figura 3 - Choques elétrico - série histórica

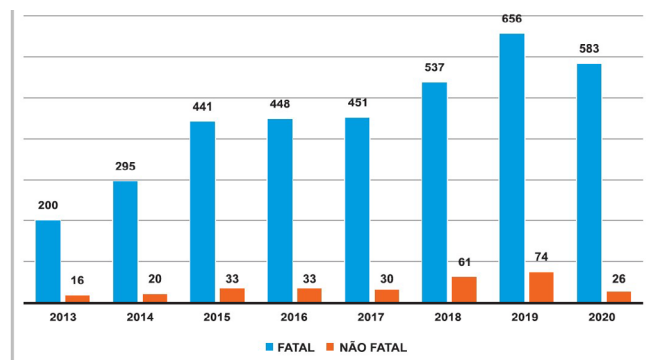


Figura 4 - Incêndios por origem elétrica Série Histórica

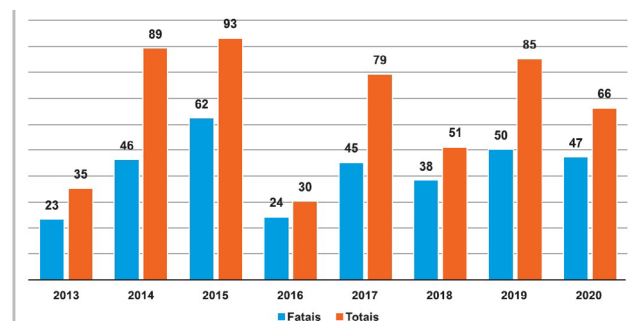


Figura 5 - Descargas atmosféricas série histórica

Fazendo uma busca de dados divulgados em outros países, obtivemos os dados de

acidentes com trabalhadores nos EUA, através da ESFI [5] em uma série história entre 2011 e 2019 e que pode ser conhecida na figura 6, que usa dados da Bureau of Labor Statistics (BLS) e mostra que, em 2019 ocorreram 166 mortes de trabalhadores por eletricidade em 1.900 acidentes.

A comparação com os acidentes com profissionais no Brasil mostra que em 2019 tivemos 318 fatalidades em 446 acidentes. Vale lembrar que os acidentes de pequeno efeito não são registrados e, na maioria dos casos, não são reportados causando este GAP entre os acidentes totais e os fatais no Brasil e nos EUA.

Para fazer a comparação usamos o número de habitantes de cada país que pode ser obtido de forma confiável como por exemplo de acordo com o censo oficial do IBGE [6] que aponta o Brasil com 211.755.692 habitantes e os EUA com 331.449.281 habitantes de acordo com o censo oficial dos EUA [7]. Aplicando a regra de três simples, podemos afirmar que o **Brasil tem 199,85% mais acidentes fatais com origem na eletricidade de trabalhadores do que os EUA.**

Considerando o número total de acidentes nos EUA (1900) e considerando a população podemos afirmar que o **Brasil possuiria 1214 acidentes com origem elétrica entre trabalhadores**, incluindo fatais e não fatais. Se aplicarmos o fator de acidentes identificado na comparação anterior, em que o Brasil apresenta 199,85% de acidentes maior do que os Americanos, teremos o **número total estimado de acidentes em ambientes de trabalho igual a 3639,78**

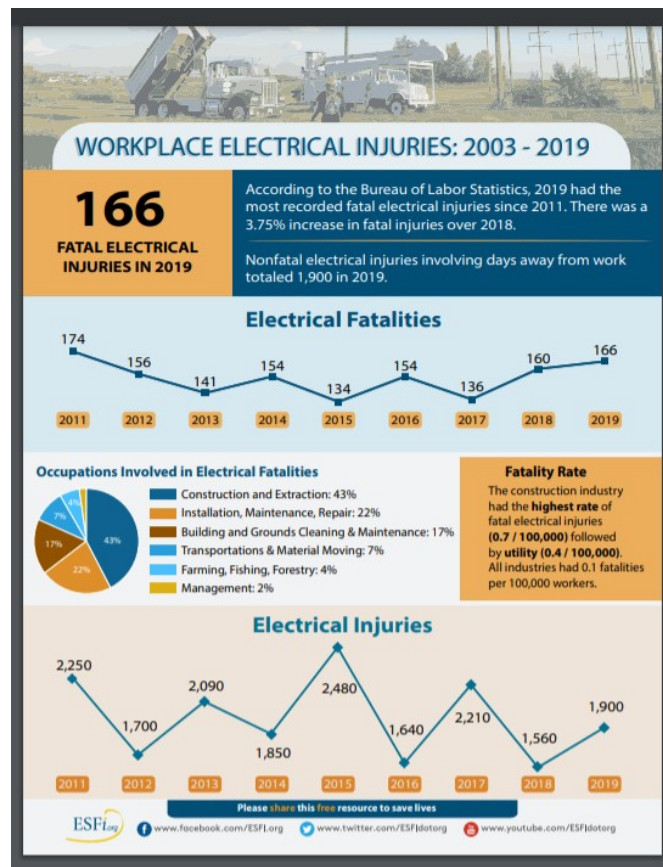


Figura 6 - série histórica de acidentes com choque em trabalhadores

Uma segunda comparação, desta vez tomando como base artigo publicado por John Nelson, em sua coluna na edição de março/abril 2021 da IEEE Industry Applications Magazine, citado na coluna de Daniel R. Doan, na edição de Maio/Junho 2020 da IEEE Industry Applications Magazine, uma estimativa feita pelo IEEE Industry Applications Society (IAS) Senior Member Satish Chaparala (Hyderabad, Índia), mostra que a Índia tem cerca de 22 acidentes fatais por dia com choque elétrico, o que representaria 8.030 fatalidades por ano. Considerando que a Índia tem cerca de 1,4 bilhão de habitantes, teremos uma média de 5,73 fatalidades com choque elétrico por ano por milhão de habitantes na Índia.

Mais uma vez, usando como comparação o número de habitantes das duas nações. Temos como dado publicado no Anuário Estatístico de Acidentes de Origem Elétrica, que ocorreu no Brasil, 697 fatalidades no ano de 2019, o que representa 1,91 mortes por dia. Considerando a população de 211.755.692 pessoas. E comparando com a população da Índia, 1,4 bilhão de habitantes, temos:

Brasil: 697 fatalidades/ano - 211,755692 milhão de habitantes = **Média 3,29 fatalidades por milhão de habitantes**

Índia: 8030 fatalidades/ano - 1,4 bilhão de habitantes = **Média de 5,73 fatalidades por milhão de habitantes**

Isto significa que o Brasil é mais seguro que a Índia causando menos morte por choque elétrico, porém mata mais com choque elétrico do que os Estados Unidos da América.

Quanto o tema é incêndio gerado por problemas com a eletricidade, a comparação ainda pode ser feita com os EUA, com base nos dados publicados pela USFA [8]. O ano de 2019 apresenta uma estimativa de que podem ter ocorrido 24.200 incêndios desta natureza, com 225 mortes e 1.050 feridos. Se compararmos com os dados brasileiros, publicados no Anuário Estatístico de acidentes de origem elétrica, o ano de 2019 apresentou 656 incêndios com 74 mortes, muito aquém dos dados estimados pela USFA, entretanto, os dados apresentados pela Abracopel são obtidos levando em conta incêndios que “viraram notícia” e, portanto, são incêndios com uma certa grandiosidade. Pequenos incêndios, mesmo que com origem elétrica não são divulgados e, portanto, não é computado pela Abracopel. Neste caso, existem inúmeros princípios de incêndios que não são relatados ou que não possuem dados suficientes para serem catalogados, reduzindo a base de dados.

Consideramos então fazer uma comparação para obter uma estimativa de acidentes com incêndios gerados por falha elétrica no Brasil, usando os dados estimados pela USFA. Usando ainda a população dos dois países como base para a comparação, teremos que os incêndios cuja origem é a **eletricidade estimados no Brasil ficam em torno de 15.460 incêndios**. Comparando as mortes temos também que no Brasil **podem ter morrido, devido a incêndios 143,7 pessoas** e pode haver **670,8 feridos nos incêndios**.

Os números mostram dados díspares em relação aos dados de acidentes, mas como citei na introdução, não há uma metodologia mundial para coleta de dados e, portanto, a disparidade. Entretanto estes dados servem para orientar ações públicas na busca pela redução destes dados. Estes acidentes, além de causarem perdas irreparáveis para as famílias, causam custos enormes para os cofres públicos em todas as instâncias e quando trabalhadores, causam perdas de força de trabalho.

4.0 – FIGURAS E TABELAS

Figura 1 - Propaganda contra a eletricidade anos 1900.....	1
Figura 2 - Série Histórica - total de acidentes de origem elétrica	2

Figura 3 - Choques elétrico - série histórica.....	2
Figura 4 - Incêndios por origem elétrica - Série Histórica	2
Figura 5 - Descargas atmosféricas - série histórica ...	2
Figura 6 - série histórica de acidentes com choque em trabalhadores	3

5.0 – APÊNDICES

6.0 – CONCLUSÕES

O artigo teve como objetivo discutir os dados de acidentes cuja origem é a eletricidade, mas não esgotar o assunto, o autor trouxe comparação de forma simplificada de dados publicados pelo Anuário Estatístico de Acidentes de Origem Elétrica e alguns dados de outros países e mostra que o Brasil está longe de controlar estes tipos de acidentes, seja nos ambientes de trabalho, nos ambientes de lazer ou de moradia. Inúmeras ações de conscientização ainda devem ser realizadas e devem ser pautadas na mudança de cultura. O trabalho que é realizado pela Abracopel há 16 anos vem buscando esta mudança de cultura, mas ainda está longe de surtir resultados significativos. A sociedade tem como responsabilidade cuidar da sua segurança, mas também do outro. A eletricidade é um bem comum e faz parte da vida de muitos brasileiros, entretanto é necessário que seja usado de forma correta e segura. A maioria dos perigos que a eletricidade oferece, podem ser mitigados e/ou controlados, muitas vezes com poucas ações, basta o conhecimento e a boa vontade.

7.0 – REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] *Abracopel – Associação Brasileira de Conscientização para os Perigos da Eletricidade*
- [2] NR-10 Norma regulamentadora nº 10 – Segurança em instalações e serviços com eletricidade
- [3] ABNT NBR 16384 – Segurança em Eletricidade – Recomendações e Orientação para Trabalho Seguro em Eletricidade.
- [4] Fundação COGE – Fundação a partir da criação do Comitê gestor Empresarial das distribuidoras de energia elétrica
- [5] ESFI - Electric Safety Foundation International
- [6] IBGE – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística - <https://agenciabrasil.ebc.com.br/geral/noticia/2020-08/populacao-do-brasil-passa-de-2117-milhoes-de-habitantes-estima-ibge>

- [7] – Census - <https://www.census.gov/programs-surveys/decennial-census/decade/2020/2020-census-results.html>
- [8] USFA – US Fire Administration - <https://www.usfa.fema.gov/data/statistics/residential-fire-estimates/residential-building-fire-death-causes.html>)

I. SOBRE O AUTOR

Edson Martinho – Engenheiro Eletricista e pós graduando em Engenharia da Segurança do trabalho, com curso de extensão em marketing, fundador e diretor da Abracopel – Associação brasileira de Conscientização para os Perigos da Eletricidade, Coordenador geral do ESW Brasil das edições 2013, 2015, 2017 e 2019 e 2021.

Coordenador da norma de segurança em eletricidade ABNT NBR 16384, autor de livros e e-books, Coordenador pedagógico da Fluke Academy – Brasil. Consultor de empresas em segurança com eletricidade e qualidade da energia elétrica.

Contato – edson@lambdaconsultoria.com.br */ +55-11-99688-1148 (whatsapp / Telegram) - www.linkedin.com/in/edson-martinho



X IEEE ESW-Brasil 2021

A Engenharia Elétrica na Segurança do Trabalho

19 a 21 de outubro de 2021 – Virtual – on-line

COMO A SEGURANÇA DO TRABALHADOR É COMPROMETIDA POR ESPECIFICAÇÕES MAL FEITAS

Estellito Rangel Jr.
Ex-periência & Soluções
atmexplo@terra.com.br

RESUMO

O trabalho apresenta exemplos de análises feitas em especificações de compra, mostrando que elas podem contribuir para o agravamento dos acidentes nos serviços com eletricidade, se permitirem a compra de equipamentos e componentes inadequados.

1.0 – INTRODUÇÃO

As estatísticas mostram que a maioria dos acidentes com eletricidade ocorre com trabalhadores terceirizados, o que em um primeiro momento, induz que a causa principal seja a falta de treinamento adequado.

Porém, análises das especificações de compra têm apontado que, em certos casos elas podem ter contribuído para a ocorrência e/ou o agravamento dos acidentes.

A especificação deve ser elaborada de forma a definir todos os parâmetros adequados para a utilização desejada do equipamento elétrico, como a temperatura ambiente, o rendimento, a tensão nominal, etc. Além disso, ela deve conter informações importantes para o comprador e para o inspetor responsável pelo recebimento do produto conforme o caso, como: a necessidade de apresentação de certificados de conformidade relativos às normas, de relatórios de ensaio – testemunhados ou não, etc.

Mostraremos exemplos e efeturemos comentários, no sentido de apontar pontos que poderiam ser aperfeiçoados na confecção das futuras especificações, para que elas garantam a compra de equipamentos seguros para as características de utilização desejada.

2.0 – EXEMPLOS COMENTADOS

2.1 – Extensões

As extensões (também conhecidas por nomes como: “tomadas múltiplas”, “filtro de linha” e

outros), são dispositivos definidos na NBR 16008 [1] como destinados a uso temporário, ou seja, não se constituem em “multiplicadores de tomadas de uso geral”, que possam ficar instalados “*ad eternum*” como se fossem novas tomadas.

A Tabela 1 mostra uma especificação encontrada em auditoria.

Tabela 1 – Especificação de extensão elétrica.

Item	Descrição
Extensão elétrica	Em plástico isolante, do tipo de enrolar, com cabo de 2 m, com três tomadas de 10A, 220 V.

Nesta especificação, deveriam ser incluídas informações importantes para a fabricação e o recebimento do produto, como por exemplo, os itens obrigatórios estabelecidos pelo INMETRO [2], descritos na Tabela 2.

Tabela 2 – Exigências INMETRO para extensões:

Produto	Itens obrigatórios
Extensões elétricas tipo enroladas	Nome, marca ou o logotipo do fabricante/importador; Tensão em V; Conter a expressão na embalagem e no corpo do produto: “Usar o cabo totalmente desenrolado”; Indicar o comprimento nominal; Conter a “potência” do conjunto em VA, W, ou “corrente nominal” do conjunto em A; Comprimento até 2m, devem ter seção mínima de 0,5 mm ² ; maior, 0,75 mm ² .

Cabe ressaltar que as extensões de enrolar estão sujeitas aos requisitos da NBR IEC 61242 [3], e o uso de extensões não-conformes promove riscos de incêndio.



X IEEE ESW-Brasil 2021

A Engenharia Elétrica na Segurança do Trabalho

19 a 21 de outubro de 2021 – Virtual – on-line

2.2 – Cabos elétricos

Os cabos elétricos são indispensáveis nas instalações elétricas, e possuem diversas formas construtivas, que devem ser selecionadas de acordo com a utilização.

Dentre os tipos, temos o cabo “PP”, utilizado na ligação de aparelhos eletrodomésticos, extensões, máquinas e ferramentas elétricas portáteis, por sua flexibilidade. Por serem mais frágeis, os cabos “PP” podem sofrer danos durante a enfição, na cobertura e na isolação, aumentando assim as possibilidades de fugas de correntes, choques elétricos e incêndios.

Mostramos na Tabela 3, uma especificação para os cabos de uma obra predial.

Tabela 3: Especificação de cabos para iluminação

Item	Descrição
Cabo elétrico para os circuitos de iluminação 220 V	Condutor: fios de cobre eletrolítico nú, encordoamento flexível, com isolação em composto termoplástico de PVC, tendo as cores das vias a 2 condutores: preto e azul claro. Cobertura em composto de PVC flexível na cor preta. Seção 1,5 mm ² , 500 V.

Uma observação imediata à Tabela 3, é que as especificações de cabos devem referenciar a norma técnica referente ao seu tipo construtivo, bem como os requisitos definidos pelo INMETRO [6].

Adicionalmente, a NBR 5410 [4] proíbe a utilização dos cabos “PP”, e outros produzidos de acordo com a NBR 13249 (hoje substituída pela NBR NM 247-5 [5]), nas instalações elétricas fixas, especialmente porque o cabo “PP” isolado para 500 V não possui propriedade antichama, o que não é considerado seguro.

2.3 – Disjuntores

Os disjuntores têm a função principal de proteger as instalações elétricas, desligando a energia em caso de curtos-circuitos e sobrecargas, que se encontram entre as principais causas de incêndios de origem elétrica em residências no

país. Uma especificação para disjuntores, encontrada em auditoria, está na Tabela 4.

Tabela 4: Especificação de disjuntores

Item	Descrição
Disjuntor eletromagnético	Bipolar, 16 A, para montagem em trilho DIN, 220 V

Na descrição da Tabela 4 não foram incluídos importantes parâmetros para a aquisição de disjuntores, como: a curva de atuação e a capacidade de ruptura.

A curva de atuação é importante não só para um melhor desempenho da proteção, como também é considerada na seletividade. Por exemplo, os disjuntores com curva B são utilizados em circuitos com cargas resistivas; já os disjuntores de curva C são indicados para cargas indutivas e motores, podendo também proteger os circuitos de tomadas de uso geral e específico.

A capacidade de ruptura indica a corrente de curto-circuito que o disjuntor consegue interromper com segurança. Apesar de nos circuitos residenciais o valor de 3.000A atender na maioria dos casos, é imprescindível que um estudo de curto-circuito embase a seleção feita para cada projeto.

Também deve ser considerado que os disjuntores até 415 V e 63 A, necessitam de certificação compulsória para poderem ser vendidos no país [7], o que deve ser incluído na especificação.

2.4 – Roupas de proteção contra arco elétrico

Os acidentes decorrentes do arco elétrico oferecem riscos gravíssimos e fatais. Os trabalhadores ficam sujeitos não somente a queimaduras de segundo e terceiro graus pela exposição a temperaturas de até 20.000°C, como também a sequelas decorrentes dos fenômenos de pressão, som, lançamento de partículas metálicas incandescentes e à luz intensa produzida pelo arco.

Portanto, é muito importante que proteções adequadas sejam fornecidas aos trabalhadores, como por exemplo, vestimentas especiais.

Uma auditoria de NR-10 [8] encontrou a especificação de vestimenta de proteção contra arco elétrico mostrada na Tabela 5.



X IEEE ESW-Brasil 2021

A Engenharia Elétrica na Segurança do Trabalho

19 a 21 de outubro de 2021 – Virtual – on-line

Tabela 5: Especificação de macacão contra arco

Item	Descrição
Macacão de proteção contra os riscos do arco elétrico	Em tecido retardante a chamas, composto por algodão e poliamida, na cor cinza, categoria de risco 2, fechamento frontal em velcro, manga longa, com dois bolsos. Tamanho M, com CA do MTE.

Nesta especificação pode ser notado que não houve a citação a normas sobre o tópic [9]. Além disso, deve ser verificado que todo EPI deverá apresentar, em caracteres indelévels e bem visíveis, ao longo de sua vida útil, o nome comercial da empresa fabricante, o lote de fabricação e o número do CA ou, no caso de EPI importado, o nome do importador, o lote de fabricação e o número do CA [10].

Porém, o que mais chamou a atenção nesta auditoria, foi a definição da categoria de risco sem estar amparada por um estudo de energia incidente, o que significa um risco para os trabalhadores [11], já que não ficou claro se a categoria de risco especificada seria suficiente.

2.5 – Sinalização de segurança


É obrigação do empregador criar e manter um inventário, mapeando, avaliando e classificando os riscos e perigos existentes no ambiente de trabalho. [12]

A partir daí, cabe a ele desenvolver um plano de ação com medidas para prevenir os acidentes. E a sinalização de segurança é parte integrante deste processo, especialmente com relação aos ambientes sujeitos a atmosferas potencialmente explosivas.[13]

Ressalte-se que a sinalização deve ser eficaz: ela não substitui a necessária capacitação dos trabalhadores, tampouco deve conter trechos longos, como que reproduzindo os manuais operacionais da planta.

A Tabela 6 mostra uma especificação para compra de placa de sinalização, encontrada em uma auditoria de conformidade à NR-10.

Tabela 6: Especificação para placas Ex

Item	Descrição
Placa de sinalização Ex	Conforme modelo mostrado, dimensões 40 x 40 cm, em aço galvanizado. 

O cliente foi orientado que tal modelo traz possui sérias limitações, como por exemplo: o triângulo amarelo com "Ex" dentro, já significa "risco de atmosfera explosiva", o que torna redundante repetir seu significado, abaixo dele; um texto em português não é legível aos visitantes estrangeiros; e não há informações sobre a Zona, nem do grupo de gás do local, o que permite que equipamentos inseguros sejam levados à área.

Então, foi apresentado ao cliente um modelo para para promover efetiva segurança dos trabalhadores e da instalação, o da Figura 1.

Figura 1: A sinalização efetiva para áreas Ex



A sinalização dos riscos é uma exigência legal [14] e no caso dos riscos de explosão, que podem causar



X IEEE ESW-Brasil 2021

A Engenharia Elétrica na Segurança do Trabalho

19 a 21 de outubro de 2021 – Virtual – on-line

numerosas vítimas, cada área classificada precisa ser sinalizada de forma exclusiva, de acordo com os documentos do estudo de classificação, o que possibilitará aos trabalhadores identificarem quais equipamentos elétricos são seguros para aquela área, conforme sua zona, classe de temperatura e temperatura máxima de superfície, bem como tendo o número do desenho de classificação daquela área, rapidamente saberão onde conseguir informações adicionais. A placa não pode ser fruto da “imaginação” do gestor; ela deve ser executada segundo as recomendações ISO/ABNT. [15]

3.0 – CONCLUSÕES

A NR-10 [8] ressaltou em seu item 10.3 que a segurança em eletricidade começa no projeto. E uma vez que as especificações técnicas fazem parte da documentação gerada nesta fase do empreendimento e são elas que definem quais equipamentos elétricos serão adquiridos, fica patente a importância das mesmas para a segurança da instalação e dos colaboradores.

A elaboração de especificações técnicas adequadas passa pela capacitação e atualização tecnológica dos projetistas, além da experiência do profissional responsável pelo projeto, que precisará garantir a conformidade do mesmo com as normas técnicas e com a legislação aplicável.

Estas são as atribuições legais dos engenheiros eletricitas, cuja formação é voltada para promover, inclusive, a segurança dos trabalhadores, sejam eles de instalação, de operação, ou de manutenção. [16]

Pelo exposto neste trabalho, as especificações técnicas mal feitas, que nas auditorias se revelaram como realizadas por pessoas sem a habilitação legal necessária, têm potencial não só para causar considerável prejuízo econômico devido às compras de produtos inadequados, como também podem gerar perdas de vidas, ao comprometerem a segurança das instalações e das pessoas.

4.0 – REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR 16008: Extensões elétricas, protetores e filtros de linha – Requisitos particulares. Rio de Janeiro: ABNT, 2011. 38 p.

[2] INMETRO. Portaria nº 335, de 29 de agosto de 2011. Aprovar as informações obrigatórias para os dispositivos elétricos de baixa tensão, relacionados em Anexo. DOU. Brasília, DF: IN, 31 ago. 2011. Seção 1, p. 115.

[3] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR IEC 61242: Acessórios elétricos — Extensões enroláveis sobre carretel para uso doméstico e análogo. Rio de Janeiro: ABNT, 2013. 46 p.

[4] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR 5410: Instalações elétricas de baixa tensão. Rio de Janeiro: ABNT, 2004. 209 p.

[5] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR NM 247-5: Cabos isolados com policloreto de vinila (PVC) para tensões nominais até 450/750 V, inclusive Parte 5: Cabos flexíveis (cordões) (IEC 60227-5, MOD). Rio de Janeiro: ABNT, 2009. 19 p.

[6] INMETRO. Portaria nº 640, de 30 de novembro de 2012. Aprovar o aperfeiçoamento dos Requisitos de Avaliação da Conformidade da Qualidade para fios, cabos e cordões flexíveis elétricos. DOU. Brasília, DF: IN, 7 dez. 2012. Seção 1, p. 238.

[7] INMETRO. Portaria nº 348, de 13 de setembro de 2007. Aprovar o Regulamento de Avaliação da Conformidade de Disjuntores. DOU. Brasília, DF: IN, 17 set. 2007. Seção 1, p. 82.

[8] MINISTÉRIO DO TRABALHO. Portaria nº 598, de 7 dez. 2004. Norma Regulamentadora 10: SEGURANÇA EM INSTALAÇÕES E SERVIÇOS EM ELETRICIDADE. Brasília, DF: Diário Oficial, 8 dez. 2004. n. 235, Seção 1, p. 74-77.

[9] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR IEC 61482-2: Trabalhos sob tensão — Vestimenta de proteção contra os riscos térmicos de um arco elétrico Parte 2: Requisitos. Rio de Janeiro: ABNT, 2016. 18 p.

[10] Ministério do Trabalho e Emprego. Manual de orientação para especificação das vestimentas de proteção contra os efeitos térmicos do arco



X IEEE ESW-Brasil 2021

A Engenharia Elétrica na Segurança do Trabalho

19 a 21 de outubro de 2021 – Virtual – on-line

elétrico e do fogo repentino. Brasília: MTE, 2011.
14 p.

[11] RANGEL Jr., Estellito. Proteção contra arcos elétricos. Revista Cipa, São Paulo, v. 41, n. 480, p. 84-88, 15 set. 2019. Mensal.

[12] ME/SEPT. Portaria nº 6730, de 9 de março de 2020. Aprova a nova redação da Norma Regulamentadora nº 01. Norma Regulamentadora N.º 01: - DISPOSIÇÕES GERAIS e GERENCIAMENTO DE RISCOS OCUPACIONAIS. Brasília, DF: DOU, 12 mar. 2020. n. 49, Seção 1, p. 17.

[13] RANGEL Jr., Estellito. Riscos de explosões nas indústrias químicas. Revista Latin Chemical, no. 11, julho 2003, Editora Ávila Agnelo, p. 74 – 79.

[14] MTE. Portaria nº 3214, de 8 de junho de 1978. Norma Regulamentadora 26: Sinalização de Segurança. Brasília, DF: Diário Oficial, 6 jul. 1978. n. 127, Seção 1, p. 154-157

[15] RANGEL Jr., Estellito. Sistema de gestão para as áreas classificadas: dicas de segurança elétrica em áreas classificadas. Revista Cipa, São Paulo, no. 380, p.86-89, 15 jul. 2011. Mensal. Disponível em: http://www.cabum-ex.net.br/estellito_gestao_seguranca_Ex.pdf. Acesso em: 01 abr. 2021.

[16] RANGEL Jr., Estellito. “Mayor seguridad en los trabajos de mantenimiento eléctrico”. *NFPA Journal Latinoamericano*, vol 1, no. 16, setembro 2002, NFPA International, pg. 38 - 39.



X IEEE ESW-Brasil 2021

A Engenharia Elétrica na Segurança do Trabalho

19 a 21 de outubro de 2021 – Virtual – on-line

RELEVÂNCIA DOS NÍVEIS DE CURTO-CIRCUITO PARA O CONTROLE DA ENERGIA INCIDENTE – ESTUDO DE CASO

Filipe Resende
Vale S.A.

filipe.resende@vale.com

Henrique Fantoni
SM&A

henrique.fantoni@sma-eng.com.br

André Reis
Vale S.A.

andre.reis@vale.com

RESUMO

O nível de energia incidente de um ponto do sistema elétrico é função direta da corrente de curto-circuito nesse mesmo ponto. Esse conceito aparece de forma matemática nas principais metodologias de cálculo existentes. Dentre as muitas variáveis envolvidas na determinação da energia incidente, a corrente de curto-circuito tem uma relevância significativa, pois, essa é que definirá também a máxima pressão produzida pelo arco elétrico. Controlar os níveis de energia incidente trabalhando somente na duração do fenômeno pode implicar em condições de risco, sobretudo quando o tempo em que a corrente de curto-circuito permanece pode ser variável em determinados contextos. Esse trabalho apresenta alguns cenários em que o nível de energia incidente da instalação é significativamente afetado por fatores muitas vezes desconsiderados na análise, a saber: tempo de atuação de fusíveis, comprimento de cabos, atraso na atuação de disjuntores, entre outros. Esses fatores se tornam mais preponderantes à medida que a corrente de curto-circuito se eleva. Dessa forma, é interessante avaliar, desde a concepção do projeto, o impacto da corrente de curto-circuito nos níveis de energia incidente.

1.0 – INTRODUÇÃO

A avaliação dos riscos relativos ao arco elétrico, passa pelo cálculo dos níveis de energia incidente da instalação. Esses níveis irão subsidiar as medidas de controle dos riscos, seja no dimensionamento das vestimentas antichama, seja nos procedimentos de trabalho e capacitação dos profissionais. Contudo, a energia incidente num dado ponto do sistema elétrico representa, essencialmente, a energia térmica que irá atingir o colaborador, acumulada num dado intervalo de tempo. Outros efeitos provenientes do arco elétrico,

também nocivos ao ser humano, não podem ser avaliados conhecendo apenas o nível de energia incidente da instalação, tais como, ondas de pressão, ruído de alta intensidade, projeção de estilhaços e projeção de componentes. Uma avaliação de risco abrangente deve levar em conta também esses fatores.

2.0 – CÁLCULO DA ENERGIA INCIDENTE

A metodologia para o cálculo da energia incidente mais empregada nas instalações industriais é o padrão *IEEE-1584:2018 Guide for Performing Arc-flash Hazard Calculations* [1]. Segundo o padrão, a energia incidente é proporcional à corrente de curto-circuito e à duração do arco elétrico. Apesar das diferenças entre os métodos de cálculo disponíveis, essa relação de proporcionalidade se dá entre todas metodologias.

O valor final da energia incidente em um painel elétrico envolve ainda muitas outras variáveis segundo [1], nível de tensão, distância de trabalho, dimensões do compartimento, orientação dos barramentos, espaçamento entre as fases. Contudo, a corrente de curto-circuito tem um papel preponderante no cálculo, uma vez que essa também irá determinar a duração do arco elétrico, caso o arco seja extinto pela proteção de sobrecorrente convencional. Importante lembrar que a corrente de arco elétrico é função da corrente de curto-circuito franco.

Uma vez que a energia incidente é proporcional às duas grandezas, nota-se que é possível diferentes valores de corrente e tempo produzirem os mesmos valores de energia incidente. A tabela 1 mostra alguns exemplos. Vê-se também que é possível obter níveis de energia incidente mais altos em situações onde a corrente de curto-circuito seja mais baixa, bastando que o tempo seja suficientemente mais longo. Se forem consideradas as outras variáveis, conforme [1], a

1/6

RELEVÂNCIA DOS NÍVEIS DE CURTO-CIRCUITO PARA O CONTROLE DA ENERGIA INCIDENTE – ESTUDO DE CASO

análise torna-se ainda mais sofisticada, a configuração dos barramentos, vertical ou horizontal, tem um impacto bastante relevante no valor final da energia incidente.

Tabela 1 – Exemplo de níveis iguais de energia incidente para diferentes valores de I_{bf} e Δt . Dados para simulação: 480 V, configuração fechada, largura 508 mm, altura 508 mm, separação entre as fases de 25 mm, configuração dos eletrodos VCB, distância de trabalho 457 mm. Fonte [2]

I_{bolted} kA	I_{arcing} kA	Arc Duration Cycles (ms)	Incident Energy cal/cm ²
20	15.30	138.0	4.98
40	27.34	73.3	4.98
60	34.12	56.7	4.98
80	37.61	50.0	4.98

3.0 – RELEVÂNCIA DA CORRENTE DE CURTO-CIRCUITO DO SISTEMA

Atualmente, não se tem um modelo matemático que permita quantificar todos os efeitos do arco elétrico. Não obstante, algumas considerações podem ser feitas acerca desses efeitos, em especial, sobre a máxima pressão gerada durante o evento. Destaca-se que os efeitos como a projeção de componentes e estilhaços, estão associados às ondas de pressão geradas durante o arco elétrico [3].

De acordo com o modelo proposto por Crawford [4], bem como testes realizados em [5] a pressão gerada por um arco elétrico é, analogamente à energia incidente, proporcional à corrente de curto-circuito. Contudo o pico de pressão ocorre já no primeiro ciclo da corrente de curto [6], dificultando a interrupção do fenômeno antes que a máxima pressão ocorra. A figura 1 mostra a evolução da pressão, gerada dentro de um volume fechado, ao longo do tempo. Nota-se que o pico de pressão ocorreu próximo de 10 ms, tempo esse inferior a um ciclo em 60 Hz.

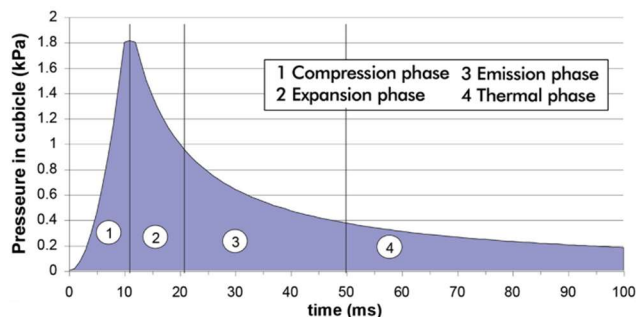


Figura 1 – Evolução da pressão em um compartimento fechado. Fonte [7]

3.1 – EXEMPLO 1

Um caso particular de avaliação da energia incidente e que merece destaque é um cenário onde se tenha um nível de curto-circuito elevado com rápida atuação da proteção. Apesar da possibilidade de manter, em alguns casos, os níveis de energia incidente controlados para altas correntes de curto-circuito, alguns pontos de atenção são relevantes. A figura 2 apresenta dois sistemas distintos.

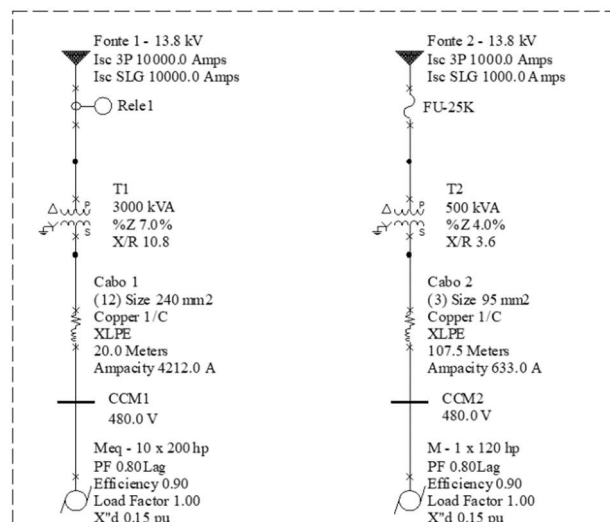


Figura 2 – Níveis de energia incidente em dois CCMs distintos

Os CCMs apresentam níveis de curto-circuito bastante diferentes. A corrente de falta trifásica no CCM1 vale 57,6 kA, ao passo que no CCM2 a corrente vale 7,95 kA. Essa diferença se dá por conta de quatro fatores principais, potência de curto-circuito da fonte, potência dos transformadores, seção e comprimento dos cabos e a contribuição dos motores para corrente de curto. Destaca-se que o CCM1 alimenta dez motores, enquanto o CCM2 alimenta somente um motor.

Para avaliar a energia incidente em cada um dos CCMs é necessário conhecer os tempos de eliminação do arco, ou seja, o tempo de atuação dos dispositivos de proteção. Nesse caso, será considerado o tempo de atuação da proteção à montante dos CCMs para definir a energia incidente. A proteção primária dos transformadores é feita por um relé de proteção para o transformador T1 e por um elo fusível para o transformador T2. Para esse caso, considerou-se a atuação do relé de proteção de 20 ms e do disjuntor de 60 ms. Para o transformador T2 utilizou-se um elo fusível de 25K, sendo o tempo de atuação relativo à curva superior do fusível (*clearing time*). Os demais dados para realizar o cálculo foram inseridos no software e estão apresentados na tabela 2 e na tabela 3, juntamente com os níveis de energia incidente

RELEVÂNCIA DOS NÍVEIS DE CURTO-CIRCUITO PARA O CONTROLE DA ENERGIA INCIDENTE – ESTUDO DE CASO

encontrados para cada um dos CCMs. Foram considerados os dados típicos para as dimensões do compartimento, espaçamento entre fases (gap) e para a distância de trabalho. Foi seguido o padrão IEEE-1584:2018 para determinar os níveis de energia incidente.

Avaliando a tabela 1, nota-se que a diferença dos níveis de curto-circuito entre os CCMs é compensada pela duração do evento em cada um dos casos. Para o CCM1 o arco elétrico durou 80 ms, enquanto para o CCM2 o tempo de atuação do fusível foi 591,8 ms, sete vezes mais lento que o conjunto relé/disjuntor. Dessa forma, o nível de energia incidente se mostrou o mesmo para os dois casos, 6,96 cal/cm². Se for considerado um acréscimo de 40 ms para os dois casos, passa-se a ter uma duração de 120 ms para o CCM1 e 631,8 ms para o CCM2. Com os novos tempos, os níveis de energia incidente passam a ser 9,73 cal/cm² e 7,43 cal/cm² para o CCM1 e CCM2, respectivamente. Vale destacar que os aumentos

foram de 39,8 % e 6,75 %, indicando que o nível de energia incidente no CCM1 é mais sensível às variações de tempo que o CCM2.

Uma análise sobre a pressão gerada nos dois casos permite afirmar, ainda que sem o cálculo do valor exato, que para o CCM1 o pico de pressão é superior ao CCM2. Uma vez que nos dois casos o tempo de extinção do arco é superior a um ciclo, pode-se dizer que ambos os CCMs experimentarão o máximo valor de pressão produzido por um arco real. Considerando a relação de proporcionalidade com a corrente, é possível afirmar que a pressão produzida no CCM1 será cerca de sete vezes a pressão gerada no CCM2.

Embora uma análise inicial mostre que os dois painéis possuem o mesmo nível de energia incidente, é possível constatar que o CCM1 tem pelo menos duas desvantagens significativas, maior sensibilidade da energia incidente em função de pequenas variações de tempo e um pico de pressão muito superior quando comparado ao CCM2.

Tabela 2 – Resultado dos níveis de energia incidente para o CCM1 e CCM2

Bus Name	Protective Device Name	Bus kV	Bus Bolted Fault (kA)	Bus Arcing Fault (kA)	Prot Dev Bolted Fault (kA)	Prot Dev Arcing Fault (kA)	Trip/ Delay Time (sec.)	Breaker Opening Time/Tol (sec.)	Equip Type	Electrode Config	Box Width (mm)	Box Height (mm)	Box Depth (mm)	Gap (mm)	Arc Flash Boundary (mm)	Working Distance (mm)	Incident Energy (cal/cm ²)
CCM1	Rele1	0.48	57.62	33.59	42.17	24.58	0.02	0.0600	MCC	VCB	305	356	254	25	1373	457	6.96
CCM2	FU-25K	0.48	7.95	5.28	7.95	5.28	0.5918	0.0000	MCC	VCB	305	356	254	25	1374	457	6.96

Tabela 3 – Resultado dos níveis de energia incidente para o CCM1 e CCM2 considerando um atraso de 40 ms

Bus Name	Protective Device Name	Bus kV	Bus Bolted Fault (kA)	Bus Arcing Fault (kA)	Prot Dev Bolted Fault (kA)	Prot Dev Arcing Fault (kA)	Trip/ Delay Time (sec.)	Breaker Opening Time/Tol (sec.)	Equip Type	Electrode Config	Box Width (mm)	Box Height (mm)	Box Depth (mm)	Gap (mm)	Arc Flash Boundary (mm)	Working Distance (mm)	Incident Energy (cal/cm ²)
CCM1	Rele1	0.48	57.62	33.59	42.17	24.58	0.02	0.1000	MCC	VCB	305	356	254	25	1694	457	9.73
CCM2	FU-25K	0.48	7.95	5.28	7.95	5.28	0.5918	0.0400	MCC	VCB	305	356	254	25	1431	457	7.43

3.1 – EXEMPLO 2

A relevância da corrente de curto-circuito pode ser também percebida quando um sistema passa por uma alteração. A figura 3 apresenta o diagrama unifilar de parte de um sistema elétrico industrial. O painel é alimentado por um transformador de 1000 kVA e fornece energia para um motor de 500 cv e cinco motores de 75 cv. O coordenograma apresentado na figura 4 está relacionado com o sistema elétrico apresentado na figura 3. A curva roxa indica a corrente de partida (8.In) somada com a corrente nominal dos demais motores da barra. A curva vermelha indica a suportabilidade térmica e mecânica do transformador, a curva verde indica a suportabilidade dos cabos de baixa tensão e a curva azul representa os ajustes do relé de proteção. A

curva tracejada em azul indica a corrente de curto-circuito no painel. O coordenograma foi elaborado na tensão de 13,8 kV.

A tabela 4 apresenta o nível de energia incidente do painel elétrico. A metodologia aplicada foi também conforme o padrão IEEE-1584:2018. Foram considerados valores típicos para as dimensões do painel, espaçamento entre as fases e distância de trabalho. A energia incidente encontrada foi de 8,87 cal/cm². Para a corrente de arco que sensibiliza o relé, o tempo de atuação é de 250 ms e o tempo de abertura do disjuntor no primário do transformador de 50 ms. Vale destacar que as correntes fornecidas pelos motores contribuem para elevar a corrente de curto-circuito total, bem como para elevar a energia incidente no ponto, contudo, não influenciam no tempo de atuação dos relé de proteção, uma vez que não passam pelo TC de proteção.

RELEVÂNCIA DOS NÍVEIS DE CURTO-CIRCUITO PARA O CONTROLE DA ENERGIA INCIDENTE – ESTUDO DE CASO

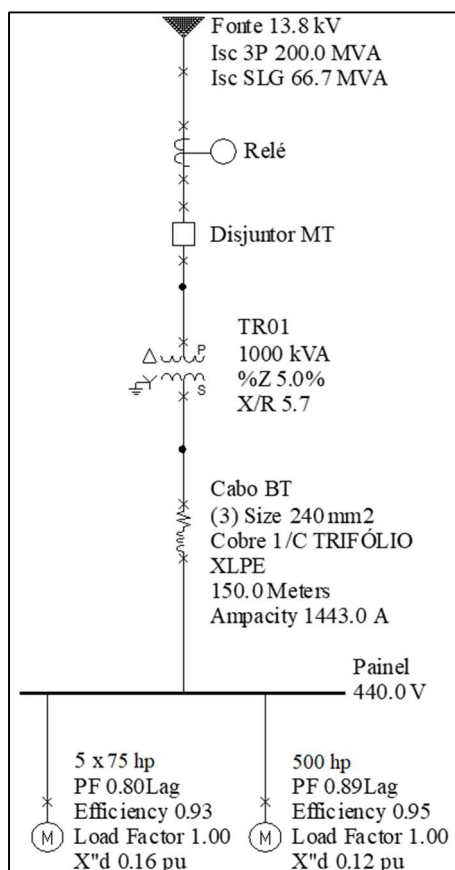


Figura 3 – Diagrama unifilar de parte de um sistema elétrico industrial

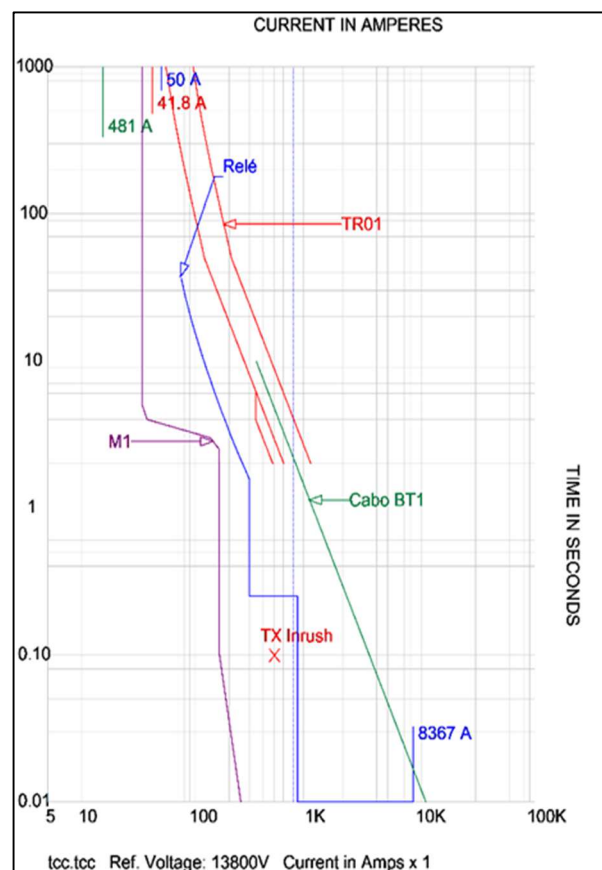


Figura 4 – Coordenograma do sistema elétrico (motores, relé de proteção, transformador, cabos)

Tabela 4 – Resultado do nível de energia incidente para o painel de 440 V

Bus Name	Protective Device Name	Bus kV	Bus Bolted Fault (kA)	Bus Arcing Fault (kA)	Prot Dev Bolted Fault (kA)	Prot Dev Arcing Fault (kA)	Trip/ Delay Time (sec.)	Breaker Opening Time/Tot (sec.)	Equip Type	Electrode Config	Box Width (mm)	Box Height (mm)	Box Depth (mm)	Gap (mm)	Arc Flash Boundary (mm)	Working Distance (mm)	Incident Energy (cal/cm²)
Painel	Relé	0.44	22.55	16.50	15.07	11.03	0.25	0.0500	PNL	VCB	305	356	254	25	1598	457	8.87

Para atender uma condição operacional da planta, foi necessário separar os motores de 75 cv do motor de 500 cv. Dessa forma, foi mantido o motor de 500 cv no painel existente e instalado um outro painel elétrico para alimentar os motores de 75 cv, foi mantido também o transformador existente e os cabos de alimentação já instalados. Os cabos utilizados na instalação são de cobre, seção 240 mm², isolamento em XLPE, 0,6/1 kV, método de instalação B1. A ampacidade dos cabos nessa condição é de 481 A por condutor. Assim, foram utilizados dois cabos por fase (2 x 240 mm²) para a alimentação do motor de 500 cv e um cabo por fase (1 x 240 mm²) para a alimentação do novo painel. Destaca-se que o somatório das correntes nominais dos cinco motores de 75 cv é 484 A, valor

ligeiramente superior a ampacidade do cabo (481 A), contudo, a condição de operar os cinco motores ao mesmo tempo não ocorre na prática. A figura 5 mostra o diagrama unifilar do sistema após a separação das cargas.

Após essa alteração, pode-se imaginar que não há alterações no risco, sob a ótica da energia incidente. Contudo, para o painel existente, tem-se uma redução da corrente de curto-circuito e consequentemente uma alteração no tempo de atuação da proteção, no caso de arco elétrico no painel. A tabela 5 mostra a alteração no nível de energia incidente em função da nova corrente de curto-circuito. Nota-se que o valor foi bastante alterado em função da modificação do sistema, passando de 8,87 cal/cm² para 38,1 cal/cm².

RELEVÂNCIA DOS NÍVEIS DE CURTO-CIRCUITO PARA O CONTROLE DA ENERGIA INCIDENTE – ESTUDO DE CASO

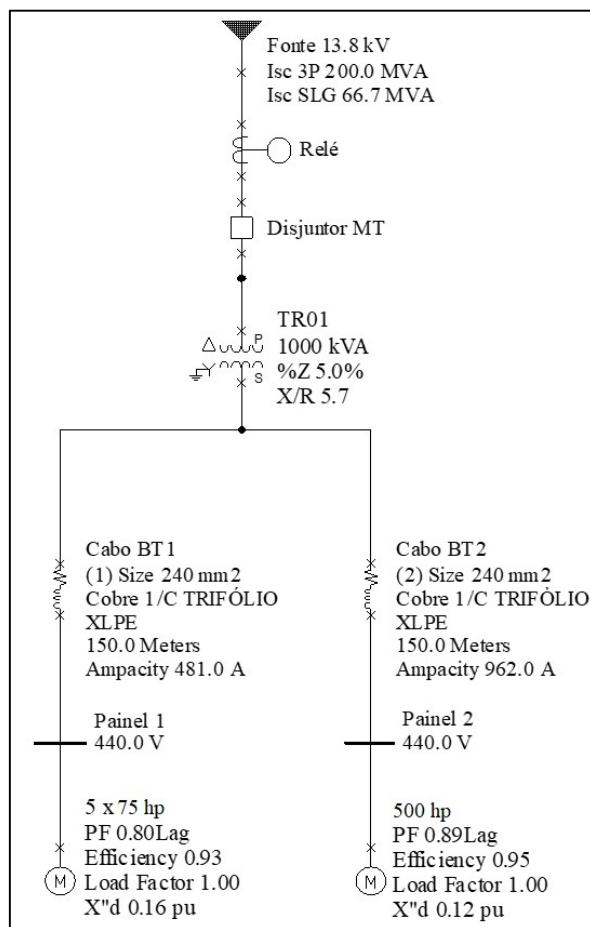


Figura 5 – Diagrama unifilar do sistema após a separação das cargas.

Tabela 5 – Resultado do nível de energia incidente para o painel de 440 V após a alteração do sistema

Bus Name	Protective Device Name	Bus kV	Bus Bolted Fault (kA)	Bus Arcing Fault (kA)	Prot Dev Bolted Fault (kA)	Prot Dev Arcing Fault (kA)	Trip/ Delay Time (sec.)	Breaker Opening Time/Tol (sec.)	Equip Type	Electrode Config	Box Width (mm)	Box Height (mm)	Box Depth (mm)	Gap (mm)	Arc Flash Boundary (mm)	Working Distance (mm)	Incident Energy (cal/cm²)
Painel 2	Relé	0.44	17.10	11.09	12.60	8.18	1.95	0.0500	PNL	VCB	305	356	254	25	3981	457	38.1

5.0 – CONCLUSÃO

Os riscos associados ao arco elétrico estão presentes em muitas atividades realizadas pelos trabalhadores que interagem com o sistema elétrico. Definir as medidas de controle adequadas passa pelo cálculo dos níveis de energia incidente nos equipamentos. Dentre as muitas variáveis envolvidas no cálculo, a corrente de curto-circuito tem um papel preponderante na análise de risco, uma vez que essa corrente é que irá definir também o tempo de atuação da proteção. Vale destacar que a corrente de curto-circuito também irá definir a máxima pressão produzida pelo arco elétrico, sendo que o pico de pressão ocorre já no primeiro ciclo da corrente de curto-circuito. Dessa forma, ainda que se tenha baixos níveis de energia incidente, é

possível que a pressão produzida pelo arco ofereça risco aos colaboradores.

O exemplo 1 mostrou como a corrente de curto-circuito pode influenciar demasiadamente os níveis de energia incidente, produzindo um aumento de 39,8 % no seu valor para um acréscimo de 40 ms no tempo de atuação. Destaca-se que os disjuntores podem apresentar atraso na sua atuação depois de algum tempo já em operação.

O exemplo 2 mostrou o impacto na energia incidente ao se fazer uma alteração relativamente simples na instalação elétrica. A redução da corrente de curto-circuito no painel, ao suprimir um cabo por fase, foi suficiente para levar o tempo de atuação do relé para a parte inversa da curva, aumentando bastante o tempo de atuação do relé e consequentemente a energia incidente.

RELEVÂNCIA DOS NÍVEIS DE CURTO-CIRCUITO PARA O CONTROLE DA ENERGIA INCIDENTE – ESTUDO DE CASO

Embora a energia incidente seja função de muitas variáveis, conforme o modelo apresentado no padrão IEEE-1584:2018, deve-se ter bastante atenção com os níveis de curto-circuito no ponto avaliado. Alternativas para mitigar o problema seria trabalhar com tempo definido para uma ampla faixa de corrente, de forma a assegurar um mesmo tempo de atuação para variações na corrente de curto-circuito. Outra medida bastante eficiente é o uso dos relés de proteção dedicados para detecção de arco elétrico. Conceber um sistema onde as correntes de curto-circuito não sejam elevadas é também uma boa prática de projeto.

6.0 – REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] IEEE Std 1584-2018 - IEEE Guide for Performing Arc-Flash Hazard Calculations, 2018.

[2] Phillips, Jim. "More Than Just One Number: Understanding incident energy calculations", *Electrical Contractor Magazine*, 2021.

[3] R. H. Lee, "Pressures Developed by Arcs". *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. IA-23, no. 4, Julho 1987, pg. 760 – 763.

[4] Crawford, Clark; Doughty, R. "Motor terminal box explosions due to faults". *IEEE Transactions Industry Applications*, vol. 29, no. 1, janeiro/fevereiro 1993, pg. 72 – 81.

[5] Hoagland, Hugh; Maurice, Claude; Haines, Andrew; Maurice, André. "Arc Flash Pressure Measurement by Physical Method, Effect of Metal Vapor on Arc Blast". *IEEE IAS Electrical Safety Workshop (ESW)*, 2016

[6] Lang, Mike; Jones, Ken. "Exposed to the Arc Flash Hazard". *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 51, no. 1, janeiro/fevereiro 2015, pg. 51 – 61.

[7] Johnson, Bryan. *Standards and the development of MV switchgear rated for arc flash protection*. Acessado em 20/05/2021 de: <https://www.ee.co.za/article/standards-and-the-development-of-mv-switchgear-rated-for-arc-flash-protection.html>

A Review on Arc-Flash Protective Methods for Industrial and Commercial Power Systems

Fernando V. Amaral, *Student Member, IEEE*, Sidelmo M. Silva, Claudio A. Conceição and Braz J. Cardoso, *Member, IEEE*

Abstract—Arcing faults has been one of the biggest challenges when it comes to electrical safety of personnel who maintain industrial and commercial power systems. Arc-flash phenomena differs significantly from bolted faults, and protective devices and methods must be carefully evaluated since they are often designed considering primarily bolted faults. This paper aims to review the literature related to the apparatus available for arc-flash protection in this kind of system. Applicable techniques are categorized and evaluated. The shortcoming of the existing view toward the arcing faults phenomenon and the potential road to the proposition and development of new alternatives are discussed.

Index Terms—Occupational safety, Electrical accidents, Industrial plants, Fault protection

I. INTRODUCTION

AN electrical power system is composed of a wide range of equipment, which make it fairly complex and subjected to failures. Bolted fault studies are often carried during design phase, even though arcing fault is the type that occurs the most [1]. It is much harder to analyze, mainly because the modeling is exceptionally difficult since the plasma cloud has a random nature [2]. However, the importance of identifying and mitigating the impact of arc-flash (AF) hazards has been increasingly recognized, as well as the need for an integrated approach to system design that contributes to the decrease or elimination of the hazards and risks associated to the operation and maintenance of switchgears (SWGR) [3]–[5]. Many facilities have been establishing methods to ensure that AF mitigation is properly accomplished [6], [7], especially where a fire can have disastrous consequences as in flammable areas of oil and gas, paper, forest products and mining, for example.

Manuscript submitted for review in September 2021. This work was supported by the Brazilian agencies CAPES, CNPq, and FAPEMIG, and funded by Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras) under Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) Research Grant PD-00553-0052/2017.

F. V. Amaral (corresponding author) is with the Graduate Program in Electrical Engineering, Federal University of Minas Gerais – Av. Antônio Carlos 6627, 31270-901, Belo Horizonte, MG, Brazil (e-mail: famaral@ieee.org).

S. M. Silva and B. J. Cardoso are with the Electrical Engineering Department, Federal University of Minas Gerais – Av. Antônio Carlos 6627, 31270-901, Belo Horizonte, MG, Brazil (e-mail: sidelmo@ufmg.br, braz.cardoso@ieee.org).

C. A. Conceição is with the Electrical Maintenance Department, Petróleo Brasileiro S.A. – Av. Refinaria Gabriel Passos 690, 32669-205, Betim, MG, Brazil (e-mail: claudioac@petrobras.com.br).

Arc-flash protection can be divided into two methods according to Table I [8], [9]. Pre-ignition consists of prediction techniques covering analysis of pre-arc conditions as well as prevention methods based on SWGR design, maintenance, and personnel training. Post-ignition covers the mitigation of fault impacts after it has started, including mainly active protection systems and arc resistant SWGR.

TABLE I
A HOLISTIC VIEW OF ARC-FLASH PROTECTIVE METHODS AND DEVICES

	Pre-ignition	Post-ignition
	Prediction	Elimination
Active	Partial discharge	Circuit breakers Arc-flash eliminators
	Temperature	
	Ultraviolet light	
	Smoke	
	Prevention	Contention
Passive	Design	Arc resistant switchgear Personal protective equipment
	Maintenance	
	Education	

The suitability and effectiveness of a solution includes factors like cost, reliability, complexity, and size [10]–[12], as well as the hierarchy of hazard control methods described in NFPA 70E [13].

II. PRE-IGNITION METHODS

A. Arc Prediction

It covers on-line supervising systems that can detect incipient faults in SWGR and motor control centers (MCC), like monitoring of partial discharges in cable compartments, thermal ionization in terminals and connections [14], [15], and infrared (IR) and ultraviolet (UV) detection. Despite emerging in the last years, these techniques cannot prevent AF incidents caused by human errors or by animals [16], [17].

B. Arc Prevention

Safety and reliability are notably important for the design and retrofit of electrical equipment as well as of the power system [18], [19]. “Safety by design” philosophy has been proposed for the reduction of hazards caused by arc-flashes [20]–[22]. Since incident energy (IE) decreases as the working distance increases, locating protection and control systems remote from the primary equipment and using network-communication-capable structures with remote control and diagnostic capabilities [23], [24] can be implemented during the facility design phase. The use of extension tools and remote racking techniques can be implemented as well, but it

could interfere in the correct execution of the maintenance work [25], [26].

Another common recommendation is to replace one large transformer with multiple smaller transformers. The increase of impedance of the smaller conductors and transformers results in the decrease of arcing current [27], and the smaller rated circuit breaker (CB) can be adjusted to a pickup lower than this arcing value [26], [28]. The increase of system voltage and the application of tie breaker to parallel paths are equally possible in case of a new facility. In normal operation, the tie breaker is open, and each transformer is loaded to 50 % or below. If the tie breaker is closed, one of the main breakers is opened and the remaining on-line transformer supplies 100 % of the load. The two transformers are never in parallel, then the impedance of the system is not reduced [29].

Impedance-grounded systems can also contribute to the reduction of the probability of AF incidents [22], [30]. It is effective for phase-to-ground faults, but not for between-phases faults. In this sense, even the low earth-fault current levels represent a risk in terms of AF because of the fault evolving [31], so early detection of the arc to rapidly clear the fault is extremely important to avoid damage propagation from one phase to the others [16]. Low-voltage (LV) systems, which have historically been solidly grounded, have been being migrated to high-resistance grounded (HRG) scheme [32], [33]. Research on the Petersen's coil application has been done in the last years [34], but no substantial results have been achieved yet.

It has been also shown in the literature that the application of isolated or insulated bus configuration in LV SWGR reduces arc duration and IE in comparison to bare bus construction [35]. The use of insulated bus lessens the chance that a falling object create an arc fault and increases the probability that an arc fault self-extinguishes [36]. Moreover, the application of medium voltage (MV) clearances for LV systems leads to a substantial increase of arc resistance and the minimum value of the arc voltage necessary to sustain an arcing fault [2]. However, insulated bus makes the arcing stationary at the point of fault, reduces the ability of the bus to dissipate heat and enhances the arc stability as the insulation becomes involved. Hence, the probability of arc occurrence is reduced, but the damage is worse if it happens [37].

Finally, since SWGRs and MCCs are the main locus of AF incidents [38], the definition of protection zones and their physical compartmentalization plays an important role in the reduction of IE. In the typical LV SWGR shown in Fig. 1, the main CB is connected to two protection zones: 1) the line side of the main CB and the main CB itself, which is protected by the upstream MV overcurrent relay (OCR); and 2) the load side of the main CB, including the bus and downstream equipment up to the next protective device, which is protected by the main CB. If there is not enough physically strong, airtight isolation between the two zones, a close-in arcing fault on the load side of the main CB can escalate to the line side, moving the protection zone from the main CB to the upstream MV OCR. For this reason, fully compartmentalized SWGR is preferable to avoid the spread of arc effluent across sections

[10]. Increasing the percent fill of a compartment and decreasing the reflectivity of surfaces contributes to short arcing duration and lower IE [39], [40].

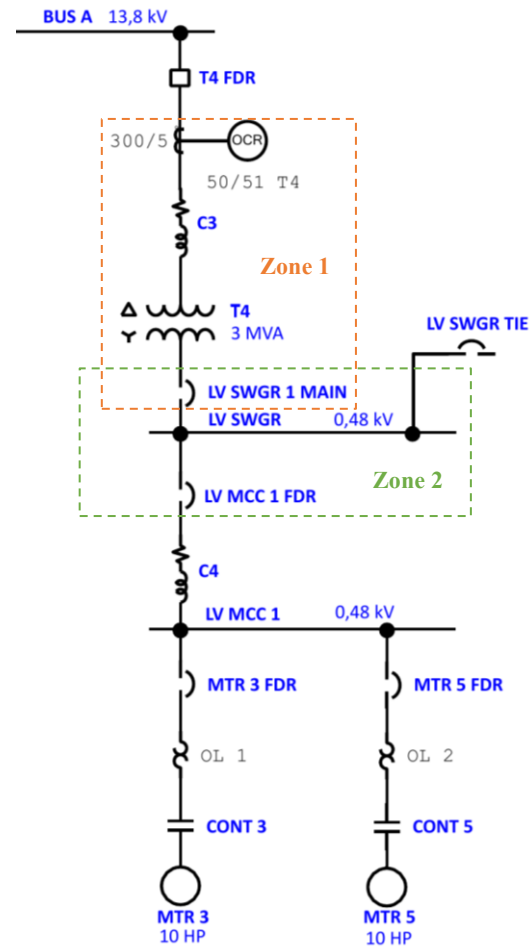


Fig. 1. Typical LV section of an industrial power distribution scheme. Adapted from [41].

III. POST-IGNITION METHODS

A. Arc Contention

Since testing and troubleshooting work is often carried out on energized circuits, care needs to be taken to ensure that appropriate measures are applied to minimize the risk of exposure [42]. Despite the attention taken by the electricians in this sense, the risk of an arcing fault still exists, and therefore it is necessary the application of a solution for hazard mitigation. In this sense, most of the AF protection techniques rely on a reactive principle, i.e., minimizing the extent of damage after the incident [43].

1) Arc Resistant Switchgear

Arc resistant switchgear redirects the explosion effluents to the exterior of the building, but it is effective only if the covers and doors of the SWGR or MCC are closed. However, maintenance work often requires access to the internal components, and given that working on or around exposed, live conductors rises the probability of an accident [44], [45], it is not a clever solution. Moreover, arc resistant switchgear has increased cost due to normative requirements and additional tests, not to mention the limitation on where it can

be installed, since it is larger and heavier than a standard SWGR. Finally, the equipment inside and arc-resistant switchgear is damaged anyways, incurring in replacement costs and production interruption after an arcing fault event. Equipment not designed to be arc resistant cannot be readily modified to be [18], [46].

2) Personal Protective Equipment

Personal protective equipment (PPE) is currently limited to reduce thermal and acoustic damage to a curable level instead of completely protecting the individual. Injuries from the blast forces, respiratory harm from chemical and gases, direct impact of the pressure wave and flying fragments, and high intensity visible light are not properly addressed with PPE [38] [47], [48], [49]. Furthermore, end users usually prefer not to wear PPE, since it is bulky, hot, and leads to loss of dexterity [50]. The time required to put it on can be even longer than the time needed to execute the maintenance activity for which it is worn, not to mention that training required to use the PPE effectively [35] and that it can lead to a false sense of security, since the individual can erroneously conclude that it is sufficient to mitigate the hazard [42], [51]. Finally, PPE does not protect equipment and surrounding environment from any damage [8], [46], [48].

B. Arc Elimination

Arc elimination techniques are based on acting at the early beginning of an event, so that it is possible to reduce its consequences. Since AF is an electro-mechanical-thermal energy conversion process, the mitigation should be searched for at the electrical level. Therefore, this technique can take advantage of the typically existing electrical infrastructure of the power system, or it can count on including new apparatus. In both situations, it is necessary that the event is detected by an appropriate means and that a logic device triggers the elimination equipment safely and reliably.

The detection of the arc can be accomplished by means of sensing sound, pressure, current or light, being these two last the ones more commonly found in protective relays, as will be discussed in the next section.

IV. ARC-FLASH DETECTION

The protective system of a facility is primarily devoted to bolted faults, which lead to detectable quantities as overcurrent, for example. These signals are measurable also for arcing faults, but there are some concerns related to their implementation. On the other hand, there are protective functions specifically devoted to the detection and signalization of an arc-flash. These functions have intrinsic limitations as well, as will be examined below.

A. Adapt Existing Protective Functions

Switchgears often count on temporized, instantaneous, temporized and bus differential functions in their protective system. Therefore, it is natural to think of enhancing their settings to perform properly for arcing faults as it does for bolted faults.

1) Temporized Overcurrent (ANSI 51)

Protective settings are often chosen based on the fault current coordination of the downstream protection which prevents unwanted tripping for non-fault conditions such as high load currents, motor starts, etc., avoiding undesired and costly interruptions. Classically, a coordinating time interval of 200 ms to 500 ms is added to upstream device at a current level less than the minimum arcing current value [29], [41], [52]-[54]. However, such strategy performs poorly for faults seen only by the upstream device, since it takes a long clearing time, leading to an unacceptable IE and increased chance of fault escalation from single- to multi-phase-to-ground [32], [55].

2) Instantaneous Overcurrent (ANSI 50)

The application of instantaneous overcurrent function reduces the detection time to a low value ranging from 20 ms to 40 ms. In this case, the trip setting is set above the nuisance trip level but below the anticipated arc fault level [56]. The main drawback of this function is that it does not coordinate with motor circuit protectors and thermal magnetic breakers [25], [57], [58]. Still, selectivity can be achieved by using CBs with long, short, instantaneous (LSI) functions, which are adjustable in the short time [28], [59], [60]. However, instantaneous algorithms that are delayed for coordination decrease the reliability of the protection [12]. Methodologies for selective coordination evaluation between CBs and between CB and fuse may be found in references [61] and [62] respectively.

Another concern related to instantaneous overcurrent is that it can operate erroneously if it is based on the fundamental frequency current component, since the current waveform of an arcing fault is not a pure sine wave [63]. Moreover, intermittent arcing faults may lead to the reset in some relays when the sensed current drops below the threshold for a half-cycle. Additionally, when there is device interaction, a time-current characteristic (TCC) how one device operates in isolation may no longer describe how the device operates as part of a system. This is one reason why TCCs are not usually drawn below 0.01 s [64], [65].

3) Bus Differential (ANSI 87)

A differential relay protects a clearly defined zone by summing the currents coming in and going out of a node, such a bus, without adding time delays and desensitizing pickups [66]. The zone depends on the exact location of current transformers (CTs) and CBs (see Zone 2 in Fig. 1, for example). Typical operating times range from 20 ms to 30 ms [67], [68]. However, the application of differential schemes is more common in MV systems where the costs of the relays, instrument transformers and space required for the devices is more easily accommodated [38], [44], [66]. Additionally, LV CBs include integral trip units that use embedded sensors, which signals are not available to external protection logic [16].

4) Zone Selective Interlocking

Zone selective interlocking (ZSI) utilizes fast communication signals between the upstream main or ties and downstream outgoing feeder trip units of a SWGR to trip the main breaker with no intentional delay when the fault is located on the bus side of the feeder breakers. In Fig. 1, for

example, ZSI could be applied between LV SWGR 1 MAIN and LV MCC 1 FDR. A blocking signal is sent from the lower-tier device to the upper-tier device, “telling” it that the fault is detected and is being interrupted, so it should slow down to allow the completion of the fault clearing [69], [70]. The upper-tier device operates only in case of lower-tier device failure [26]. Typical fault detection times of 40 ms to 200 ms are achieved with ZSI [17], [25], [66].

Electronic trip devices can be ordered including a ZSI input, which allows the easy implementation of the scheme in a MCC. Both ground-fault and short-time trips can be zone interlocked. More recent development of ZSI technology have been presented for: (i) zone interlock instantaneous trips (IZSI), which can be done when the upstream breaker is a low-voltage power circuit breaker (LVPCB) [71], [72], [73], [74]; (ii) clearing a LV SWGR bus fault through the transformer primary protective device (see OCR of Zone 1 in Fig. 1) – extended ZSI (EZSI) [25]; and (iii) for buses where a tie is employed (see Zone 2 in Fig. 1) – selective tie [75].

ZSI is cost-effectively than bus differential. However, besides inherently taking time to operate [56], [76], ZSI is limited to simple busbar configurations [12] and can be expensive on equipment already in service [77]. Despite allowing upstream CBs to operate faster than if they did not implement ZSI, the lowest tier devices will not operate any faster than they would without ZSI. Another limitation of ZSI is that it does not reduce IE for line-side faults [25].

B. Specific Arc-flash Protective Functions

An overcurrent protective device must operate as quickly as possible at the lowest arcing current levels [18], [72]. Therefore, any intentional time delay required for selective fault clearing is not allowed [71], [78]. This requirement has led to the development of dedicated arc-flash protective functions, as will be seen below.

1) Energy-Reducing Maintenance Switch

The energy-reducing maintenance switch (ERMS) is activated only when personnel are performing work on energized equipment. The coordination is sacrificed while the intervention is being executed [18], [72], [66] by turning on a switch that changes the relay settings to lower the pickup levels to a safe limit above total load plus transient current but below the calculated minimum arcing current [11], [25], [79]. It is recommended to implement ERMS: (i) to reduce IE in LV MCC, for example at the upstream LV feeder CB (LV MCC 1 FDR in Fig. 1); (ii) to reduce IE at the line side (cubicle of the main breaker) of an LV SWGR (50/51 T4 in Fig. 1) [80]; and (iii) as a protective measure against uncertainties involved in IE calculation, for example cable length [81].

Among the main advantages of this technology, one can point that no additional relay is needed, besides the relatively low clearing time achieved – from 25 ms to 50 ms [11], [82]. On the other hand, the main drawback of this solution is that it typically requires operator intervention, i.e., it is prone to human error. Forgetting to turn it on before the execution of the task leads to loss of safety to the operator, while forgetting to turn it off after the execution of the task compromises system reliability. In addition, ERMS control switch should

have test procedures for confirming the CB or relay being controlled has received the signal and processed it correctly. Finally, one should remember that time required to operate the upstream protective device is not accelerated beyond its mechanical capability [46], not to mention that this method does not protect the equipment since is effective only during maintenance work [16].

2) Arc-flash Protective Function

This protective function relies primarily on light, which allows for the quickest possible reaction time [18], [83]. Arc-flash relays (AFR) are stand-alone devices which do not need to be coordinated, and therefore do not incur in time delays. An arcing fault creates light in the area where the light sensing is installed, hence the protection zone is a spatial volume. Bolted faults are not taken care of by the AFR since they do not produce light [44]. To avoid the sensibilization of the protection by other light sources, for example the operation of a fuse or an air-insulated CB interrupting a remote fault, a high-speed instantaneous overcurrent element can be associated with the detection of a sudden increase in light intensity to ensure clear identification of an internal arc fault [34], [84]. This element is based on raw samples to avoid long delays or filtering: the numerically largest of the three phase currents at any given sample is compared to the limit programmed by the user [63]. The AF detection signal is asserted only if overcurrent and over light are simultaneously maintained for a predetermined period [85], [86]. To prevent the interruption of a remote fault from being identified by the AFR, it is ideal to use an interlock signal from the CB that is asserted just before its operation.

The AFR light sensor is an optic element which is installed in a single zone/compartment [8], [44], [68] so that selectivity can be achieved [16], [17]. The relay samples the light sensor inputs every 125 μ s and activates the output when several (in general, 3) consecutive samples are above the trip level. Typical operation time of the AFR without and with current check can be as low as 1 ms and 3 ms, respectively [34], [87].

Adding AF detection to a feeder relay already in field costs roughly US\$ 700, slightly more than the category 4 PPE [88]. A total cost of US\$ 6000 is estimated to cover an entire 480 V cabinet with an AFR [26], [83]. The main disadvantage is that physical obstructions can hinder arc-flash detection.

V. CIRCUIT BREAKERS

Any of the detection techniques viewed in section IV can clear the fault itself, i.e., they depend on the CB operation to extinguish it. Arc detection is capable of reduce the thermal effects of the fault but does not provide significative degree of pressure minimization [48]. Since the typical clearing time of a LV CB is from 3 to 5 cycles (50 to 83 ms at 60 Hz) [89], [86], there is a notorious incompatibility between arc detection and arc elimination speed.

Generically, the basic requirements on any CB should be [90]:

- 1) Full controllability over conducting and breaking either by automatic mechanical tripping or digital controls.
- 2) High switching speed, breaking the fault current as fast as possible.
- 3) Low conduction losses, leading to appropriate efficiency

during normal operation.

- 4) Small arcing to retain long lifetime and low maintenance.

A. Electromechanical Circuit Breakers

Electromechanical CBs operate slowly by nature. In LV industrial power systems, two types of CBs are mainly found: LVPCB and molded case circuit breakers (MCCB). LVPCBs are generally characterized by physically large frame sizes, drawout construction, and the highest short time withstand ratings of all types of LV CBs. Their clearing times are typically less than 60 ms [91], [92]. MCCBs are CBs which current-carrying parts, mechanisms and trip devices are completely contained within a molded case of insulating material. In a MCCB, the arc serves to the additional function of suddenly injecting a dynamic resistive element into the circuit to limit the fault current and reduce the incident energy, with a typical clearing time of less than 30 ms [38], [93], [94].

B. Current-Limiting Circuit Breakers

A current-limiting circuit breaker (CLCB) clears within one half-cycle and the current and the time are limited as the fault current increases. It is designed so that repulsing magnetic forces are established during high-fault current conditions [95], [96], tripping based on the peak, not RMS, current [94], i.e., the wave shape has a lower peak current and a shorter period than the prospective half-cycle current [97], [98]. The current limitation is a more significant contribution because it is a second-order term [36], [95]. This leads to a limitation of the let-through energy. However, arcing current may be a small fraction of the calculated bolted-fault current, likely to be below the current-limiting threshold of a CLCB. As a result, the device takes longer to trip and consequently no reduction in the IE is achieved [99].

C. Solid-State Circuit Breakers

Solid-state circuit breakers (SSCB) overcome the slow operation of electromechanical CBs by the application of power semiconductor devices, offering tripping speeds of up to hundreds of microseconds, limiting the arcing fault IE and eliminating the need of overrated network elements [100], [101], [102]. Since there is no mechanical components or parts, neither contact erosion, internal electric arc or strong mechanical shake exists [103]. However, there are several limitations that makes it difficult to apply the SSCB technology, mainly their unignorable on-state resistance and off-state leakage current, which reduces the efficiency of the device, the sensitivity of semiconductors to transient overvoltage and overcurrent, cost, physical size, and the necessity of doubling the number of devices to achieve a bidirectional characteristic, leading to increased complexity of control and reduced reliability [90], [104]-[108]. Therefore, a feasible SSCB, well suited to industrial and commercial power systems needs, is still not a reality. The application of wide-bandgap devices, e.g., SiC and GaN, and the integration of multi-functional operation for intelligent SSCBs can contribute to the development of an appropriate solution [90], [109].

VI. ARC-FLASH ELIMINATORS

Since series, normally closed CBs do not eliminate the arcing path adequately, the other option is to deploy a shunt, normally open arc elimination system that extinguish an AF by redirecting the uncontrolled energy release into a controlled connection of all 3 phases to earth. The voltage at the point of the fault is collapsed to a low value so that arc is no longer sustainable. Arc elimination devices are designed to quench the fault in less than $1/3^{\text{rd}}$ of a cycle, despite several cycles of maximum fault current flow through the system until an upstream protective device opens [8], [56], [110]. Once the arcing fault is detected, an instantaneous trip signal is sent simultaneously to the upstream CB and to the arc-flash eliminator, which actuates first, reducing the IE value. The device must have making capability assured and withstand short time current [111]. The fault current produced after the eliminator operation is higher than the arc fault, contributing to the reduction of the operating time of the CB [18], [112]. This technology is listed in IEC standards as an option to provide highest possible level of protection to persons in case of an internal arc in SWGR [17]. Depending on the technology, the quenching device can be called by other names like crowbar unit, arc quencher, or high-speed earthing device.

A. Mechanical Quenching Devices

The main technologies available in this group are pyrotechnical pressure elements and micro gas cartridges.

Pyrotechnical pressure elements are based on a pyrotechnically initiated actuator, as used in airbag systems, that fires a copper bolt that penetrates an insulation plate to establish electrical contact, one per phase. It is currently available for LV SWGR assemblies up to 690 V. Rated short time withstand current of the quenching device depends on the time duration: 85 kA / 1 s, 105 kA / 500 ms, and 150 kA / 200 ms. It is not reusable after operation.

Micro gas cartridges are based on a vacuum interrupter in conjunction with a phase-independent micro gas generator mechanism for energy storage. The switching operation is completed within 1.5 ms. When tripped, the micro gas generator causes an extremely rapid pressure rise in the piston chamber surrounding it. Once propelled, the piston penetrates the lid of the vacuum interrupter at the prepared rupture point, and drives the moving contact, which is at earth potential in its initial position, into the fixed contact socket which is at busbar potential. An undetachable connection is established. Since this process is irreversible, the tripped primary switching element is to be replaced with a new one after a switching operation. The replacement of the micro gas generator is required every 15 years. This device is available for voltages from 1.4 kV to 40.5 kV but can be used at LV as well. Rated short time withstand currents are 130 kA / 3 s, 165 kA / 2 s and 220 kA / 500 ms.

B. Electromechanical Quenching Devices

This group encompasses two technologies: Thomson coil and arcing chambers.

Thomson coil is a structure based on a repulsion coil that can achieve operation speed as low as 3.5 ms. A pre-charged capacitor bank is discharged through the opening coil, which

induces current in a copper disk located between the opening and closing coils, resulting in a strong repulsive force between the coil and the copper disk [113]. As the coil is held firmly by its container, the copper disk is repulsed and open the switch. Thomson coils are readily available in the market for LV applications, with current ratings up to 100 kA / 200 ms, 50 kA / 1 s, up to 690 V. However, the electric life of the device is limited to only two operations [111]. There is in the market a MV version of a correlated device that operates based on a manually charged disc spring mechanism and a latch device actuated by an electromagnetic solenoid. Such equipment is available for 17.5 kV SWGR up to 50 kA, having an electric life limited to 5 operations.

The arcing chamber-based device has no moving parts and makes use of a plasma gun and containment chamber. The plasma gun is triggered to break down the dielectric in the air gap within the chamber. The arc from the plasma gun derives its power from a capacitor array that is discharged in a pulse of 15 kV, 5 kA across the gap. The resulting arc creates a lower impedance between the three phase electrodes compared to the open-air arcing fault, redirecting the fault current within the controlled environment of the absorption chamber, where it is then safely cooled and vented. The time required to quench the “in equipment” arc is 8 ms. The main advantage of this technology is that the system works at arcing, not bolted fault current levels, leading to less stress on the power system when compared to the alternatives previously examined. The commercially available product is rated for applications of 65 kA at 480 V. It requires service and/or replacement after every single arc incident event [39], [114]. One can find in the market another equipment also based on a secondary arc, but that is composed of one unit per-phase, rated 100 kA at 600 V. In this device, the arc is initiated by a pulse current that circulates through a trigger wire, which is then submitted to Lorentz forces that displaces it immediately to establish contact between two contacts. This process is complete in 4 ms, being also a current limiting quenching device since it leads to 25% less peak fault current than a bolted fault [115].

C. Electronic Quenching Devices

More recently, thyristor-based quenching devices have been proposed as an effective solution to protect staff and assets from arc-flash faults [116]-[118]. A bidirectional switch is formed by two antiparallel-connected thyristors. Since this device is connected in parallel with the busbar, not series, thus staying most of the time inactive, efficiency is not a concern as it is for SSCBs. The size of the semiconductors can be reduced by the inclusion of a current-limiting reactor in the eliminator branch, which also reduces the stress on the power system, like in the arcing chamber-based technology. Up to the date this paper was being written, electronic quenching devices were still being studied by the scientific community, being not available as a commercial product.

VII. SHORTCOMINGS, HIGHLIGHTS AND PERSPECTIVES

The information presented in section IV leads to the clear conclusion that protective functions that were originally conceived for the detection of bolted faults are not adequate for arcing faults. Furthermore, any improvement of these

methods led to a result good enough. In the field of detection techniques, the satisfactory solution up to the date this paper was being written is the simultaneous detection of light and current, which is nowadays available in a incorporated or stand-alone AFR. Section V has shown that CBs are not compatible with the AFR since the time it takes to operate is excessively high, neither improvement of their construction is expected to be viable in a near future. The same way a new solution had to be developed for AF detection, a viable alternative had to be created for its elimination, which state of the art is the AF eliminators. The beginning of this concern has to do with the fact that power system is generally designed to tolerate bolted faults, but not arcing faults. Ordinary protective relaying functions cannot lead to fast, fully selective system at lower-level arcing faults.

Among engineering solutions, arc prediction techniques are very incipient. On the other hand, arc prevention / contention methods are not a definitive solution to AF hazards, since they are a trial to mitigate the problem at its mechanical level, that is, after a great part of its consequences have already been unfolded.

The main question to be answered before selecting an arc-flash mitigation strategy is how important is lowering the arc flash IE to less than 1.2 cal/cm² at the working distance, as well as if what are the benefits of reducing NFPA 70E requirement for arc-rated PPE. Moreover, effectiveness, reusability, and maintainability (tolerable downtime) are key factors for the specification of a solution, as well as size, weight, and cost. In this sense, there may be differences between protecting a new installation or retrofitting an existing one. Considering all these factors, the top-rated solution at the time this paper has been written is the fault elimination by a device that is fast, does not produce a bolted fault to the power system and is reusable, operating preferably in a per-phase basis. Such arc quenchers protect both people and assets, being capable of eliminating the NFPA 70E requirement for arc-rated PPE.

VIII. CONCLUSION

This paper has presented a comprehensive survey on the literature of engineering solutions for arc-flash mitigation in low-voltage and medium-voltage, industrial and commercial electric power systems. The solutions were categorized in groups and each one was evaluated regarding technical aspects.

The overall conclusion is that there is not a single proposal in the literature that can solve arcing faults in such power systems. Even the combination of two or more of the described methods and devices may not lead to the required level of protection, and this is mainly because protecting a system against arcing faults is way different from protecting it against bolted faults. Then if the same protective elements that were originally designed for one type of fault are to be applied for the other, the effectiveness will not be good enough.

Among the available solutions, those based on the light-based detection and the application of a shunt-connected fast eliminator are the ones that closely reach the desired result,

but more research and development must be performed in this field of knowledge so the existing limitations may be run over.

REFERENCES

- [1] M. D'Mello, M. Noonan, H. Aulakh and J. Mirabent, "Arc Flash Energy Reduction—Case Studies," in *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 49, no. 3, pp. 1198-1204, May-June 2013, doi: 10.1109/TIA.2013.2252413.
- [2] J. P. Nelson, J. D. Billman and J. E. Bowen, "The Effects of System Grounding, Bus Insulation, and Probability on Arc Flash Hazard Reduction—The Missing Links," in *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 50, no. 5, pp. 3141-3152, Sept.-Oct. 2014, doi: 10.1109/TIA.2014.2308399.
- [3] D. B. Durocher, "Arc-Flash Compliance Implementation at Industrial Processing Facilities," in *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 51, no. 2, pp. 1295-1302, March-April 2015, doi: 10.1109/TIA.2014.2360018.
- [4] W. Lee, T. Gammon, Z. Zhang, B. Johnson and J. Beyreis, "Arc flash and electrical safety," *2013 66th Annual Conference for Protective Relay Engineers*, College Station, TX, 2013, pp. 24-35, doi: 10.1109/CPRE.2013.6822024.
- [5] M. E. Valdes, R. M. Bugaris and C. M. Wellman, "Behind the Scenes of IEEE 1683: A Look into the Creation of a Standard," in *IEEE Industry Applications Magazine*, vol. 23, no. 1, pp. 26-33, Jan.-Feb. 2017, doi: 10.1109/MIAS.2016.2600741.
- [6] P. E. T. Domitrovich and K. White, "Implementation of an arc flash reduction maintenance switch — A case study," *2012 IEEE IAS Electrical Safety Workshop*, Daytona Beach, FL, 2012, pp. 1-4, doi: 10.1109/ESW.2012.6165532.
- [7] R. Pragale, A. Patel and R. Bresden, "ARC Flash KPI Compliance at a Large Oil and Gas Company," in *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 54, no. 1, pp. 889-894, Jan.-Feb. 2018, doi: 10.1109/TIA.2017.2743173.
- [8] S. Faried, W. Hakelberg and L. Proelss, "Arc flash — New regulations and the advantages of the ultra fast grounding switch," *2017 Petroleum and Chemical Industry Technical Conference (PCIC)*, Calgary, AB, 2017, pp. 245-252, doi: 10.1109/PCICON.2017.8188743.
- [9] L. Kumpulainen, G. A. Hussain, M. Lehtonen and J. A. Kay, "Preemptive Arc Fault Detection Techniques in Switchgear and Controlgear," in *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 49, no. 4, pp. 1911-1919, July-Aug. 2013, doi: 10.1109/TIA.2013.2258314.
- [10] M. D'Mello, M. Noonan, M. E. Valdes and J. Benavides, "Arc Flash Hazard Reduction at Incoming Terminals of LV Equipment," in *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 52, no. 1, pp. 701-711, Jan.-Feb. 2016, doi: 10.1109/TIA.2015.2478391.
- [11] GE Energy Connections, "Energy-reducing Maintenance Switch – RELT Function in GE Circuit Breaker Trip Units & Power Switch Control Relays". GE, Atlanta, GA, USA, DET-1004 Application and Technical Guide, June 2017.
- [12] L. Sevov and M. Valdes, "Differential Protection in Low-Voltage Buses: An Exploration of Principles and Models," in *IEEE Industry Applications Magazine*, vol. 23, no. 5, pp. 28-39, Sept.-Oct. 2017, doi: 10.1109/MIAS.2016.2600688.
- [13] National Fire Protection Association, "Standard for Electrical Safety in the Workplace," NFPA 70E, 2018. [Online]. Available: <https://www.nfpa.org/codes-and-standards>.
- [14] G. A. Hussain, L. Kumpulainen, M. Lehtonen and J. A. Kay, "Preemptive Arc-Fault Detection Techniques in Switchgear and Controlgear—Part II," in *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 50, no. 3, pp. 1649-1658, May-June 2014, doi: 10.1109/TIA.2013.2286322.
- [15] G. A. Hussain, M. Shafiq, J. A. Kay and M. Lehtonen, "Preemptive Arc Fault Detection Techniques in Switchgear—Part III: From the Laboratory to Practical Installation," in *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 51, no. 3, pp. 2615-2623, May-June 2015, doi: 10.1109/TIA.2014.2362958.
- [16] J. A. Kay, J. Arvola and L. Kumpulainen, "Protecting at the Speed of Light," in *IEEE Industry Applications Magazine*, vol. 17, no. 3, pp. 12-18, May-June 2011, doi: 10.1109/MIAS.2010.939635.
- [17] L. Kumpulainen, G. Hussain, M. Rival, M. Lehtonen, and K. Kauhaniemi, "Aspects of arc-flash protection and prediction," in *Electric Power Systems Research*, vol. 116, pp. 77-86, 2014, doi: 10.1016/j.epsr.2014.05.011.
- [18] T. R. Sauve, R. P. Anderson, T. Bower and K. R. Mickler, "Designing and specifying MCCS to reduce hazards and risks, using IEEE 1683," *2017 Petroleum and Chemical Industry Technical Conference (PCIC)*, Calgary, AB, 2017, pp. 387-396, doi: 10.1109/PCICON.2017.8188759.
- [19] G. Parise, L. Parise and E. Berenato, "Basic Measures Assisting the Avoidance of Arc Flash," in *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 54, no. 2, pp. 1842-1847, March-April 2018, doi: 10.1109/TIA.2017.2779109.
- [20] "IEEE Guide for Motor Control Centers Rated up to and including 600 V AC or 1000 V DC with Recommendations Intended to Help Reduce Electrical Hazards," in *IEEE Std 1683-2014*, pp.1-47, 1 Aug. 2014, doi: 10.1109/IEEEESTD.2014.6866103.
- [21] "IEEE Guide for Performing Arc-Flash Hazard Calculations," in *IEEE Std 1584-2018 (Revision of IEEE Std 1584-2002)*, pp.1-134, 30 Nov. 2018, doi: 10.1109/IEEEESTD.2018.8563139.
- [22] "IEEE Recommended Practice for the Design of Reliable Industrial and Commercial Power Systems," in *IEEE Std 493-2007 (Revision of IEEE Std 493-1997)*, pp. 1-383, 25 June 2007, doi: 10.1109/IEEEESTD.2007.380668.
- [23] D. B. Durocher and D. Loucks, "Infrared Windows Applied in Switchgear Assemblies: Taking Another Look," in *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 51, no. 6, pp. 4868-4873, Nov.-Dec. 2015, doi: 10.1109/TIA.2015.2456064.
- [24] X. Cheng, W. Lee and X. Pan, "Modernizing Substation Automation Systems: Adopting IEC Standard 61850 for Modeling and Communication," in *IEEE Industry Applications Magazine*, vol. 23, no. 1, pp. 42-49, Jan.-Feb. 2017, doi: 10.1109/MIAS.2016.2600732.
- [25] R. El-Mahayni, J. Bugshan and R. Pragale, "Arc-Flash Mitigation: A Systematic Approach for Company Standard Power System Schemes," in *IEEE Industry Applications Magazine*, vol. 23, no. 3, pp. 24-32, May-June 2017, doi: 10.1109/MIAS.2016.2600694.
- [26] J. Simms and G. Johnson, "Protective Relaying Methods for Reducing Arc Flash Energy," in *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 49, no. 2, pp. 803-813, March-April 2013, doi: 10.1109/TIA.2013.2240645.
- [27] W. S. Hopper, "One Mill's Response to a Specific Type of Arc Flash Problem," in *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 45, no. 3, pp. 1184-1193, May-june 2009, doi: 10.1109/TIA.2009.2018983.
- [28] M. Arefi and A. Abur, "A strategic procedure to limit arc flash energy levels," *SoutheastCon 2015*, Fort Lauderdale, FL, 2015, pp. 1-6, doi: 10.1109/SECON.2015.7133025.
- [29] D. L. Hodgson, M. A. McKinney and S. D. DeGrate, "Reducing arc-flash hazards: One company's efforts to systematically improve electrical safety," in *IEEE Industry Applications Magazine*, vol. 19, no. 3, pp. 34-46, May-June 2013, doi: 10.1109/MIAS.2012.2215647.
- [30] H. L. Floyd, J. J. Andrews, M. Capelli-Schellpfeffer and D. P. Liggett, "An overview of the state-of-the-art in electrical safety technology, work practices and management systems," *Conference Record of the 2003 Annual Pulp and Paper Industry Technical Conference*, 2003., Charleston, SC, USA, 2003, pp. 123-140, doi: 10.1109/PAPCON.2003.1216908.
- [31] R. L. Doughty, T. E. Neal, T. L. Macalady, V. Saporita and K. Borgwald, "The use of low-voltage current-limiting fuses to reduce arc-flash energy," in *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 36, no. 6, pp. 1741-1749, Nov.-Dec. 2000, doi: 10.1109/28.887229.
- [32] K. Malmedal and P. K. Sen, "Arcing fault current and the criteria for setting ground fault relays in solidly-grounded low voltage systems," *2000 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Technical Conference. Conference Record (Cat. No.00CH37053)*, Clearwater, FL, USA, 2000, pp. 185-191, doi: 10.1109/ICPS.2000.854370.
- [33] D. G. Loucks, "Calculating Incident Energy Released With Varying Ground Fault Magnitudes on Solidly Grounded Systems," in *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 46, no. 2, pp. 761-769, March-April 2010, doi: 10.1109/TIA.2009.2039843.
- [34] Lin Zhou, Yang Yijun, Zhang Shan and Wang Weifu, "Applications and discussions of arc flash protection relay as a main busbar protection in MV switchboards," *2014 China International Conference on Electricity Distribution (CICED)*, Shenzhen, 2014, pp. 1806-1813, doi: 10.1109/CICED.2014.6992265.
- [35] R. Rajvanshi and T. Hawkins, "Insulated Bus Bars in Low-Voltage Systems: Reducing Arc Duration and Energy Emissions," in *IEEE Industry Applications Magazine*, vol. 23, no. 3, pp. 48-53, May-June 2017, doi: 10.1109/MIAS.2016.2600733.
- [36] K. J. Lippert, D. M. Colabardino and C. W. Kimblin, "Understanding IEEE 1584 arc flash calculations," in *IEEE Industry Applications*

- Magazine, vol. 11, no. 3, pp. 69-75, May-June 2005, doi: 10.1109/MIA.2005.1423905.
- [37] H. B. Land, "The Behavior of Arcing Faults in Low-Voltage Switchboards," in *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 44, no. 2, pp. 437-444, March-April 2008, doi: 10.1109/TIA.2008.916611.
- [38] J. C. Das, "Arc Flash Hazard Analysis and Mitigation," Hoboken, NJ, USA: John Wiley & Sons, Inc., 2012, pp. 40-59.
- [39] GE Industrial Solutions, "How to Reduce Exposure to Arc Flash Hazards – Multiple Solutions for New and Existing Facilities". GE, Plainville, CT, USA, DEA-478D Application and Technical Guide, Sept 2015.
- [40] R. M. Bugaris and D. R. Doan, "Arc-Flash Incident Energy Variations: A Study of Low-Voltage Motor Control Center Unit Configurations and Incident Energy Exposure," in *IEEE Industry Applications Magazine*, vol. 20, no. 3, pp. 40-45, May-June 2014, doi: 10.1109/MIAS.2013.2288386.
- [41] R. Rifaat et al., "Bus and Breaker Fail Protection for Industrial and Commercial Power Systems Part I: Introduction and Bus Protection Summary- Working Group Report," 2007 *IEEE Industry Applications Annual Meeting*, New Orleans, LA, 2007, pp. 890-897, doi: 10.1109/07IAS.2007.139.
- [42] A. Haluik, "Improving Electrical Safety: Risk Perception and Decision Making in Hazard Analysis," in *IEEE Industry Applications Magazine*, vol. 23, no. 3, pp. 33-41, May-June 2017, doi: 10.1109/MIAS.2016.2600719.
- [43] G. A. Hussain, M. Shafiq and M. Lehtonen, "Predicting arc faults in distribution switchgears," 2016 *17th International Scientific Conference on Electric Power Engineering (EPE)*, Prague, Czech Republic, 2016, pp. 1-6, doi: 10.1109/EPE.2016.7521722.
- [44] G. Roscoe, M. E. Valdes and R. Luna, "Methods for arc-flash detection in electrical equipment," 2010 Record of Conference Papers Industry Applications Society 57th Annual Petroleum and Chemical Industry Conference (PCIC), 2010, pp. 1-8, doi: 10.1109/PCIC.2010.5666877.
- [45] ABB, ArcLimiter™ – arc flash mitigation solution for low voltage equipment using UFES. 2017.
- [46] G. Roscoe, T. Papallo and M. Valdes, "Fast Energy Capture," in *IEEE Industry Applications Magazine*, vol. 17, no. 4, pp. 43-52, July-Aug. 2011, doi: 10.1109/MIAS.2010.939625.
- [47] T. Crnko and S. Dymes, "Arcing fault hazards and safety suggestions for design and maintenance," in *IEEE Industry Applications Magazine*, vol. 7, no. 3, pp. 23-32, May-June 2001, doi: 10.1109/2943.922447.
- [48] K. N. Krause, S. A. Hutchinson, D. Burns and J. Arvola, "Collaborative arc flash management solutions in medium voltage switchgear," 2012 *Petroleum and Chemical Industry Conference (PCIC)*, 2012, pp. 1-9, doi: 10.1109/PCICON.2012.6549686.
- [49] S. Rau, Z. Zhang, W. Lee and D. A. Dini, "Arc Flash Visible Light Intensity as Viewed From Human Eyes," in *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 53, no. 5, pp. 5068-5077, Sept.-Oct. 2017, doi: 10.1109/TIA.2017.2715823.
- [50] M. D. Divinnie, J. K. Stacy and A. C. Parsons, "Arc Flash Mitigation Using Active High-Speed Switching," in *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 51, no. 1, pp. 28-35, Jan.-Feb. 2015, doi: 10.1109/TIA.2014.2328792.
- [51] X. Liang, B. Bagen and D. W. Gao, "An Effective Approach to Reducing Arc Flash Hazards in Power Systems," in *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 52, no. 1, pp. 67-75, Jan.-Feb. 2016, doi: 10.1109/TIA.2015.2477269.
- [52] J. Buff and K. Zimmerman, "Reducing arc-flash hazards," in *IEEE Industry Applications Magazine*, vol. 14, no. 3, pp. 40-47, May-June 2008, doi: 10.1109/MIAS.2008.918501.
- [53] R. Luna, B. Cassidy and J. Franco, "Reducing Arc-Flash Risk," in *IEEE Industry Applications Magazine*, vol. 17, no. 4, pp. 18-27, July-Aug. 2011, doi: 10.1109/MIAS.2010.939626.
- [54] C. S. Mardegan and R. Rifaat, "Insights Into Applications of IEEE Standards for Ground-Fault Protection in Industrial and Commercial Power Systems," in *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 51, no. 4, pp. 2854-2861, July-Aug. 2015, doi: 10.1109/TIA.2015.2391434.
- [55] A. Khan and N. Bengiamin, "A novel approach to arc flash mitigation using passive series filters," 2016 *IEEE International Conference on the Science of Electrical Engineering (ICSEE)*, 2016, pp. 1-5, doi: 10.1109/ICSEE.2016.7806179.
- [56] Siemens, Updated – 2017 National Electrical Code (NEC) 240.87 – Questions and Answers. June 2017.
- [57] J. C. Das, "Design aspects of industrial distribution systems to limit arc flash hazard," in *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 41, no. 6, pp. 1467-1475, Nov.-Dec. 2005, doi: 10.1109/TIA.2005.858274.
- [58] J. C. Das, "Protection Planning and System Design to Reduce Arc-Flash Incident Energy in a Multi-Voltage-Level Distribution System to 8 cal/cm² (HRC 2) or Less—Part II: Analysis," in *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 47, no. 1, pp. 408-420, Jan.-Feb. 2011, doi: 10.1109/TIA.2010.2091378.
- [59] C. Inshaw, "Incorporating arc-flash mitigation into the design of new and existing facilities," 2014 *67th Annual Conference for Protective Relay Engineers*, 2014, pp. 292-312, doi: 10.1109/CPRE.2014.6799008.
- [60] J. Y. Ayoub and M. Valdes, "The effect of using minimum and maximum Utility fault contributions on Arc Flash study results - A case study," 2015 *IEEE IAS Electrical Safety Workshop*, 2015, pp. 1-5, doi: 10.1109/ESW.2015.7094869.
- [61] E. Larsen, "A new approach to low-voltage circuit breaker short-circuit selective coordination," 2008 *IEEE/IAS Industrial and Commercial Power Systems Technical Conference*, 2008, pp. 1-7, doi: 10.1109/ICPS.2008.4606293.
- [62] T. Papallo, M. Valdes and G. Roscoe, "Predicting Let-Through Arc-Flash Energy for Current-Limiting Circuit Breakers," in *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 46, no. 5, pp. 1820-1826, Sept.-Oct. 2010, doi: 10.1109/TIA.2010.2058084.
- [63] R. Abboud, J. Needs, A. Rodriguez, D. Bhattacharya, "Advances in Motor Protection Relay Features," in 2016 *Petroleum and Chemical Industry Technical Conference (PCIC)*, 2016, pp. 1-9.
- [64] P. E. Sutherland, "Arc Flash and Coordination Study Conflict in an Older Industrial Plant," in *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 45, no. 2, pp. 569-574, March-april 2009, doi: 10.1109/TIA.2009.2013597.
- [65] T. Papallo and M. E. Valdes, "Traditional Time - Current Curves Are Not Enough, Adding It Considerations," in *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 49, no. 1, pp. 264-274, Jan.-Feb. 2013, doi: 10.1109/TIA.2012.2231659.
- [66] M. E. Valdes and J. J. Dougherty, "Advances in Protective Device Interlocking for Improved Protection and Selectivity," in *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 50, no. 3, pp. 1639-1648, May-June 2014, doi: 10.1109/TIA.2013.2285941.
- [67] L. Kumpulainen, S. Dahl and J. Ma, "Mitigation of arc-flash hazards and reduction of costs by selective arc-flash protection," 2008 *China International Conference on Electricity Distribution*, 2008, pp. 1-7, doi: 10.1109/CICED.2008.5211633.
- [68] R. A. Wilson, R. Harju, J. Keisala and S. Ganesan, "Tripping with the Speed of Light: Arc Flash Protection," 2007 *60th Annual Conference for Protective Relay Engineers*, 2007, pp. 226-238, doi: 10.1109/CPRE.2007.359903.
- [69] M. E. Valdes, I. Voloh, "Power Distribution Systems and Methods of Operating Power Distribution Systems with Partial Differential Protection", US Patent 9837812, Dec. 2017.
- [70] T. Smith, C. Burnette and M. Valdes, "Does every millisecond really count - a comparison of protection based arc flash mitigation techniques," 2016 *IEEE Pulp, Paper & Forest Industries Conference (PPFIC)*, 2016, pp. 53-59, doi: 10.1109/PPIC.2016.7523466.
- [71] D. J. Hill, D. D. Brannon, P. R. Ruhland and J. M. Werner, "Improving safety with IEC 61850 over long distance," 2014 *IEEE IAS Electrical Safety Workshop*, 2014, pp. 1-9, doi: 10.1109/ESW.2014.6766897.
- [72] G. H. Fox, "Design Guidelines for Safer Low-Voltage Distribution Systems," in *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 51, no. 3, pp. 2060-2070, May-June 2015, doi: 10.1109/TIA.2014.2360958.
- [73] Eaton, "2011 NEC – Arc flash reduction requirement". August 2010.
- [74] Eaton, "Arc flash energy reduction techniques: Energy-reducing maintenance switching". February 2011.
- [75] M. Valdes, P. Hamer, T. Papallo, R. Narel and B. Premerlani, "Zone based protection for low voltage systems; zone selective interlocking, bus differential and the single processor concept," 2008 *IEEE/IAS Industrial and Commercial Power Systems Technical Conference*, 2008, pp. 1-10, doi: 10.1109/ICPS.2008.4606296.
- [76] GE, "Multilin 350 Arc flash Detection System Installation, Testing and Maintenance". 2017.
- [77] F. Nepveux, "In a flash - Use of instantaneous trip functions with current-limiting fuses to reduce arc flash energy without losing coordination," in *IEEE Industry Applications Magazine*, vol. 13, no. 5, pp. 68-72, Sept.-Oct. 2007, doi: 10.1109/MIA.2007.901734.
- [78] H. W. Tinsley, M. Hodder and A. M. Graham, "Arc flash hazard calculations," in *IEEE Industry Applications Magazine*, vol. 13, no. 1, pp. 58-64, Jan.-Feb. 2007, doi: 10.1109/MIA.2007.265802.
- [79] P. R. Walsh and M. M. Price, "Reducing Arc-Flash Hazards: Installing MV-Controllable Fuses on the Secondary Side of the Transformer in a

- Pumped Storage Plant,” in *IEEE Industry Applications Magazine*, vol. 23, no. 5, pp. 21-27, Sept.-Oct. 2017, doi: 10.1109/MIAS.2016.2623347.
- [80] Eaton, “Eaton’s Arc Flash Limiter Conversion”, 2015.
- [81] D. J. Ventruella, “Arc Flash Hazard—When Overestimating Underestimates a Problem,” in *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 55, no. 3, pp. 3287-3293, May-June 2019, doi: 10.1109/TIA.2019.2897673.
- [82] Eaton, “Arc Flash Limiter (AFL) Conversion System”, June 2018.
- [83] Littelfuse, “Littelfuse Arc-Flash Relay Saves Plant from Catastrophic Damage”, February 2017.
- [84] Littelfuse, “AF0500 Arc-Flash Relay Application Guide”, April 2016.
- [85] E. O. Schweitzer, III, “Secure Arc Flash Detection”, US Patent 4741207, Nov. 2013.
- [86] Littelfuse, “Arc-Flash Protection – Key Considerations for Selecting an Arc-Flash Relay”, April 2019.
- [87] G. W. Drewiske, “Engineering Incident Energy Analysis and Remediation Project in a Midwestern Pulp and Paper Mill,” in *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 50, no. 1, pp. 104-112, Jan.-Feb. 2014, doi: 10.1109/TIA.2013.2288232.
- [88] N. Letizia, “Faster Detection Adds Safety”, Occupational Health & Safety, pp. 32-34, 2009.
- [89] P. Parikh, D. Allcock, R. Luna and J. Vico, “A Novel Approach for Arc-Flash Detection and Mitigation: At the Speed of Light and Sound,” in *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 50, no. 2, pp. 1496-1502, March-April 2014, doi: 10.1109/TIA.2013.2288239.
- [90] Gu, C.; Wheeler, P.; Castellazzi, A.; Watson, A.J.; Effah, F. Semiconductor Devices in Solid-State/Hybrid Circuit Breakers: Current Status and Future Trends. *Energies* 2017, 10, 495. <https://doi.org/10.3390/en10040495>.
- [91] “IEEE Recommended Practice for the Application of Low-Voltage Circuit Breakers in Industrial and Commercial Power Systems,” in *IEEE Std 3004.5-2014*, pp.1-106, 6 Feb. 2015, doi: 10.1109/IEEESTD.2015.7036035.
- [92] NEMA, ABP 1-2016: Selective Coordination of Low-Voltage Circuit Breakers. June 2016.
- [93] GE, “Guide to Instantaneous Selectivity”, DET-760D, June 2014.
- [94] G. D. Gregory and K. J. Lippert, “Applying Low-Voltage Circuit Breakers to Limit Arc-Flash Energy,” in *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 48, no. 4, pp. 1225-1229, July-Aug. 2012, doi: 10.1109/TIA.2012.2201029.
- [95] M. E. Valdes, C. Cline, S. Hansen and T. Papallo, “Selectivity Analysis in Low-Voltage Power Distribution Systems With Fuses and Circuit Breakers,” in *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 46, no. 2, pp. 593-602, March-april 2010, doi: 10.1109/TIA.2010.2041079.
- [96] P. Schueller, “Cahier Technique no. 163 – LV Breaking by Current Limitation”, Schneider Electric, September 1998.
- [97] M. E. Valdes, S. Hansen and P. Sutherland, “Optimized Instantaneous Protection Settings: Improving Selectivity and Arc-Flash Protection,” in *IEEE Industry Applications Magazine*, vol. 18, no. 3, pp. 66-73, May-June 2012, doi: 10.1109/MIAS.2012.2186008.
- [98] E. Larsen, M. E. Valdes, G. H. Fox, K. Rempe and C. G. Walker, “Updating the IEEE Color Books: A Review of IEEE Standard 3004.5,” in *IEEE Industry Applications Magazine*, vol. 23, no. 1, pp. 50-57, Jan.-Feb. 2017, doi: 10.1109/MIAS.2016.2600728.
- [99] C. G. Walker, “Arc-Flash Energy Reduction Techniques: Zone-Selective Interlocking and Energy-Reducing Maintenance Switching,” in *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 49, no. 2, pp. 814-824, March-April 2013, doi: 10.1109/TIA.2013.2244831.
- [100] R. Kapoor, A. Shukla and G. Demetriades, “State of art of power electronics in circuit breaker technology,” *2012 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*, 2012, pp. 615-622, doi: 10.1109/ECCE.2012.6342764.
- [101] T. Ghanbari, E. Farjah and N. Tashakor, “Thyristor based bridge-type fault current limiter for fault current limiting capability enhancement,” *IET Generation, Transmission & Distribution*, 2016, pp. 2202-2215, doi: 10.1049/iet-gtd.2015.1364.
- [102] H. Radmanesh, S. H. Fathi, G. B. Gharehpetian and A. Heidary, “A Novel Solid-State Fault Current-Limiting Circuit Breaker for Medium-Voltage Network Applications,” in *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 31, no. 1, pp. 236-244, Feb. 2016, doi: 10.1109/TPWRD.2015.2466094.
- [103] Gu, C.; Wheeler, P.; Castellazzi, A.; Watson, A.J.; Effah, F. Semiconductor Devices in Solid-State/Hybrid Circuit Breakers: Current Status and Future Trends. *Energies* 2017, 10, 495. <https://doi.org/10.3390/en10040495>.
- [104] A. Shukla and G. D. Demetriades, “A Survey on Hybrid Circuit-Breaker Topologies,” in *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 30, no. 2, pp. 627-641, April 2015, doi: 10.1109/TPWRD.2014.2331696.
- [105] C. Meyer and R. W. De Doncker, “Solid-state circuit breaker based on active thyristor topologies,” in *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 21, no. 2, pp. 450-458, March 2006, doi: 10.1109/TPEL.2005.869756.
- [106] S. Hasan, El-S.M. El-Refaie, Ali H. Kasem Alaboudy, A.M. Hamada, “An AC hybrid current limiting and interrupting device for low voltage systems”, *Alexandria Engineering Journal*, Vol. 57, Issue 3, 2018, pp. 1535-1548, <https://doi.org/10.1016/j.aej.2017.03.049>.
- [107] H. Radmanesh, S. Fathi, “Fast AC reactor-based fault current limiters application in distribution network,” *High Voltage*, 2018, pp. 232-243, doi: 10.1049/hve.2017.0195.
- [108] S. Song, J. Kim, S. Choi, I. Kim and S. Choi, “New Simple-Structured AC Solid-State Circuit Breaker,” in *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 65, no. 11, pp. 8455-8463, Nov. 2018, doi: 10.1109/TIE.2018.2809674.
- [109] C. Peng, X. Song, A. Q. Huang and I. Husain, “A Medium-Voltage Hybrid DC Circuit Breaker—Part II: Ultrafast Mechanical Switch,” in *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, vol. 5, no. 1, pp. 289-296, March 2017, doi: 10.1109/JESTPE.2016.2609391.
- [110] K. Katsiris, D. Scheuerman, “Arc-Flash Mitigation: How to Comply with NEC 2017”. June 2018.
- [111] K. Ahn, Y. Jeong, S. Lee, S. Park and Y. Kim, “Development of Arc Eliminator for 7.2/12 kV switchgear,” *2015 3rd International Conference on Electric Power Equipment – Switching Technology (ICEPE-ST)*, 2015, pp. 198-200, doi: 10.1109/ICEPE-ST.2015.7368437.
- [112] J. A. Kay and L. Kumpulainen, “Maximizing Protection by Minimizing Arcing Times in Medium-Voltage Systems,” in *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 49, no. 4, pp. 1920-1927, July-Aug. 2013, doi: 10.1109/TIA.2013.2255253.
- [113] C. Peng, I. Husain, A. Q. Huang, B. Lequesne and R. Briggs, “A Fast Mechanical Switch for Medium-Voltage Hybrid DC and AC Circuit Breakers,” in *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 52, no. 4, pp. 2911-2918, July-Aug. 2016, doi: 10.1109/TIA.2016.2539122.
- [114] M. Clapper, “Arc Vault – Arc Flash Protection System”. GE DEA-489E. October 2015.
- [115] R. J. Burns, A. D. Baker and D. E. Hrnir, “Current-Limiting Arc Flash Quenching System for Improved Incident Energy Reduction,” in *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 55, no. 2, pp. 2138-2143, March-April 2019, doi: 10.1109/TIA.2018.2876639.
- [116] Z. Zhang, B. Ma and A. Friberg, “Thyristor working as Arc Eliminator protecting electrical apparatus in low voltage power system,” *2015 IEEE International Conference on Industrial Technology (ICIT)*, 2015, pp. 1216-1219, doi: 10.1109/ICIT.2015.7125263.
- [117] F. V. Amaral, M. H. M. Z. Oliveira, C. A. Conceição, S. M. Silva, C. O. Inácio and B. de J. Cardoso Filho, “On the Application of a Power Electronics-based Arc-Flash Suppressor,” *2019 IEEE 15th Brazilian Power Electronics Conference and 5th IEEE Southern Power Electronics Conference (COBEP/SPEC)*, 2019, pp. 1-6, doi: 10.1109/COBEP/SPEC44138.2019.9065328.
- [118] Nowak, K.; Janiszewski, J.; Dombek, G. The Possibilities to Reduce Arc Flash Exposure with Arc Fault Eliminators. *Energies* 2021, 14, 1927. <https://doi.org/10.3390/en14071927>.



X IEEE ESW-Brasil 2021

A Engenharia Elétrica na Segurança do Trabalho

19 a 21 de outubro de 2021 – Virtual – on-line

APLICAÇÃO DO RESISTOR DE ATERRAMENTO DE ALTO VALOR ÔHMICO COMO UM EPC PARA PAINÉIS DE BAIXA TENSÃO – ESTUDO DE CASO

Filipe Resende
Vale S.A.

filipe.resende@vale.com

Helberth Gonçalves
Vale S.A.

helberth.goncalves@vale.com

Daniel de Almeida
SM&A

daniel.almeida@sma-eng.com.br

RESUMO

O controle dos riscos associados ao arco elétrico é um requisito imperativo para garantir a segurança dos colaboradores que interagem com o sistema elétrico. Dentro desse contexto, é importante buscar medidas que protejam adequadamente os trabalhadores, seja dimensionando corretamente os EPI antichama, seja aplicando medidas que reduzam a probabilidade da ocorrência de um arco elétrico, sendo a segunda preferencial à primeira, dentro de uma hierarquia de controle de riscos. Dessa forma, encontra-se no resistor de alto valor ôhmico um papel muito relevante sob a ótica da probabilidade da ocorrência de um arco elétrico trifásico.

1.0 – INTRODUÇÃO

O resistor de aterramento foi concebido inicialmente como um elemento limitador do curto-circuito monofásico [1]. Elevadas correntes de falta para a terra provocam severos danos nos equipamentos elétricos, como motores, cabos isolados, painéis elétricos, dentre outros. As faltas monofásicas são especialmente mais destrutivas quando acompanhadas do arco elétrico [1]. Dessa forma, o resistor de aterramento, conectado ao neutro do transformador de potência, permite controlar a magnitude dessas correntes, minimizando os efeitos térmicos sobre os equipamentos em falha [1].

O principal critério para definir a corrente de limitação de um resistor de aterramento, está relacionado à corrente capacitiva (ou corrente de *charging*) de um sistema [2], de forma que a corrente do resistor deve ser pelo menos igual à corrente de *charging*. Para sistemas em média tensão, a corrente de *charging* é bastante superior,

quando comparada à sistemas de baixa tensão. Dessa forma, tem-se como critério geral que os resistores de aterramento para média tensão possuem corrente de limitação mais elevada que os resistores aplicados em baixa tensão. A título de exemplo, é bastante comum o uso de resistores de 400 A para sistemas industriais de 13,8 kV, e resistores de 5 A para sistemas de 440 V.

2.0 – CÁLCULO DE ENERGIA INCIDENTE E ATERRAMENTO DO NEUTRO

A primeira metodologia, amplamente divulgada, para o cálculo da energia incidente surgiu no início da década de oitenta, com artigo *The Other Electrical Hazard: Electric Arc Blast Burns* [3], publicado pelo engenheiro Ralph Lee. O método proposto por Lee envolvia quatro variáveis para realizar o cálculo: tensão do sistema, corrente de curto-circuito franco, duração do arco e a distância do indivíduo ao elétrico. Destaca-se que o trabalho de Lee foi concebido tratando de elevações de temperatura suficientes para provocar queimaduras incuráveis na pele humana, sem fazer menção ao termo energia incidente. O trabalho de Lee não faz nenhuma referência à forma de aterramento do neutro do sistema.

Posteriormente ao trabalho de Lee, surgiu o método proposto por Doughty, Neal e Floyd, publicado em 1998 [4], o qual é válido para tensões até 600 V e possibilita o cálculo para configurações abertas (*open air*) e fechadas (*box*). Diferentemente do método proposto por Lee, esse modelo foi concebido a partir de ensaios de laboratório envolvendo arco elétrico em diferentes arranjos. A metodologia proposta por Doughty, Neal e Floyd também não inclui o aterramento do neutro como uma variável dentro do modelo.

APLICAÇÃO DO RESISTOR DE ATERRAMENTO DE ALTO VALOR ÔHMICO COMO UM EPC PARA PAINÉIS DE BAIXA TENSÃO – ESTUDO DE CASO

No ano de 2002, surge a primeira versão da *IEEE Guide for Performing Arc-Flash Hazard Calculations* [5], a qual foi revisada somente em 2018 [6]. A metodologia apresentada pela IEEE-1584:2002 é bem mais sofisticada que as anteriores e foi construída a partir de (aproximadamente) 300 testes realizados em laboratório. A metodologia inclui um modelo para a corrente de arco, o que facilita a verificação do tempo de atuação da proteção. O modelo considera para o cálculo da energia incidente, o nível de tensão, a corrente de curto-circuito franca, a duração do arco elétrico, configuração aberta ou fechada, espaçamento entre condutores, tipo de equipamento e a forma de aterramento do neutro. Com base nas equações fornecidas em [5] e alguma manipulação matemática, é possível expressar a energia incidente conforme a equação 1.

$$EI = 10^{k_2} \cdot (C_f \cdot I_a^{1,081} \cdot 10^{0,0011G+k_1}) \cdot \frac{t}{0,2} \cdot \left(\frac{610}{D}\right)^x \quad (1)$$

El → Energia Incidente (cal/cm²);

k₂ → fator que depende do aterramento;

C_f → Fator de tensão;

I_a → Corrente de curto-circuito com arco (kA);

G → Espaçamento entre as fases (mm);

k₁ → Fator que depende da configuração envolvida (aberta ou fechada);

t → Duração total do arco (s)

D → Distância do arco ao ponto de interesse (mm)

x → Fator de distância (depende do nível de tensão e do tipo de equipamento).

Para avaliar o efeito do aterramento do neutro na energia incidente, pode-se considerar, à exceção de k₂, as demais variáveis constantes e representadas pelo fator E₀. A equação 1 fica, então, na forma da equação 2.

$$EI = 10^{k_2} \cdot E_0 \quad (2)$$

A variável k₂, vale zero para sistemas com neutro isolado ou aterrados por impedância de alto valor e vale -0,113 para sistemas solidamente aterrados ou aterrados por impedância de baixo valor. Substituindo os dois valores na equação 2, tem-se as equações 3 e 4.

$$EI = E_0 \quad (3)$$

$$EI = 0,771 \cdot E_0 \quad (4)$$

Uma análise das equações 3 e 4 indica que um sistema solidamente aterrado, ou aterrado por uma impedância de baixo valor, apresenta uma energia incidente inferior àquela encontrada para

sistemas isolados (ou aterrados por impedância de alto valor). Essa constatação é bastante relevante quando se realiza uma análise de risco, pois, pode-se concluir que um sistema solidamente aterrado é mais seguro que um sistema isolado ou aterrado por impedância de alto valor. Essa conclusão não é adequada e pode, na realidade, aumentar o risco de arco elétrico para os colaboradores que interagem com a instalação elétrica.

Na revisão realizada no standard IEEE-1584 em 2018, verificou-se que o efeito do aterramento do neutro ocorria somente para os primeiros dois ciclos da corrente de curto-circuito [6]. Após esse intervalo, a magnitude da corrente de arco não sofria variações em função do aterramento do neutro. Verificou-se então que esse efeito se dava em razão do fio de cobre, e seu tempo de fusão, utilizado para iniciar o curto-circuito. Assim, pôde-se verificar, pelos ensaios realizados, que o aterramento do neutro tem pouca relevância no valor final da energia incidente. As fórmulas utilizadas para o cálculo da energia incidente apresentadas no standard IEEE-1584:2018 já não trazem nenhuma variável relacionada ao aterramento do neutro do sistema.

4.0 – ESCALADA DA CORRENTE DE ARCO

Sabendo que o nível de energia incidente de uma instalação não será influenciado pela forma de aterramento do neutro do sistema, interessa compreender melhor o papel da corrente de curto-circuito monofásica e sua relação com o fenômeno do arco elétrico.

A energia incidente liberada em um arco elétrico é oriunda de uma corrente de curto-circuito que circula pelo ar, liberando uma grande quantidade de energia térmica. A figura 1 ilustra o fenômeno. O tipo de curto-circuito associado a essa ocorrência é normalmente um curto trifásico, especialmente quando se trata de painéis elétricos de baixa e média tensão. Destaca-se que o curto-circuito trifásico representa o pior caso do ponto de vista da energia incidente, quando comparado as faltas monofásicas e bifásicas.

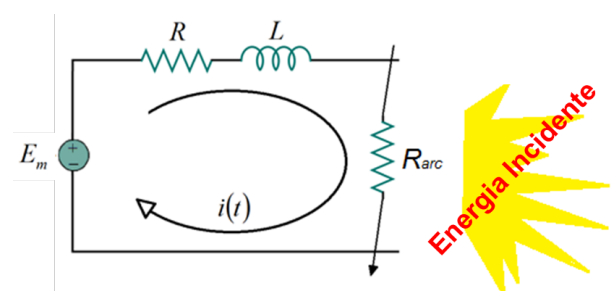


Figura 1 – Energia incidente liberada por um arco elétrico

APLICAÇÃO DO RESISTOR DE ATERRAMENTO DE ALTO VALOR ÔHMICO COMO UM EPC PARA PAINÉIS DE BAIXA TENSÃO – ESTUDO DE CASO

Um curto-circuito trifásico raramente se inicia envolvendo as três fases, normalmente, o evento começa monofásico e evolui rapidamente para um curto bifásico e trifásico. Essa evolução é conhecida também como escalada da corrente de arco. A referência [1] indica que uma falta monofásica pode evoluir para uma falta trifásica em um período de um a dois ciclos (para 60 Hz). Essa escalada da corrente de arco é função da capacidade da corrente de arco monofásico de ionizar o ar nas redondezas, criando uma atmosfera propícia para as outras duas fases também entrarem em curto-circuito. Essa ionização será tanto maior quanto maior for a magnitude da corrente de arco. Nesse ponto, fica evidente que reduzir a corrente de curto-circuito monofásico implica na redução da capacidade de ionização do ar, caso ocorra uma falta monofásica. A figura 2 mostra de forma visual um arco monofásico e um arco trifásico. Nota-se no arco trifásico que o curto-circuito se dá entre as fases e entre cada fase e a terra. Segundo [1] um arco trifásico que envolve a terra, conforme a figura 2, promove uma corrente de neutro (ou retorno), uma vez que o circuito não fica completamente equilibrado. Não obstante, a referência [1] mostrou, através dos ensaios, que esse desequilíbrio não tem influência significativa no valor final da energia incidente, quando comparado com os sistemas de neutro isolado.

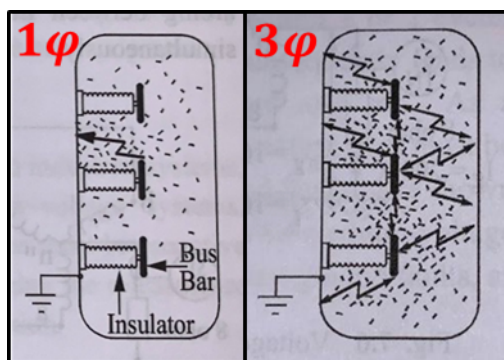


Figura 2 – Evolução de um arco elétrico monofásico para trifásico, adaptado de [1]

O uso de resistores de aterramento no neutro do sistema pode ser pensado como um elemento redutor da ionização do ar em caso de faltas monofásicas. Para sistemas de baixa tensão, 440 V por exemplo, o uso de resistores de 5 A elimina, na prática, qualquer ionização do ar em caso de faltas monofásicas, nesse caso a chance da corrente de arco escalar e provocar um curto bifásico e trifásico é praticamente nula [1]. Ressalta-se que para correntes dessa ordem de grandeza (5 A), mesmo o arco fase-terra não pode ser mantido e o arco naturalmente se auto extingue [1].

Para sistemas de média tensão, os resistores de aterramento são da ordem de centenas de amperes, assim, não se pode garantir a eliminação da ionização do ar como acontece na baixa tensão. Vale destacar, porém, que muitas instalações possuem correntes de curto-circuito fase-terra bastante elevadas, em um ambiente industrial é comum correntes de curto monofásico da ordem de 20 kA para sistemas solidamente aterrados. Dessa forma, limitar as faltas à terra em 100, 200 ou 400 A por exemplo, produzirá certamente uma redução da ionização do ar em caso de um curto-circuito monofásico com arco elétrico. Essa redução pode impedir, ainda que de forma não garantida, a escalada da corrente de arco e o surgimento de um curto-circuito trifásico com um nível de energia incidente muito mais significativo. Vale frisar que a referência [1] considera a aplicação do resistor de aterramento no neutro do sistema como um requisito fundamental de engenharia para um sistema elétrico industrial bem concebido.

5.0 – ESTUDOS DE CASO

Para compreender a relevância do aterramento do neutro nos valores de energia incidente, serão analisadas duas ocorrências com arco elétrico, sendo um evento em baixa tensão com o neutro solidamente aterrado e outra em média tensão com o neutro aterrado por resistor de baixo valor ôhmico.

5.1 – ARCO ELÉTRICO EM UM CCM DE BAIXA TENSÃO – NEUTRO SOLIDAMENTE ATERRADO

A figura 3 apresenta a oscilografia de um curto-circuito com arco elétrico ocorrido na gaveta de um CCM de baixa tensão. Nesse caso, o CCM era alimentado por um transformador abaixador, 13,8 – 0,44 kV, 1500 kVA, com neutro solidamente aterrado. Um relé de proteção contra arco elétrico eliminou a falta em aproximadamente 62 ms, já somado o tempo de abertura do disjuntor. Destaca-se que a lógica implementada no relé utilizava luz e corrente para acionar a proteção. A energia incidente previamente calculada para esse CCM era de 4,10 cal/cm².

APLICAÇÃO DO RESISTOR DE ATERRAMENTO DE ALTO VALOR ÔHMICO COMO UM EPC PARA PAINÉIS DE BAIXA TENSÃO – ESTUDO DE CASO

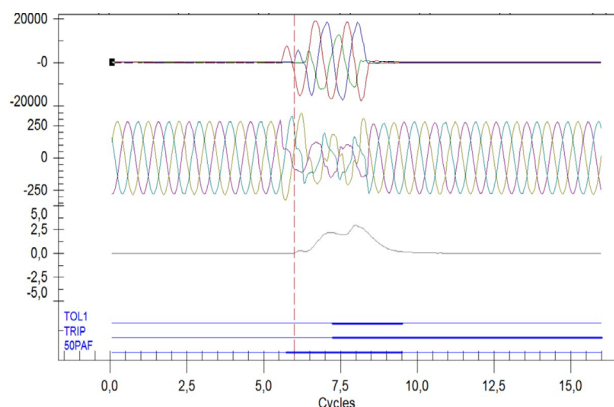


Figura 3 – Oscilografia de um curto-circuito com arco elétrico em um CCM – 440 V

A figura 3 traz quatro gráficos, sendo, de cima para baixo, corrente nas três fases, tensão fase-terra nas três fases, iluminância produzida pelo arco elétrico, estado das variáveis digitais envolvidas. Para as variáveis digitais, a linha menos espessa indica que a variável está em zero e a linha mais espessa indica que a variável está em um. A mudança de estado (0 → 1) das variáveis TOL1 e 50PAF se dá quando o valor de pick-up é atingido. Para o caso do TRIP, a mudança se dá quando uma equação booleana é satisfeita.

- TOL1 → iluminância (indicada em percentual do fundo de escala do relé – 250.000 lux);
- 50PAF → sobrecorrente instantânea (específica para arco);
- TRIP → comando para desligamento do disjuntor.

O gráfico de corrente mostra que o curto-circuito se inicia em apenas uma das fases, essa sobrecorrente é confirmada pela mudança de estado da variável 50PAF. Nota-se que a corrente atinge quase 10 kA já no primeiro meio ciclo. Importante destacar que para essa oscilografia os valores indicados no gráfico já estão divididos por $\sqrt{2}$, de forma que a leitura no eixo de corrente já é feita em valor eficaz. Após meio ciclo, a falta monofásica evolui para bifásica e após outro meio ciclo o curto-circuito se torna trifásico. Considerando o início do evento, passa-se cerca de um ciclo para que o curto evolua de monofásico para trifásico, em consonância com a referência [1].

Analisando o comportamento da variável TOL1, nota-se que sua mudança de estado (0 → 1) ocorre quase dois ciclos após o início da falta e atinge valores próximos de 2,5 % (~6000 lux). Esse valor de iluminância chama a atenção, uma vez que eventos com arco elétrico produzem facilmente mais de 1.000.000 lux [7], atingindo muito rapidamente o fundo de escala do relé. Durante a investigação do evento verificou-se que o arco

elétrico se formou na parte mais externa do painel (marcas na chaparia), entre os parafusos do disjuntor da gaveta e a massa do painel, de forma que a radiação produzida pelo arco não atingiu diretamente os sensores.

Apesar de uma atuação bem-sucedida da proteção contra arco elétrico e um nível de energia incidente controlado, tem-se claramente um evento em que a corrente de arco escalou, passando de um curto-circuito monofásico para um trifásico em aproximadamente um ciclo. Caso o sistema operasse com neutro aterrado por resistor de alto valor, é possível que a falta monofásica não tivesse evoluído, eliminando assim o arco elétrico ocorrido.

5.2 – ARCO ELÉTRICO EM CONJUNTO DE MANOBRA DE MÉDIA TENSÃO – NEUTRO ATERRADO POR RESISTOR

A figura 4 apresenta a oscilografia de um curto-circuito monofásico com arco elétrico ocorrido no compartimento do disjuntor de um conjunto de manobra de média tensão. O conjunto é alimentado em 13,8 kV através de outra subestação, por meio de uma rede aérea protegida. O transformador abaixador, localizado na subestação alimentadora, opera com neutro aterrado por um resistor de 100 A. A duração total do evento foi de 387 ms, somados os tempos de atuação do relé e abertura do disjuntor. A energia incidente calculada nesse caso foi de 2,0 cal/cm². Para esse evento, a análise fica mais interessante com os gráficos indicando os valores eficazes, conforme apresentado na figura 4.

Apesar do conjunto de manobra possuir um sistema de proteção contra arco, o sistema não chegou a atuar, uma vez que a magnitude da corrente não foi suficiente para sensibilizar o relé. Igualmente ao caso anterior, a lógica implementada no relé precisava de luz e corrente para promover o desligamento. O envio do trip para o disjuntor foi feito pela proteção de sobrecorrente de neutro.

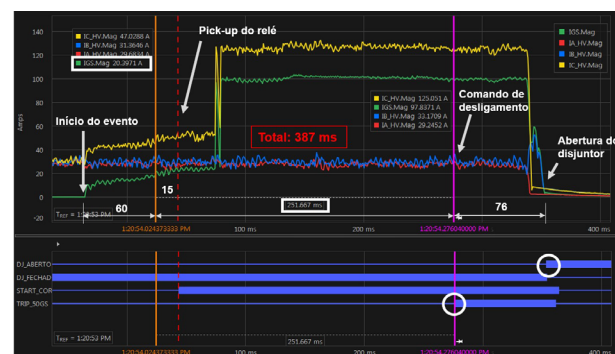


Figura 4 – Oscilografia de um curto-circuito com arco elétrico em um conjunto de manobra – 13,8 kV

APLICAÇÃO DO RESISTOR DE ATERRAMENTO DE ALTO VALOR ÔHMICO COMO UM EPC PARA PAINÉIS DE BAIXA TENSÃO – ESTUDO DE CASO

A fuga à terra indicada pela curva verde se inicia com um valor muito baixo, próximo de 10 A. A corrente então se eleva até cerca de 30 A, sendo que o relé entra em pick-up quanto a corrente atinge 20 A, passando a contar o tempo (250 ms) para acionar o disjuntor. Quando a corrente atinge o valor de 30 A, aproximadamente 100 ms após o início da fuga, a magnitude da corrente sobe para 100 A, sendo limitada essencialmente pelo resistor de aterramento. A corrente permanece então nesse patamar até o fim do evento, 287 ms depois.

O relé de proteção que registrou a oscilografia apresentada na figura 4, não faz o registro da iluminância do arco, de forma que não é possível afirmar, com certeza, em que momento da falta o arco elétrico ocorreu. Contudo, um registro de vídeo confirma a ocorrência do arco durante a falta.

Dessa forma, o evento retratado na figura 4, traz um elemento bastante relevante para a análise, pois, trata-se de um curto-circuito fase-terra com arco elétrico, em média tensão, e que não evoluiu para um curto-circuito trifásico. É bastante razoável atribuir a não evolução do curto-circuito à presença do resistor de aterramento do neutro do transformador, o qual limitou a corrente de curto-circuito em 100 A. Certamente, a ionização do ar nas vizinhanças da fase em curto seria muito maior, caso o sistema fosse solidamente aterrado, pois, a corrente de falta monofásica seria da ordem de 14 kA, conforme os dados da instalação. Nesse cenário, a escalada da corrente de arco seria muito mais provável, elevando consideravelmente o nível de energia incidente. Destaca-se que as três fases do circuito estavam expostas no mesmo compartimento do painel.

6.0 – CONCLUSÃO

Verifica-se que o uso do resistor de aterramento no neutro do transformador é um recurso bastante eficiente, quando se trata da redução do risco associado ao arco elétrico. Embora o resistor não tenha uma influência significativa no valor energia incidente, a probabilidade da evolução de uma falta monofásica para uma falta trifásica é bastante reduzida.

Para sistemas de baixa tensão, onde se pode aplicar resistores de alto valor ôhmico, a redução dos riscos é praticamente certa, uma vez que correntes da ordem de três, cinco ou mesmo dez amperes, não são suficientes para sustentar um arco elétrico, o que na prática elimina o risco da escalada da corrente de falta por arco.

Para sistemas de média tensão, aplica-se resistores de baixo valor ôhmico, uma vez que o risco de sobretensões transitórias precisa ser

eliminado. Mesmo para esses casos, é possível constatar alguma redução na probabilidade da corrente de arco escalar, conforme mostrou o estudo de caso.

Conclui-se, portanto, que dentre as muitas vantagens já conhecidas para o resistor de aterramento, pode-se considerá-lo também um equipamento de proteção coletiva, uma vez que esse dispositivo atua reduzindo o risco da ocorrência de um arco elétrico trifásico, especialmente na baixa tensão.

O trabalho mostra também a diferença na abordagem sobre o aterramento do neutro nas duas versões da norma IEEE-1584, 2002 e 2018, e como uma interpretação inadequada pode levar a uma decisão mais insegura.

7.0 – REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] *Industrial Power System Grounding Design Handbook*. John R. Dunki-Jacobs, Francis J. Shields, Conrad St. Pierre. Impresso por Thomson-Shore, 2007, Dexter, Michigan, Estados Unidos.
- [2] Characteristics of Different Power Systems Neutral Grounding Techniques: Fact & Fiction. David Shipp, Frank Angelini, IEEE Industry Applications Society Technical Conference in Pittsburgh, PA, 1988.
- [3] R. H. Lee, "The Other Electrical Hazard: Electric Arc Blast Burns," in *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. IA-18, no. 3, pp. 246-251, Jun. 1982.
- [4] Doughty, T.E., Neal, T.E., and Floyd II, H.L., "Predicting Incident Energy to Better Manage the Electric Arc Hazard on 600 V Power Distribution Systems," *Record of Conference Papers IEEE IAS 45th Annual Petroleum and Chemical Industry Conference*, September 28-30, 1998.
- [5] IEEE Std 1584-2002 - IEEE Guide for Performing Arc-Flash Hazard Calculations, 2002.
- [6] IEEE Std 1584-2018 - IEEE Guide for Performing Arc-Flash Hazard Calculations, 2018.
- [7] Jim Phillips, IEEE-1584 – IEEE Guide for arc-flash hazard calculations, *Industrial Electric Magazine*, Arc Flash Mitigation Section, 2018.



X IEEE ESW-Brasil 2021

A Engenharia Elétrica na Segurança do Trabalho

19 a 21 de outubro de 2021 – Virtual – on-line

[ESTRATÉGIA DE MITIGAÇÃO DE RISCOS ENVOLVENDO ARCO ELÉTRICO NA VALE]

[Helberth Gonçalves]
[Vale S.A.]
[helbert.goncalves@vale.com]

[Willian Maia]
[Vale S.A. e UFMG¹]
[willian.maia@vale.com]

[Anselmo Alvarenga]
[Vale S.A.]
[anselmo.alvarenga@vale.com]

[Filipe Resende]
[Vale S.A.]
[filipe.resende@vale.com]

[Pedro Coelho]
[Vale S.A.]
[pedro.coelho@vale.com]

[Junio Viana]
[Vale S.A.]
[junio.viana@vale.com]

RESUMO

A eletricidade é uma forma de energia essencial para as atividades de mineração. Os sistemas elétricos deste segmento possuem características similares das concessionárias de energia como, por exemplo, nível de tensão, potência instalada e quantidade de subestações. A gestão do sistema elétrico requer uma estratégia adequada para mitigar os riscos inerentes aos processos de operação e manutenção. Dentre os riscos, destaca-se a ocorrência de arco elétrico. Nesse sentido, torna-se necessário estabelecer uma estratégia para eliminá-lo e, na impossibilidade, atuar em sua redução. O Artigo tem por objetivo apresentar as principais medidas adotadas pela Vale S.A. definidas pelo comitê de energia incidente, formado especialmente para contribuir na solução de problemas desta natureza. O estudo de caso demonstra os principais ganhos obtidos com os produtos gerados por este grupo de especialistas multidisciplinar, destacando: definições técnicas baseadas em normas internacionais e literatura correlata, diagnósticos, treinamentos, testes em vestimentas retardante à chama, definição de equipamentos de proteção individual, padronização de conceitos, elaboração de procedimento global e um exemplo de mitigação de risco envolvendo ocorrência de arco elétrico.

1.0 – INTRODUÇÃO

A Vale S.A. é uma empresa do ramo de mineração que utiliza em larga escala energia elétrica em suas operações. A demanda média para a operação de máquinas, equipamentos e instalações é da ordem de 860 MW. As operações

da Vale S.A. representam cerca de 1,5% do consumo de energia elétrica do Brasil. As instalações elétricas possuem porte equivalente às grandes concessionárias do Brasil. O sistema elétrico é alimentado em diversos níveis de tensão como, por exemplo, 13,8kV, 34,5kV, 69kV, 138kV, 230kV e 345kV. Somente no estado de Minas Gerais, Brasil, a empresa possui mais de 720 subestações industriais. O número de profissionais que atuam em sistemas elétricos representa mais de 3000 profissionais.

Diante do exposto, é necessário estabelecer uma estratégia de gestão do risco elétrico de forma a garantir o fornecimento de energia elétrica em todas as operações da empresa e, principalmente, zelar pela segurança dos profissionais envolvidos neste processo [1]-[5].

Para atingir este objetivo, a Vale S.A. implementou o modelo de gestão denominado Vale Production System (VPS). Esta ferramenta tem por objetivo fortalecer a cultura organizacional da empresa por meio do desenvolvimento das pessoas, padronização das melhores práticas e cumprimento da disciplina operacional e rotina. Sua estrutura baseia-se em três pilares: Liderança, Técnico e Gestão, que são desdobradas em 17 elementos. Além disso, o VPS contribui na implementação de uma cultura voltada para a segurança de processos e pessoas, a qual tem como princípio a identificação e gerenciamento dos riscos de cada atividade.

Dentre os riscos existentes no processo de mineração destaca-se a ocorrência de arco elétrico. A interação inadequada e/ou falhas em equipamentos elétricos normalmente provocam acidentes de alta gravidade [6]-[13]. A energia

1. ¹ Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica - Universidade Federal de Minas Gerais - Av. Antônio Carlos 6627, 31270-901, Belo Horizonte, MG, Brasil

Estratégia de Mitigação de Riscos Envolvendo Arco Elétrico na Vale

liberada pelo arco elétrico pode gerar lesões em pessoas e danos em equipamentos elétricos [12].

Este artigo tem por objetivo apresentar as principais medidas preventivas adotadas pela Vale S.A. na mitigação do risco relacionado ao arco elétrico, definidas pelo comitê de energia incidente.

2.0 - COMITÊ DE ENERGIA INCIDENTE

Em 2016, a equipe de Engenharia Elétrica da Vale S.A. identificou a necessidade de formar um grupo multidisciplinar para abordar o tema arco elétrico. Esta definição foi motivada principalmente pelo alto risco envolvido na operação e manutenção de seus sistemas elétricos e complexidade do tema.

O comitê de energia incidente tem por objetivo estabelecer as diretrizes técnicas e de segurança em eletricidade relacionadas ao tema arco elétrico, aplicáveis a todas as operações da Vale S.A. A sua função principal é definir requisitos técnicos e de segurança de forma a contribuir com a mitigação de incidentes de origem elétrica. As definições estabelecidas por este comitê são contempladas em procedimentos que abrangem todas as unidades da Vale S.A. no Brasil e no exterior, sendo publicada em duas línguas: Português e Inglês.

O comitê de energia incidente é formado por equipe multidisciplinar especializada em engenharia elétrica e segurança do trabalho. Os profissionais indicados para participarem deste grupo atuam diretamente em atividades relacionadas ao tema como, por exemplo, projetos e estudos de seletividade e coordenação, gestão de sistemas elétricos, elaboração de normas, procedimentos e diretrizes corporativas, além de treinamento de equipes e investigação de acidentes de origem elétrica. O perfil técnico multidisciplinar contribui no processo de análise e tomada de decisão durante a construção e atualização dos procedimentos corporativos.

A governança do comitê de energia incidente é realizada pela área corporativa de segurança do trabalho e sua coordenação técnica fica a cargo de um profissional especializado em engenharia elétrica. Este colaborador tem por objetivo garantir a integração dos dados técnicos e estabelecer as diretrizes do trabalho. Além disso, ele também é responsável por programar as reuniões periódicas e estabelecer as interfaces entre as diversas áreas da Vale S.A.

2.1 – DESENVOLVIMENTO PESSOAL

O tema arco elétrico é cada vez mais discutido tanto no meio acadêmico quanto na indústria. Por este motivo, a Vale S.A. adotou a estratégia de desenvolvimento continuado de seus colaboradores. Para atingir este objetivo, os membros do grupo participam de treinamentos, *workshops* e eventos relacionados ao tema desde

2015. Esta medida foi de fundamental importância para o desenvolvimento da equipe. Os conhecimentos adquiridos permitiram preencher lacunas técnicas existentes e foram extremamente úteis na elaboração do procedimento corporativo.

Dentre os aprendizados e experiências vivenciadas pelos membros do grupo, destacam-se cursos e acompanhamento de ensaios de desempenho realizados nos laboratórios da Dupont™ – Suíça – Genebra – 2015 e USP - São Paulo – Brasil – 2018. As Figuras 1, 2 e 3 ilustram os ambientes de testes.

A participação de colaboradores da Vale S.A. nos testes de vestimentas retardante à chama permitiu compreender melhor as características e efeitos proporcionados pelo arco elétrico. Os principais pontos de aprendizado são destacados a seguir:

- Estudo do efeito térmico do arco elétrico e seu comportamento durante a incidência nas vestimentas;
- Noções sobre o processo de fabricação e composição dos tecidos retardante à chama;
- Normas nacionais e internacionais aplicáveis às vestimentas retardante à chama (por exemplo [14]);
- Interpretação da curva de Stoll que representa a suportabilidade da pele humana mediante a incidência de calor *versus* o tempo de exposição [15],[16];
- Metodologia e equipamentos de testes utilizados na definição do valor do desempenho térmico da vestimenta, representado *Arc Thermal Performance Value (ATPV)*;
- Modelo de regressão logística para determinação do valor do ATPV;
- Avaliação da performance das vestimentas retardantes à chama mediante a variação da energia incidente;
- Realização de simulações com tecidos com ou sem proteção térmica para registro em vídeos e imagens, para uso em treinamentos de segurança em eletricidade;
- Realização de testes em vestimentas utilizadas por profissionais da Vale S.A.;
- Análise de dados baseada nos resultados dos testes;
- Acompanhamento de testes em vestimentas retardante à chama em ambiente controlado, envolvendo simulações de fogo repentino.

A participação dos colaboradores da Vale S.A. nos testes foi de fundamental importância para que o grupo definisse as diretrizes no procedimento. O principal ponto de aprendizado está relacionado à correta compreensão do cálculo dos valores do ATPV das vestimentas retardante à

Estratégia de Mitigação de Riscos Envolvendo Arco Elétrico na Vale

chama. A análise dos relatórios de testes de vestimentas contendo a curva de regressão logística permitiu estabelecer as categorias de risco dos uniformes conforme o nível de energia incidente calculado nas instalações da empresa.



Figura 1 – Ensaio de vestimenta da Vale S.A. 2015

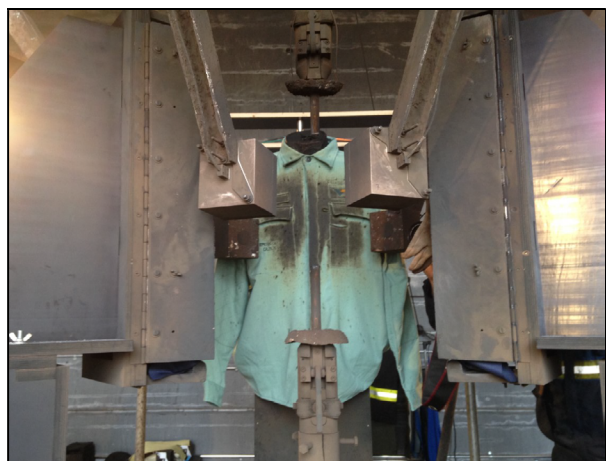


Figura 2 – Detalhe do ensaio de vestimenta da Vale S.A. 2015



Figura 3 – Visita técnica ao laboratório da USP 2018

As informações e itens ensaiados em laboratórios foram utilizadas como ferramentas

didáticas nos treinamentos de NR-10 e cursos específicos. As vestimentas e EPIs foram expostos em uma vitrine no Laboratório de Segurança em Práticas Elétricas da Vale S.A., localizado em Nova Lima, Minas Gerais, Brasil. Durante a realização dos cursos, os treinandos puderam verificar os danos causados pelo arco elétrico às vestimentas e EPIs. A Figura 4 representa a vitrine instalada como recurso didático.

A participação e publicação de artigos em conferências, seminários, cursos e *workshops* também fizeram parte da estratégia de desenvolvimento dos membros do comitê de energia incidente [12]-[13]. Destaca-se a participação dos membros deste grupo nas edições anteriores do ESW Brasil em 2017 e 2019. Além disso, membros do comitê de energia incidente realizaram curso de Mestrado e Especialização em Engenharia Elétrica para aprofundar os conhecimentos no tema gestão do risco elétrico e arco elétrico [17],[18].



Figura 4 – Vitrine didática contendo vestimentas testadas em laboratório

Durante o processo de elaboração do procedimento corporativo, realizou-se diagnósticos técnicos que tinham como objetivo reconhecer a situação atual do parque elétrico da empresa. As informações coletadas foram utilizadas para identificar as oportunidades de melhorias e estabelecer as diretrizes corporativas em procedimento. Para a gestão do risco, destaca-se a avaliação de conformidade da situação atual de relés e cubículos em relação às normas aplicáveis.

2.2 ELABORAÇÃO DO PROCEDIMENTO

A primeira versão do procedimento global denominado “Diretrizes para Atuação em Energia Incidente” foi publicada em agosto de 2017. As informações contidas neste documento estabelecem os pontos considerados relevantes para realizar a gestão do risco elétrico. Naquela ocasião, foi dada uma ênfase ao tema arco elétrico.

Estratégia de Mitigação de Riscos Envolvendo Arco Elétrico na Vale

O conteúdo do procedimento está fundamentado em normas técnicas nacionais e internacionais e em normas regulamentadoras (por exemplo [5],[14],[19]-[29]). A revisão de literatura demonstrou que existem poucos trabalhos e normas dedicadas ao tema arco elétrico e energia incidente no Brasil [21]. De acordo com a NR-10, é possível utilizar normas internacionais para tratar questões relacionadas à eletricidade mediante a ausência das normas técnicas nacionais [5]. Além disso, as definições técnicas precisavam ser alinhadas com as normas internacionais visto que o procedimento é aplicável em várias operações como, por exemplo, Canadá, Moçambique, Malásia e Omã. A organização do documento foi pautada nas necessidades específicas da empresa e pontos relevantes contidos na legislação e normas.

2.3 OBJETIVO DO PROCEDIMENTO

Os procedimentos têm por objetivo definir requisitos mínimos e diretrizes para gestão do risco de arco elétrico nos trabalhos em eletricidade. As diretrizes estabelecidas no documento, desenvolvidas por profissionais das áreas de operação, manutenção, projetos, saúde e segurança, visam contribuir na prevenção de incidentes envolvendo arco elétrico e seu cumprimento é de cunho obrigatório pelo alto potencial de causar fatalidade. Além disso, os procedimentos determinam que os recursos adequados para o atendimento das diretrizes de atuação para energia incidente devem ser garantidos no planejamento da organização.

2.4 TERMOS TÉCNICOS

As definições de termos técnicos são estabelecidas no procedimento de forma a contribuir com o seu correto entendimento. A seleção e detalhamento das palavras mais relevantes facilitam a interpretação e contribui com a padronização das ações em campo. Além disso, erros podem ser evitados a partir da elaboração de um glossário bem fundamentado.

2.5 ESTUDO DE ENERGIA INCIDENTE

O estudo de energia incidente tem por objetivo determinar os valores de parte da energia térmica, em cal/cm^2 , emitida por um arco elétrico, que incide sobre uma superfície de interesse (cabeça e tronco) a uma determinada distância [20]. Esta informação é extremamente útil para definir o valor do ATPV da vestimenta retardante à chama, proteções faciais, luvas e demais acessórios. Os cálculos utilizados para a obtenção do valor da energia incidente foram padronizados conforme a norma internacional IEEE Std 1584 [20], obedecendo às condições de contorno da

norma, exceto para casos em que as instalações elétricas apresentam parâmetros que não atendam a esta norma. Para esses casos, utilizou-se a metodologia estabelecida no software ArcPro®, respeitando as restrições da tabela 3 da OSHA 1910.269 *Apêndice E* [27]-[30]. A energia incidente máxima nas instalações elétricas da Vale S.A. foi limitada em 8 cal/cm^2 . Esta definição foi motivada pela análise dos relatórios de ensaios dos diversos modelos e fornecedores das vestimentas utilizadas pela empresa.

A norma internacional ASTM F1959/F1959M-14 determina que as vestimentas aprovadas devam ser submetidas a testes amostrais que avaliam a sua capacidade de atenuar o calor que permeia da superfície da vestimenta para a pele [14]. O valor do ATPV é baseado na análise da curva de regressão logística gerada a partir dos testes amostrais de tecidos. A análise usual consiste em realizar esta avaliação considerando 50% de probabilidade de ocorrência de queimaduras de 2º grau [20]. A partir da interpretação dos resultados dos testes das vestimentas, o comitê de energia incidente definiu o valor máximo de 8 cal/cm^2 para as instalações elétricas. Nesta condição, uma vestimenta de um determinado modelo e fabricante com valores de ATPV de $10,1 \text{ cal/cm}^2$ deve ser utilizada em uma instalação elétrica que possua no máximo 8 cal/cm^2 . Com isso o comitê entendeu que a probabilidade de ocorrência de queimadura deva ser inferior a 50%.

A Figura 5 representa os ganhos na redução da probabilidade de queimadura de segundo grau. Ressalta-se que para cada tipo de tecido e/ou fabricante deve se realizar uma análise individual do relatório de ensaios. Além disso, recomenda-se analisar aspectos relacionados ao conforto que os EPIs e acessórios proporcionam aos profissionais de eletricidade. Para as instalações cujos cálculos resultem valores de energia incidente superior a 8 cal/cm^2 , recomenda-se implementar ações para mitigação do risco de arco elétrico, como, por exemplo, trabalho em sistema desenergizado.

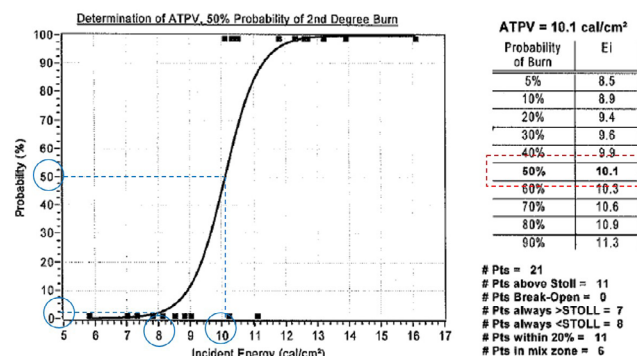


Figura 5 – Exemplo de curva de teste de vestimenta utilizada pela Vale S.A. – Fonte: Relatório vestimenta 2015.

Estratégia de Mitigação de Riscos Envolvendo Arco Elétrico na Vale

2.6 ESTRATÉGIA DE ATUAÇÃO

O procedimento contempla, neste tópico, as principais características do arco elétrico e seus efeitos. Essas duas informações são consideradas fundamentais para estabelecermos as medidas de gestão do risco elétrico.

O arco elétrico possui as seguintes características [31]:

- Corrente elétrica circulando através do ar ionizado;
- Possui curta duração (< 1 s);
- Proporciona a liberação de energia térmica;
- Em seu núcleo, a temperatura pode atingir valores de 20.000 °C;
- Gera ondas de pressão na faixa de 7,75 kPa;
- Rápida expansão do ar aquecido;
- Luz intensa;
- Ruído com intensidade até 160 dB;
- Projeção de metais fundidos decorrentes da explosão e das altas temperaturas produzidas pelo arco elétrico 1100 km/h;
- Formação de vapor metálico equivalente a 67.000 vezes o volume do cobre.

Os principais efeitos associados ao arco elétrico [31]:

- Queimaduras até 4º grau;
- Infecções decorrentes das queimaduras;
- Quedas devido à pressão gerada pela explosão;
- Perda temporária ou permanente da audição, olfato e visão;
- Intoxicações devido aos vapores metálicos inalados;
- Perturbação funcional temporária ou permanente;
- Danos a órgãos internos devido à pressão exercida durante a expansão do arco elétrico;
- Lesões graves ou fatalidades.

As principais alternativas adotadas em instalações existentes para mitigação do risco de arco elétrico são apresentadas a seguir:

- Estudo de criticidade das instalações para possibilitar a manutenção em equipamentos desenergizados;
- Restrição de acesso aos ambientes com instalações elétricas (salas elétricas, subestações, baias de transformadores) somente para pessoas autorizadas ao trabalho com eletricidade e/ou advertidas quanto ao risco;
- Treinamento e capacitação da equipe de mantenedores no assunto arco elétrico;

- Coordenação tipo 2 nos dispositivos de proteção a fim de possibilitar rápida recolocação em serviço após uma atuação;
- Atualização tecnológica dos dispositivos de proteção para equipamentos de operação mais rápida por meio de “rebuilt” dos painéis;
- Adoção de procedimentos específicos;
- Adoção de proteções customizadas (ex.: EPI/EPC especiais, acessórios, barreiras);
- Providenciar o acionamento remoto de disjuntores e temporização do comando de abertura e fechamento dos disjuntores, com o objetivo de retirar o eletricitista da frente do painel;
- Realizar ações de manutenção sistemáticas a fim de se garantir as condições de confiabilidade e segurança, destacando-se as ações que garantam a rigidez dielétrica e integridade dos painéis.

Conforme [1], deve-se priorizar a eliminação do risco existente nas instalações elétricas e, na impossibilidade, atuar na redução do risco. Desta forma, definiu-se em procedimento as alternativas a serem adotadas em instalações existentes para a redução do nível de energia incidente. Os principais exemplos de forma de atuação são apresentados na Tabela 1.

As principais alternativas adotadas em instalações novas consideradas como soluções técnicas de engenharia aplicáveis a projetos são apresentadas a seguir:

- Inserção e extração de dispositivo de manobra remoto (ex. via relés, supervisor, Bluetooth, botoeira a distância);
- Conjunto de manobra e controle resistente a arco interno;
- Intertravamento entre dispositivo de manobra e chave de aterramento;
- Acesso ao compartimento de cabos, disjuntores e barramentos com intertravamento;
- Equipamentos de detecção de luz, pressão de arco e sobrecorrente;
- Instalação de dispositivos de atuação ultrarrápida (ex. fusível limitador, supressores de arco);
- Lógica de proteção e sistema para operação seletiva;
- Utilizar dispositivos de proteção com Coordenação tipo 2 com desligamento seguro da corrente de curto-circuito;
- Aquisição de cubículos tipo *Lost of Service Continuity* – IEC 62271-200 (LSC 2B);
- Aquisição de cubículos com compartimentação 4B conforme norma IEC 61439:2020 *standard for low voltage switchgear and controlgear assemblies*;
- Identificar a possibilidade de reduzir a corrente de curto-circuito (redução das relações de transformação, potência e aumento da impedância dos transformadores, entre outros).

Estratégia de Mitigação de Riscos Envolvendo Arco Elétrico na Vale

TABELA 1 – Estratégia de atuação na mitigação de riscos relacionados ao arco elétrico

Medida de controle	Vantagens técnicas
Redução de ajustes de proteção	Redução do tempo de atuação do relé mediante a ocorrência do arco elétrico.
Substituição de fusíveis	Redução do tempo de atuação do fusível mediante a ocorrência do arco elétrico.
Alteração e/ou substituição de disjuntores	Redução do tempo de atuação e de abertura mediante a ocorrência do arco elétrico.
Implantação de 2º grupo de ajustes	Instalar chave que permita elevar a sensibilidade do relé mediante a entrada de colaboradores em ambientes energizados (ex. salas elétricas).
Instalação de disjuntor e relé no primário do transformador	Redução do tempo de atuação da proteção e estabelecimento de redundância da proteção elétrica.
Instalação de relé de arco	Redução do tempo de identificação do arco elétrico.
Instalação de dispositivos de atuação ultrarrápida (ex. fusível limitador, supressores de arco.)	Redução do tempo de atuação do relé mediante a ocorrência do arco elétrico.
Implementação de seletividade lógica	Estabelecimento de redundância da proteção elétrica.
Limitação de corrente de curto-circuito	Limitação da corrente de curto-circuito de forma a impedir que o arco elétrico atinja níveis superiores a suportabilidade das vestimentas, EPIs e acessórios.
Separação de barras evitando transformadores em paralelo	A elevação da impedância reduz a intensidade de curto-circuito gerado pelo arco elétrico.

2.7 EQUIPAMENTOS DE PROTEÇÃO INDIVIDUAL

De posse das informações sobre o nível de energia incidente das instalações elétricas, foi possível determinar os EPIs e acessórios. A Tabela 2 representa um exemplo genérico de forma de padronização de uso de EPIs versus as principais atividades.

Tabela 2 – Exemplo de forma de padronização de utilização de EPIs

Atividade	Vestimenta 8 cal/cm ²	Capacete	Óculos	Luvas	Protetor facial
1	X	X	X	X	X
2	X	X	X		
3	X	X	X	X	X

2.8 SINALIZAÇÃO E IDENTIFICAÇÃO

O processo de sinalização das instalações elétricas com valores de energia incidente superior a 1,2 cal/cm² adotou o seguinte modelo:

- Energia incidente calculada para o ponto em questão;
- Aproximação máxima com a vestimenta de 10 cal/cm²;
- Nível de tensão;
- TAG do equipamento;
- Distância de segurança contra choque elétrico a NR-10 [5] e a fronteira de proteção do arco elétrico (*arc flash boundary*) [20];
- Data da realização do estudo.

Os acessos às subestações elétricas adotaram a sinalização de advertência contemplando, no mínimo:

- Maior nível de energia incidente presente nos painéis dessa subestação;
- Nível de tensão;
- TAG da sala elétrica;
- Proteção individual mínima requerida para acesso à sala;
- As sinalizações e identificações devem ser localizadas em local visível.

A Vale estabeleceu em 2019 uma diretoria responsável pela gestão de seus ativos. Dentre as suas atribuições, destaca-se o estabelecimento de padrões técnicos normativos, denominados “PNRs”. Esses documentos definem requisitos mínimos obrigatórios para ativos críticos de todas as unidades operacionais no Brasil e no mundo. Em 2020, foi elaborado, por esta diretoria, um documento global dedicado ao tema arco elétrico.

3.0 ESTUDO DE CASO

Apresenta-se um estudo de caso que demonstra um evento indesejado em um CCM ocorrido na empresa em 2018, que foi minimizado devido à instalação de um sistema de proteção contra arco elétrico. Este sistema era composto por um relé de proteção próprio para arco elétrico e dois sensores de detecção, sendo um sensor do tipo fibra óptica descoberta para o *load side* (zona 2) e um sensor do tipo pontual para o *line side* (zona 1). A Figura 6 ilustra a topologia do sistema de proteção.

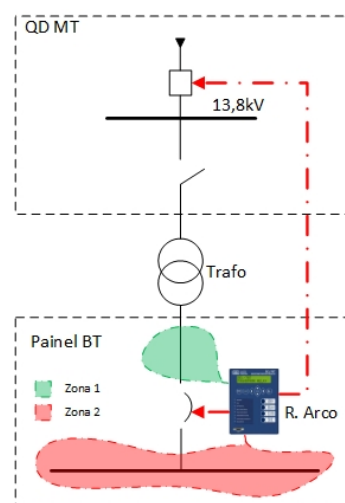


Figura 6 – Topologia do sistema de proteção contra arco utilizada no CCM

Estratégia de Mitigação de Riscos Envolvendo Arco Elétrico na Vale

O CCM em análise é alimentado por meio de um transformador de 2500 kVA, 13,8 – 0,48 kV, com resistor de aterramento de 3A aplicado ao neutro. O nível de curto-circuito presumido para o painel é de 47,0kA, calculado pela norma IEC-60909-0 [32]. As principais cargas do CCM são motores de baixa tensão com partida direta. A partir desses dados, foi realizado o cálculo da energia incidente para o CCM, antes e depois da instalação do sistema de proteção contra o arco. Utilizou-se o método previsto pela norma IEEE-1584:2002 [29].

O cálculo para o load side do painel considerou o tempo de atuação da proteção geral do próprio painel, uma vez que o CCM era compartimentado. Para o cálculo anterior à instalação do sistema de proteção contra arco, o tempo considerado para a atuação do relé foi de 200ms, e o tempo de abertura do disjuntor, 50 ms. Para verificar o tempo de atuação do relé de proteção, deve-se ter a atenção de checar o tempo de atuação do relé para a corrente de curto-circuito com arco elétrico, a qual é inferior à corrente de curto-circuito franco.

No presente caso, a corrente de arco vale 24,6 kA, correspondendo a 52% da corrente de curto-circuito franco. Para o cálculo da energia incidente com o sistema de proteção contra arco já instalado, a única variável que se altera é o tempo de atuação do relé, nesse caso, o dispositivo atua de forma muito rápida. Para o modelo de relé utilizado, esse tempo é inferior a 5ms, conforme a lógica utilizada (necessário luz e sobrecorrente para ativar a proteção). Para o *line side*, a lógica utilizada foi somente luz (sem necessidade de sobrecorrente), nesse caso, o tempo de atuação máximo é de 2ms conforme catálogo do fabricante. A Tabela 3 apresenta os níveis de energia incidente para o *load side* para os dois cenários, com e sem o sistema de proteção contra arco elétrico.

TABELA 3 – Níveis de energia incidente antes e depois da instalação do sistema de proteção

Sala Elétrica	Tag do painel	Tipo Eqpto	Tensão (kV)	Icc (kA)	Iarc (kA)	Proteção de arco	t _{relé} (s)	t _{disj} (s)	E (cal/cm²)
550SE03	550CM10	CCM	0,48	47,0	24,6	Não	0,200	0,050	28,7
						Sim	0,005	0,050	6,31

A redução da energia incidente apresentada na Tabela 3 é bastante expressiva. Com a instalação do sistema de proteção contra arco elétrico, a energia incidente reduziu 78% em relação ao valor inicial. Essa redução traz pelo menos três ganhos bastante significativos, sendo:

- Redução do nível de energia incidente para um colaborador exposto em caso de arco elétrico;

- Mitigação dos danos ao painel elétrico em caso de arco elétrico;
- Redução da categoria da vestimenta antichama necessária para intervir no CCM.

Durante uma atividade de extração/inserção de gaveta, ocorreu um curto-circuito com arco elétrico. A Figura 7 mostra oscilografia do evento.



Figura 7 – Oscilografia do relé de proteção contra arco elétrico instalado no CCM

A partir da Figura 7, vê-se como a atuação do sistema foi efetiva na extinção do arco elétrico. A duração total da falta foi pouco superior a 4 ciclos (70,8ms). Para determinar a duração total, considerou-se o início no pick-up da função de luz (TOL2) e o término no *dropout* da função de sobrecorrente de arco (50PAF). Nesse evento, o curto-circuito se inicia nas três fases praticamente no mesmo instante, a corrente atinge valores próximos de 25kA em valor eficaz, mantendo coerência com o modelo proposto pela IEEE-1584:2002 [29].

Pode-se ver também uma redução nos valores de tensão durante o evento, comportamento esse já esperado durante um curto-circuito. A curva isolada em vermelho (terceiro gráfico de cima para baixo da figura 6) indica a iluminância produzida durante o evento. Os valores são dados em percentual do máximo valor medido pelo relé (250.000 lux). Pode-se observar que a iluminância atinge o fundo de escala muito rapidamente e permanece assim até a extinção da falta. Conforme [33], o arco elétrico pode produzir iluminâncias da ordem de milhões de lux.

A indicação das linhas em azul (último gráfico) são relativas às variáveis digitais do relé, sendo TOL2 a variável que indica a detecção de luz pelo sensor da zona 2. A variável 50PAF indica sobrecorrente, contudo é uma função especial para arco, sendo mais rápida que a função de

Estratégia de Mitigação de Riscos Envolvendo Arco Elétrico na Vale

sobrecorrente convencional (50). A função de TRIP indica comando para desligamento do disjuntor. Pode-se observar que o comando de TRIP se dá juntamente com a mudança de estado da função 50PAF e ocorre com $\frac{1}{4}$ de ciclo após a mudança de estado da variável TOL2 (0 \rightarrow 1). A função 50PAF opera como uma confirmação do curto-circuito, impedindo a proteção de atuar somente por luz. Com base nos dados extraídos da oscilografia, é possível recalculer o nível de energia incidente utilizando a corrente real e a duração real da ocorrência. Para isso, foi utilizada a duração total do evento (70,8ms) e a média dos valores eficazes das três fases ao longo de todo o período (21,5kA).

Ressalta-se que os valores de corrente são menores no início e no final do curto-circuito, o que faz o valor de corrente eficaz ser inferior aos valores máximos encontrados na oscilografia. Não obstante, entende-se que essa consideração é mais coerente para avaliar o evento. Utilizando os dados conforme descrito, o nível de energia incidente encontrado para o CCM é de 7,36 cal/cm². O cálculo com os valores reais não representa propriamente um valor de energia incidente medido, contudo, oferece uma boa base de comparação em relação ao valor calculado inicialmente.

É importante destacar que durante o evento apresentado não houve qualquer dano físico para o empregado envolvido, além disso, os danos ao painel elétrico foram muito marginais. Mesmo a fibra óptica, que desempenha o papel de sensor e é bastante sensível a temperaturas elevadas, não sofreu avarias, conforme mostrou o teste de integridade da fibra, realizado após o evento. A Figura 8 apresenta o teste de integridade. Após a ocorrência, o painel foi novamente colocado em operação.

Channel #	Sensor Type	Test Light Min(%)	Test Light Max(%)	Measured Test Light(%)	Sensor Diagnostic	Excess Ambient Light
AF Input 1	Point	0.10	79.00	27.50	Pass	OK
AF Input 2	Fiber	10.00	100.00	100.00	Pass	OK
AF Input 3	Fiber	10.00	100.00	23.98	Pass	OK
AF Input 4	None	---	---	---	---	---

Figura 8 – Teste de integridade da fibra óptica descoberta - sensor 2

Torna-se necessário fazer algumas considerações sobre o tempo de atuação do disjuntor. Para o tempo de abertura, foi considerado um valor típico para baixa tensão de 50 ms, posteriormente confirmado pelo catálogo do fabricante. Contudo, a oscilografia mostra que após o comando de trip, a corrente levou 66,7ms para se extinguir completamente, conforme indicado pela mudança de estado da variável 50PAF (1 \rightarrow 0). A Figura 9 mostra graficamente esse tempo.

Destaca-se que não há no circuito relés intermediários que pudessem causar atraso.

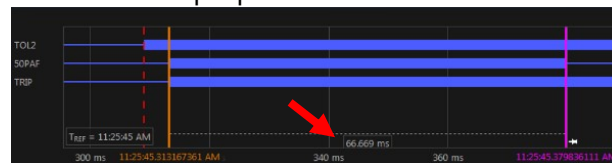


Figura 9 – Tempo de abertura do disjuntor de baixa tensão

Após o evento, foram realizados testes de abertura do disjuntor de forma a avaliar seu desempenho. Utilizou-se um equipamento de injeção de corrente e medição de tempo. Para medir o tempo, utilizou-se uma saída do relé de proteção e um contato auxiliar do disjuntor. A Figura 10 indica três resultados encontrados durante os testes. O tempo de abertura do disjuntor pode ser calculado pela diferença dos tempos indicados nos campos TRIP IED e TRIP DJ. Os valores são 44,4 ms, 45,6 ms e 42,7 ms.

Entradas Binárias / Trigger				
TRIP IED	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	232,7 ms	Teste 1
TRIP DJ	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	277,1 ms	
Entradas Binárias / Trigger				
TRIP IED	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	232,6 ms	Teste 2
TRIP DJ	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	278,2 ms	
Entradas Binárias / Trigger				
TRIP IED	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	230,7 ms	Teste 3
TRIP DJ	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	273,4 ms	

Figura 10 – Medição do tempo de abertura do disjuntor geral do CCM

Nota-se que os resultados dos testes são em média 30% menores que o valor encontrado na oscilografia (66,7ms), contudo estão em consonância com o catálogo do fabricante, que apresenta um tempo máximo de 50ms. Nesse ponto, é possível levantar a hipótese que os tempos encontrados nos testes do disjuntor não necessariamente refletem a duração da corrente elétrica em um evento de curto-circuito. A medição do tempo através do contato auxiliar não leva em conta o tempo de extinção do arco, bem como pode conter atrasos mecânicos em relação à abertura dos contatos principais do disjuntor.

Dessa forma, entende-se que a referência de tempo oriunda da oscilografia, ou seja, ainda que apresente imprecisões devido ao processamento do relé, é uma referência mais apropriada para avaliar a duração do curto-circuito. Não deve ser desconsiderado o fato de que, pela oscilografia, o tempo de abertura do disjuntor foi superior àquele indicado pelo fabricante. Ainda assim, a energia incidente recalculada foi inferior à 8 cal/cm².

Estratégia de Mitigação de Riscos Envolvendo Arco Elétrico na Vale

4.0 CONCLUSÃO

A Vale mantém um comitê permanente desde 2016 para tratar exclusivamente do tema arco elétrico. Este comitê é formado por profissionais da área de engenharia elétrica e conta com representantes das diversas unidades da Vale no Brasil e no mundo. Esta equipe se reúne periodicamente para discutir o tema e deliberar ações de eliminação ou redução do risco de energia incidente com base em referências normativas nacionais e internacionais.

Os principais produtos gerados pelo comitê incluem diagnósticos do risco no sistema elétrico, eventos de discussão, trocas de experiências e colaboração mútua entre os colegas e definição de temas a serem abordados nos treinamentos de segurança promovidos pela empresa. Contudo, o principal produto gerado foi a elaboração do procedimento de trabalho Diretrizes de Atuação para Energia Incidente. Este procedimento padroniza ações e conceitos para a determinação e tratamento da energia do arco elétrico como, por exemplo, a determinação de um valor máximo de energia incidente permitido para os painéis elétricos e um valor mínimo de ATPV das vestimentas retardante à chama adquiridas pela empresa, isso com o objetivo de prover uma proteção adequada ao trabalhador que interage com o sistema elétrico. Este procedimento foi utilizado como base para a elaboração do padrão normativo global, sendo o documento técnico de maior grau na hierarquia da empresa. Nele são definidas ações de eliminação e redução dos riscos associados ao arco elétrico.

A manutenção do comitê de energia incidente da Vale torna-se adequada para uma correta gestão do risco do arco elétrico de forma a contribuir com a proteção dos trabalhadores que interagem com o sistema elétrico da empresa. Além disso, o estudo de caso demonstra um exemplo de ganhos obtidos com a implantação das medidas definidas pelo comitê de energia incidente.

As definições preconizadas nestes procedimentos refletem diretamente na forma de trabalho de profissionais próprios e terceirizados e estimula fornecedores a desenvolverem soluções que possam eliminar ou reduzir riscos relacionados à ocorrência de arco elétrico no setor elétrico brasileiro.

Dessa maneira, a proposta de trabalhos futuros contempla o aperfeiçoamento dos procedimentos e continuidade das discussões internas, levando sempre em consideração a literatura correlata às atualizações normativas nacionais e internacionais.

AGRADECIMENTOS

A todos os profissionais que contribuíram para a concretização deste trabalho. Em especial, Anderson S. Lomasso, Eduardo A. de Castro, Kelly Queiroz e Márcio Azevedo Santos.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] NFPA, NFPA 70E: Standard For Electrical Safety In The Workplace. National Fire Protection Association (NFPA), 2021.
- [2] BSI, "ISO 45001:2018 Occupational Health and Safety Management," 2018.
- [3] ISO, International Organization for Standardization - BS ISO 31000:2018 - Risk management - Principles and guidelines. Geneva: International Organization for Standardization, 2018. OCLC: 768097201.
- [4] ISO, International Organization for Standardization - BS ISO 31010:2019 - Risk management - Risk management techniques. International Organization for Standardization, 2019.
- [5] BRASIL. Portaria MTE n.º 598, de 07 de dezembro de 2004, Norma Regulamentadora 10, Segurança em Instalações e Serviços em Eletricidade. 2004.
- [6] A.D. Bakaand, N.K.Uzunoglu, "Analysis of Two Electrocution Accidents in Greece that Occurred due to Unexpected Re-energization of Power Lines," Safety and Health at Work, vol. 5, no. 3, pp. 158–160, 2014.
- [7] J. R. White and S. Jamil, "Electrical Incidents and How they Relate to NFPA 70E/CSA Z462," IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 56, pp. 3315–3321, Aug. 2020.
- [8] H.L. Floyd, "A systems safety approach to occupational electrical safety," in Cement Industry Technical Conference (CIC), 2014 IEEE-IAS/PCA, pp. 1–17, IEEE, 2014.
- [9] A. Rahmani, M. Khadem, E. Madreseh, H.-A. Aghaei, M. Raei, and M. Karchani, "Descriptive Study of Occupational Accidents and their Causes among Electricity Distribution Company Workersatan Eight-year Period in Iran," Safety and Health at Work, vol. 4, no. 3, pp. 160–165, 2013.
- [10] R. Campbell, "Fatal electrical injuries at work," National Fire Protection Association (NFPA), vol. 1, p. 21, 2018. [6] S. D. Park, "Painful Memories of an Electrical Accident," in 2019 IEEE IAS Electrical Safety Workshop (ESW), pp. 1–4, Mar. 2019. Journal Abbreviation: 2019 IEEE IAS Electrical Safety Workshop (ESW).

Estratégia de Mitigação de Riscos Envolvendo Arco Elétrico na Vale

- [11] Maia, W. F. S.; Ekel, P. Y.; Costa, P. P. Avaliação de riscos de subestações para a prevenção de acidentes: análise de fatores contribuintes. XLVIII Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional - SBPO 2016 - SOBRAPO, p. 279–290, setembro 2016.
- [12] Pereira Filho, C. S., Resende, F. B., Souza, M. M. de, Análise dos Níveis de Energia Incidente nas Subestações Elétricas de uma Unidade Mineradora Estudo de Caso. SSIA – Seminário Nacional de Sistemas Industriais e Automação, Belo horizonte, MG, 2015.
- [13] Maia, W. F. S.; Ekel, P. Expert Opinion-Based Power Substation Risk Assessment For Prevention Of Accidents. In: Live issues of energy saving as a requirement of life safety. Kyiv, Ukraine: National Technical University Of Ukraine, Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute, Основа, 2018. p. 5. ISBN 978-966-699-935-4.
- [14] ASTM F1959/F1959M-14 – “Standard Test Method for Determining the Arc Rating of Materials for Clothing”, 2014.
- [15] Stoll, A. M., and Chianta, M. A., "Method and rating systems for evaluation of thermal protection", Bureau Aeros. Med., vol. 40, no. 11, pp. 1232-1238, Nov. 1969;
- [16] Stoll, A. M., and Chianta, M. A., “Heat transfer through fabrics as related to thermal injury”, Transactions of the New York Academy of Sciences, pp. 649-670, 1971.
- [17] Maia, W. F. S. Avaliação de riscos de subestações para a prevenção de acidentes utilizando técnicas de tomada de decisão em grupo: análise dos fatores contribuintes. 2016, Dissertação (Mestrado Acadêmico em Engenharia Elétrica) – PUC Minas, Belo Horizonte.
- [18] Resende, F. B., Proteção Elétrica em Subestações: Uma Abordagem Sobre a Energia Incidente, número:958, 2016, Dissertação (Mestrado Acadêmico em Engenharia Elétrica) – UFMG, Belo Horizonte.
- [19] Ministério do Trabalho e Emprego - MTE. “Norma regulamentadora N° 6 – Equipamento de Proteção Individual – EPI”, 2015.
- [20] IEEE Std 1584-2018 - IEEE Guide for Performing Arc-Flash Hazard Calculations, 2018.
- [21] ABNT - NBR 16384:2020, Segurança em eletricidade — Recomendações e orientações para trabalho seguro em serviços com eletricidade, 2020.
- [22] Ministério do Trabalho e Emprego - MTE. Manual de orientação para especificação das vestimentas de proteção contra os efeitos térmicos do arco elétrico e do fogo repentino, 2016.
- [23] IEEE STD. 242 (BUFF BOOK) – 2001, "IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems", 2001.
- [24] OSHA Occupational Safety end Health Standards - Appendix E to § 1910.269-Protection From Flames and Electric Arcs.
- [25] R. H. Lee, "The Other Electrical Hazard: Electric Arc Blast Burns," in IEEE Transactions on Industry Applications, vol. IA-18, no. 3, pp. 246-251, May 1982, doi: 10.1109/TIA.1982.4504068.
- [26] IEEE Guide for the Specification of Scope and Deliverable Requirements for an Arc-Flash Hazard Calculation Study in Accordance with IEEE Std 1584(TM)," in IEEE Std 1584.1-2013, vol., no., pp.1-27, 10 Feb. 2014.
- [27] Standard for Electrical Safety Requirements for Employee Workplaces, NFPA 70E-2012, Annex D, "Sample Calculation of Flash Protection Boundary".
- [28] Doughty, T.E., Neal, T.E., and Floyd II, H.L., "Predicting Incident Energy to Better Manage the Electric Arc Hazard on 600 V Power Distribution Systems," Record of Conference Papers IEEE IAS 45th Annual Petroleum and Chemical Industry Conference, September 28-30, 1998.
- [29] Guide for Performing Arc-Flash Hazard Calculations, IEEE Std 1584-2002, 1584a-2004 (Amendment 1 to IEEE Std 1584-2002), and 1584b-2011 (Amendment 2: Changes to Clause 4 of IEEE Std 1584-2002).
- [30] ARCPRO, a commercially available software program developed by Kinectrics, Toronto, ON, CA.
- [31] R. H. Lee, "Pressures Developed by Arcs," in IEEE Transactions on Industry Applications, vol. IA-23, no. 4, pp. 760-763, July 1987, doi: 10.1109/TIA.1987.4504977.
- [32] IEC 60909-0:2016 Short-circuit currents in three-phase a.c. systems - Part 0: Calculation of currents, 2016.
- [33] Jim Phillips, IEEE-1584 – IEEE Guide for arc-flash hazard calculations, Industrial Electric Magazine, Arc Flash Mitigation Section, 2018.



X IEEE ESW-Brasil 2021

A Engenharia Elétrica na Segurança do Trabalho

19 a 21 de outubro de 2021 – Virtual – on-line

MEDIDAS DE SEGURANÇA PARA PROTEÇÃO DE PESSOAS CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS – ESTATÍSTICAS DE ACIDENTES E PROPOSTA DE CRIAÇÃO DE ORGANIZAÇÃO ESPECÍFICA PARA PROTEÇÃO CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

Dr. Hélio E. Sueta

IEE_USP
sueta@iee.usp.br

Jobson Modena
GUISMO ENG.
jobson.modena@gmail.com

José Barbosa de Oliveira

SENTINELL ENG.
barbosa@sentinell.com.br

Dra. Mary Ann Cooper
UNIVERSITY OF ILLINOIS-
ACLENet
macooper@uic.edu

Sergio Roberto Santos
LAMBDA CONSULTORIA
sergio@lambdaconsultoria.com.br

RESUMO

Este trabalho apresenta dados estatísticos de acidentes devido às descargas atmosféricas no Brasil e em outras partes do mundo. Ele também apresenta uma análise desses dados e suas tendências, com o objetivo de melhorar a segurança das pessoas contra os efeitos danosos dos raios, principalmente mortes.

Também aqui é apresentada uma proposta de criação de um centro específico para ações que diminuam fatalidades, através da divulgação de conhecimentos, realização de eventos, elaboração de projetos pilotos para estruturas públicas em locais de baixa renda, criação de cartilhas específicas de proteção de trabalhadores no campo, crianças, esportistas e demais pessoas, principalmente em áreas abertas.

São apresentadas recomendações para proteção de pessoas contra os perigos diretos e indiretos das descargas atmosféricas.

1.0 – INTRODUÇÃO

No dia 28 de junho de 2011, a Escola Runyanya em Uganda foi atingida por uma descarga atmosférica que causou a morte de 18 crianças, um professor e deixando 38 pessoas seriamente feridas. Esse foi o maior acidente envolvendo crianças devido às descargas atmosféricas e o segundo maior acidente em número de mortes registrado no mundo por raios. Por esse motivo, o dia 28 de junho foi indicado como o “Dia mundial de segurança contra as

descargas atmosféricas” (ILSD – International Lightning Safety Day).

Vários países já adotaram essa data e programam diversas atividades para alertarem as pessoas dos perigos das descargas atmosféricas. São congressos, workshops, treinamentos e diversas outras atividades realizadas no mundo inteiro para fazer este alerta e principalmente ajudar comunidades carentes a evitar esses perigos. Neste caso, por exemplo, projetos de proteção são desenvolvidos gratuitamente por especialistas, principalmente para escolas em comunidades carentes de países subdesenvolvidos ou em desenvolvimento.

O Brasil, através do COBEI, também adotou esse dia como ILSD. Em 2020 seria organizado um Workshop sobre este tema, mas a COVID atrapalhou o desenvolvimento dessa atividade.

O Brasil é considerado o “Campeão mundial de descargas atmosféricas”, principalmente por ser um país tropical e pela sua extensão territorial. São milhões de descargas anualmente, que ocasionam danos, mortes e prejuízos imensos ao país. Em relação a mortes por descargas diretas, o país contabiliza de 70 a 200 mortes a cada ano, sem contar àquelas devido aos efeitos indiretos das descargas atmosféricas, tais como, os incêndios, queima de equipamentos vitais em falhas do sistema elétrico.

Este trabalho apresenta estatísticas nacionais e mundiais de acidentes. Para os dados mundiais participa a Professora emérita de Medicina de Emergência da Universidade de Illinois

1/6

(Chicago – USA), Mary Ann e Ronald Holle diretores da ACLENet (African Centers for Lightning and Electromagnetics Network).

Principalmente no verão, entre outubro e abril, são contabilizados diversos acidentes no Brasil: de edificações rudimentares até grandes usinas e tanques de combustíveis são atingidos por descargas atmosféricas, provocando grandes danos e até mortes. Devido à grande densidade de descargas atmosféricas para o solo em parte significativa do território nacional, é urgente divulgar e desenvolver projetos para evitar esses tipos de danos, prejuízos e, principalmente, mortes.

2.0 – ACIDENTES COM DESCARGAS ATMOSFÉRICAS NO BRASIL

Segundo o ELAT – Grupo de Eletricidade Atmosférica do INPE – Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais [1] ligado ao MINISTÉRIO DA CIÊNCIA, TECNOLOGIA E INOVAÇÕES do governo brasileiro, em média, 78 milhões de descargas atmosféricas caem todos os anos no Brasil. A cada 50 mortes que ocorrem no mundo devido às descargas atmosféricas, uma ocorre no país. Dessa forma, o Brasil é considerado por muitos como o campeão mundial de raios. Entre 2000 e 2019, foram contabilizadas 2194 mortes no Brasil devido às descargas atmosféricas segundo o ELAT.

O site do ELAT [1] e o Anuário Estatístico da ABRACOPEL (Associação Brasileira de Conscientização para os Perigos da Eletricidade) [2] trazem estatísticas sobre acidentes envolvendo as descargas atmosféricas. Neste trabalho vamos utilizar principalmente dados desses documentos.

2.1 – DADOS ESTATÍSTICOS NO BRASIL

O Anuário Estatístico da ABRACOPEL, em 2020, indica que, de um total de 764 mortes em acidentes de origem elétrica no Brasil, 691 foram devido à choques elétricos, 47 devido às descargas atmosféricas e 26 devido aos incêndios provocados por sobrecargas nas instalações elétricas. Esses números certamente são maiores, pois são baseados somente em notícias reportadas e divulgadas, principalmente obtidas na internet.

O levantamento do ELAT mostrou que a maioria das mortes devidas aos raios (26%) acontece no campo atingindo trabalhadores na agricultura, mas ao contrário do que muitos pensam, muitas delas ocorrem mesmo dentro de casas (21%) com os moradores realizando atividades diversas, as vezes perto de janelas e portas, pessoas utilizando telefones com fios ou os carregando na tomada e até mesmo perto de aparelhos eletroeletrônicos ligados às tomadas.

Esse levantamento mostrou que muitas vítimas estavam perto da água (9%), nas praias,

em calçadas perto do mar, na beira de rios, pescando, nadando ou em embarcações; embaixo de árvores (também 9%) se abrigando da chuva, andando perto delas ou colhendo frutas.

Em seguida, em áreas cobertas, mas abertas (8%), tais como pontos de ônibus, áreas em construção, varandas e galpões. Com 7% dos casos, as vítimas estavam praticando esportes, principalmente jogando futebol ou caminhando ao ar livre.

Muitas vítimas (6%) estavam em algum meio de transporte, mas expostos, tais como, carroceria de caminhão, motos, bicicletas, carros conversíveis ou perto de meios de transporte, tais como aviões, tratores, carros, caminhões, motos. Muitas pessoas são atingidas por descargas atmosféricas caminhando (4%) em estradas, ruas e rodovias.

Acontecem mortes devido a raios (4%) pertos de cercas, arame farpado e varais. Fechando o levantamento, 6% em atividades variadas, tais como, empinando pipas, utilizando o celular, subindo em telhados, em escaladas, montanhas, nas ruas utilizando guarda-chuvas e próximas de tanques de combustível e estruturas altas (antenas e torres).

Segundo o Anuário estatístico da ABRACOPEL 2020, ocorreram no Brasil pelo menos 23 acidentes com raios na zona rural, sendo 19 fatais. Em residências foram 16, sendo 12 fatais; em rios, lagos e açudes foram 11, com 9 fatais; em áreas urbanas, 7 com 5 fatais; em zonas litorâneas, 4 sendo 2 fatais e mais 5 acidentes em comércio e outros locais, sem fatalidade. Note que esses números são apenas os relatados.

Comparando esses dados com o levantamento do ELAT/INPE, notamos que percentualmente, os acidentes fatais na zona rural relatados em 2020 (40%), ficaram acima da média geral que é 26%. Já os acidentes dentro de casas relatados (25%) ficam bem próximos dos 21% que é a média levantada pelo INPE. Os acidentes relatados em 2020 em locais pertos de água (rios, praias etc.) foram aproximadamente 23%, bem acima dos 9% que seria a média nesses locais.

Essa comparação e levantamentos mostram que os acidentes com raios ainda acontecem muito nas áreas rurais, mas também dentro de residências. Em áreas rurais e litorâneas a aplicação da norma brasileira ABNT NBR 16785 [3] que trata do sistema de alerta de tempestades elétricas é ideal para proteção de áreas abertas. Esta norma descreve as especificações para os equipamentos e sensores que alertam sobre a possibilidade de uma tempestade elétrica atingir uma determinada área.

Uma cartilha específica (ou vídeo educativo) para trabalhadores do campo pode orientar contra os perigos das descargas atmosféricas.

Para a proteção de residências e edificações, a norma apropriada é a ABNT NBR 5419, publicada em 4 partes em 2015 [4].

No Brasil, em um levantamento feito pelo INPE de 2000 a 2019, os estados onde ocorreram mais mortes no período foram: São Paulo (327), Minas Gerais (175), Pará (162), Rio Grande do Sul (147), Mato Grosso do Sul (138), Amazonas (133), Mato Grosso (126), Goiás (123), Paraná (114) e Maranhão (107).

Segundo o levantamento da ABRACOPPEL, em 2020, ocorreram 17 mortes na região nordeste (5º lugar no levantamento do INPE:107 mortes em 20 anos); 15 na região norte (3º lugar no levantamento do INPE:295 mortes); 7 na região sudeste (1º lugar no levantamento do INPE:502 mortes); 5 na região Centro-oeste (2º lugar no levantamento do INPE:387 mortes) e 3 na região sul (4º lugar no levantamento do INPE:261 mortes em 20 anos).

Sem considerar as falhas nos levantamentos (note que em 2000 a internet era muito menos utilizada, apesar do seu surgimento no Brasil em 1988, mas nos primeiros anos do segundo milênio, os sistemas de buscas eram mais restritos e o jornalismo publicado em papel mais comum), podemos notar que no ano de 2020 as mortes no nordeste por descargas atmosféricas foram as mais registradas, apesar da baixa densidade de descargas atmosféricas por km² para a terra (N_G) nesta região (na região litorânea do nordeste o N_G é menor que 1).

Uma grande quantidade de mortes (15) foi relatada na região norte em 2020, o que fica próxima com a média relatada pelo INPE por ano que seriam 10 mortes por ano nessa região. Já na região sudeste, que é a mais populosa do Brasil, foram relatadas 7 mortes que comparado com a média por ano do INPE seria por volta de 20 mortes.

Nesse levantamento realizado pelo ELAT/INPE, no período de 2000 a 2019, morreram no Brasil 2194 pessoas devido às descargas atmosféricas. A distribuição das mortes por ano é mostrada na Figura 1.



Fig. 1: Mortes por ano devido a raios no Brasil

Esse gráfico mostra que, apesar da maior dificuldade na obtenção de dados, o número de mortes era maior e veio diminuindo no decorrer dos anos.

Essa tendência de diminuição pode ser resultado de um maior esclarecimento da população quanto aos perigos das descargas atmosféricas e do grande avanço das normas de proteção. Note-se que a norma brasileira de proteção de estruturas de 2005 a 2015 tinha apenas 42 páginas e a publicação de 2015 [3] veio dividida em quatro partes que somam mais de 300 páginas. Após a publicação da norma em 2015, muitos treinamentos, artigos em revistas técnicas e “lives” ocorreram divulgando conceitos mais precisos e científicos dessa nova publicação. Verifica-se também, que a curva ficou bem abaixo de 100 mortes após a publicação da norma.

Em 30 de setembro de 2019, a ABNT (Associação Brasileira de Normas Técnicas), publicou uma norma que aborda o assunto da proteção preventiva contra descargas atmosféricas e seus efeitos. A ABNT NBR 16785 – Sistemas de alertas de tempestades elétricas [4] tem como principal objetivo, a redução de acidentes a pessoas expostas em áreas abertas, seja por trabalho ou lazer e que para terem proteção aceitável precisam ser alertadas, direcionadas e abrigadas em edificações ou outras estruturas que ofereçam proteção quando há a possibilidade da incidência de raios. Espera-se que o número de mortes diminua ainda mais com a divulgação mais ampla dessa norma.

As mortes segundo [1] ocorrem mais no verão (43%) onde as chuvas de tempestades são mais frequentes e na primavera (33%). No outono (16%) e no inverno (8%) são bem menos frequentes.

Os homens são as principais vítimas com 82% dos casos, sendo as mulheres com 18% dos casos bem menos atingidas pelas descargas atmosféricas.

A Figura 2 (extraída de [1]) mostra a distribuição de mortes por faixa etária.



Figura 2: Mortes por raios por faixa etária

Os jovens de 20 a 29 anos são as principais vítimas das descargas atmosféricas.

Enfim, os dados relatados tanto pelo site do INPE como os no Anuário Estatístico da ABRACOPEL, apesar de terem erros, uma vez que a compilação de dados mais realistas é uma tarefa extremamente difícil, principalmente quando se trata de mortes (por exemplo, uma morte devida à uma descarga atmosférica muitas vezes é registrada como parada cardíaca), trazem muitas tendências e informações importantes.

2.2 – DADOS ESTATÍSTICOS NO MUNDO

Um dos maiores pesquisadores que trabalha com estatísticas de fatalidades com descargas atmosféricas é o americano Ronald L. Holle da Vaisala. Ele publicou diversos artigos com estatísticas mundiais [5], [6], [7], [8] onde analisa os números mundiais destas fatalidades.

Nos seus trabalhos mais recentes declara que existe uma grande diferença entre as taxas de mortalidade por descargas atmosféricas nos países desenvolvidos (mais baixa) e os países em desenvolvimento (mais alta).

O número de fatalidades por raios nos EUA, Austrália, Canadá, Japão e países da Europa ocidental tem diminuído fortemente nos últimos anos. Uma das razões apontadas é a mudança de uma sociedade mais rural (agrícola) para uma sociedade urbana. Um aspecto importante mostra que a disponibilidade de edificações com proteção contra descargas atmosféricas e de veículos totalmente fechados, com coberturas metálicas, além de uma maior divulgação e conhecimento dos perigos das descargas atmosféricas, um melhor sistema de saúde e a disponibilidade maior de informações em tempo real dos raios através das redes de localização de descargas atmosféricas, levou a essa diminuição de fatalidades. A Fig. 3 mostra a correlação entre as mortes por descargas atmosféricas e o total da população rural nos EUA.

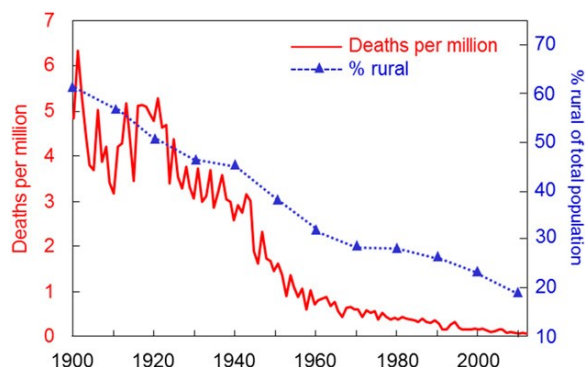


Fig. 3: Correlação entre as mortes por descargas atmosféricas (em vermelho) e o total da população rural nos EUA (em azul).

A Figura 4 mostra uma comparação da porcentagem de tipos de fatalidade por raios na

década de 1890 versus 2005 a 2014 (dados atualizados por Holle et al. 2005).

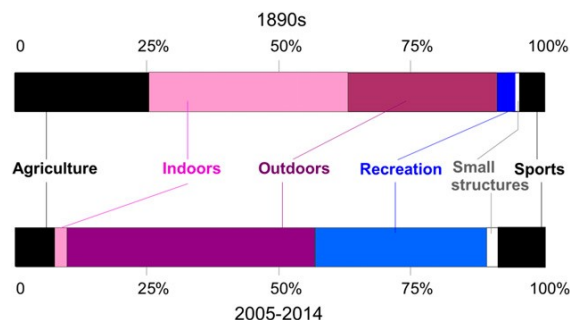


Fig. 4: Tipos de fatalidades por raios na década de 1890 versus 2005 a 2014.

No mundo inteiro a dificuldade de obtenção de dados corretos e específicos de acidentes com descargas atmosféricas é muito grande. São poucas publicações técnicas com dados confiáveis em geral. Uma forma mais correta de apresentar esses dados estatísticos por países é mostrar as taxas de mortalidade devido às descargas atmosféricas por ano por milhão de habitantes.

A Tabela 1, copiada do trabalho [5], mostra para alguns países, essa taxa, o período aferido e quais referências foram utilizadas.

As estimativas de fatalidades globais por raios por ano vão desde “vários milhares” (Gomes e Ab Kadir, 2011), da “ordem de 6.000” (Cardoso et al. 2011) e de “24.000 mortes por ano” (Holle e Lopez 2003).

Analisando a Tabela 1 podemos observar que maior taxa de mortalidade por raios por milhão de habitantes ocorre em países africanos, seguido pelo México, Índia, Colômbia, Singapura. O Brasil tem uma taxa inferior a 1, porém é bastante alta, junto com a Malásia. Na Europa a taxa fica inferior a 0,4. Embora 0,4 mortes / milhão de pessoas / ano pareça baixa, é na verdade 3 vezes a taxa de países desenvolvidos, como os Estados Unidos, Canadá e outros países desenvolvidos.

Tabela 1: Taxas de fatalidades anuais por raios por milhão de pessoas por países publicadas

Continent	Country	References	Period	Annual fatality rate per million
Africa	Malawi	Mulder et al. (2012)	2007–10	84.0
	South Africa	Blumenthal (2005)	1997–2000	6.3
	Swaziland	Dlamini (2009)	2000–07	15.5
	Uganda	Mary and Gomes (2012)	2007–11	0.9
	Zimbabwe	Chitauo (1990); Van Oost (1990)	2004–13	14–21
Asia	China	Zhang et al. (2011)	1997–2009	0.3
	India	Illyas et al. (2014)	1967–2012	2.0
	Japan	N. Kitagawa (2007, personal communication)	1990–97	>0
	Malaysia	Ab Kadir et al. (2012)	2008–11	0.8
	Singapore	Pakiam et al. (1981)	1970–79	1.5
	Australia			
		Contes et al. (1993)	1980–89	0.1
Europe	Austria	Kompacher et al. (2012)	2001–10	>0
	France	Gourbière (1999)	1990–95	0.2
	Greece	Peppas et al. (2012)	2000–10	0.1
	Lithuania	Galvonaite (2004)	1994–2003	0.1
	Poland	Loboda (2008)	2001–06	0.3
	Turkey	Tilev-Tanriver et al. (2015)	2012–14	0.4
	United Kingdom	Elson and Webb (2014)	1988–2012	>0
	North America			
	Canada	Mills et al. (2010)	1990–2004	0.2
South America	Mexico	Raga et al. (2014)	1979–2011	2.7
	United States	www.lightningsafety.noaa.gov/mcda.shtml	2005–14	0.1
	Brazil	Cardoso et al. (2014)	2000–09	0.8
	Colombia	Navarrete-Aldana et al. (2014)	2000–09	1.8

3.0 – ORGANISMO PARA PREVENÇÃO DE ACIDENTES COM DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

Diversos países possuem organismos específicos para a conscientização dos perigos das descargas atmosféricas. Podemos destacar o ACLENet – African Centers for Lightning and Electromagnetics Network (Uganda), o National Lightning Safety Council (USA), SALNet, uma organização de países do sul da Ásia e LARC para o Nepal.

Esses organismos atuam na divulgação do ILSD; em programas de segurança de crianças em idade escolar, desenvolvimento de projetos, instalações, negociação de materiais de proteção contra descargas atmosféricas (PDA), para estruturas em comunidade carente, principalmente escolas; levantamento de dados estatísticos e análise de acidentes com raios, entre outras atividades.

No Brasil existe uma ideia, ainda embrionária, de criação de um organismo com essas características. Uma primeira atividade desse organismo foi a organização do ILSD BRAZIL e a participação na preparação do ILSD mundial.

Como principais atividades para o início deste organismo, podemos citar:

- Incentivar e divulgar o ILSD – 28 de junho;
- Publicar artigos em revistas;
- Publicar e apresentar artigos em eventos;
- Definir o nome e estatuto do organismo;
- Preparar um programa de proteção para Escolas em municípios pobres no Brasil:
 - a. Preparar carta para prefeituras;
 - b. Desenvolver meios de ajuda: projetos gratuitos.
- Fazer projetos gratuitos utilizando os alunos de cursos como exercícios para aprovação;
- Criar um depósito de notícias de acidentes com raios no Brasil;
- Verificar um maior entrosamento com o NLSC – National Lightning Safety Council e com a ACLENet;
- Criar cartilha de segurança para enviar para: Prefeituras, Corpos de Bombeiros, Clubes etc.;
- Fazer um vídeo sobre regras básicas de proteção;
- Fazer um livro infantil (ou reeditar o “Super Dudu”) para educar crianças sobre os perigos das descargas atmosféricas;
- Fazer “lives” sobre segurança;
- Fazer um vídeo sobre formação das descargas direcionado à proteção das pessoas.

- Trabalhar com a mídia para divulgar mortes e ferimentos para aumentar a conscientização.
- Uso de anúncios de serviço público de rádio e televisão sobre segurança contra raios e prevenção de lesões.

4.0 – PROTEÇÃO DE PESSOAS

A quantidade de mortes devido às descargas atmosféricas não é muito grande se compararmos com as mortes por doenças (principalmente nos tempos atuais devido à COVID) ou por acidentes envolvendo meios de locomoção, porém são mortes que podem ser evitadas na sua grande maioria.

A aplicação correta da ABNT NBR 5419 [4] em estruturas e o alerta bem-feito em áreas abertas, seguindo as recomendações da ABNT NBR 16785 [3], são recomendações essenciais para a proteção das pessoas.

Cartilhas com diferentes formatos para conscientizar as pessoas dos perigos das descargas atmosféricas, para trabalhadores no campo, para crianças e para organismos públicos (prefeituras, corpos de bombeiros), para esportistas, por exemplo, são muito importantes. Essas cartilhas devem mostrar para os diferentes públicos, as formas de se proteger dos raios.

5.0 – CONCLUSÕES

Este trabalho apresenta dados estatísticos de acidentes envolvendo descargas atmosféricas no Brasil e dados mundiais. A análise desses dados mostra que a mudança da população rural para as cidades, assim como uma maior mecanização no trabalho na agricultura tem diminuído as mortes de trabalhadores do campo por descargas atmosféricas.

As mortes por raios no interior de edificações acontecem, em maior número, nos países subdesenvolvidos ou em desenvolvimento. Nesses países, a falta de uma proteção adequada, além de uma maior falta de informações pode levar a um número maior de fatalidades [9].

Em áreas abertas, a conscientização e o alerta adequado da possibilidade de descargas atmosféricas podem evitar que as pessoas fiquem expostas desnecessariamente aos perigos dos raios.

6.0 – REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Mortes por raios – site do ELAT/INPE - <http://www.inpe.br/webelat/homepage/menu/noticias/vitimas.de.raios.-.infografico.php>
- [2] ABRACOPEL – Anuário estatístico – 2020.
- [3] ABNT - ABNT NBR 16785, Proteção contra descargas atmosféricas - Sistemas de alertas de tempestades elétricas.
- [4] ABNT - ABNT NBR 5419: 2015, Proteção contra descargas atmosféricas, publicada em 4 partes.
- [5] Holle, Ronald L. “A Summary of Recent National-Scale Lightning Fatality Studies”. *WEATHER , CLIMATE, AND SOCIETY*, Vol. 8, 2016 *American Meteorological Society*, January 2016, p.35 to 42.
- [6] Holle, Ronald L. “The Number of Documented Global Lightning Fatalities”. *24th International Lightning Detection Conference & 6th International Lightning Meteorology Conference*, 18-21 April, San Diego, California, USA, 2016, p. 1 to 4.
- [7] Cardoso, I.; Pinto Jr, O.; Pinto, I. R. C. A.; Holle, R. “LIGHTNING CASUALTY DEMOGRAPHICS IN BRAZIL AND ITS IMPLICATIONS TO SAFETY RULES”. *14th International Conference on Atmospheric Electricity*, August 08-12, 2011, Rio de Janeiro, Brazil, p. 1 to 4.
- [8] Navarrete-Aldana, N.; Cooper, Mary Ann; Holle, R. L. “*Lightning fatalities in Colombia from 2000 to 2009*”. *Journal of the International Society for Prevention and Mitigation of Natural Hazards*. Springer. P. 1 to 16.
- [9] Lang, Timothy et all. “WMO World record lightning extremes – Longest reported flash distance and longest reported flash duration”. *BATIS*, June 2017. P. 1154 to 1168.



X IEEE ESW-Brasil 2021

A Engenharia Elétrica na Segurança do Trabalho

19 a 21 de outubro de 2021 – Virtual – on-line

INVESTIGAÇÃO SOBRE OS PDAS INSTALADOS EM POSTOS DE COMBUSTÍVEIS NO CENTRO-OESTE DE MINAS GERAIS

Pablo Ribeiro Veloso de Andrade

PVA Engenharia

pablo.andrade@pvaengenharia.com.br

RESUMO

Este trabalho de pesquisa visa o estudo dos PDAs instalados em postos de combustíveis no centro-oeste dos estado de Minas Gerais, com o foco na aplicabilidade da norma NBR5419/2015. Primeiramente, foi realizado um trabalho de caracterização das partes analisadas nos PDAs. Posteriormente, foi descrita a metodologia de pesquisa e os pontos que estão dentro e fora do escopo do presente trabalho. Em seguida, foi feita uma apresentação das principais características dos postos de combustíveis analisados, bem como as cidades em que eles estão localizados. Após isso, foi feito um levantamento estatístico da situação das instalações dos PDAs nos postos analisados, que foram devidamente discutidas e analisadas. Por último, foram apresentadas as conclusões do pesquisador sobre a situação dos PDAs instalados em postos de combustíveis, na região centro-oeste de Minas Gerais.

1.0 – INTRODUÇÃO

Atualmente, percebe-se que um grande problema encontrado nas instalações de proteção contra descargas atmosféricas (PDA) é o descumprimento de importantes itens normativos, que representam as melhores práticas de PDA para garantir segurança na proteção contra raios, tanto para pessoas, quanto para estruturas e também para equipamentos. No Brasil, a NBR5419/2015, em suas 4 partes, apresenta o conjunto de técnicas que devem ser aplicadas, de acordo com o consenso entre os normatizadores e com as melhores práticas mundiais em proteção contra descargas atmosféricas.

Os riscos do descumprimento desta norma são agravados em instalações de postos de combustíveis, uma vez que se trata de um local

com riscos consideráveis de explosão, devido à existência de substâncias inflamáveis dentro de grande parte de sua área de abrangência. Com isso, um centelhamento qualquer, que pode ocorrer no momento da queda de raios, pode trazer consequências catastróficas e atingir também a comunidade ao redor da instalação.

Dessa forma, o presente trabalho de pesquisa aplicado aborda as instalações de PDAs em postos de combustíveis, de forma que seja possível fazer uma quantificação da qualidade de suas instalações, limitando-se à região centro-oeste do estado de Minas Gerais.

O presente trabalho pretende fornecer um diagnóstico da situação real das instalações de proteção contra descargas atmosféricas, dentro das limitações propostas na pesquisa. Estima-se que a grande maioria das instalações tem problemas básicos de aplicabilidade da norma. Sendo assim, o objetivo deste estudo é confirmar ou refutar esta estimativa.

A organização deste trabalho é feita da seguinte maneira: primeiramente foi feito um trabalho de caracterização das partes analisadas nos PDAs. Posteriormente, foi descrita a metodologia utilizada. Em seguida, foram descritas algumas características dos postos analisados e foi feito o levantamento estatísticos dos dados coletados, bem como suas análises e discussões. Por último, foram apresentadas as conclusões do pesquisador, sobre a situação dos PDAs instalados nos postos de combustíveis inspecionados.

2.0 – CARACTERIZAÇÃO E METODOLOGIA

Para a realização de um estudo imparcial, foram necessárias adaptações, uma vez que nem sempre o proprietário do posto de combustível autorizou a realização de ensaios, até mesmo pelo fato de alterar a rotina de comercialização de seus produtos. Dessa forma, foi necessário realizar

1/5

algumas limitações, de forma a obter uma análise padronizada entre os postos inspecionados.

Um dos pontos principais realmente foi a não permissão de realização dos ensaios em todos os postos, o que por si só, impediria uma análise padronizada em toda a amostragem. Foi percebido também que, em muitos casos a documentação da instalação do PDA não existia ou não estava em poder do responsável do estabelecimento. Há ainda o fato de que, em alguns casos, os painéis elétricos se encontravam trancados, com as chaves em poder do proprietário ou gerente, que não encontravam-se disponíveis para o atendimento do pesquisador. Por último, também foram encontrados postos de combustíveis, em que o pesquisador não teve permissão para acessar a cobertura do estabelecimento, devido à ausência de uma estrutura mínima de segurança.

Com base em tudo isso, o presente trabalho limitou-se a realizar uma inspeção visual, desconsiderando qualquer cálculo de projeto, análise de riscos ou inspeções instrumentadas. Com isso, o foco deste artigo são erros possíveis de serem obtidos à olho nu ou com o auxílio de uma trena.

Sendo assim, foram inspecionados os subsistemas de captação, através de mastros ou estruturas existentes, descidas, sendo elas naturais ou externas, aterramento, inspecionando caixas de inspeção e equipotencialização das bombas e filtros de combustível. As medidas de proteção contra surtos também não fizeram parte da pesquisa.

3.0 – RESULTADOS

Para a realização deste trabalho, foram inspecionados 36 postos de combustíveis, em 10 cidades diferentes da região centro-oeste de Minas Gerais, entre os meses de Dezembro/2020 e Março/2021. Foram analisados estabelecimentos em rodovias e também em áreas urbanas, pertencentes à redes de postos ou à empresários que tenha apenas um posto de combustível. Na apresentação deste relatório, optou-se por não divulgar quais os estabelecimentos foram analisados, pois isso poderá acarretar em punições advindas de órgãos fiscalizadores e, sem o devido sigilo, não seria possível obter a autorização para realizar as inspeções necessárias para o desenvolvimento da pesquisa.

De maneira geral, mesmo com a expectativa inicial de que muitos sistemas continham erros significativos e com as limitações impostas ao decorrer do levantamento de dados, o resultado obtido foi surpreendente. As figuras 1 e 2, mostram a quantidade de estabelecimentos inspecionados por cidades e o percentual de postos que cumpria ou não, os requisitos normativos analisados na presente pesquisa.

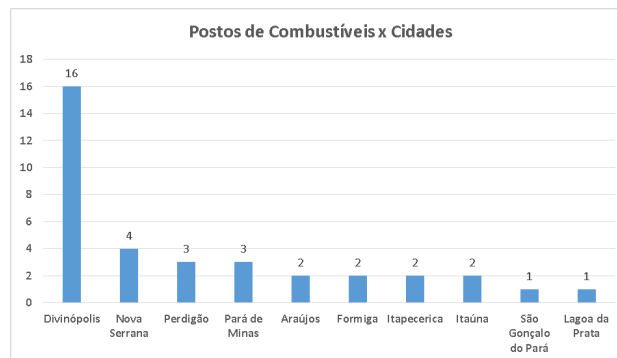


Figura 1 – Gráfico de Postos de Combustíveis x Cidades

Percebe-se que foram analisados um total de 36 postos, sendo 16 na cidade de Divinópolis, que é o polo regional e 20 espalhados pelas demais 9 cidades visitadas.

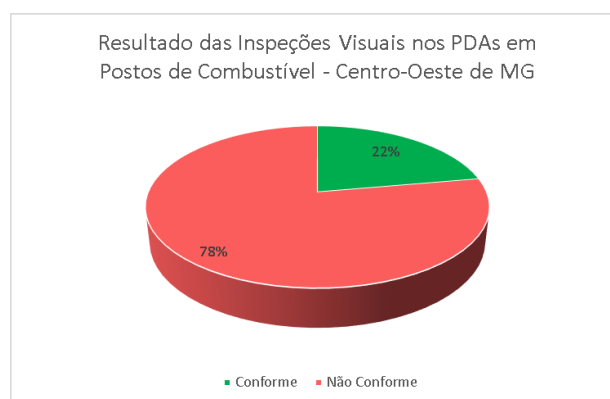


Figura 2 – Resultado das Inspeções Visuais nos Postos de Combustíveis

Como dito anteriormente, a Figura 2 representa o resultado geral do presente trabalho. Nota-se que 78% dos postos de combustíveis analisados na região centro-oeste de Minas Gerais estão com falhas consideráveis nas suas instalações de PDA, mesmo considerando apenas a inspeção visual.

A Tabela 1 apresenta os erros encontrados nas instalações, que serão detalhados em seguida.

Tabela 1 – Erros encontrados nas inspeções

Item	Descrição	Quantidade
1	Estrutura Fora da Zona de Proteção	11
2	Descidas Insuficientes	9
3	Aterramento com Cabo Inadequado	8
4	Não Existe SPDA Instalado	8
5	Bombas Sem Equipotencialização	3
6	Captação Fixada em Estrutura do Vizinho	2
7	Descida Com Cabo Inadequado	1
-	Total	42

3.1 – ESTRUTURA FORA DA ZONA DE PROTEÇÃO

O problema com maior incidência foi estrutura fora da zona de proteção, totalizando 11

estabelecimentos. Foram encontrados seis casos de estruturas de escritórios protegida apenas por um mastro de captação, insuficiente para proteger toda a sua área de extensão, quatro casos de estrutura de escritório totalmente desprotegida e um caso de estrutura construída acima do sistema de captação.

Abaixo, a Figura 3 ilustra a instalação de apenas um captor para proteger toda a estrutura de escritório.



Figura 3 – Falhas nos Subsistemas de Captação e Descidas

3.2 – DESCIDAS INSUFICIENTES

Em segundo lugar entre os erros encontrados, foram os erros de descidas insuficientes. Em todos os nove casos encontrados, a estrutura de escritório estava com menos descidas do que o suficiente.

No item 5.3.3 da NBR 5419/2015 parte 3, existe uma tabela que especifica a distância permitida entre cada uma das descidas e aceita uma variação de até 20% para estes valores. Dessa forma, o parâmetro de projeto utilizado é, calcular o perímetro total da estrutura e dividir pela distância encontrada. Com isso, encontra-se a quantidade de descidas necessárias. Após isso, posiciona-se a quantidade de descidas encontradas, de forma a respeitar a distância entre elas, fornecida pela tabela da norma NBR 5419/2015, lembrando que pode ocorrer uma variação de até 20% nestes valores.

No caso dos postos de combustíveis, como tratam-se de estruturas com líquidos inflamáveis, a NBR 5419/2015 especifica que deve ser instalado SPDA com pelo menos nível II de proteção. Dessa forma, a distância entre as descidas nestas instalações deve ser sempre uma variação de 20% sobre 10 metros constantes na NBR 5419/2015, ou seja, valores entre 8 e 12 metros de distância.

Para facilitar o entendimento, segue abaixo a tabela 2, que mostra a distância permitida entre as descidas do SPDA, de acordo com seu nível de

proteção, que foi extraída do item 5.3.3 da NBR 5419/2015 parte 3.

Tabela 2 – Distância entre as descidas, de acordo com a NBR 5419/2015

Classe do SPDA	Distâncias m
I	10
II	10
III	15
IV	20

NOTA É aceitável que o espaçamento dos condutores de descidas tenha no máximo 20 % além dos valores acima.

A Figura 3 também representa um exemplo de descidas em quantidade insuficiente ao necessário. Neste caso, foi instalada apenas uma descida no mastro de captação. Aparentemente, a empresa instaladora considerou que esta haste protegeria apenas o conjunto de suspiros dos tanques de combustíveis. No entanto, como o sistema foi instalado sobre a estrutura de escritórios, seria necessário seguir a regra de proteção na própria estrutura, além de realizar o cálculo para verificar se esta instalação poderia também proteger os suspiros de forma isolada.

3.3 – ATERRAMENTO COM CABO INADEQUADO

O terceiro erro mais encontrado trata-se de um caso clássico e comumente encontrado em instalações de SPDA. Em todas as oito incidências, foram utilizados cabos de 19 fios não normatizado.



Figura 4 – Utilização de cabo de 19 fios não normatizado em subsistema de aterramento

A norma NBR 5419/2015 parte 3, no item 5.6.2, apresenta uma tabela com as dimensões mínimas dos materiais a serem utilizados nos subsistemas de aterramento. De acordo com ela, cabos de cobre encordoados devem ter medidas

mínimas de área de seção de 50mm² e diâmetro mínimo de cada fio cordoalha no valor de 3mm, ou seja, o cabo de 7 fios.

Abaixo, a Tabela 3 mostra as dimensões mínimas dos materiais a serem utilizados no subsistema de aterramento de SPDA:

Tabela 3 – Material, configuração e dimensões mínimas de eletrodo de aterramento

Material	Configuração	Dimensões mínimas ^f		Comentários ^f
		Eletrodo cravado (Diâmetro)	Eletrodo não cravado	
Cobre	Encordoado ^c	–	50 mm ²	Diâmetro de cada fio cordoalha 3 mm
	Arredondado maciço ^c	–	50 mm ²	Diâmetro 8 mm
	Fita maciça ^c	–	50 mm ²	Espessura 2 mm
	Arredondado maciço	15 mm	–	
Aço galvanizado à quente	Tubo	20 mm	–	Espessura da parede 2 mm
	Arredondado maciço ^{a, b}	16 mm	Diâmetro 10 mm	–
	Tubo ^{a, b}	25 mm	–	Espessura da parede 2 mm
	Fita maciça ^a	–	90 mm ²	Espessura 3 mm
Aço cobreado	Encordoado	–	70 mm ²	–
	Arredondado Maciço ^d	12,7 mm	70 mm ²	Diâmetro de cada fio da cordoalha 3,45 mm
Aço inoxidável ^e	Arredondado maciço	15 mm	Diâmetro 10 mm	Espessura mínima 2 mm
	Fita maciça	–	100 mm ²	–

^a O recobrimento a quente (fogo) deve ser conforme a ABNT NBR 6323 [1].
^b Aplicável somente a mini captores. Para aplicações onde esforços mecânicos, por exemplo, força do vento, não forem críticos, é permitida a utilização de elementos com diâmetro mínimo de 10 mm e comprimento máximo de 1 m.
^c Composição mínima AISI 304 ou composto por: cromo 16 %, níquel 8 %, carbono 0,07 %.
^d Espessura, comprimento e diâmetro indicados na tabela refere-se aos valores mínimos sendo admitida uma tolerância de 5 %, exceto para o diâmetro dos fios das cordoalhas cuja tolerância é de 2 %.
^e Sempre que os condutores desta tabela estiverem em contato direto com o solo devem atender as prescrições desta tabela.
^f A cordoalha cobreada deve ter uma condutividade mínima de 30 % IACS (International Annealed Copper Standard).
^g Esta tabela não se aplica aos materiais utilizados como elementos naturais de um SPDA.

3.4 – NÃO EXISTE SPDA INSTALADO

Além destes erros, também foram encontrados oito postos de combustíveis sem nenhum tipo de proteção contra descargas atmosféricas instalada.

Um destes casos é mostrado na Figura 5, que segue abaixo. Trata-se de um posto com aproximadamente três anos de operação, ou seja, mais recente do que a última atualização da norma NBR 5419.



Figura 5 – Posto de combustível sem PDA instalado

3.5 – BOMBAS SEM EQUIPOTENCIALIZAÇÃO

Foram encontradas também, três postos de combustível sem nenhuma ligação de

equipotencialização em suas bombas de combustível. Em todos os casos, havia bombas instaladas próximas as descidas estruturais do posto, o que pode gerar centelhamentos perigosos com alto risco de impacto contra a vida e contra a estrutura.

3.6 – CAPTAÇÃO FIXADA NA ESTRUTURA DO VIZINHO

Outro erro encontrado, desta vez em dois postos de combustíveis, foi captação fixada na estrutura do vizinho. Os mastros de captação projetados para proteger os suspiros dos tanques estavam fixados na parede da estrutura do vizinho. De acordo com as boas práticas de Engenharia promovidas pela NBR 5419/2015, o indicado para proteção dos suspiros dos tanques é um ou mais postes captadores isolados, de forma que fiquem a uma distância de pelo menos um metro do limite da área classificada como risco de explosão. Porém, quando o mastro é instalado fixado na estrutura do vizinho, ele transfere o risco de centelhamentos perigosos para a outra construção. Além disso, apenas este mastro não protege toda a estrutura vizinha e nem o subsistema de descidas cumpre os requisitos de distância entre descidas, como já mostrado anteriormente na Tabela 2.

Abaixo segue a Figura 6, que ilustra um dos casos explicados no presente tópico:



Figura 6 – Mastro de captação fixado na estrutura do vizinho

3.7 – DESCIDA COM CABO INADEQUADO

Por último, foi encontrado ainda um posto de combustível que utilizava um cabo de cobre de

19 fios não normatizado no subsistema de descida que protege a estrutura de escritórios. De forma similar ao subsistema de aterramento, o item 5.6.2 da parte 3 da NBR5419/2015, fornece uma tabela que estabelece as dimensões mínimas dos materiais a serem utilizados no subsistema de descidas. Sendo assim, percebe-se que cabos de cobre encordoado devem ter medidas mínimas de área de seção de 35mm² e diâmetro mínimo de cada fio cordoalha no valor de 2.5mm, ou seja, o cabo de 7 fios.

Abaixo, segue a Tabela 4, que mostra as dimensões mínimas dos materiais a serem utilizados no subsistema de descida de SPDA:

Tabela 4 - Material, configuração e dimensões mínimas de descidas

Material	Configuração	Área da seção mínima mm ²	Comentários ^d
Cobre	Fita maciça	35	Espessura 1,75 mm
	Arredondado maciço ^d	35	Diâmetro 6 mm
	Encordoado	35	Diâmetro de cada fio da cordoalha 2,5 mm
	Arredondado maciço ^b	200	Diâmetro 16 mm
Alumínio	Fita maciça	70	Espessura 3 mm
	Arredondado maciço	70	Diâmetro 9,5 mm
	Encordoado	70	Diâmetro de cada fio da cordoalha 3,5 mm
	Arredondado maciço ^b	200	Diâmetro 16 mm
Aço cobreado IACS 30 % ^e	Arredondado maciço	50	Diâmetro 8 mm
	Encordoado	50	Diâmetro de cada fio da cordoalha 3 mm
Alumínio cobreado IACS 64 %	Arredondado maciço	50	Diâmetro 8 mm
	Encordoado	70	Diâmetro de cada fio da cordoalha 3,6 mm
Aço galvanizado a quente ^a	Fita maciça	50	Espessura mínima 2,5 mm
	Arredondado maciço	50	Diâmetro 8 mm
	Encordoado	50	Diâmetro de cada fio da cordoalha 1,7 mm
	Arredondado maciço ^b	200	Diâmetro 16 mm
Aço inoxidável ^c	Fita maciça	50	Espessura 2 mm
	Arredondado maciço	50	Diâmetro 8 mm
	Encordoado	70	Diâmetro de cada fio da cordoalha 1,7 mm
	Arredondado maciço ^b	200	Diâmetro 16 mm

^a O recobrimento a quente (fogo) deve ser conforme ABNT NBR 6323 [1].

^b Aplicável somente a miniparâmetros. Para aplicações onde esforços mecânicos, por exemplo, força do vento, não forem críticos, é permitida a utilização de elementos com diâmetro mínimo de 10 mm e comprimento máximo de 1 m.

^c Composição mínima AISI 304 ou composto por: cromo 16 %, níquel 8 %, carbono 0,07 %.

^d Espessura, comprimento e diâmetro indicados na tabela refere-se aos valores mínimos, sendo admitida uma tolerância de 5 %, exceto para o diâmetro dos fios das cordoalhas cuja tolerância é de 2 %.

^e A cordoalha cobreada deve ter uma condutividade mínima de 30 % IACS (*International Annealed Copper Standard*).

NOTA 1 Sempre que os condutores desta tabela estiverem em contato direto com o solo é importante que as prescrições da Tabela 7 sejam atendidas.

NOTA 2 Esta tabela não se aplica aos materiais utilizados como elementos naturais de um SPDA.

empresas cujo negócio principal é montagem de posto de combustível. Dessa forma, como elas não tem *expertise* no assunto e não contratam profissionais qualificados nesta disciplina, não entregam uma solução segura para os clientes.

Um fator importante de ser citado é que, nem sempre a instalação inadequada é mais barata do que a cumpridora dos parâmetros normativos. Do ponto de vista de engenharia, um projeto bem elaborado considera a melhor solução para cada situação, considerando segurança, cumprimento de normas e preço, ou seja, garante uma entrega segura e de qualidade.

Por fim, serviços de engenharia são serviços complexos, altamente especializados e de grande responsabilidade para a saúde e a segurança das pessoas e instalações. Sendo assim, o descumprimento de itens normativos pode acarretar em perdas de vida, de patrimônio ou financeiras, além da possibilidade de consequências jurídicas nas esferas cível ou criminal. Com isso, o importante é que a entrega seja bem feita, pois assim o cliente fica satisfeito e todos estarão seguros.

5.0 – REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] *Descargas atmosféricas: uma abordagem de engenharia*. Silvério Visacro Filho. Editora Artliber, 2005, São Paulo, SP

[2] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. *ABNT NBR 5419: Proteção contra descargas atmosféricas*. [S.l.] 2015. V. 4.

4.0 – CONCLUSÕES

Apesar da expectativa inicial de que as instalações de PDA nos postos de combustíveis em grande parte não cumpriam os requisitos normativos da NBR 5419/2015 e das limitações consideradas para realização desta pesquisa, o resultado geral é surpreendente, de forma que 78% dos postos de combustíveis tem problemas básicos em suas instalações, do ponto de vista da proteção contra descargas atmosféricas.

Além disso, como a pesquisa limitou-se a realizar apenas inspeções visuais, estima-se que uma inspeção detalhada, realizando cálculos e conferência de documentação, traria um resultado bem próximo de 100% de instalações não conformes.

Devido à natureza dos erros encontrados, conclui-se também que uma contribuição relevante para este resultado se dá pelo fato de que os PDAs na maioria dos casos foram instalados por



X IEEE ESW-Brasil 2021

A Engenharia Elétrica na Segurança do Trabalho

19 a 21 de outubro de 2021 – Virtual – on-line

CHOQUES ELÉTRICOS CAUSADOS POR RAIOS DENTRO DE ESTRUTURAS PROTEGIDAS POR SPDA

José Claudio de Oliveira e Silva
APTEMC
 claudio.silva@aptemc.com.br

Antônio Roberto Panicali
PROELCO
 proelco@uol.com.br

RESUMO

Em geral, as pessoas se consideram seguras em suas casas ou prédios desde que estes locais estejam equipados com sistemas de proteção contra descargas atmosféricas (SPDA) em conformidade com as normas. Este artigo descreve uma investigação preliminar, baseada em simulações eletromagnéticas, que indica que as recomendações de proteção contra choques elétricos, particularmente contra tensões de toque, dadas na norma nacional de proteção contra descargas atmosféricas, ABNT NBR 5419-3 [1], são insuficientes e podem levar a situações perigosas devido aos efeitos dos raios no interior da estrutura.

1.0 – INTRODUÇÃO

A probabilidade de um raio atingir uma estrutura, combinada com a condição de uma pessoa estar em contato com algum componente dos sistemas internos (eletrodomésticos, equipamentos eletrônicos etc) e no “pior” momento do seu ciclo cardíaco, pode ser pequena, sendo que isto, talvez, justifique a quantidade relativamente baixa de fatalidades que podem ser relacionadas a esse tipo de evento. Todavia, deve-se notar que durante o tempo ou momento em que uma pessoa estiver em contato com a instalação elétrica, esteja ela em contato com o invólucro de um eletro-eletrônico ou simplesmente tocando um interruptor de luz, a chance dela receber um choque elétrico muito intenso e perigoso é alta na ocorrência de uma descarga atmosférica direta na estrutura.

O problema pode se tornar particularmente crítico em estruturas pequenas, tais como casas e pequenos negócios (escritórios, lojas, oficinas, clínicas), que normalmente não dispõem de malhas de aterramento sob o piso ou uma camada de

material isolante adequado sobre o piso. Deve-se notar, também, que certas atividades profissionais exigem contato contínuo com equipamentos eletro-eletrônicos, situação em que medidas de proteção específicas deveriam ser consideradas para a proteção dos trabalhadores.

Neste artigo são apresentados os níveis de tensão e energia que uma pessoa poderia estar sujeita quando em contato com um equipamento energizado ou meramente aterrado (plugado na rede elétrica ou numa rede metálica de dados, mesmo que desligado), durante uma tempestade, dentro de uma edificação protegida por um SPDA em conformidade com [1]. Os resultados foram obtidos através de modelamento e cálculo numérico com o NEC-5 [2] (método dos momentos), sendo que os resultados foram considerados consistentes com algumas verificações usando outras metodologias através dos programas Tragsys [3] e EMTF [4].

Este artigo é uma adaptação do artigo apresentado no GROUND'2020/21 & 9th LPE [5], com informações adicionais.

2.0 – MEDIDAS DE PROTEÇÃO SEGUNDO A NORMA EM VIGOR

A norma brasileira de proteção contra raios, em particular a Parte 3 da ABNT NBR 5419 [1], dedica uma seção (Seção 8) à proteção contra acidentes com seres vivos devido à tensões de passo e de toque. As medidas de proteção contra tensão de toque, porém, são voltadas a locais específicos: a vizinhança dos condutores de descida, na área externa à estrutura, apenas, o que pode induzir à interpretação que a área interna é segura. A norma internacional correspondente, IEC 62305-3 [6], na qual a norma brasileira se baseia, também limita suas recomendações às

1/10

áreas próximas aos condutores de descida, embora não restrinja os cuidados à área externa apenas.

Considere, agora, um equipamento dentro da estrutura, aterrado através da barra de equalização principal (BEP) da instalação, mas a uma distância do eletrodo de aterramento, representado por um anel de aterramento, conforme Figura 1. Esta configuração de aterramento, como será mostrado no item 4, pode resultar em tensões extremamente altas entre o equipamento e a superfície do solo logo abaixo. Consequentemente, uma pessoa em contato com o equipamento estará sujeita a impulsos de alta tensão na ocorrência de uma descarga direta na estrutura. Na realidade, os níveis de energia podem exceder em muito os níveis de energia que causam fibrilação em pessoas sob condição de impulso [7], [8].

Além disso, há indicações em [6] que a BEP poderia ser conectada diretamente a uma descida do SPDA. Neste caso, as tensões de toque devido a indução seriam consideravelmente elevadas.

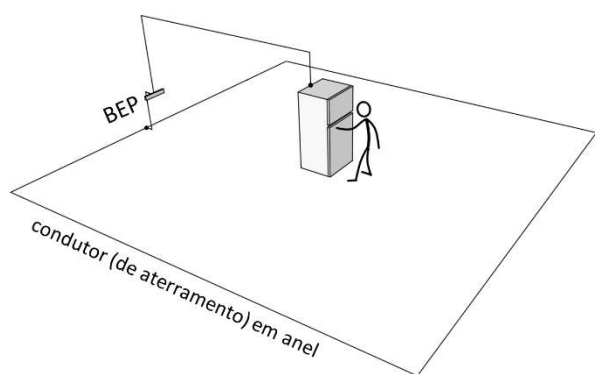


Figura 1: Situação envolvendo tensão de toque num local distante da ligação equipotencial (EB) das instalações elétricas com o subsistema de aterramento do SPDA.

3 – CASOS DE ESTUDO

As figuras 2 e 3 ilustram o SPDA, as instalações internas e os aterramentos considerados neste trabalho. As correntes impulsivas de raios são injetadas numa das quinas do sistema de captação. O SPDA é fisicamente pequeno, para ser mais representativo do problema sob consideração, isto é, pequenas residências e pequenos negócios.

Duas configurações de SPDA foram consideradas. Primeiramente, conforme Figura 2, o SPDA consiste de um sistema de captação formado por um anel de dimensões 20 m x 20 m, a 6 m do solo, conectado por 4 condutores de descida a um anel de aterramento de 20 m x 20 m, enterrado a 1 m de profundidade.

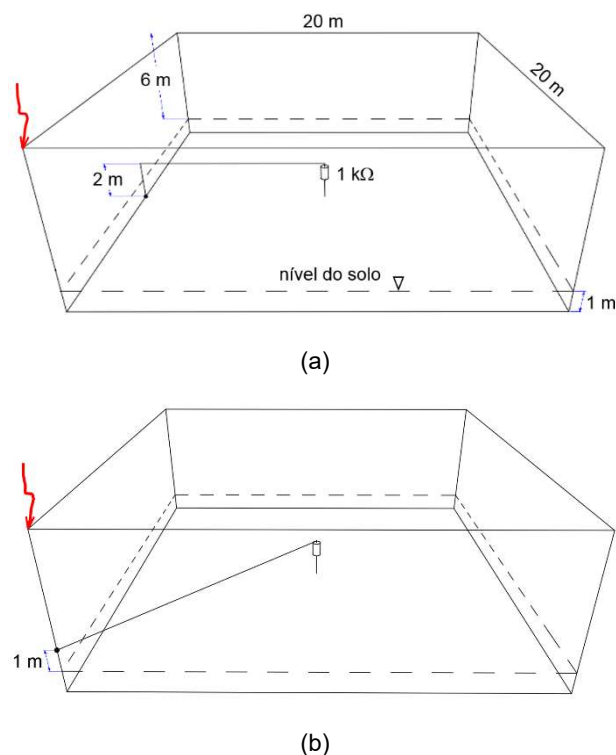


Figura 2: SPDA com eletrodo de aterramento em anel de 20 x 20 m; a) Resistor de 1 kΩ conectado ao ponto médio de um lado do anel de aterramento (BEP-A); b) Resistor de 1 kΩ conectado a uma descida (BEP-D).

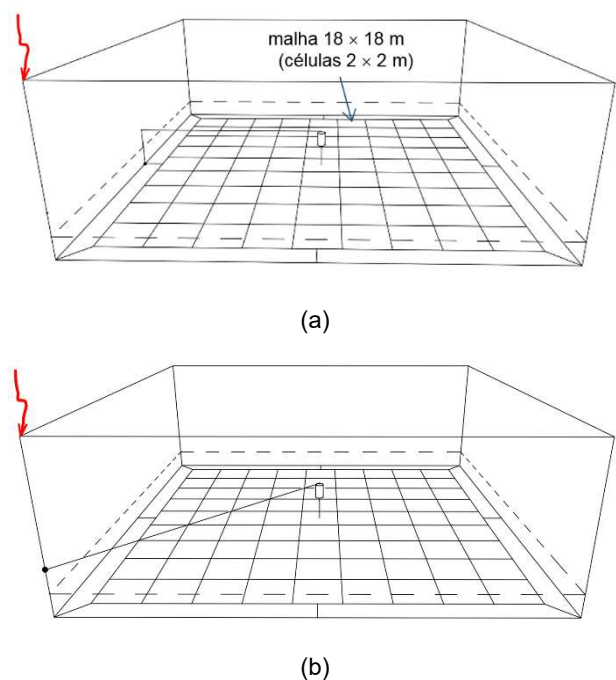


Figura 3: SPDA com eletrodo de aterramento em anel e malha; a) Resistor de 1 kΩ conectado ao ponto médio de um lado do anel de aterramento (BEP-A); b) Resistor de 1 kΩ conectado a uma descida (BEP-D).

A segunda configuração, conforme Figura 3, possui o mesmo anel de aterramento descrito anteriormente, mas contém, adicionalmente, uma

malha de condutores de dimensões 18 m x 18 m, com 81 células de 2 m x 2 m, enterrada a 1 m de profundidade, no mesmo nível do anel e interligada a este em 8 pontos.

Abreviadamente, as configurações do eletrodo de aterramento mostradas nas figuras 2 e 3 serão, respectivamente, referidas como A (para anel) e A+M (para anel + malha) em algumas figuras e tabelas.

Foram consideradas duas configurações de aterramento da BEP para cada configuração de aterramento:

- BEP conectada ao anel de aterramento (com ou sem malha) em um ponto a 10 m de distância da descida mais próxima. Ver figuras 2a e 3a.
- BEP ligada ao aterramento via um condutor de descida. A conexão é feita a 1 m do solo, na descida localizada na quina onde se dá a conexão da descarga atmosférica na estrutura. Ver figuras 2b e 3b.

As configurações (a) e (b) descritas acima serão referidas, respectivamente, como BEP-A (A de “afastada” da descida) e BEP-D (D de descida, ou seja, BEP ligada diretamente na descida).

Em cada caso, um condutor interliga a BEP a um eletrodo vertical de 1 m, localizado no centro da estrutura, através de uma carga resistiva de 1 kΩ que simula o valor considerado de resistência do corpo humano com base no modelo apresentado em [9]. A Figura 4 mostra o esquema considerado do circuito interno da instalação, em que tem a situação de tensão de toque em uma pessoa (resistor de 1 kΩ), a qual está inserida no circuito por estar em contato com o invólucro metálico de um equipamento aterrado via BEP, como normalmente é feito. Não foram consideradas rupturas da isolamento entre o equipamento e o solo ou ao longo da superfície do corpo humano, embora em vários casos mostrados no item 4 a ruptura pela parte externa do corpo seja muito provável (> 500 kV).

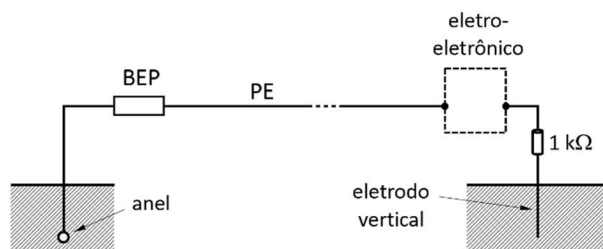


Figura 4: Circuito interno em que uma pessoa (resistência de 1 kΩ), em contato com o solo (eletrodo vertical), está sujeita a tensões de toque por estar em contato com equipamento aterrado via PE e BEP.

O eletrodo vertical de 1 m simula, neste modelo, a conexão elétrica dos pés da pessoa com o solo.

Todos os condutores, aéreos ou enterrados, tem raio igual a 5 mm.

Dois tipos de solos foram considerados para cada configuração de aterramento:

$$\begin{aligned} \rho &= 100 \, \Omega\text{m}; \, \epsilon_r = 10 \\ \rho &= 1000 \, \Omega\text{m}; \, \epsilon_r = 10 \end{aligned}$$

As tensões e energias dissipadas no resistor de 1 kΩ foram calculadas através do software NEC-5 [2] (método dos momentos), combinados com processamento FFT para se chegar aos resultados no domínio do tempo.

Em todos os casos as correntes de raio foram injetadas numa das quinas do SPDA, conforme indicado pela seta vermelha nas figuras 2 e 3, através de um longo condutor vertical com elementos de circuito distribuídos para que a velocidade de propagação seja $\sim c/2$.

Foram considerados três tipos de correntes impulsivas para cada caso, descritas pelas Equação (1), conforme definido na ABNT NBR 5419-1 [10].

$$i(t) = \frac{I}{k} \frac{\left(\frac{t}{\tau_1}\right)^{10}}{1 + \left(\frac{t}{\tau_1}\right)^{10}} e^{-\frac{t}{\tau_2}} \quad (1)$$

Os parâmetros utilizados na Equação (1) são dados na Tabela 1 e correspondem àqueles definidos na Tabela B.1 em [10] para os NP I-IV (níveis de proteção I, II, III e IV).

Tabela 1 – Parâmetros das correntes dos raios.

NP	Parâmetro	FS+	FS–	SS
I	I (kA)	200	100	50
II	I (kA)	150	75	37.5
III-IV	I (kA)	100	50	25
I – IV*	k	0.93	0.986	0.993
	τ_1 (μs)	19	1.82	0.454
	τ_2 (μs)	485	285	143

* As formas de ondas não variam com o nível de proteção.

As designações das descargas e os tempos de frente de onda e de 50 % da amplitude na cauda, são conforme a seguir:

FS+	first positive stroke	10/350 μs
FS–	first negative stroke	1/200 μs
SS	subsequent stroke	0.25/100 μs

As abreviações FS+, FS– e SS foram mantidas do Inglês, por conveniência, e designam as seguintes componentes da corrente das descargas atmosféricas nuvem-solo: primeiro

impulso positivo, primeiro impulso negativo e impulso subsequente, respectivamente.

A fim de se verificar a situação com relação às descargas de intensidades medianas, para fins de comparação, foram feitos cálculos para as descargas negativas nuvem-solo com parâmetros medianos tirados das distribuições de probabilidade disponíveis em [10]-[12]. Os valores ajustados para que a Equação (1) atendesse tais parâmetros são apresentados na Tabela 2, juntamente com os tempos obtidos de frente de onda (t_{10-90}) e de 50 % da amplitude na cauda (t_{50}). As derivadas máximas obtidas destes impulsos de corrente também são apresentados na mesma tabela.

Tabela 2 – Valores medianos dos parâmetros das correntes dos raios negativos nuvem-solo.

Parâmetro	FS–	SS	CC*
I (kA)	30	11.8	0.2
k	0.821	0.939	
τ_1 (μ s)	11.4	1.82	
τ_2 (μ s)	95	285	
T_{longa} (ms)**			6
Resultados			
I (kA)	30	11.8	
t_{10-90} (μ s)	4.5	0.63	
t_{50} (μ s)	76	32	
di/dt_{max} (kA/ μ s)	7	20	

* Corrente contínua.

** Duração do pulso retangular de CC.

As descargas acima podem ter as seguintes designações quanto a amplitude e tempos da onda:

FS–	30 kA	5.5/75 μ s
SS	11.8 kA	0.8/32 μ s
CC	200 A	6 ms

Obs.: O valor 0.8 μ s (*front time*) aqui considerado é derivado dos valores t_{10-90} , a partir dos dados medidos de Berger, conforme [12], diferentemente da avaliação original do próprio Berger (*front time* contado de 2 kA até o primeiro pico da corrente), de onde surge o valor 1.1 μ s que aparece em [10].

No caso das descargas com as características dadas na Tabela 2, considerando que o objetivo é de se avaliar uma condição, digamos, típica, especialmente quanto à energia total dissipada no resistor de 1 k Ω , adotou-se uma descarga atmosférica composta por uma dada sequência de impulsos também considerada típica das descargas nuvem-solo, contendo:

$$1 \times \text{FS–} + 3 \times \text{SS} + 1 \times \text{CC}.$$

4 – RESULTADOS

As tabelas 3 e 4 resumem os principais resultados para as correntes definidas na Tabela 1 para o NP I, conforme [10].

Tabela 3 – Tensões de pico no resistor de 1 k Ω .

Aterra-mento	BEP	Tipo de descarga	Tensões de pico (kV)	
			100 Ω m	1000 Ω m
A	BEP-D	FS+	277	1502
		FS–	458	750
		SS	808	907
	BEP-A	FS+	262	1493
		FS–	162	746
		SS	89.4	588
A+M	BEP-D	FS+	77.4	94.3
		FS–	337	244
		SS	736	686
	BEP-A	FS+	15.9	87.7
		FS–	22.6	44.7
		SS	30.9	92.6

Tabela 4 – Energias dissipadas no resistor de 1 k Ω .

Aterra-mento	BEP	Tipo de descarga	Energia (kJ)	
			100 Ω m	1000 Ω m
A	BEP-D	FS+	17.8	578
		FS–	2.59	81.4
		SS	0.398	10.2
	BEP-A	FS+	17.5	571
		FS–	2.48	80.4
		SS	0.310	10.0
A+M	BEP-D	FS+	0.0817	1.98
		FS–	0.0638	0.299
		SS	0.0742	0.101
	BEP-A	FS+	0.0569	1.97
		FS–	0.0083	0.277
		SS	0.0012	0.0357

As tabelas 3 e 4 apresentam as tensões de pico e as energias, respectivamente, sobre o resistor de 1 k Ω , para cada configuração do subsistema aterramento e da BEP, resistividade do solo e corrente do raio. As figuras de 5 a 16 mostram as ondas de tensão para cada caso, juntamente com as ondas de corrente do raio.

Para se obter as amplitudes de tensão para outros níveis de proteção (NP II e III-IV), basta multiplicar os valores de tensão dados para o NP I (Tabela 3) pelas relações das amplitudes de corrente, uma vez que as tensões são proporcionais às correntes (no caso de acoplamento resistivo) e proporcionais ao di/dt (no caso de acoplamentos indutivos), sendo que o di/dt é também proporcional à amplitude da corrente. Deve-se notar que essas relações de amplitude entre níveis de proteção são válidas porque as formas de onda são as mesmas em todos os níveis de proteção. Da mesma forma, os valores de energia para os níveis de proteção mais baixos podem ser obtidos a partir da multiplicação dos valores de energia dados para o NP I (Tabela 4) pelas relações de corrente elevadas ao quadrado, conforme Tabela 5.

Tabela 5 – Relações de tensão e energia para NP II e NP III-IV a partir dos valores para NP I.

NP	Tensão	Energia
I	$\times 1$	$\times 1$
II	$\times 0.75$	$\times 0.75^2$
III-IV	$\times 0.5$	$\times 0.5^2$

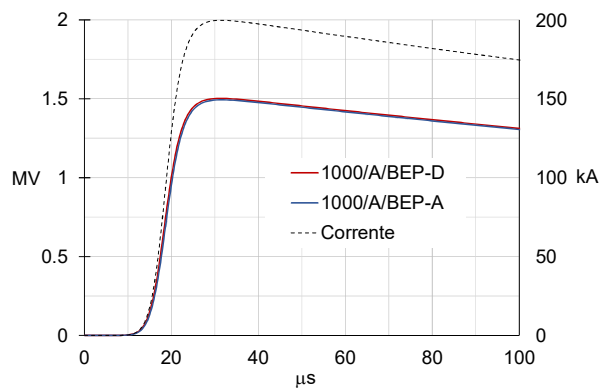


Figura 5: Tensão no resistor de 1 kΩ; Corrente: FS+; Solo 1000 Ω.m; $\epsilon_r = 10$; Tipo de aterramento: A; Ligação da BEP: BEP-D e BEP-A.

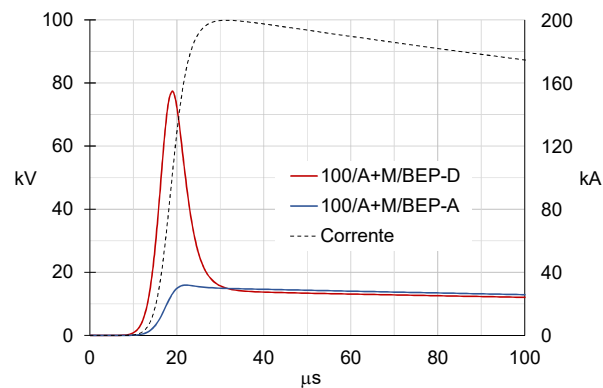


Figura 8: Tensão no resistor de 1 kΩ; Corrente: FS+; Solo 100 Ω.m; $\epsilon_r = 10$; Tipo de aterramento: A+M; Ligação da BEP: BEP-D e BEP-A.

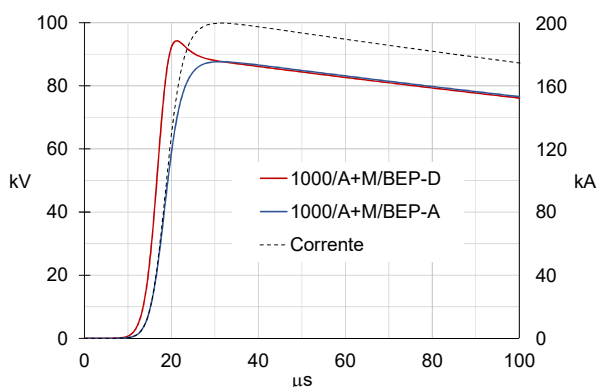


Figura 6: Tensão no resistor de 1 kΩ; Corrente: FS+; Solo 1000 Ω.m; $\epsilon_r = 10$; Tipo de aterramento: A+M; Ligação da BEP: BEP-D e BEP-A.

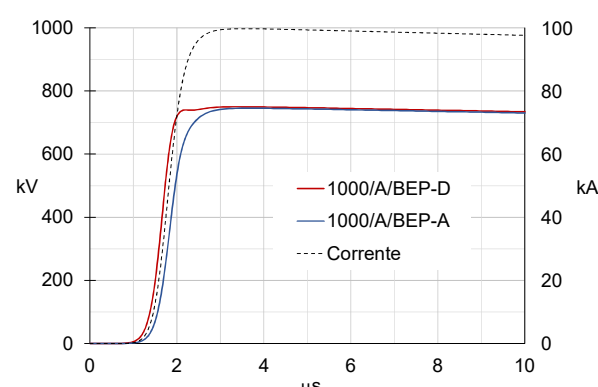


Figura 9: Tensão no resistor de 1 kΩ; Corrente: FS-; Solo 1000 Ω.m; $\epsilon_r = 10$; Tipo de aterramento: A; Ligação da BEP: BEP-D e BEP-A.

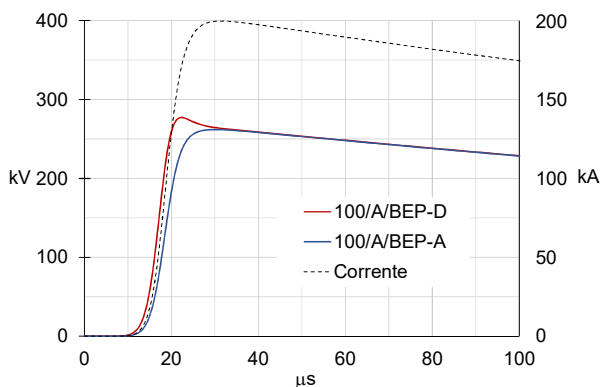


Figura 7: Tensão no resistor de 1 kΩ; Corrente: FS+; Solo 100 Ω.m; $\epsilon_r = 10$; Tipo de aterramento: A; Ligação da BEP: BEP-D e BEP-A.

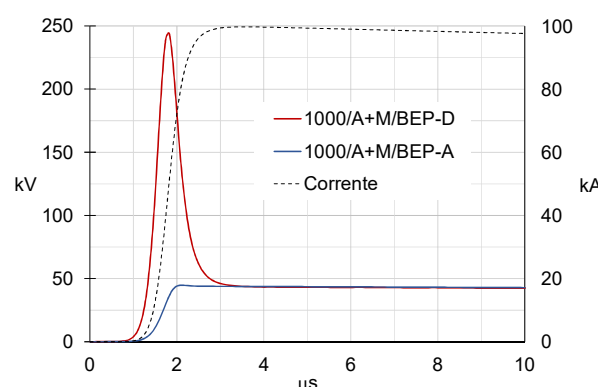


Figura 10: Tensão no resistor de 1 kΩ; Corrente: FS-; Solo 1000 Ω.m; $\epsilon_r = 10$; Tipo de aterramento: A+M; Ligação da BEP: BEP-D e BEP-A.

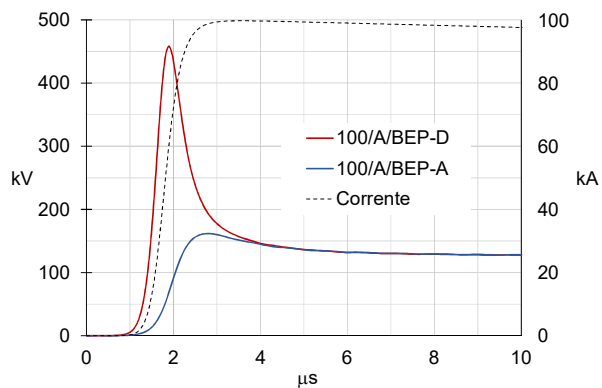


Figura 11: Tensão no resistor de 1 kΩ; Corrente: FS-; Solo 100 Ω.m; $\epsilon_r = 10$; Tipo de aterramento: A; Ligação da BEP: BEP-D e BEP-A.

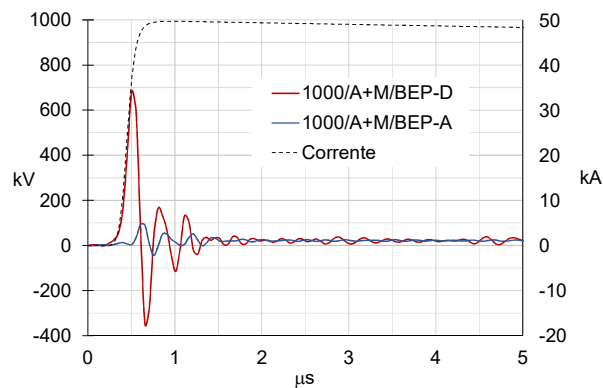


Figura 14: Tensão no resistor de 1 kΩ; Corrente: SS; Solo 1000 Ω.m; $\epsilon_r = 10$; Tipo de aterramento: A+M; Ligação da BEP: BEP-D e BEP-A.

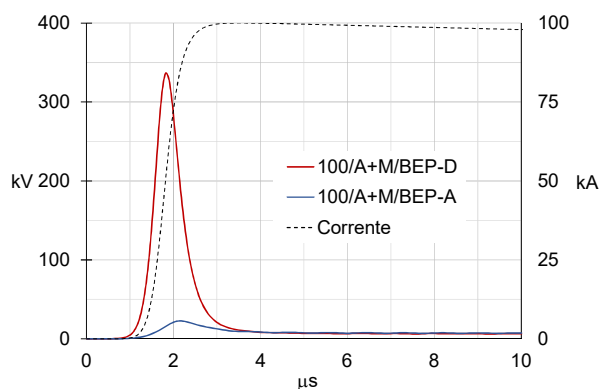


Figura 12: Tensão no resistor de 1 kΩ; Corrente: FS-; Solo 100 Ω.m; $\epsilon_r = 10$; Tipo de aterramento: A+M; Ligação da BEP: BEP-D e BEP-A.

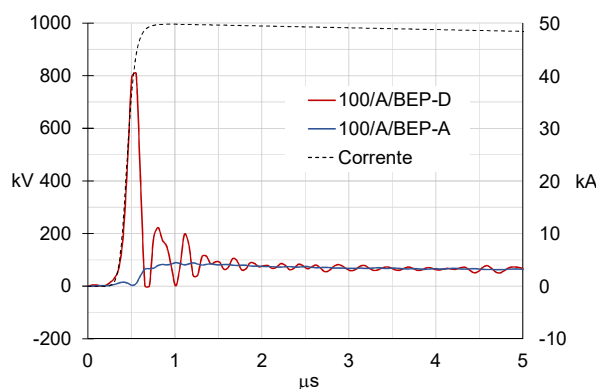


Figura 15: Tensão no resistor de 1 kΩ; Corrente: SS; Solo 100 Ω.m; $\epsilon_r = 10$; Tipo de aterramento: A; Ligação da BEP: BEP-D e BEP-A.

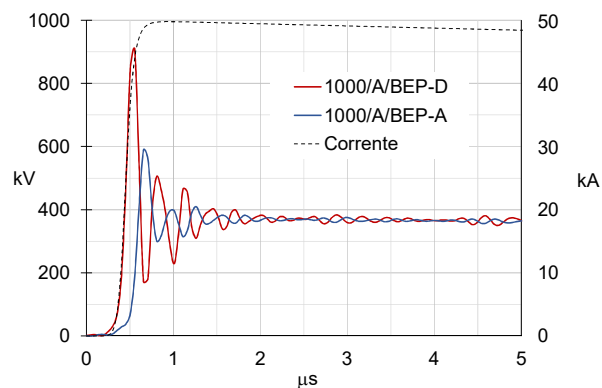


Figura 13: Tensão no resistor de 1 kΩ; Corrente: SS; Solo 1000 Ω.m; $\epsilon_r = 10$; Tipo de aterramento: A; Ligação da BEP: BEP-D e BEP-A.

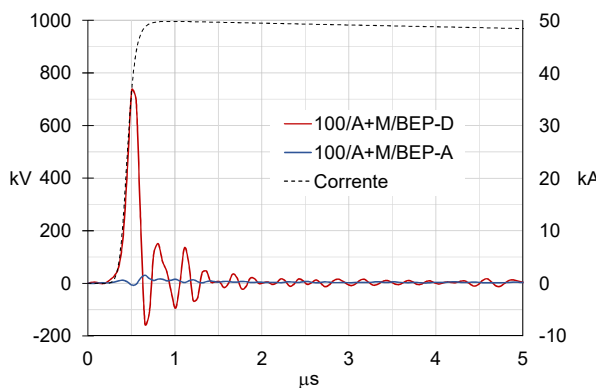
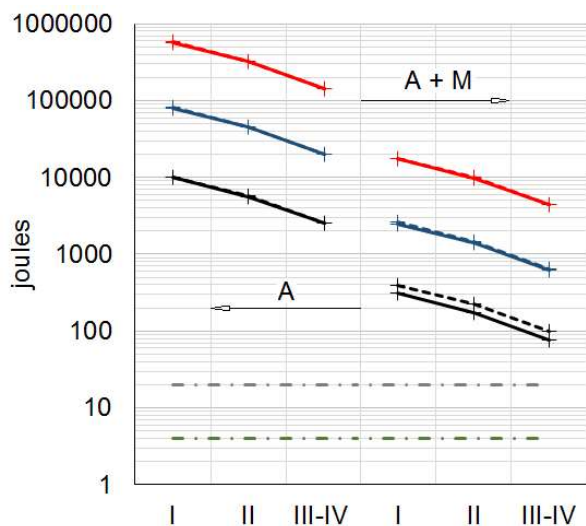


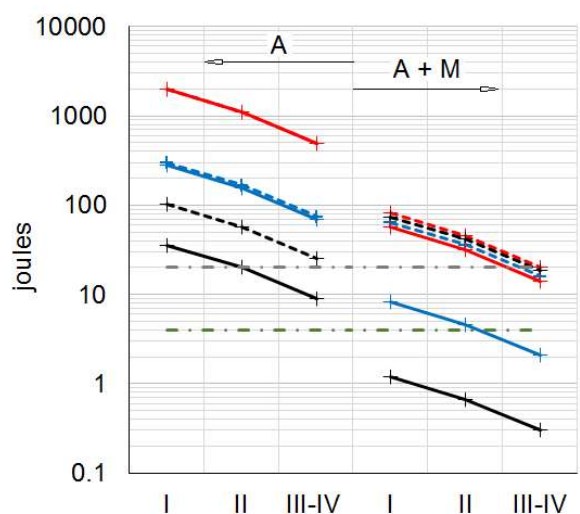
Figura 16: Tensão no resistor de 1 kΩ; Corrente: SS; Solo 100 Ω.m; $\epsilon_r = 10$; Tipo de aterramento: A+M; Ligação da BEP: BEP-D e BEP-A.

A Figura 17 apresenta as energias sobre o resistor de 1 kΩ para correntes de raio injetadas na estrutura segundo os níveis de proteção I a IV [8] (ver Tabela 1).

As tabelas 6 e 7 e Figura 18 apresentam os dados de tensões máximas e energias calculadas para parâmetros estatísticos medianos da corrente da descarga (ver Tabela 2).



(a) 1000 Ω.m



-+- FS+ BEP-D -+- FS+ BEP-A
 -+- FS- BEP-D -+- FS- BEP-A
 -+- SS BEP-D -+- SS BEP-A

(b) 100 Ω.m

Figura 17: Energias dissipadas no resistor de 1 kΩ em função do NP (I a IV) [8], para aterramentos tipos A e A+M, para BEP ligada na descida (BEP-D) ou no anel, afastada das descidas (BEP-A), e para resistividades do solo de: a) 1000 Ω.m e b) 100 Ω.m. As linhas a 4 J e 20 J indicam energias associadas a certas probabilidades de ocorrência de fibrilação (ver análise no item 5).

Tabela 6 – Tensões de pico no resistor de 1 kΩ para descargas com valores medianos.

Aterra-mento	BEP	Tipo de descarga	Tensões de pico (kV)	
			100 Ωm	1000 Ωm
A	BEP-D	FS–	49.7	225
		SS	61.8	92.1
		CC*	0.26	1.50
	BEP-A	FS–	40.2	224
		SS	19.5	87.8
		CC*	0.26	1.49
A+M	BEP-D	FS–	19.1	17.9
		SS	48.6	36.3
		CC*	0.015	0.088
	BEP-A	FS–	2.91	13.1
		SS	2.94	5.77
		CC*	0.015	0.088

* As tensões correspondentes às descargas em CC são obtidas indiretamente através da multiplicação da corrente (200 A) pela impedância de acoplamento ao circuito onde o resistor de 1 kΩ está inserido, obtidas em baixa frequência (< 1 kHz). Os valores dados são aproximados.

Tabela 7 – Energias dissipadas no resistor de 1 kΩ para descargas com valores medianos, somando-se as energias das descargas FS–, SS e CC.

Aterra-mento	BEP	Tipo de descarga	Energia (kJ)	
			100 Ωm	1000 Ωm
A	BEP-D	FS– + 3 x SS + CC	0.108	3.29
	BEP-A	FS– + 3 x SS + CC	0.100	3.25
A+M	BEP-D	FS– + 3 x SS + CC	0.0042	0.013
	BEP-A	FS– + 3 x SS + CC	0.0003	0.011

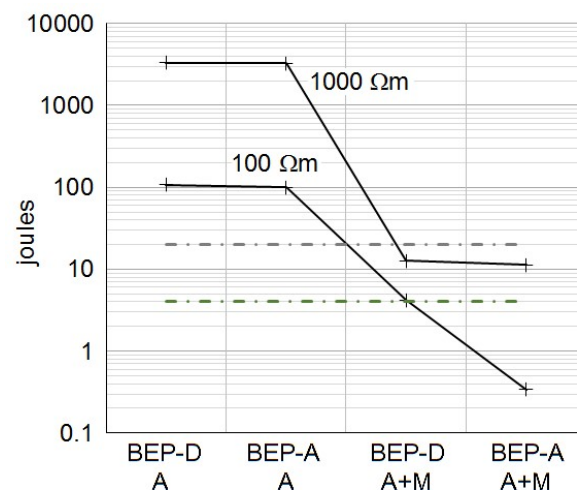


Figura 18: Energias dissipadas no resistor de 1 kΩ para correntes de raio com valores medianos das estatísticas (Tabela 7), para aterramentos tipos A e A+M, para BEP ligada na descida (BEP-D) ou no anel, afastada das descidas (BEP-A), e para resistividades do solo de 1000 Ω.m e 100 Ω.m. As linhas a 4 J e 20 J indicam energias associadas a certas probabilidades de ocorrência de fibrilação (ver análise no item 5).

5 – ANÁLISE DOS RESULTADOS

As tensões e energias apresentadas nas tabelas 3 e 4 são extremamente elevadas devido às altas amplitudes e durações das correntes de raio consideradas, à resistência nula entre os pés da pessoa e a superfície do solo, assumindo que a pessoa esteja descalça e aos fortes acoplamentos revelados pelas simulações, entre a corrente fluindo pela estrutura e pelo solo e a pessoa representada pela carga de 1 k Ω . O modelo não inclui ionização do solo e nem a possível ruptura da isolamento entre o equipamento e o solo (Figura 4) ou mesmo ao longo da superfície do corpo humano, o que é provável se o gradiente de tensão for da ordem de 270 kV/m [9].

Os resultados indicam dois mecanismos de acoplamento distintos: um, resistivo, em baixa-frequência, e outro, indutivo, em alta-frequência, envolvendo efeitos de propagação, particularmente nas transições mais rápidas das descargas subsequentes, ambos podendo resultar em níveis de tensão e dissipações de energia muito altas.

A Figura 17 mostra que mesmo com níveis de corrente menores que aqueles definidos para NP I as tensões e energias ainda são extremamente elevadas, especialmente nos casos em que o solo tem resistividade mais alta e o aterramento é constituído por apenas um anel (sem malha). Deve-se observar que os picos de correntes conforme os NP I, II e III-IV, e superiores, correspondem a probabilidades de ocorrência de 1 %, 2 % e 5 %, respectivamente.

Do ponto de vista de energia dissipada, o acoplamento resistivo é dominante na maioria dos casos, especialmente para o solo de maior resistividade. Note na Figura 17(a), que as curvas BEP-D e BEP-A coincidem em praticamente todos os casos. Isto significa que, mesmo havendo altas tensões induzidas, como por exemplo o impulso de tensão da Figura 10 (curva vermelha), a energia associada à onda de tensão dada pelo acoplamento resistivo (curva azul) é muito maior, por ter longa duração. Para solos de baixa resistividade (100 Ω .m) e na presença da malha de aterramento, o acoplamento indutivo pode ser responsável pela maior contribuição na energia, especialmente se a BEP for ligada numa descida (BEP-D), como pode ser interpretado da Figura 17(b).

Para fins de referência, as linhas a 4 J e 20 J nas figuras 17 e 18 indicam níveis de energia em que as probabilidades de ocorrência de fibrilação para impulso de corrente com duração entre 0,1 ms e 10 ms, fluindo de uma das mãos para os pés de uma pessoa, são 1 % e 50 % [7], respectivamente, ou seja, são níveis de energia que podem causar fibrilação em 1 % e 50 % da população, respectivamente. Para ocorrência de fibrilação em 99 % da população o nível de energia é 36 J [7].

Considerando que os níveis de energia dissipados no corpo humano sob regime impulsivo capazes de causar fibrilação em uma parcela significativa da população são de poucas dezenas de joules [7],[8], ou que 17 J é dado como uma fronteira entre níveis “razoavelmente seguros” e níveis “perigosos” em [13], é óbvio que os valores apresentados na Tabela 4 são excepcionalmente altos, exceto para os dois últimos casos relativos ao solo de baixa resistividade (100 Ω .m).

No caso dos parâmetros medianos das correntes de raios conforme [10]-[12], Tabela 2, a situação é bem menos crítica, podendo ser considerada razoavelmente segura para edificações que possuam malha de aterramento e baixa resistividade do solo, Figura 18. Sem malha, os níveis de energia são elevados, mesmo para solos de baixa resistividade.

Com relação aos níveis de tensão, observe nas tabelas 2 e 6 (exceto CC) e nas figuras 5 a 16, tensões de dezenas a centenas de kV e até mesmo acima de 1 MV para as condições sem malha, solo de resistividade mais alta e descarga positiva (FS+). Em muitos casos as tensões de pico induzidas são notavelmente mais altas que as tensão associadas às variações mais lentas (acoplamento resistivo), como pode ser visto nas figuras 8, 10 – 16. Um fator comum nesses casos é o aterramento da BEP feito no condutor de descida (BEP-D), uma prática permitida na norma internacional [6], segundo a interpretação dos autores (ver item 2 deste artigo), o que leva a um maior acoplamento indutivo entre o SPDA e o *loop* onde se insere o resistor de 1 k Ω .

Note que as tensões acopladas no circuito são em modo-comum, isto é, são aproximadamente iguais em todos os condutores do circuito (fase, neutro, PE) com relação à terra ou outras partes aterradas da instalação. Por essa razão, dispositivos de proteção contra surtos (DPS) não podem ajudar.

Uma observação importante sobre esse problema é que um sistema de aterramento melhor (em todos os aspectos, i.e. com relação à “terra distante” ou em termos de interações locais com o referido *loop*) não pode reduzir as amplitudes dos impulsos induzidos. Na realidade, um plano de terra perfeitamente condutor não poderia eliminar a indução de tensão, a menos que a fiação estivesse rente ao plano. Note, ainda, que o *loop* considerado neste estudo é baixo (1 m acima do piso e 2 m acima da malha) e que para fiação passando no teto, a indução deverá ser maior.

Além da fibrilação, que é o efeito mais comumente considerado, associado à energia envolvida no choque elétrico, podem ocorrer vários outros efeitos danosos aos seres humanos quando expostos a altas tensões e correntes impulsivas [13]:

8/10

queimaduras, dores de cabeça, perda de consciência (parcial ou total), reações musculares intensas (podendo levar a outros acidentes), sensações desagradáveis que podem persistir por longos períodos e paradas respiratórias.

5.1 – COMENTÁRIOS ADICIONAIS

Devido a restrições do método numérico, considerando as baixas frequências requeridas neste estudo, a resistência de aterramento da pessoa em contato com o solo (resistência de difusão pelo solo) foi simulada através de um eletrodo vertical de 1 m de comprimento. A resistência de aterramento de tal eletrodo, em baixa frequência, é numericamente igual a 0.9ρ , enquanto o modelo usualmente estabelecido para representar o pé de uma pessoa, um disco metálico com 8 cm de raio apoiado no solo [14], daria algo na faixa de 1.5ρ a 2ρ , dependendo da separação dos pés. Por causa disso, os valores de energias apresentados aqui são maiores do que aqueles que seriam obtidos se um modelo mais apropriado fosse utilizado. Estimativas grosseiras indicam que os valores de energia apresentados devem ser por volta de 20 % maiores para solos de 100 $\Omega.m$ e duas vezes maiores para solos de 1000 $\Omega.m$. Mesmo assim, os valores calculados de energia são tão altos que tais diferenças não invalidam o trabalho.

Todas as medidas de proteção consideradas neste trabalho estão de acordo com a norma [1]. O SPDA corresponde a um em conformidade com a classe de proteção IV. De forma geral, o NP IV seria o mais usual para estruturas pequenas. As principais funções do SPDA são atendidas: interceptação do raio (assumindo que o sistema de captação atuou adequadamente), condutores de descida com espaçamento de 20 m e aterramento que excede os requisitos da Figura 3 em [1]. Nenhuma das medidas de proteção contra surtos (MPS) prescritas na ABNT NBR 5419-4 [15] poderiam evitar as altas tensões de modo-comum aplicadas a uma pessoa em contato com um equipamento dentro de uma estrutura simples como a considerada. Além disso, nenhuma medida de proteção específica contra tensão de toque em [1] seria requerida nas configurações estudadas, porque em nenhum caso o problema se dá nas proximidades de um condutor de descida.

Uma das medidas de proteção contra tensão de toque em [6] é que a camada superficial do solo, até 3 m de distância dos condutores de descida, proporcione uma resistência de contato (dos pés) não menor que 100 k Ω . De fato, se uma resistência de 100 k Ω for colocada em série com o resistor de 1 k Ω , as tensões calculadas (Tabela 2)

cairiam cerca de 90 vezes para solo de 100 $\Omega.m$ e cerca de 50 vezes para solo de 1000 $\Omega.m$. Tomando-se o quadrado destas relações, as energias (Tabela 3) cairiam para valores seguros para 100 $\Omega.m$. Para solos de 1000 $\Omega.m$, as pessoas estariam seguras para aterramentos incluindo a malha (A+M), mas não totalmente seguras quando se tem apenas um anel.

As normas de proteção contra raios [1],[6], porém, não chamam a atenção para o fato da situação envolvendo tensão de toque ser perigosa não apenas nas proximidades das descidas, mas também longe destas, dentro da estrutura, onde as instalações internas podem levar altas tensões para perto das pessoas. Note que para as solas de material isolante dos calçados serem consideradas como isoladores, elas teriam que suportar tensões extremamente elevadas (ver Tabela 2). O mesmo se aplica a uma camada de material isolante sobre o piso, levando-se em conta frestas, emendas e falhas, assim como arco pela superfície do material. De qualquer forma, este tipo de solução (isolação) não é usualmente considerada no interior de pequenas instalações. Evitar ter contato com equipamentos eletro-eletrônicos durante as tempestades é a melhor, mais eficiente e mais simples medida de precaução.

6.0 – CONCLUSÕES

Alguns aspectos de segurança de eletrodos de aterramento projetados em conformidade com as normas ABNT [1] e IEC [1] foram considerados neste trabalho.

Foram feitas simulações numéricas baseadas no método dos momentos para se avaliar as tensões de toque e energias num modelo simplificado do corpo humano, dentro de uma estrutura relativamente pequena atingida por raio. Foram consideradas diferentes formas de onda e amplitudes de corrente na análise, diferentes configurações de aterramento (anel e malha), assim como dois tipos de solos com resistividades 100 e 1000 $\Omega.m$.

Foram investigadas duas configurações de circuito interno quanto ao aterramento da BEP: uma com a BEP ligada ao anel de aterramento em um ponto afastado 10 m da descida atingida pelo raio, e outra com a BEP ligada diretamente à descida atingida pelo raio.

As tensões de toque e as correspondentes energias aplicadas numa pessoa em contato com os sistemas internos, são extremamente perigosos, mesmo para uma estrutura equipada com SPDA em conformidade com a ABNT NBR 5419-3 [1], uma vez que esta norma somente considera risco de tensão de toque nas proximidades das descidas.

Os resultados indicam que uma meta de 100 % de proteção parece tecnicamente e economicamente inviável para aplicação geral. Entretanto, sugere-se:

- Nos casos gerais, as normas deveriam enfatizar e incluir alertas sobre o risco de tensões de toque perigosas dentro da estrutura, associadas aos sistemas internos, durante tempestades.
- Em casos especiais, onde existem atividades que demandem contato contínuo com equipamentos, as normas deveriam recomendar medidas de proteção dedicadas para os trabalhadores e outras pessoas envolvidas na atividade.
- As autoridades locais deveriam investir na divulgação de informações sobre procedimentos simples de segurança, tendo em vista o risco relacionado a tensão de toque, especialmente nesses tempos em que pessoas estão frequentemente em contato com computadores e celulares conectados à rede elétrica.

A maior motivação para este trabalho vem de relatos sobre pessoas que sofreram choques elétricos violentos ou mesmo morreram em suas residências, em circunstâncias indicativas de que eles estavam em contato com eletrodomésticos ou equipamentos eletrônicos (a maioria dos casos tratava-se de residências provavelmente sem SPDA).

7.0 – REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] ABNT NBR 5419-3:2015, *Proteção de estruturas contra descargas atmosféricas – Parte 3: Danos físicos a estruturas e perigos à vida*, Associação Brasileira de Normas Técnicas, Ed.1, Maio 2015 (Errata 1, Julho 2018).
- [2] NEC v5.0: *Numerical Electromagnetic Code*, at <https://ipo.llnl.gov/technologies/software/nec-v50-numerical-electromagnetic-code>.
- [3] Grcev, L., *TRAGSYS Computer Software*, tragsys.com.
- [4] ATP/EMTP Electromagnetic Transient Program, at <http://eeug.org>.
- [5] Panicali, A. R.; Silva, J. C. O., *High touch voltages inside small buildings due to direct lightning strikes*, International Conference on Grounding & Lightning Physics and Effects (GROUND'2020-21 & 9th LPE), June 2020.
- [6] IEC 62305-3:2010, *Protection against lightning – Part 3: Physical damage to structures and life hazard*, International Electrotechnical Commission, Ed.2, Dec. 2010.
- [7] IEC 1662, *Assessment of the risk of damage due to lightning*, International Electrotechnical Commission, Ed.1, April 1995.
- [8] IEC 479-2, *Effects of current passing through the human body – Part 2: Special aspects (Chapter 6: Effects of unidirectional single impulse currents of short duration)*, International Electrotechnical Commission, Ed.2, 1987.
- [9] *The lightning Flash*. Vernon Cooray (editor), IEE Power and Energy Series – 34, 2003.
- [10] ABNT NBR 5419-1:2015, *Proteção de estruturas contra descargas atmosféricas – Parte 1: Princípios gerais*, Associação Brasileira de Normas Técnicas, Ed.1, Maio 2015.
- [11] CIGRÉ Technical Brochure TB 549, *Lightning Parameters for Engineering Applications*, 2013.
- [12] Anderson, R. B.; Eriksson, A. J., *Lightning Parameters for Engineering Application*, Electra No. 69, pp. 65-102, 1980.
- [13] Dabkowski, J.; Taflove, A., *Mutual design considerations for overhead AC transmission lines and gas transmission pipelines*, by ITT Research Institute, for Pipeline Research Council International, Inc., Sept. 1978.
- [14] IEEE Std 80™-2013, *IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding*, Institute of Electrical and Electronics Engineering, Inc., Dec. 2013.
- [15] ABNT NBR 5419-4:2015, *Proteção de estruturas contra descargas atmosféricas – Parte 4: Sistemas elétricos e eletrônicos internos na estrutura*, Associação Brasileira de Normas Técnicas, Ed.1, Maio 2015 (Errata 1, Julho 2018).



X IEEE ESW-Brasil 2021

A Engenharia Elétrica na Segurança do Trabalho

19 a 21 de outubro de 2021 – Virtual – on-line

Segurança em Eletricidade - Matriz de Isolamento de Energia Elétrica

Néfi Maciel do Nascimento

Petrobras

nefinascimento@petrobras.com.br

RESUMO

Uma abordagem simplificada para implementação da metodologia de bloqueio de fontes de energia elétrica para empresas de pequeno ou médio porte, além de profissionais autônomos, onde ambos não possuem um sistema informatizado e robusto de gestão, baseando-se nas premissas básicas tanto NR-10, quanto na NBR-16384.

ABSTRACT

A simplified approach for implementing the methodology for blocking electric energy sources for small or medium-sized companies, in addition to self-employed professionals, where both do not have a robust and computerized management system, based on the basic premises of both NR-10, and NBR-16384.

INTRODUÇÃO

2020 e 2021 tornaram-se anos históricos. A pandemia da Covid-19 não mudou apenas hábitos de convivência, (alguns permanentemente) mas economicamente foi um divisor de águas, principalmente para os empreendedores e técnicos autônomos. Empregos formais foram perdidos, e a nova política da terceirização, abriu espaço para os profissionais serem seus próprios patrões. Em especial os envolvidos em instalações elétricas, que vem ganhando espaço em consultorias, serviços pontuais ou contratos de médio prazo.

Profissionais experientes, com valores de honorários mais competitivos, entretanto sem tantos recursos de ferramental, gestão ou fiscalização de pessoal.

ESTRUTURA DO TRABALHO

A NBR-16384 – Segurança em Eletricidade, trouxe uma vertente de mudança cultural significativa, cultura esta já enraizada em companhias de grande porte através da NR-10, mas que trouxe uma visão mais “prática da coisa”. Em especial cabe citar o Item 5.2 na íntegra:

“Recomenda-se que o bloqueio seja sinalizado e que conste as informações do responsável pelo bloqueio. Somente o responsável pelo bloqueio pode removê-lo, não sendo permitida a transferência desta ação...”

“...convém que em serviços que envolvam vários trabalhadores, pessoas ou atividades, sejam implementados múltiplos bloqueios...” [1].



Figura 1 - Modelos de Bloqueios Múltiplos

Enxergando o momento, e baseando-se em um dos manuais de segurança da Petrobras [2], em especial o de serviços em eletricidade, onde sustenta-se os pilares das “regras de ouro” adotadas pela companhia, onde uma delas é o isolamento de energias. Neste caso, a utilização da chamada matriz de isolamento de energia elétrica, adaptada para o pequeno e médio empreendedor ou profissional liberal.

Segundo o Anuário Estatístico de Acidentes de Origem Elétrica, da Associação Brasileira de Consscientização aos Perigos em

1/7

Eletricidade (ABRACOPEL), Ano Base 2020, eletricitas profissionais lotados em empresas são responsáveis por 29 acidentes de origem elétrica com 20 mortes, em contrapartida os eletricitas e técnicos autônomos, por 56 registros de acidentes e 44 mortes. No total ambos representam cerca 10% das mortes por choques elétricos relatadas no anuário [4], conforme figura 2.

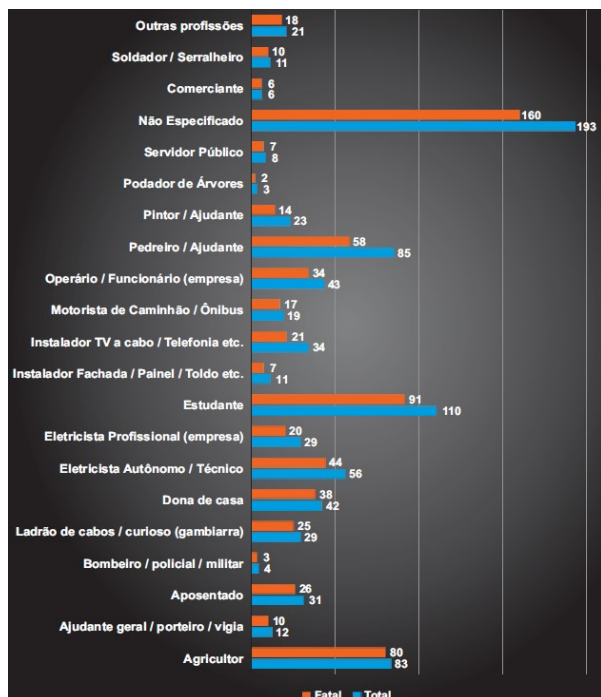


Figura 2 - Choques elétricos por tipo de profissão/ocupação 2020 Abracopel.

A matriz sugerida é simplesmente uma materialização das recomendações oriundas nos itens 10.5.1, 10.5.2 e 10.5.3 da NR-10 [3], onde definem as condições mínimas para as instalações serem consideradas desenergizadas, reenergizadas e da responsabilidade do Profissional Legalmente Habilitado (PHL) referente a essas tarefas.

Nos apêndices 1 e 2 há o modelo da matriz de isolamento e instruções de preenchimento respectivamente.

CONCLUSÃO

O anuário estatístico nos fornece dados suficientes para verificar as vulnerabilidades de gestão para uma instalação elétrica segura. Uma mudança cultural iniciando em especial na academia é fundamental para enraizar os conceitos de segurança no trabalho.

A Matriz de Isolamento oferece uma ferramenta de gestão simples e fácil visualização,

que busca maximizar as barreiras de segurança favorecendo ao trabalhador e seus empregadores, desde sistemas prediais simples, a sistemas maiores e mais complexos.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] ABNT NBR-16384:2020 – Segurança em Eletricidade – Recomendações e orientações para trabalho seguro em serviços com eletricidade.

[2] Petróleo Brasileiro S.A – Documento Interno NP 1 - Manual de Segurança – Trabalhos em Eletricidade.

[3] Manual de auxílio na interpretação e aplicação da nova NR-10. Joaquim Gomes Pereira e João José Barrico de Souza. Editora LTr, 2005, Rio de Janeiro, RJ.

[4] Anuário Estatístico de Acidentes de Origem Elétrica 2021 – Ano Base 2010 - https://abracopel.org/wp-content/uploads/2021/04/Anuario-Abracopel-2021_vs.-final.pdf, acessado em 25/05/2021; 17:34h

[5] <http://braschil.com.br/images/stories/virtuemart/product/garra.jpg>, acessado em 31/05/2021; 16:35h.

Apêndice 1 – Matriz de Isolamento de Energia Elétrica

MATRIZ DE ISOLAMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA										NÚMERO		DATA				
INSTALAÇÃO										EQUIPAMENTO						
OBJETIVO / RESUMO DA INTERVENÇÃO										CONDIÇÃO DO TRABALHO		ENERGIZADO				
												DESENERGIZADO				
ELABORADOR					FUNÇÃO		NOME			MATRÍCULA/CPF		RUBRICA				
APROVADOR					FUNÇÃO		NOME			MATRÍCULA/CPF		RUBRICA				
DOCUMENTOS A SEREM CONSULTADOS																
DISPOSITIVOS DE MANOBRA, BLOQUEIO E ATERRAMENTO																
ITEM	DISPOSITIVO DE MANOBRA (SECCIONAMENTO)				FORMA DE BLOQUEIO E SINALIZAÇÃO	PONTO PARA CONSTATAÇÃO DE AUSÊNCIA DE TENSÃO	INSTALAÇÃO DE ATERRAMENTO TEMPORÁRIO	PROTEÇÃO DE ELEMENTOS ENERGIZADOS	LIBERAÇÃO DO EQUIPAMENTO				NORMALIZAÇÃO E REENERGIZAÇÃO <small>VER NOTAS</small>			
	TAG OU LOCALIZAÇÃO DO DISPOSITIVO (UMA LINHA PARA CADA BLOQUEIO)	EQUIPAMENTO/CIRCUITO DESLIGADO	TENSÃO (V)	CATEGORIA ATPV RECOMENDADA DO UNIFORME					DATA/HORA	RESPONÁVEL	MATRÍCULA	RUBRICA	DATA/HORA	RESPONÁVEL	MATRÍCULA	RUBRICA
1																
2																
3																
4																
5																
*NOTAS: 1) Conforme NR-10, o estado desenergizado deve ser mantido até a autorização para reenergização. 2) A Normalização e reenergização do sistema deve respeitar a seguinte sequência de procedimentos: a) retirada das ferramentas, utensílios e equipamentos; b) retirada da zona controlada de todos os trabalhadores não envolvidos no processo de reenergização; c) remoção do aterramento temporário, da equipotencialização e das proteções adicionais; d) remoção da sinalização de impedimento de reenergização; e) destravamento, se houver, e religação dos dispositivos de seccionamento. 3) Tais medidas somente podem ser alteradas, substituídas, ampliadas ou eliminadas, em função das peculiaridades de cada situação, por profissional legalmente habilitado, autorizado e mediante justificativa técnica previamente formalizada, desde que seja mantido o mesmo nível de segurança originalmente preconizado.																
OBSERVAÇÕES																
Se uma das etapas da desenergização não for possível de ser cumprida (ex: não instalação do aterramento temporário), esse espaço deve ser utilizado pelo PLH para inserir a justificativa.																

Apêndice 2 – Matriz de Preenchimento do Plano de Isolamento de Energia Elétrica

ABA A SER PREENCHIDA		COMO	QUEM
Cabeçalho	Número	Número sequencial do plano. Ex.: número/ano – xx / xx.	Etapa de planejamento. Operador, técnico de manutenção, supervisor ou coordenador autorizado pela empresa.
	Data	Data de elaboração ou revisão.	
	Instalação	Informar qual fábrica, planta, área, galpão ou unidade à qual o sistema sob intervenção está relacionado. Ex.: Galpão IV, U-36, Casa de Máquinas, etc.	
	Equipamento ou Sistema	Descrever claramente o equipamento/sistema que sofrerá intervenção. No caso de sistemas a delimitação das áreas (fronteiras do sistema) devem estar claras. Nota: atenção deve ser dada para componentes auxiliares ao equipamento/sistema que sofrerá intervenção. Ex.: motores elétricos podem estar com o circuito de alimentação desenergizado, porém com circuito de resistência de aquecimento ainda energizado.	
	Objetivo / Resumo da Intervenção	Descrever a intervenção a ser executada no equipamento ou sistema, deixando claro o escopo e sua delimitação. Os TAGs relacionados devem ser informados. Ex.: Manutenção preventiva no painel “PN-02”	
	Condição de Trabalho	Desenergizado ou Energizado Nota: alguns trabalhos só conseguem ser executados com o sistema energizado, com isso salvaguardas devem ser adotadas pelo PLH.	
	Elaborador e Aprovador	Elaborador: recomenda-se que o responsável pelo isolamento elétrico deve ser o trabalhador autorizado conforme requisitos da NR-10, e atender no mínimo aos seguintes requisitos: conhecer a lógica de funcionamento dos equipamentos e sistemas, tipos de fontes de energias perigosas e seu potencial dano, lógica de operação dos dispositivos de manobra e liberação dos equipamentos ou sistemas. Aprovador: o plano de isolamento deve ser aprovado por um PLH empresa, que de preferência possua hierarquia de liderança do trabalhador autorizado responsável pelo isolamento elétrico.	
	Documentos de Apoio	É adequado preencher nesse campo os procedimentos específicos da instalação para a retirada de operação e posterior retorno operacional do sistema.	

		Podem ser inseridos procedimentos, manuais, instruções de trabalho, memoriais descritivos ou tarefas específicas de paradas programadas.	
Dispositivos de manobra, bloqueio e aterramento	Dispositivo de Manobra (Seccionamento)	<p>TAG ou localização do dispositivo</p> <p>Utilizar 1 (uma) linha para cada dispositivo</p>	<p>Listar em cada linha um único dispositivo (chave, fusível, disjuntor, gaveta, etc) a ser seccionado, com a indicação do TAG e a referência de sua localização.</p> <p>Ex. 1: SE-5 / PN-2 / Gav. 4.5 Ex. 2: Refeitório / Painei QGD / Disjuntor D-15 Ex. 3: Linha 5 / Máquina X / Painei Principal / Fusível 4</p>
		<p>Equipamento / Circuito Desligado</p>	<p>Descrever o equipamento, sistema, painei ou circuito a ser desenergizado.</p> <p>Ex. 1: Transformador TF-05 Ex. 2: Tomadas da cuba Ex. 3: Esteira do forno</p>
		<p>Tensão (V)</p>	<p>Tensão nominal em volts do circuito a ser desligado.</p>
		<p>Categoria ATPV recomendada do uniforme</p>	<p>O estudo de energia incidente deve ser feito de acordo com uma norma adequada, conforme recomenda a NR-10 e NBR-16384, e assim uma especificação correta do uniforme resistente a fogo repentino.</p> <p>Ex. 1: Classe IV Ex. 2: N/A Ex. 3: Classe I</p>
	Forma de Bloqueio ou Sinalização	<p>Listar o tipo de impedimento empregado: cadeados, lacres, extração de gaveta, sinalização, etc.</p> <p>Ex. 1: Extrair gaveta e etiqueta de sinalização. Ex. 2: Cadeado e etiqueta de sinalização Ex. 3: Retirar fusível e etiqueta de sinalização</p>	
	Constatação de Ausência de Tensão	<p>Indicar o local do circuito onde o teste de tensão deve ser realizado.</p> <p>Ex. 1: Terminais do primário do transformador. Ex. 2: Saída do disjuntor e tomada a ser feita a intervenção. Ex. 3: Terminais do motor e saída da base do fusível.</p>	
	Aterramento e Equipotencialização	<p>Indicar o local onde o aterramento temporário deve ser instalado. Caso o PLH verifique que a instalação do aterramento não é adequada, deve justificar tecnicamente o fato.</p>	

		Ex. 1: Gaveta é aterrada automaticamente após extração. Ex. 2: Aterrar o barramento de saída do disjuntor D—15 Ex. 3: N/A conforme instruções no PLH.						
	Proteção de Elementos Energizados	Descrever sucintamente os locais do circuito que permanecerão energizados e deverão ser protegidos e o tipo de proteção empregada. Ex. 1: utilizar manta isolante na fase R barramento aéreo do TF-06 (ao lado do TF-05) Ex. 2: N/A						
	Liberação do Equipamento	<table><tr><td>Data / Hora</td><td rowspan="4">O responsável pelo equipamento deve fazer o bloqueio e as verificações do sistema. Além de rubricar e datar o momento da desenergização. Entretanto todos os envolvidos na intervenção do sistema devem sinalizar e colocar seus respectivos bloqueios, seja por cadeados, por multiplicadores de cadeados ou outra solução definida pelo PLH. Ex.: Serviço multidisciplinar (elétrica, mecânica e instrumentação). O responsável pelo equipamento faz o bloqueio, sinaliza, verifica ausência de tensão e aterra temporariamente. Logo após, o responsável pela mecânica coloca o respectivo bloqueio e sinalização e o responsável da instrumentação faz o mesmo.</td></tr><tr><td>Bloqueador</td></tr><tr><td>Matrícula</td></tr><tr><td>Rubrica</td></tr></table>	Data / Hora	O responsável pelo equipamento deve fazer o bloqueio e as verificações do sistema. Além de rubricar e datar o momento da desenergização. Entretanto todos os envolvidos na intervenção do sistema devem sinalizar e colocar seus respectivos bloqueios, seja por cadeados, por multiplicadores de cadeados ou outra solução definida pelo PLH. Ex.: Serviço multidisciplinar (elétrica, mecânica e instrumentação). O responsável pelo equipamento faz o bloqueio, sinaliza, verifica ausência de tensão e aterra temporariamente. Logo após, o responsável pela mecânica coloca o respectivo bloqueio e sinalização e o responsável da instrumentação faz o mesmo.	Bloqueador	Matrícula	Rubrica	Etapa de Execução. Operador do sistema ou técnico de manutenção que fará a manobra operacional em campo e liberar o equipamento ou sistema.
Data / Hora	O responsável pelo equipamento deve fazer o bloqueio e as verificações do sistema. Além de rubricar e datar o momento da desenergização. Entretanto todos os envolvidos na intervenção do sistema devem sinalizar e colocar seus respectivos bloqueios, seja por cadeados, por multiplicadores de cadeados ou outra solução definida pelo PLH. Ex.: Serviço multidisciplinar (elétrica, mecânica e instrumentação). O responsável pelo equipamento faz o bloqueio, sinaliza, verifica ausência de tensão e aterra temporariamente. Logo após, o responsável pela mecânica coloca o respectivo bloqueio e sinalização e o responsável da instrumentação faz o mesmo.							
Bloqueador								
Matrícula								
Rubrica								
	Normalização e Reenergização	<table><tr><td>Data /Hora</td><td rowspan="4">O responsável pelo equipamento e sistema que executa as manobras em campo para retorno operacional deve preencher os campos, inserir seu nome e rubricar. Porém isso só é possível, quando em caso de manutenção multidisciplinar, todos os envolvidos retirarem seus respectivos bloqueios.</td></tr><tr><td>Bloqueador</td></tr><tr><td>Matrícula</td></tr><tr><td>Rubrica</td></tr></table>	Data /Hora	O responsável pelo equipamento e sistema que executa as manobras em campo para retorno operacional deve preencher os campos, inserir seu nome e rubricar. Porém isso só é possível, quando em caso de manutenção multidisciplinar, todos os envolvidos retirarem seus respectivos bloqueios.	Bloqueador	Matrícula	Rubrica	
Data /Hora	O responsável pelo equipamento e sistema que executa as manobras em campo para retorno operacional deve preencher os campos, inserir seu nome e rubricar. Porém isso só é possível, quando em caso de manutenção multidisciplinar, todos os envolvidos retirarem seus respectivos bloqueios.							
Bloqueador								
Matrícula								
Rubrica								
	Observações	Se uma das etapas da desenergizarão não for possível de ser cumprida, por exemplo, a não instalação do aterramento temporário, esse espaço deve ser utilizado pelo PLH para inserir a	Profissional Legalmente Habilitado, autorizado pela					

		justificativa.	empresa.
	Desenhos Atualizados / Diagrama Elétrico do Equipamento ou Sistema	Inserir desenhos atualizados / diagrama elétrico do equipamento ou sistema, quando identificada a necessidade na etapa de planejamento, para facilitar a identificação dos pontos de bloqueio.	<p>Etapa de planejamento.</p> <p>Operador, técnico de manutenção, supervisor ou coordenador autorizado pela empresa.</p>



X IEEE ESW-Brasil 2021

A Engenharia Elétrica na Segurança do Trabalho

19 a 21 de outubro de 2021 – Virtual – on-line

Uma abordagem sobre segurança em manobras e acionamentos de equipamentos de média tensão.

Paulo Henrique Vieira Soares
Vale S.A.

paulo.vieira.soares@vale.com

Gilberto da Cunha Vieira
Vale S.A.

gilberto.vieira@vale.com

Jainy Izidoro Miranda
Vale S.A.

jainy.miranda@vale.com

Igor Neves Garcia
Vale S.A.

igor.garcia@vale.com

Tales Barros de Figueiredo
Vale S.A.

tales.figueiredo@vale.com

RESUMO

Em 2010 a Vale iniciou, em Itabira (berço da empresa desde 1942), a construção de sua primeira usina de beneficiamento de itabirito compacto. A usina Conceição II (CE II), que entrou em operação em 2012, foi concebida utilizando tecnologia de ponta e equipamentos de diferentes fabricantes. Nos anos seguintes outros dois projetos entraram em operação, sendo o projeto de adequação da Usina de beneficiamento Conceição (2014) e Adequação da Usina Cauê (2015).

Visando uma operação confiável e produtiva, o sistema de automação de subestações (SAS) e o sistema de supervisão e controle (SSC) foram concebidos seguindo normas e critérios de projetos para possibilitar a operação segura dos equipamentos da planta. Assim, este trabalho visa apresentar implementações reais e definições práticas envolvendo acionamentos de motores de 13,8kV, aplicados à moínhos de bola, de forma a evitar os riscos de uma operação indevida, sem a permissão do sistema de controle (SSC) e a energização remota (pré-carga) de inversores de média tensão (4,16 kV) fora da zona de risco da subestação (SAS).

Por fim o trabalho apresentará uma sugestão de implementação da manobra “remota garantida” implantada em disjuntores de média tensão junto à definição do critério de autonomia e limite de bateria entre automação de processo e automação de elétrica para garantia da segurança das pessoas e dos equipamentos em plantas com equipamentos em ethernet (IEC61850).

Com a implantação das três novas plantas de beneficiamento da Vale, em Itabira, foram incorporadas à base existente 28 novas subestações, sendo 26 salas elétricas (SE) de 13,8kV, uma SE de 69kV e uma SE de 230kV, além de 103 transformadores e cerca de 463 IEDs (Dispositivos Eletrônicos Inteligentes) para controle e proteção dos sistemas elétricos.

Todos os IEDs foram integrados ao SAS baseados na norma IEC61850. Já no processo, 39 inversores de média tensão (antes inexistentes na planta) foram instalados, soma-se a esse valor 395 novos inversores de baixa tensão, 39 CLPs (controladores lógicos programáveis) e mais de 5000 nós de rede profibus-DP.

Devido à quantidade elevada de novos equipamentos, sendo em sua maioria aplicados pela primeira vez na planta, fez-se necessário o desenvolvimento de padrões e definições de requisitos mínimos a serem seguidos na integração com o SAS e o SSC.

Durante a etapa de comissionamento dos equipamentos e startup do processo produtivo, alguns cenários adversos foram encontrados, sendo discutidos e tratados de forma a buscar uma operação segura e confiável dos equipamentos.

2.0 – SUPERVISÃO E CONTROLE DE PROCESSOS E ELÉTRICA

Os sistemas de automação são responsáveis por permitir ao operador da planta controlar, de forma remota, a partida e parada dos equipamentos de processo. Esse controle é realizado através do Centro de Controles Integrados (COI).

1.0 – INTRODUÇÃO

A Figura 1 ilustra o SSC, à esquerda, e o SAS, à direita superior. Em (1) tem-se as estações de trabalho do sistema supervisório do SSC; em (2) o PLC redundante instalado no datacenter (R); em (3) são apresentados os equipamentos de campo presentes no eletrocentro (subestação) tais como: remotas de campo, conversores de protocolos, switches, disjuntores, relés de proteção no acionamento de 4.16kV e IEDs no sistema elétrico. Já em (4) é possível encontrar estações de trabalho do sistema supervisório de elétrica SAS; por fim, em (5) tem-se o PLC principal instalado no datacenter (P) e os servidores de conectividade responsáveis por captar dados dos IEDs [1].

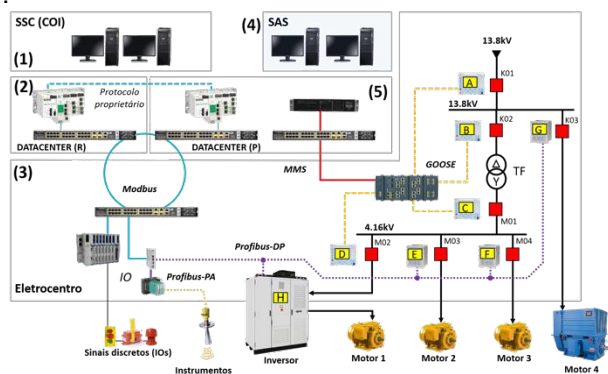


Figura 1 – Arquitetura do sistema de automação (processo e elétrica)

Ainda na Figura 1 é possível observar a aplicação dos IEDs de “A” a “G”, sendo:

- “A” - proteção e controle do disjuntor de entrada do barramento de 13.8kV;
- “B” - Alimentador do transformador 13.8kV/4.16kV;
- “C” - Entrada do barramento de 4.16kV;
- “D” - Alimentador do drive de média tensão (4,16kV);
- “E” e “F” - Alimentadores de motores de média tensão (4,16kV);
- “G” - Alimentador de motor (13.8kV);
- “H” - Drive de média tensão (inversor de frequência).

2.1 – ACIONAMENTO DE MOTORES ELÉTRICOS (13.8kV) UTILIZANDO REOSTATO LÍQUIDO

Os moinhos de bolas são equipamentos que trabalham com consumo constante de energia. Além disso, cargas com elevada inércia merecem atenção especial quanto à curva de partida e o dimensionamento correto do acionamento. Neste contexto, uma alternativa comum é o uso de motor com rotor bobinado conforme Figura 2.

A inserção de resistência no rotor do motor de indução tem a finalidade de deslocar o “ponto” de torque nominal para próximo da partida. Essa resistência tem seu valor reduzido gradativamente permitindo que o motor acelere até a velocidade nominal [2].

Durante a partida do moinho, o reostato está conectado ao rotor do motor, sendo seu valor decrementado até que o motor complete o processo de aceleração, atingindo a velocidade nominal da máquina. Nesse momento o contator de curto (KS) tem a função de curto-circuitar o rotor da máquina, “retirando” o reostato de operação.

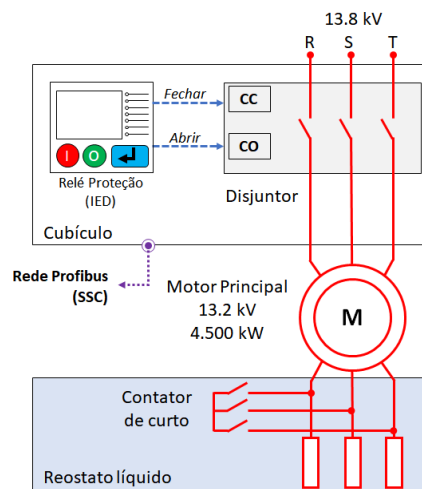


Figura 2 – Circuito de acionamento do moinho

Para o correto funcionamento, o sistema de controle realiza a supervisão da partida por 30 segundos, caso o sinal do contator de curto não retorne nesse período, a partida é cancelada e um sinal de alerta é enviado ao supervisório.

Para esse tipo de acionamento destacam-se duas situações que precisam ser evitadas para garantia da segurança das pessoas e do equipamento:

1. Equipamento funcionando com o contator de curto aberto.
2. Fechamento mecânico do disjuntor principal de 13.8kV.

Caso o item 1 aconteça, o valor de corrente do rotor irá circular pelo líquido do reostato de forma contínua, provocando o aquecimento e a evaporação da solução. Devido ao calor resultante, essa condição pode evoluir e provocar um incêndio no reostato, danificando o equipamento de forma definitiva e colocando em risco as pessoas que estejam ao seu redor.

Mesmo conectado ao barramento de 13.8kV e acionado por disjuntor, o cubículo K03 (IED “G” da Figura 1) “pertence” ao processo e somente deve receber comando do SSC (operação), nunca esse comando deve ser realizado pela equipe de manutenção via SAS.

O item 2 pode ocorrer quando a equipe de manutenção não possui capacitação para trabalhar nos cubículos de 13,8kV havendo assim, o risco de realizar, por equívoco, o fechamento mecânico do disjuntor durante uma corretiva no equipamento. Esse fechamento não sensibilizará as funções de proteção e novamente poderá provocar um incêndio no reostato.

2.2 – ACIONAMENTO DE MOTORES ELÉTRICOS (4.16kV) UTILIZANDO DRIVES DE MÉDIA TENSÃO

Para possibilitar maior grau de controle e melhor ajuste do processo, quando é necessária a variação de velocidade da bomba de polpa, utiliza-se o inversor de frequência. Para potências acima de 250 CV o padrão de engenharia da empresa define que deve ser utilizado motores de média tensão. Caso o processo onde esse motor será aplicado demande a variação de velocidade, deverá ser especificado um drive de média tensão. A Figura 3 ilustra o diagrama de bloco genérico de um inversor de frequência de 4.16 kV.

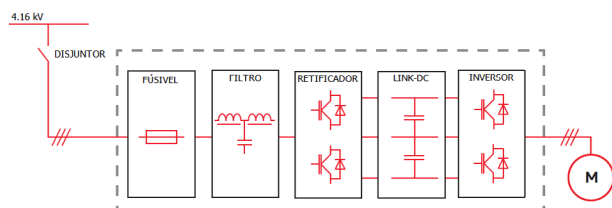


Figura 3 – Diagrama de blocos - Drive de média tensão

Nessa aplicação, o disjuntor responsável pela energização do drive é integrado ao SAS enquanto o inversor está integrado ao SSC. Para o correto funcionamento, é necessário que a equipe de manutenção deixe o inversor energizado e em condições de operação pelo COI.

A etapa de energização do inversor é conhecida como “pré-carga” e tem como função permitir a energização segura dos capacitores do link-DC. Para que todas as etapas sejam realizadas com segurança, o inversor é responsável por realizar as etapas de verificação, comando de “fechamento” dos disjuntores de 4,16kV e o monitoramento das variáveis.

Para esse tipo de acionamento, mesmo sendo equipamentos novos e seguros, a maior exposição do eletricitista ocorre durante a realização da pré-carga. Nessa situação o comando de pré-carga é realizado no painel frontal do inversor. Com o sinal de habilita (Enable) fornecendo permissão e após pressionar o botão “on”, o inversor realiza a pré-carga e fecha o disjuntor principal energizando o circuito de potência conforme Figura 4.

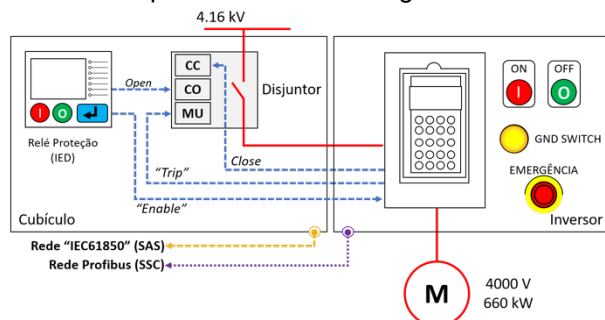


Figura 4 – Diagrama de acionamento do disjuntor

Essa manobra na “cara” do inversor (frontal) é realizada após manutenção no equipamento ou sempre que o disjuntor principal “desarma” (desliga).

2.3 – MANOBRA EM DISJUNTORES DE 13.8kV APLICADOS AO SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA (SEP)

O sistema integrado de automação de subestações, implementado na Vale, busca explorar as possibilidades abertas pela norma IEC 61850, aumentar a confiabilidade do sistema elétrico e reduzir a exposição do operador na frente dos painéis, diminuindo assim sua exposição aos riscos [3].

No sistema, ilustrado na Figura 5, são utilizadas duas redes de campo: a Rede de Controle, para comunicação com os controladores do sistema; e a rede IEC 61850 (Rede de Proteção), para comunicação de todos os IEDs da planta. Na rede Cliente/Servidor trafegam as informações do SAS que são resultados da comunicação entre os Servidores de Aspecto e os demais computadores do sistema, como estações de operação e engenharia (workstation). As três redes acima baseiam-se na camada física Ethernet e sua velocidade pode variar de acordo com a aplicação [4].

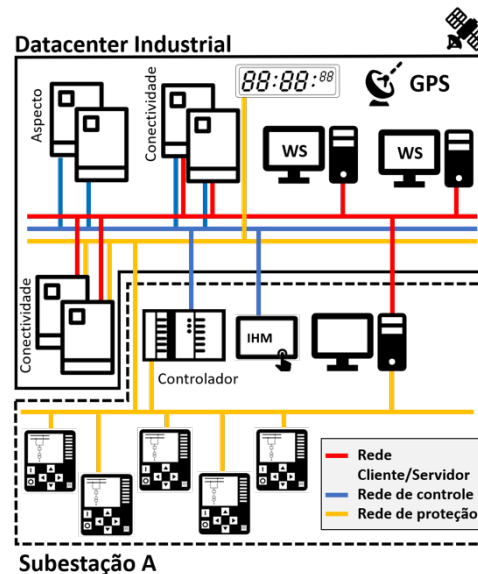


Figura 5 - Arquitetura de rede do sistema de automação

Durante o chaveamento ou manobra dos disjuntores no SEP pode ocorrer o surgimento do arco elétrico, este é um fenômeno intrínseco ao SEP que, quando ocorre de maneira indesejada e descontrolada, atinge altas temperaturas, provoca a expansão do ar, liberação de vapores metálicos e projeção de metal fundido, podendo provocar queimaduras graves ou até mesmo fatalidades [5].

Para uma manobra remota e segura no SEP o eletricitista deve possuir, no supervisório e na IHM, as mesmas informações que teria se estivesse na frente dos cubículos. Neste contexto, destaca-se que a operação remota via SAS, fora da zona de

risco na subestação, deve ocorrer conforme prioridades a seguir:

1. Operação via WS instalada na sala de automação da subestação, por meio de autenticação de usuário e senha cadastrados no domínio da automação.
2. Operação via WS instalada fora da sala de automação da subestação, por meio de autenticação de usuário e senha cadastrados no domínio da automação, permissão para operação remota (grupo de operação específico) e procedimento de verificação local definido pela área responsável.
3. Operação via IHM instalada na sala de automação da subestação, por meio de usuário e senha local.

3 – CRITÉRIOS DE PROJETO VS APLICAÇÃO PRÁTICA

Este capítulo apresenta soluções propostas após o início da operação dos projetos. Devido ao esforço necessário para configuração e replicação, alguns dos itens citados, mesmo já estudados, testados e validados, podem não estar totalmente implementados na planta por questões de quantidade ou podem estar com *status* aguardando programação devido à quantidade de interferências existentes com outras disciplinas.

Grande parte dos desenvolvimentos foram realizados no Laboratório de Práticas Elétricas (LPE) instalado na Mina Conceição na cidade de Itabira MG. O LPE (SE1730CC-01) é um módulo de eletrocentro, em tamanho real, projetado para possibilitar o treinamento das equipes de manutenção preventiva, corretiva e de engenharia em equipamentos existentes nas subestações.

O laboratório possui painéis de 480V, 4.16kV e 13.8kV idênticos aos painéis de campo (sem energia elétrica), porém com um grande diferencial, pois os painéis são dotados de um corte lateral que permite visualizar os barramentos, transformadores de corrente, transformadores de potencial, chave terra e até mesmo o movimento de inserção e extração motorizada dos disjuntores de média tensão [6].

3.1 – PARTIDA DE MOINHOS DE BOLA

Para o acionamento de motores de 4,16 kV da planta, limitado a 400 A, são utilizados contadores a vácuo. Esses equipamentos de manobra, conforme consta em seu manual, são avaliados até 12 kV, logo, para o acionamento dos motores de 13,8 kV dos moinhos de bola foi necessário o emprego de disjuntores à vácuo com tensão de 12 kV a 36 kV.

Pela ótica do sistema de controle da planta, a principal diferença entre contator e disjuntor está na característica do contator precisar reter o sinal de

liga (“selar” o contato de saída do relé) enquanto o disjuntor trabalha com pulso para abrir e pulso para fechar.

Para evitar a condição de “equipamento funcionando com o contator de curto aberto”, deve-se interligar um cabo entre o contator de curto em campo e uma entrada digital do PLC ou do relé de proteção de forma que, caso essa condição ocorra, um destes dois equipamentos executará o comando para abertura do disjuntor, desligando o motor.

A Figura 6 ilustra de forma simplificada um exemplo de bloco usado na lógica do relé para comandar o disjuntor. Os comandos de fechamento e abertura são enviados via rede profibus-DP, caso a permissão para fechar e a rede estejam em condições (rede ok), o bloco COCB executa o comando solicitado, ligar disjuntor (CC) ou desligar disjuntor (OC).

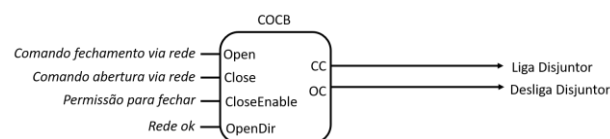


Figura 6 – Exemplo de lógica para comandar o disjuntor

Para evitar o “fechamento mecânico do disjuntor principal de 13.8kV”, a Figura 7 ilustra o conceito a ser aplicado no relé de proteção. Caso o disjuntor seja fechado manualmente, a porta lógica AND receberá na IN1 o sinal de disjuntor fechado, porém o flip-flop RS que recebe o comando do COCB estará com a saída em zero, logo este valor será negado na IN2 da porta lógica AND e, como resultado, o sinal de saída será “um”, desligando o disjuntor.

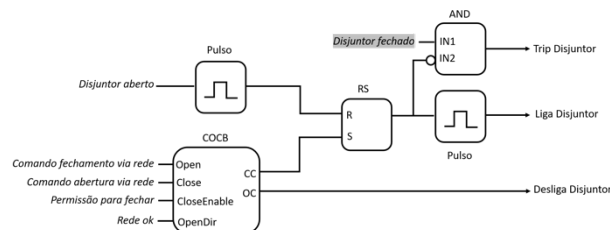


Figura 7 - Exemplo de lógica para “evitar” o fechamento mecânico do disjuntor

A evolução dos relés de proteção, chegando a dispositivos multifuncionais, força os profissionais a cada dia mais terem que lidar com equipamentos sofisticados e de última geração [7]. A Figura 8 ilustra, a esquerda, a integração do IED de acionamento ao sistema de controle via rede profibus-DP e a direita a integração do IED de acionamento via protocolo MMS seguindo a norma IEC61850.

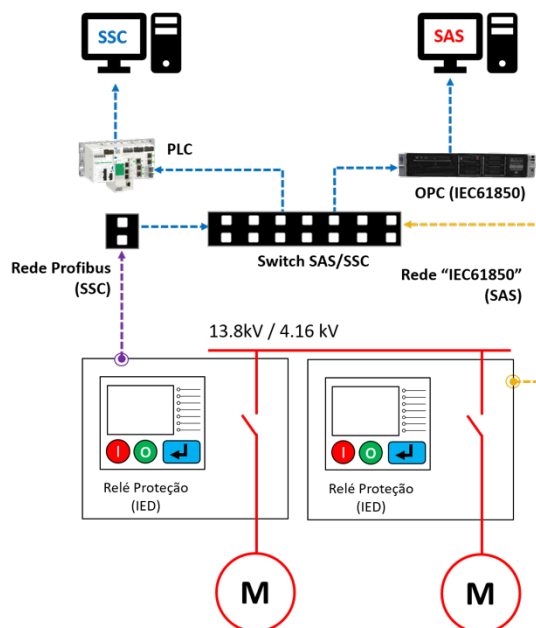


Figura 8 - Integração dos IEDs ao SSC via rede profibus-DP e rede "IEC61850"

Apesar das particularidades quanto ao protocolo e o meio físico utilizado na integração do IED com PLC, os dados e funcionalidades requeridas em projeto precisam ser preservados e atendidos, independente de qual cenário seja utilizado.

A figura 9 ilustra um conceito de lógica utilizada para controlar o disjuntor do SEP. O Bloco de intertravamento (CILO) verifica a posição do disjuntor e da chave seccionadora de terra, fornecendo o sinal de "permissão para fechar" (outros pontos como relé de bloqueio e botão emergência também podem ser verificados). O sinal de comando para fechamento ou abertura via PLC é recebido via rede e conectado ao bloco de controle (CSWI) que realiza a ação de abrir ou fechar por meio do bloco de chaveamento (XCBR).

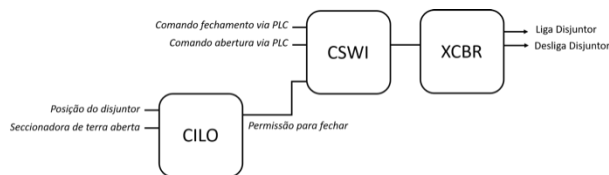


Figura 9 - Exemplo de lógica para comandar o disjuntor

Pelo SAS é possível escrever diretamente no bloco CSWI, forçando a execução da ação caso as condições de intertravamentos estejam satisfeitas. Esse tipo de comando deve ser aplicado apenas nos disjuntores do SEP. Nos disjuntores ou contadores de acionamento esse comando deve ser inibido.

Quando este equipamento é aplicado no acionamento de motores, além dos sinais descritos, é de extrema importância a criação de um *watchdog* de rede para monitorar a comunicação entre o PLC

e o IED, fornecendo o sinal de permissão "rede ok" da Figura 10. Como boa prática é recomendado que uma variável do PLC seja conectada ao CILO, sendo usada para habilitar o comando via PLC sempre que o motor precisar ser acionado. Essa condição visa evitar que, por falha ou desconhecimento, um comando seja executado pelo SAS via bloco CSWI do IED, provocando o fechamento do disjuntor desrespeitando os intertravamentos de processo da planta e a sequência de operação.

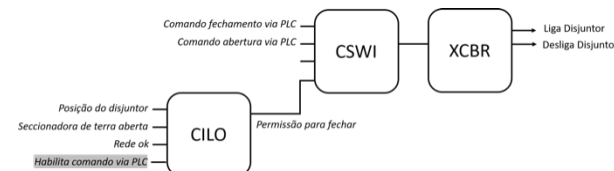


Figura 10 - Exemplo de lógica para "evitar" o fechamento do disjuntor via SAS

Por fim, apesar de ser possível implementar funções como número de partidas (ANSI 66) e subcorrente (ANSI 37) no PLC, por conceito, essas funções devem ser habilitadas prioritariamente no IED que possui processamento dedicado e algoritmo específico para execução dessas funções de proteção.

3.2 – PRÉ-CARGA EM INVERSORES DE MÉDIA TENSÃO

O acionamento do disjuntor de média tensão remotamente é realizado por meio de contatos NA do relé interligados em paralelo com os botões "ON e OFF" do inversor como ilustra a Figura 11. Quando o comando for enviado via supervisão (SAS), o IED enviará o comando ao inversor via saída digital. Já a Figura 12 ilustra a configuração de fechamento do disjuntor de 4.16kV via rede profibus-DP. Neste caso, ao realizar o comando para ligar o motor, o PLC enviará também o comando para realizar a pré-carga do drive.

Ambas as soluções apresentadas possibilitam a manobra remota do disjuntor de 4.16kV. Ressalta-se que a manobra via SAS irá demandar treinamento e conhecimento específico para essa solução, uma vez que esse comando será diferente dos demais comandos de disjuntores da planta. Cabe ao operador, em caso de falha, possuir os diagramas e documentos em mãos para possibilitar o diagnóstico e atuação necessária e nunca realizar "artifícios" que permitam o fechamento mecânico ou elétrico que não seja realizado pelo inversor de frequência. Caso este evento ocorra, o módulo de potência do inversor será danificado devido ao valor de corrente de *inrush* dos capacitores, podendo, em alguns casos mais severos, comprometer de forma permanente e irreversível o equipamento.

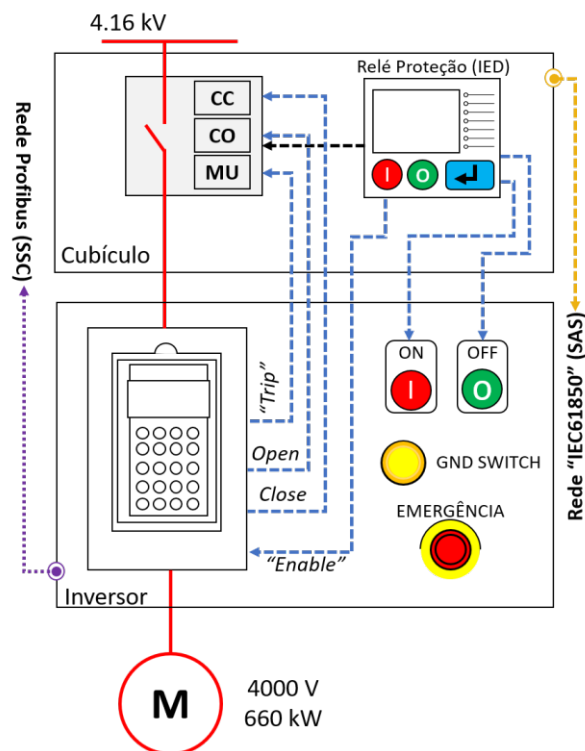


Figura 11 - Acionamento do disjuntor de média tensão remotamente via SAS

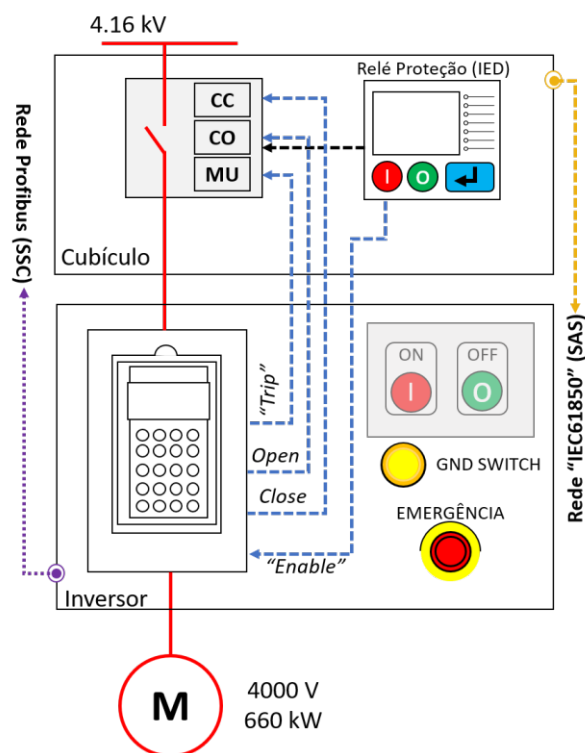


Figura 12 - Acionamento do disjuntor de média tensão remotamente via SSC

3.3 – MANOBRA REMOTA EM DISJUNTORES

Para novos projetos, a condição apresentada na Figura 13 é aplicável às

subestações com 3 ou mais QDs (quadro de distribuição), número de IEDs igual ou superior a 8 ou para subestações com pátio de manobra. As operações de ligar/desligar e inserir/extrair os disjuntores (3) devem ser realizadas seguindo a hierarquia abaixo:

1. As manobras devem ser realizadas pela WS (1) utilizando usuário e senha únicos e presentes no domínio.
2. Na falha/falta da condição anterior, as manobras devem ser realizadas pela IHM (2) utilizando usuário e senha local.
3. Na falha/falta da condição anterior, as manobras devem ser realizadas pelas teclas presentes no frontal do IED/mimico (3) utilizando usuário e senha local.

A workstation e a IHM do SAS devem estar localizadas na antessala ou sala de automação, garantido que as operações sejam realizadas remotamente, fora da zona de risco. As operações de ligar/desligar e inserir/extrair devem possuir temporização mínima de 10 segundos permitindo que o eletricitista se desloque para fora da zona de risco após efetuar o comando.

Para equipamentos que fazem interface com o SSC (4), os comandos de ligar e desligar devem ser bloqueados (no IED) ao operador quando o disjuntor estiver inserido, visto que essa responsabilidade pertence ao PLC. Apenas os comandos de inserir e extrair devem estar disponíveis na workstation (1) e na IHM (2).

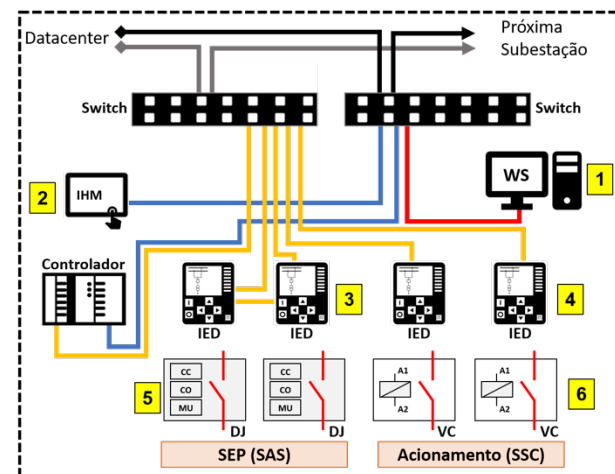


Figura 13 - Operação remota (situação 01)

Operações mecânicas (5) somente devem ser executadas por profissionais experientes e seguindo procedimentos específicos. Ressalta-se que não se deve realizar operações mecânicas nos equipamentos (6) integrados ao SSC.

A condição apresentada na Figura 14 é aplicável para subestações com 1 ou 2 QDs, menos de 8 IEDs ou para subestações que não possuam pátio de manobra. As operações de ligar/desligar e

inserir/extrair os disjuntores (2) devem ser realizadas seguindo a hierarquia abaixo:

1. As manobras devem ser realizadas pela WS (1) utilizando usuário e senha únicos e presentes no domínio.
2. Na falha/falta da condição anterior, as manobras devem ser realizadas pelas teclas presentes no frontal do IED/mimico (2) utilizando usuário e senha local.

Novamente, a workstation do SAS deve estar localizada na antessala ou sala de automação, garantido que as operações sejam realizadas remotamente, fora da zona de risco. As operações de ligar/desligar e inserir/extrair, quando realizadas pelo frontal do IED, devem possuir temporização mínima de 10 segundos permitindo que o operador se desloque para fora da zona de risco após efetuar o comando.

Para equipamentos que fazem interface com o SSC (3), os comandos de ligar e desligar devem ser bloqueados (no IED) ao operador quando o disjuntor estiver inserido, visto que essa responsabilidade pertence ao PLC. Apenas os comandos de inserir e extrair devem estar disponíveis na workstation (1).

Nessa configuração, é mandatório que a workstation seja alimentada por um inversor de 1kVA conectado ao banco de baterias (B.B) da subestação.

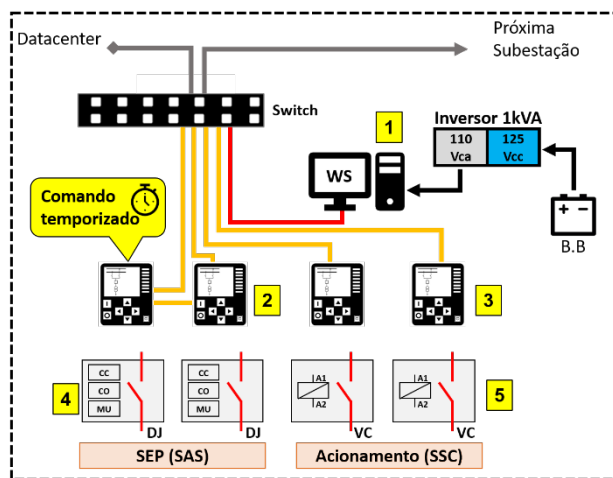


Figura 14 - Operação remota (situação 02)

Operações mecânicas (4) somente devem ser executadas por profissionais experientes e seguindo procedimentos específicos e por fim, ressalta-se que não se deve realizar operações mecânicas nos equipamentos (5) integrados ao SSC.

Caso a Workstation, IHM ou Switch venham a falhar ou até mesmo a fibra ótica que conecta o IED ao switch se rompa, é possível ao operador realizar os comandos pelas teclas da IHM do IED, na sequência é exibida a mensagem “Afastese” e após 10 segundos o comando é executado, fechando o disjuntor conforme Figura 15.

Rede "IEC61850" (SAS)

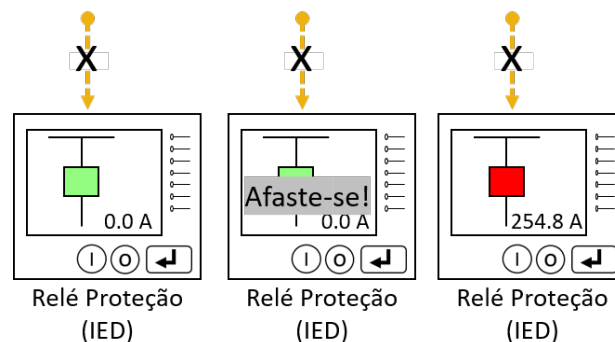


Figura 15 - Operação remota (situação 02)

Essa implementação da manobra com temporização possibilita a operação “remota garantida”, mesmo no caso em que a fibra ótica é rompida, impossibilitando o comando remoto via workstation ou via IHM. É importante que o electricista siga o procedimento de comandar e se afastar da zona de risco durante a execução da manobra.

5.0 – CONCLUSÕES

A evolução tecnológica dos equipamentos e aplicação de tecnologia nos processos (SSC ou SAS) são cada vez mais frequentes e trazem aos usuários novas possibilidades de controle dos equipamentos, maximizando seu uso, reduzindo o tempo de diagnóstico e tempo de parada da planta.

Equipamentos de média tensão possuem em sua concepção diversos requisitos presentes em normas que visam garantir a segurança de pessoas e processos. Dentre estes requisitos destacam-se a forma construtiva, isolamento das partes energizadas e requisitos de intertravamentos mecânicos.

Este artigo abordou, de forma simples, a integração de três equipamentos ao sistema de supervisão e controle de processo e elétrica. Considerações foram feitas de forma a possibilitar o entendimento das particularidades presentes em cada equipamento ou acionamento, principalmente sobre a ótica da segurança de pessoas e equipamentos durante manobras e acionamentos em 4.16 kV e 13.8 kV.

Por fim, ressalta-se que o sistema de controle pode ser usado como uma das barreiras de proteção, porém essa é a primeira e mais frágil das barreiras, não devendo ser utilizada de forma única e exclusiva para essa finalidade. Em um projeto, a correta definição do estado seguro do equipamento é primordial, devendo-se sempre priorizar as proteções intrínsecas do equipamento e os dispositivos de proteção específicos para cada função.

7.0 – REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] H. V. Soares, Paulo; L. Souza, Daniel; H. Santos, Carlos, “Integração dos protocolos Modbus TCP e MMS (IEC 61850) para acionamentos de motores de média tensão em uma mineradora” Revista O Setor Elétrico, edição 178, abril 2021.

[2] H. V. Soares, Paulo; L. Silva, Agnaldo, “Análise da partida do motor de indução de 13.2 kV / 4500 kW com resistência rotórica aplicado em moinho de bolas na Vale Itabira – MG.” VIII ENAM – Encontro Nacional de Máquinas Rotativas, abril 2018.

[3] C. V. Freitas, Luiz; H. V. Soares, Paulo, “Automação de subestações de 13.8kV a 230kV baseada na norma IEC61850 na planta de beneficiamento de minério de ferro da Vale em Itabira - MG” ISA SHOW ES – 13º Seminário e exposição de instrumentação, sistemas, elétrica e automação, agosto 2014.

[4] H. V. Soares, Paulo; Dornelas, Marcos; Amaral, Gil; C. S. Antunes, Keli; Vieira, Gilberto; J. P. Rodrigues, Vicentino; M. Silveira, Paulo; Villegas, Carlos; Feltre, Ricardo, “confinamento de mensagens GOOSE e redundância aplicada em planta industrial da Vale Itabira MG” XIII SIMPASE – Simpósio de automação de sistemas elétricos, setembro 2019.

[5] C. S. Antunes, Keli; B. Borges, Lara; L. M. Coelho, Aurélio; M. Silveira, Paulo, “Seletividade e interoperabilidade segundo a norma IEC61850: uma abordagem sobre energia incidente” Congresso Brasileiro de Automática, setembro 2018.

[6] H. V. Soares, Paulo; C. S. Antunes, Keli; M. Reis, Vicente; C. Guimarães, Elton; P. C. Vieira, Christiane; S. Paiva, Fernando; J. P. Rodrigues, Vicentino, “Laboratório de práticas elétricas (LPE) empregado na formação e capacitação de profissionais na Vale Itabira.” VIII IEEE ESW-Brasil, julho 2019.

[7] H. V. Soares, Paulo; J. P. Rodrigues, Vicentino; C. S. Antunes, Keli; M. Silveira, Paulo; Villegas, Carlos; O. Passos, Frederico; Rossi, Ronaldo, “Perfil do novo profissional de proteção e automação do sistema elétrico” Revista O Setor Elétrico, edição 163, agosto 2019.

8.0 – DADOS BIOGRÁFICOS



PAULO HENRIQUE VIEIRA SOARES – Possui mestrado em Engenharia Elétrica na área de sistemas elétricos de potência pela UNIFEI Itajubá (2020), graduação em Engenharia Elétrica pelo UNILESTE - Centro Universitário do Leste de Minas (2014) e técnico em eletrônica pela FIDE - Fundação Itabira Difusora de Ensino (2008). Atualmente é Coordenador de Automação na Vale S.A, membro do CIGRE Brasil e da ABNT.



GILBERTO DA CUNHA VIEIRA - Pós graduado em Gestão de Pessoas e Negócios pelo IPEMIG (2020) e em Gestão de Projetos pelo IETEC/MG (2016). Graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade Vale do Rio Doce (2014) e Técnico em Eletrônica pela Escola Técnica da Univale (1995). Atualmente é Engenheiro de Automação na Vale S.A.



JAINY IZIDORO MIRANDA – Pós graduado em Gestão de Redes de Comunicação pela Universidade Gama Filho (2009), Engenheiro Eletricista pelo UNILESTE-MG (2014), Bacharel em Sistemas de Informação pela Fundação Comunitária de Ensino Superior de Itabira-FUNCESI (2007) e Técnico em Informática Industrial pelo SENAI CETEL -Centro Tecnológico Eletroeletrônica “César Rodrigues” (1996). Atualmente é Engenheiro de Automação na Vale S.A.



IGOR NEVES GARCIA – Possui pós graduação em Gerenciamento de Projetos pela PUC Minas (2021), graduação em Engenharia Elétrica pelo UNILESTE (2018) e Técnico em Eletroeletrônica pelo SENAI-Itabira (2011). Atualmente é Engenheiro de Automação na Vale S.A.



TALES BARROS DE FIGUEIREDO – Graduando em Engenharia Elétrica pela UNICESUMAR – Centro Universitário de Maringá (2021). Graduação em Tecnologia em Gestão de Recursos Humanos pela UNOPAR – Universidade Pitágoras UNOPAR (2011) e Técnico em Eletrônica pelo Colégio e Faculdade Kennedy (1999). Atualmente é Analista de Automação na Vale S.A.



X IEEE ESW-Brasil 2021

A Engenharia Elétrica na Segurança do Trabalho

19 a 21 de outubro de 2021 – Virtual – on-line

DETECÇÃO DE FALTAS DE ALTA IMPEDÂNCIA EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO – UM ESTUDO DE CASO

Marcelo Costa Santos

Equatorial Energia

marcelo.costa@equatorialenergia.com.br

Paulo Lima

**Schweitzer Engineering
Laboratories**

paulo_lima@selinc.com

Mauro Magalhães

**Schweitzer Engineering
Laboratories**

mauro_magalhães@selinc.com

Douglas Brunismann

**Schweitzer Engineering
Laboratories**

douglas_brunismann@selinc.com

RESUMO

As faltas de alta impedância (HIFs) em redes de distribuição, como as causadas por condutores ao solo, continuam sendo de difícil detecção pelos relés de proteção tradicionais devido à baixa corrente de falta que normalmente é mascarada pela corrente de carga. HIFs são um problema de segurança pública devido ao risco humano envolvido. Este trabalho mostra como algumas concessionárias de energia têm melhorado a eficiência na detecção de HIF através da adição de algoritmos dedicados inseridos nos relés de proteção microprocessados, mantendo os tradicionais sistemas de proteção em operação. O trabalho avalia resultados obtidos em testes reais de condutores ao solo em diferentes configurações do sistema e diferentes superfícies. Adicionalmente, o trabalho provê análise de caso para eventos reais de campo.

1.0 – INTRODUÇÃO

As faltas de alta impedância (HIFs), tais como as causadas pela queda de condutores da rede de distribuição ao solo, oferecem riscos tanto aos usuários quanto aos operadores do sistema elétrico. A baixa corrente gerada pelos HIFs dificulta a sua detecção e desafia os relés de proteção tradicionais. Ajustar os elementos de sobrecorrente tradicionais para detectar os HIFs causaria a operação indevida do elemento para correntes de carga, o que sacrificaria a segurança.

Os HIFs ocorrem de forma aleatória e dinâmica. Um condutor da rede de distribuição

rompido pode se movimentar devido às forças eletromagnéticas. A magnitude das correntes de falta e o conteúdo harmônico pode variar conforme a corrente de falta aquece o solo. Materiais compostos por silício presentes no solo são transformados em vidro pela elevação da temperatura e mudam as características da falta. O próprio solo muda conforme as estações do ano e conforme as localizações geográficas.

Este artigo avalia o uso dos algoritmos de detecção de HIFs baseados no conteúdo harmônico do sinal da falta e discute a aplicação prática tanto para alarmes quanto para desligamentos.

2.0 – ALGORITMO DE DETECÇÃO DE FALTAS DE ALTA IMPEDÂNCIA (HIFs)

A detecção de HIFs através de elementos de sobrecorrente tradicionais é difícil, principalmente devido à baixa magnitude da corrente de falta. É necessário utilizar outras características dos HIFs para realizar a sua detecção de forma segura. Dois algoritmos são considerados para esta função neste artigo, o primeiro algoritmo (HIF1) utiliza o conteúdo de harmônicas ímpares do sinal de corrente de fase enquanto o segundo algoritmo (HIF2) utiliza o conteúdo de inter-harmônicas. Os algoritmos trabalham de forma independente, porém possuem um *design* semelhante, utilizando, por exemplo, uma grandeza como referência para o seu funcionamento: a assinatura do conteúdo harmônico do ramo de distribuição protegido, um valor de pré-falta de referência, uma função de *tuning* e uma lógica de decisão [1].

DETECÇÃO DE FALTAS DE ALTA IMPEDÂNCIA EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO – UM ESTUDO DE CASO

O algoritmo inicia a sua execução após identificar que a corrente no ramal de distribuição está acima de $0,05 \cdot$ corrente secundária nominal. A partir deste ponto o relé irá executar um processo de *tuning* que irá durar 24 horas. Caso seja identificada uma condição de falta ou a perda da corrente neste intervalo de tempo, o processo de *tuning* será reiniciado.

2.1 – DESIGN DO ELEMENTO DE DETECÇÃO DE FALTAS DE ALTA IMPEDÂNCIA

Para realizar a detecção dos HIFs é necessário que o algoritmo possua as seguintes características:

- Uma grandeza informativa que revele a assinatura dos HIFs sem ser afetada pela carga ou outras condições operacionais;
- Uma média móvel da grandeza monitorada que forneça uma referência estável. A média móvel deve estar disponível a todo momento, mesmo durante condições de HIF. Desta forma o valor não pode variar rapidamente, do contrário a referência mudaria de acordo com a falta;
- Um *tuning* adaptativo que aprende e acomoda as condições de ruído gerados no ramal alimentador em condições normais. O processo de *tuning* permanece ativo enquanto não forem identificadas condições de eventos HIF no sistema;
- Uma lógica de decisão capaz de diferenciar as condições HIF de outras condições do sistema, tais como chaveamento e ruídos gerados pelas cargas;

Estas características tornarão o algoritmo mais seguro e aumentarão a probabilidade da correta distinção entre um evento HIF e um evento que deva ser ignorado pelo sistema de proteção.

2.2 – DETECÇÃO DE HIFs UTILIZANDO CONTEÚDO DE HARMÔNICAS ÍMPARES (HIF1)

A detecção de HIFs através de conteúdo de harmônicas ímpares é realizada através do conteúdo de harmônicas ímpares total (ISM) derivado através de um filtro de resposta infinita ao impulso (FIR). O algoritmo possui histogramas de curto prazo e de longo prazo e compara a diferença entre eles, caso esta diferença supere um valor limite, o algoritmo incrementa a contagem. Caso a contagem supere o valor definido para o intervalo de tempo irá atuar a variável binária interna do relé referente ao alarme de detecção de faltas de alta impedância na respectiva fase (HIA1_A), caso a contagem supere o valor limite para detecção de faltas o algoritmo irá operar a variável binária

referente à detecção de faltas de alta impedância na respectiva fase (HIF1_A). Para as demais fases apenas é alterado o final da variável binária para fase B e C.

2.3 – DETECÇÃO DE HIFs UTILIZANDO CONTEÚDO DE INTER-HARMÔNICAS (HIF2)

O algoritmo de detecção de HIF utilizando as inter-harmônicas (HIF2) atende às características propostas anteriormente e adiciona funções suplementares. A Figura 1 mostra o diagrama de blocos do algoritmo proposto para a corrente da fase A. O mesmo processo é aplicado para as demais fases.

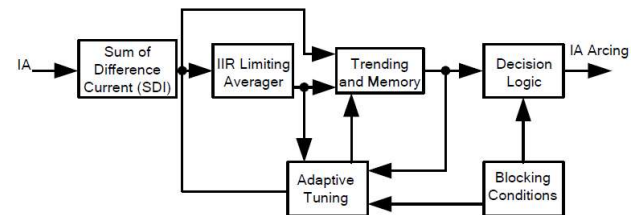


Figura 1 - Diagrama de blocos do algoritmo de detecção de faltas HIF2

A detecção de HIFs através de conteúdo de inter-harmônicas é realizada através do cálculo da soma das diferenças da corrente (SDI) derivado da subtração das amostras atuais e das amostras do ciclo anterior. O algoritmo possui um processo de *tuning* que define o SDI referência e compara o SDI medido com ele.

A lógica de detecção declara uma falta HIF2 quando detectar que o valor de SDI instantâneo superou o valor de SDI referência mais um valor de margem além do limite de contagem dentro da janela de tempo definida.

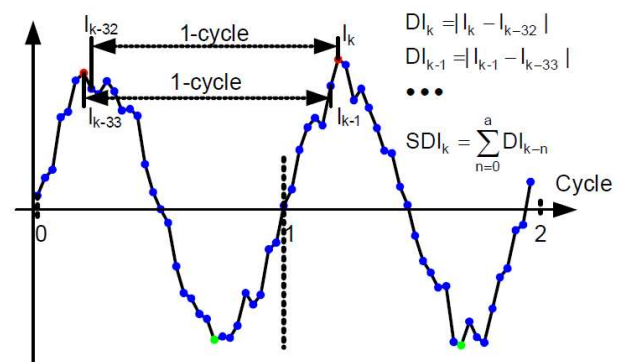


Figura 2 - Algoritmo de cálculo do SDI

3.0 – PROJETO PILOTO DE DETECÇÃO DE HIFs – PPL Electric

DETECÇÃO DE FALTAS DE ALTA IMPEDÂNCIA EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO – UM ESTUDO DE CASO

Para avaliar o algoritmo em um caso real, foi aplicado na concessionária PPL *Electrics* um projeto piloto. Esta sessão irá apresentar as considerações em relação aos ajustes e a avaliação dos dados obtidos.

3.1 – DESAFIOS INICIAIS

Em 2015, a concessionária PPL implementou um projeto piloto para detecção de HIFs em 50 alimentadores. Os pontos de alarmes gerados pelos algoritmos foram mapeados para a supervisão remota via protocolo *Distributed Network Protocol* (DNP) *binary points*.

O objetivo do projeto inicial era verificar se os algoritmos iriam detectar condutores rompidos ou iriam realizar falsas operações.

Durante a implementação das soluções, a concessionária encontrou desafios e resultados inesperados devido ao fato de ser uma tecnologia nova para as equipes de proteção e pela forma que foram implementadas as lógicas de alarme.

3.2 – GANHANDO EXPERIÊNCIA COM A NOVA TECNOLOGIA HIF

A tecnologia era descrita em detalhes nos manuais dos relés, mas como eram os primeiros projetos aplicados pela concessionária, ainda não possuíam dados estatísticos mostrando a eficiência do algoritmo HIF, o que não permitia saber quão sensível seria na detecção dos eventos reais [2].

Neste ponto, a instalação do projeto piloto, permitiu à PPL adquirir a experiência necessária nesta nova função e detectar pontos do sistema elétrico que geravam conflitos com os algoritmos de detecção de eventos HIF.

3.3 – DESENVOLVIMENTO DA LÓGICA DE DETECÇÃO DE ALARMES HIF

Como a tecnologia HIF estava sendo aplicada pela primeira vez na PPL *Electrics* a decisão foi por utilizar a solução inicialmente como alarmes, para isso foram elaboradas as seguintes lógicas de selo internas ao relé, esta variável de selo foi então mapeada para o sistema de supervisão remoto.

LÓGICA DE SELO := HIF2_A + HIF2_B + HIF2_C
LÓGICA DE RESET := NOT (HIF2_A + HIF2_B + HIF2_C)

A lógica de alarme de HIFs foi configurada como um relé de selo porque a concessionária assumiu que após uma detecção com sucesso de um evento HIF o algoritmo iria manter selado o

alarme HIF da mesma maneira que as funções de proteção 50/51 permanecem ativas enquanto a corrente está acima do *pickup*. Esta lógica se provou incorreta porque o relé de selo resetava durante eventos HIF devido à característica intermitente do arco.

Para melhorar a sensibilidade do algoritmo de detecção de eventos HIF perante condições do sistema elétrico que indicam maior probabilidade da presença de HIFs, foi implementada a seguinte lógica que habilita o modo de alta sensibilidade contra eventos HIF (*High-sensitivity mode activation*) quando se detectava a atuação do elemento 51G:

High-sensitivity mode activation := 51G pickup AND SHOT_0 AND NOT (TRIP OR 51P pickup)

3.5 – TESTES COM CURTO-CIRCUITOS PROVOCADOS EM DIVERSAS SUPERFÍCIES DIFERENTES

Para compreender melhor o comportamento do algoritmo de detecção de HIFs a concessionária PPL realizou uma série de testes provocando curto-circuitos sobre diferentes superfícies.

Os testes foram conduzidos em um campo de provas do *Electric Power Research Institute* (EPRI).

A concessionária PPL forneceu um banco de capacitores trifásico de 200 kVAR para prover a corrente de carga mínima necessária de 0,25 A,sec para o algoritmo de detecção de eventos HIF, logo abaixo no mesmo alimentador foi instalado um religador que alimentava um condutor que estava em contato com o solo. A Figura 3 apresenta o unifilar do sistema elétrico utilizado no teste.

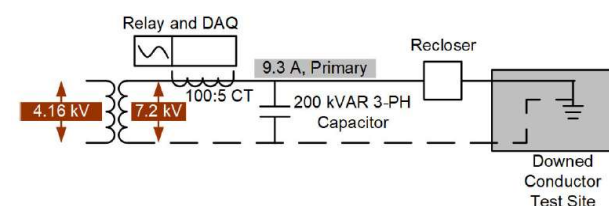


Figura 3 - Diagrama elétrico dos testes realizados pela concessionária PPL

O teste foi realizado conforme as seguintes etapas:

- Energização do banco de capacitores por 24 horas antes do teste com o condutor rompido, para permitir o *tuning* do algoritmo de detecção de HIFs;
- Adequar a disposição do condutor com as condições desejadas do teste (comprimento do condutor, tipo da superfície). As condições de teste estão detalhadas na Tabela 1;

DETECÇÃO DE FALTAS DE ALTA IMPEDÂNCIA EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO – UM ESTUDO DE CASO

- Início do registro com o DAQ e disparo manual de um evento HIF no relé de proteção;
- Energização do condutor rompido através do fechamento do religador;
- Monitoramento do relé para verificar operações (abertura do religador após a atuação do elemento ou após 10 minutos sem operação);
- Coleta dos registros do relé e do DAQ;
- Aguardar 10 minutos para permitir que o *tuning* volte para o valor de referência base para repetir os passos anteriores para a nova superfície.

Como resultado dos testes obtiveram-se os tempos de operação dispostos na Tabela 1.

Tabela 1- Resultados dos testes do algoritmo de detecção HIF com condutores ao solo

Test Number	Conductor Contact Test Surface	Test Duration (minutes)	Time Until First HIF2 Assertion	HIF2 Max. Counts	Time Until First HIA2 Assertion	HIA2 Max. Counts	Max RMS Current (A)
1	11 ft on grass with some asphalt contact	0.798	2.233 s	5	19.233 s	37	26
2	1 ft on grass with the remaining on asphalt	3.363	2.102 m	5	2.352 m	73	16
3	1 ft on grass with the remaining on asphalt	2.672	—	2	—	8	17
4	5 ft on grass with the remaining on asphalt	7.257	6.571 m	4	—	28	18
5	51 ft on clay soil	6.592	—	1	—	0	18
6	Test 5 with a few feet wrapped in a tree	>10	—	1	—	1	16
7	51 ft in a downed tree bush	5.762	—	1	—	3	16
8	25 ft on rocky dirt	3.597	—	2	—	5	39
9	25 ft on rocky dirt	3.187	—	2	—	6	37
10	25 ft (coiled) on rocky dirt	4.466	—	1	—	1	21
11	10 ft on grass, 2 ft on asphalt with the remaining on clay soil	7.251	6.769 m	4	—	21	25
12	3 ft on grass, 5 ft on gravel, and 13 ft on dirt	6.306	—	3	4.214 m	32	32
13	Test 7 with the ground wet	7.939	—	1	—	3	20
14	Test 1 with the ground wet	7.012	4.677 m	5	1.094 m	66	40
15	Test 14 with the capacitor bank offline	>10	3.402 m	4	1.818 m	46	40
16	Conductor laid on top of a tire (rubber) and grass while the capacitor bank was offline	1.143	—	0	—	2	9

Os testes confirmaram que as taxas de detecção dependem da superfície e das condições físicas com que o condutor está em contato. Dos 16 testes, o algoritmo de detecção de eventos HIF detectou 8 faltas. No entanto, em testes nos quais as superfícies possuíam cobertura com grama a taxa de detecção se aproximou de 90%.

Ficou evidente dos testes realizados que o algoritmo possui uma taxa de sucesso muito superior a taxa de detecção dos elementos de sobrecorrente tradicionais, porém há situações nas quais o algoritmo não é capaz de detectar a falta sozinho, por isso é importante utilizar a combinação de múltiplas funções de ferramentas de detecção de HIFs através dos relés de proteção digitais.

4.0 – ESTUDO DE CASO NO BRASIL

Conhecendo os resultados obtidos nos testes da função HIF, a Equatorial Energia aplicou em 19 ramais de distribuição a tecnologia.

O objetivo desta aplicação era observar como o algoritmo se comportaria com as características dos ramais de distribuição e solos brasileiros.

No dia 09/03/2020 houve um evento de cabo ao solo que inicialmente disparou as funções de proteção de sobrecorrente, porém durante os religamentos a função de sobrecorrente tradicional não operou, porque a falta se transformou em um curto de alta impedância.

Embora a proteção tradicional não tenha operado, o algoritmo HIF detectou a falta e sinalizou para o sistema SCADA uma vez que não estava configurado para executar desligamentos.

Após o disparo do alarme para o sistema SCADA, os operadores realizaram o desligamento manual do circuito e coletaram os relatórios gerados pelo relé de proteção para análise.

No registro histórico do relé se observou que realmente havia sido detectada uma falta de alta impedância na fase C (*HIF Fault C*) além disso que este evento havia envolvido o rompimento do condutor (*Downed Conductor = YES*), conforme pode se observar na Figura 4.

=>HIS HIF

ALIMENTADOR
SUBESTACAO

Date: 2020/03/10 Time: 08:00:51.949
Time Source: External

FID=SEL-751-R201-V1-Z007003-D20180921

#	DATE	TIME	EVENT	DOWNED CONDUCTOR	GRI
10005	2020/03/09	19:12:47.418	HIF Alarm B	NO	1
10004	2020/03/09	18:56:57.362	HIF Fault B,C	NO	1
10003	2020/03/09	18:45:25.370	HIF Fault C	YES	1
10002	2020/03/09	18:35:09.500	HIF Fault C	YES	1
10001	2020/03/06	12:08:18.567	HIF Alarm C	NO	1
10000	2020/03/01	15:02:35.932	HIF Alarm C,A	NO	1

Figura 4 - Registro histórico de um evento HIF

Na Figura 5 é possível observar que ocorreram picos de SDI que superaram consideravelmente o valor de SDICREF ao longo de 5 minutos. Este comportamento indica uma falta de alta impedância na fase C.

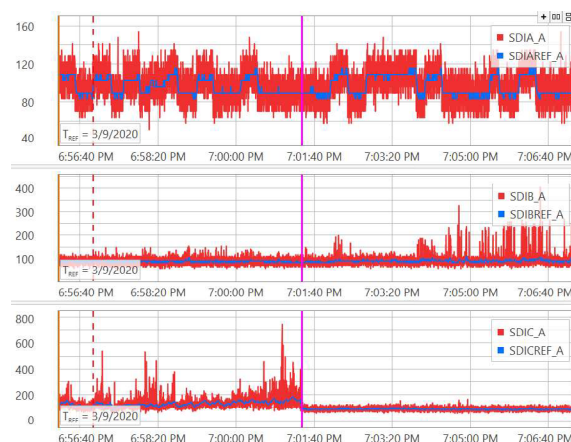


Figura 5 – Registro dos sinais SDI para as fases A, B e C no relé de proteção

DETECÇÃO DE FALTAS DE ALTA IMPEDÂNCIA EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO – UM ESTUDO DE CASO

Este comportamento resultou em uma atuação do alarme de detecção de faltas à terra com alta impedância na fase C (HIA2_C) seguido pela atuação da detecção de uma falta à terra com alta impedância na fase C (HIF2_C).

Pode ser observado na Figura 6 o momento de atuação da variável binária que indica falta na fase C (HIF2_C).

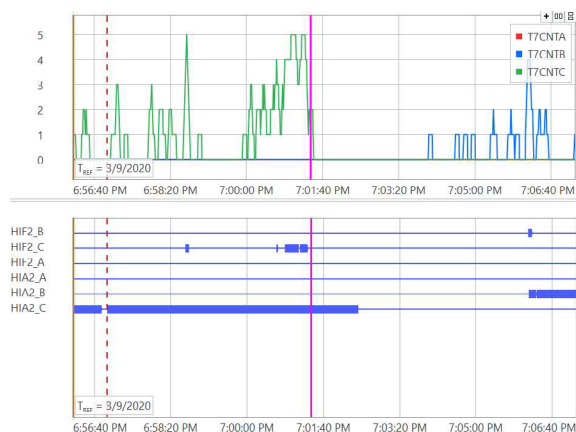


Figura 6 – Registro dos alarmes e faltas de alta impedância pelo algoritmo HIF2 na fase C

Aproximando o gráfico, torna-se evidente que ao superar a contagem de 4 eventos HIF na fase C, o contador de eventos HIF da fase C (T7CNTC) dispara a atuação do elemento HIF2_C, conforme é observado na figura 7.

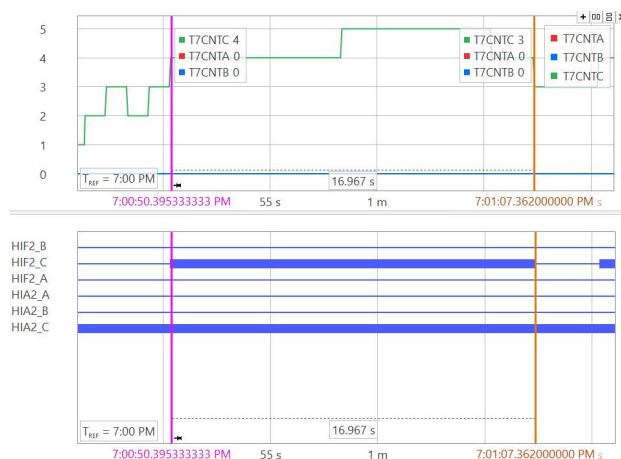


Figura 7 – Atuação do elemento HIF2_C após o contador de eventos de alta impedância da fase C (T7CNTC) superar o valor de 4 eventos

Esta atuação comprovou a sensibilidade do elemento para detecção de faltas na rede distribuição que inicialmente disparam os elementos de sobrecorrente tradicionais, porém durante os religamentos, evoluem para faltas de alta impedância que devido a baixa corrente não sensibilizam novamente estes elementos de sobrecorrente.

A aplicação da detecção de eventos HIF auxilia na interrupção e sinalização das faltas com estas características.

5.0 – CONCLUSÕES

A detecção de faltas de alta impedância é um grande desafio para as concessionárias e para a proteção. Os métodos de detecção podem ser afetados por condições do sistema elétrico que afetem as grandezas dos conteúdos harmônicos utilizados nos algoritmos de detecção de eventos HIF. Exatamente por isto é necessário se levar em consideração as características dos circuitos aos quais serão aplicadas a solução.

Os testes realizados na concessionária PPL comprovaram que o algoritmo HIF possui a capacidade de detectar eventos de alta impedância com sucesso, porém esta característica irá depender do tipo do solo, da estação do ano e das características do sistema elétrico, portanto é necessário que sejam implementadas outras funções auxiliares na detecção destes eventos para aumentar a possibilidade de uma detecção com sucesso.

A aplicação do algoritmo HIF na Equatorial Energia demonstrou que a solução também é aplicável aos sistemas elétricos brasileiros, tendo comprovado a sua correta operação no evento destacado na Figura 5.

A implementação da solução HIF nos relés existentes, simplifica o projeto ao mesmo tempo em que aumenta a proteção dos usuários e operadores da rede de distribuição.

7.0 – REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] D. Hou. "Detection of High-Impedance Faults in Power Distribution Systems". *Proceedings of the 33rd Annual Western Protective Relay Conference, Spokane, WA*, outubro 2006.
- [2] D. Hou, "High-Impedance Fault Detection—Field Tests and Dependability Analysis," *Proceedings of the 36th Annual Western Protective Relay Conference, Spokane, WA*, outubro 2009.
- [3] F. Heleniak, T. Varshney, M. Kistler, "Practical Experience With High-Impedance Fault Detection in Distribution Systems," *46th Annual Western Protective Relay Conference*, outubro 2019.



X IEEE ESW-Brasil 2021

A Engenharia Elétrica na Segurança do Trabalho

19 a 21 de outubro de 2021 – Virtual – on-line

A indevida normalização dos desvios em instalações elétricas em áreas classificadas: Quando o errado parece certo

Roberval Bulgarelli

Smart Grid Engenharia Ltda.

roberval.bugarelli@gmail.com

RESUMO

Este artigo aborda os problemas e soluções relacionados com a existência de “desvios” em áreas classificadas, decorrentes de falhas pessoais nas atividades de seleção de equipamentos “Ex”, projeto de instalações “Ex”, montagem de instalações “Ex”, manutenção e inspeção de equipamentos e instalações “Ex” ou de reparo e recuperação de equipamentos “Ex”. Este artigo tem como principal objetivo alertar e conscientizar sobre a existência destes desvios “Ex” bem como indicar ações necessárias para que estas indevidas “não conformidades” sejam evitadas, equacionadas, tratadas ou corrigidas, com foco nas competências pessoais e na sistemática da avaliação da conformidade com base na certificação dos profissionais envolvidos com serviços de campo em áreas classificadas.

1.0 – INTRODUÇÃO

Em diversas inspeções que são feitas a equipamentos e instalações elétricas, de instrumentação, de automação ou de telecomunicações em áreas classificadas podem ser infelizmente encontrados diversos “desvios” ou “falhas” ou “não conformidades” relacionadas com os serviços de projeto, montagem, inspeção, manutenção ou reparo de equipamentos ou instalações “Ex”.

Estes desvios ou falhas, que comprometem o nível da segurança proporcionada pelos equipamentos e instalações “Ex”, podem fazer com que estes equipamentos, mesmo tendo sido devidamente “**certificados**”, se tornem potenciais fontes de ignição, no caso da presença de uma atmosfera explosiva contendo gases inflamáveis ou poeiras combustíveis no local da instalação.

Estas situações de risco podem ser atribuídas, dentre outros fatores, ao fato de que,

estas falhas existentes em equipamentos ou instalações “Ex” não origina uma explosão ou acidente catastrófico “**imediato**”, na medida em que podem perdurar na instalação até que haja efetivamente uma “**perda de contenção**” por parte dos equipamentos de processo, com a presença de fontes de liberação de gases inflamáveis ou poeiras combustíveis, as quais formam atmosferas explosivas, resultando nas conhecidas e graves explosões, com catastróficas consequências para a **vida** das pessoas, para o **meio ambiente** e para o **patrimônio e instalações**.

Em função destes desvios aparentemente não apresentarem um “**risco imediato**” de explosão, a correção destes desvios em equipamentos e instalações “Ex” são eventualmente “**postergadas**” de forma indevida, fazendo com que estes desvios passem a ser perigosamente “**aceitos**”, passando indevidamente a “**fazer parte da paisagem**”, inclusive sob o incorreto argumento de que “*este equipamento “Ex” se encontra com este tipo de desvio há muito tempo e até o presente momento não provocou nenhuma explosão*”.

Estas situações envolvendo a **perda** de características de proteção dos **equipamentos elétricos ou mecânicos “Ex”** podem ser consideradas diferente daquelas que envolvem a perda de contenção ou o vazamento de substâncias inflamáveis ou combustíveis em **vasos de pressão ou equipamentos e tubulações de processo**, as quais são **prontamente** tratadas e sanadas, em função do risco “**iminente**” de acidente catastrófico ou explosão.

Por outro lado, são também verificados casos práticos muito mais graves e de maior risco operacional, onde a falha na execução de serviços adequados de manutenção preventiva ou corretiva faz com ocorram vazamentos “**frequentes**” através de válvulas de bloqueio ou de tubulações de processo, que levam fontes de liberações de grau

A indevida normalização dos desvios em instalações elétricas em áreas classificadas: Quando o errado parece certo

“**secundário**” atuarem indevidamente como fontes de liberações de grau “**primário**”.

Uma medida indevida de mitigação, neste caso, seria considerar a área do local do vazamento “frequente” como Zona 1, ao invés de Zona 2, devido à presença, na “prática”, de uma atmosfera explosiva em condição “normal” de operação. As normas técnicas sobre classificação de áreas especificam que esta classificação é considerada sob condições “**normais**” de operação, incluindo com a aplicação dos serviços adequados de **manutenção de rotina**.

Nestes casos pode ser verificada a ocorrência uma indevida “**aceitação**” da existência de desvios nos equipamentos ou instalações “Ex”, fazendo com que a correção destas falhas sejam indevidamente adiadas, devido a uma “**insensibilidade**” ou de uma “**falta de percepção de potencial de risco**”, que pode ser denominada como um fenômeno de indevida “**normalização dos desvios Ex**”, sendo priorizada a execução de outros serviços de manutenção, que apresentem um impacto ou risco mais “**imediato**”, sob os pontos de vista de confiabilidade, produção ou segurança.

A expressão “**normalização dos desvios**” foi inicialmente utilizada pela socióloga Diane Vaughan [1] durante as análises das causas da explosão ocorrida com o ônibus espacial *Challenger*, durante seu lançamento, em 28/01/1986, como mostrado na Figura 1.



Figura 1 - Explosão do ônibus espacial Challenger, em 28/01/1986, lançado apesar dos reconhecidos problemas, pela NASA, existentes nas juntas de vedação dos tanques de combustíveis dos foguetes (*History Channel*)

2.0 – A indevida “normalização dos desvios” aplicada em áreas classificadas

Vaughan observou que a **causa raiz** daquele desastre do *Challenger* estava ligada à **decisão repetida dos oficiais** da NASA de lançar

o ônibus espacial, apesar da existência de uma **perigosa e reconhecida falha de projeto** relacionada à falta de resiliência em baixas temperaturas, dos anéis de vedação dos tanques de combustível dos foguetes. Diane Vaughan afirma que esse fenômeno ocorre quando “**as pessoas de uma organização se tornam tão insensíveis a uma prática irregular que esta passa a não parecer errada**”. Esta “**insensibilidade**” surge de forma **gradual**, às vezes ao longo de anos, pois os desastres, catástrofes ou explosões não acontecem de forma imediata, até que outros desvios e fatores críticos estejam **alinhados**, como nos casos de alinhamento dos “furos” de um “queijo suíço”, na analogia com a perda das barreiras de proteção.

De uma forma geral, a expressão “**normalização dos desvios**” é aplicada para descrever as situações em que a degradação de equipamentos ou a adoção de práticas inseguras passa a ser “**aceita**” pela organização por não gerar consequências **catastróficas** “**imediatas**”. Com o tempo, a situação degradada passa a ser vista como “**normal**” e riscos que não eram assumidos originalmente passam a se tornar indevidamente “**aceitos**”.

Neste sentido, a normalização dos desvios pode ser considerada como um processo **gradual**, por meio do qual uma prática ou procedimento **inaceitável**, se torna indevidamente **aceitável**. Na medida em que o comportamento indevido é **repetido** sem a ocorrência de resultados **catastróficos**, ele passa a se tornar “**aceito**” ou mesmo “**normalizado**” pela organização. Isto significa que as pessoas de dentro da organização se tornam de tal forma “**acostumadas**” com um comportamento de desvio que elas não mais consideram o “desvio” como tal, apesar do fato que estes desvios não atendem aos requisitos normativos ou regras de segurança.

Quanto mais os desvios ocorrem, mais as pessoas se tornam acostumadas com eles. Para pessoas de “fora” da organização, a execução atividades com desvios são claras, no entanto, as pessoas de “dentro” da organização passam a não reconhecer estes desvios, porque eles parecem como sendo ocorrências “**normais**”, passando a “**fazer parte da paisagem**”.

Aplicando esta abordagem de experiências existentes na indústria **aeroespacial** na área da **indústria petroquímica e do petróleo e gás**, relacionada com a segurança de equipamentos e instalações em atmosferas explosivas, a expressão “**normalização de desvios Ex**”, pode ser aplicada para descrever as situações em que a degradação de equipamentos ou instalações “Ex” ou a adoção de práticas inseguras passam a ser “**aceitas**” pela

A indevida normalização dos desvios em instalações elétricas em áreas classificadas: Quando o errado parece certo

organização por não gerar consequências catastróficas ou explosões de uma forma “**imediate**”. Com o tempo, a degradação de equipamentos ou instalações “Ex” passa a ser vista como “**normal**” e os riscos podem se tornar indevidamente “**tolerados**” ou “**aceitos**”.

Sob os aspectos das instalações elétricas, de instrumentação, de automação e de telecomunicações em atmosferas explosivas, pode ser verificado, sob um ponto de vista **prático**, levando em consideração as inspeções de campo que são executadas em equipamentos e instalações em áreas classificadas, que a “*normalização dos desvios*” pode ocorrer também pela existência de “obstáculos” à utilização do processo correto, tempo como base fatores relacionados ao tempo ou custo para a execução do serviço, necessidade de continuidade operacional, desconhecimento das normas técnicas, “pressão” dos colegas ou por falta de procedimentos adequados por parte da organização.

É necessário explorar o impacto desse fenômeno comportamental da indevida “*normalização dos desvios Ex*” sobre as fatalidades, destruição do patrimônio e os impactos negativos ao meio ambiente, decorrentes em explosões envolvendo equipamentos e instalações em atmosferas explosivas. É necessário também aplicar esta aprendizagem e conceito de “*normalização dos desvios*”, trazido da indústria aeroespacial, adotando as medidas que as organizações envolvidas com processos de alto risco encontraram, para evitar o processo de *normalização dos desvios “Ex”*, também encontrado nas indústrias do petróleo e gás natural (terrestre e marítima), petroquímica, de alimentos, silos de armazenamento de grãos e portuária, entre outras.

3.0 - Exemplos de “desvios” encontrados em equipamentos e instalações “Ex” durante inspeções de campo

São apresentados a seguir alguns exemplos de “desvios” que são encontrados nos equipamentos com certificação “Ex”, durante as inspeções de campo em equipamentos e instalações em áreas classificadas contendo atmosferas explosivas de gases inflamáveis ou poeiras combustíveis.

Estes tipos de “desvios” **invalidam** as características de segurança contra a ocorrência de explosão pretendida pelos equipamentos “certificados”, fazendo com que estes equipamentos “Ex”, mesmo tendo sido “originalmente” certificados pelos respectivos fabricantes junto a Organismos de Certificação

reconhecidos, e considerados como sendo “seguros” na condição de “**novos**” quando saem das fábricas dos respectivos fabricantes, possam representar um potencial “risco de ignição” em áreas classificadas, em função de “**desvios**” introduzidos em atividades de campo, por profissionais responsáveis pelas atividades de **execução** ou **supervisão** de serviços de montagem, manutenção ou recuperação de equipamentos e instalações em áreas classificadas.



Figura 2 – Luminária do tipo “segurança aumentada”, com certificação Ex “e” encontrada em área classificada com prensa-cabo sem aperto, com ingresso de água para o interior do invólucro



Figura 3 – Motor elétrico com certificação “não acendível” (Ex “nA”) encontrado instalado em área classificada com tampa defletora corroída e danificada, com a exposição do ventilador externo



Figura 4 – Equipamento elétrico com invólucro pressurizado com certificação do tipo Ex “p” encontrado instalado em área classificada sem pressurização interna

A indevida normalização dos desvios em instalações elétricas em áreas classificadas: Quando o errado parece certo



Figura 5 - Caixa de junção com certificação "segurança aumentada" (Ex "e") encontrada instalada em área classificada com entradas de cabos não utilizadas abertas, sem a instalação dos devidos bujões "Ex"



Figura 6 - Acionador elétrico de válvula de bloqueio motorizada, com invólucro metálico certificado "à prova de explosão", encontrado com sinal de dano ao invólucro devido à necessidade de utilização de talhadeira e marreta para abertura da tampa e instalação incorreta de prensa-cabo Ex "e" de material plástico



Figura 7 - Instrumento com invólucro metálico com certificação "à prova de explosão" encontrado instalado em área classificada com prensa-cabos Ex "d" que não aperta adequadamente o cabo



Figura 8 - Botoneira com invólucro metálico com certificação "à prova de explosão" encontrada instalada em área classificada com falta de parafusos de fixação da tampa



Figura 9 - Unidade seladora de eletroduto com certificação "à prova de explosão" encontrada instalada em área classificada sem a necessária selagem interna (vazia)

Nos exemplos apresentados de graves desvios nos equipamentos e instalações elétricas em áreas classificadas contendo gases inflamáveis ou poeiras combustíveis, podem ser identificados **dois fatores em comum**: todos os equipamentos elétricos "Ex" haviam sido originalmente **certificados** pelos respectivos fabricantes e todos os serviços foram executados ou supervisionados por profissionais **autorizados** pelas respectivas Empresas responsáveis, para intervenção em equipamentos e instalações elétricas, inclusive em áreas classificadas, de acordo com os requisitos legais vigentes.

A indevida normalização dos desvios em instalações elétricas em áreas classificadas: Quando o errado parece certo

Estes “desvios” evidenciam que somente a certificação de **equipamentos “Ex”** tem se mostrado **insuficiente** para garantir a segurança das instalações elétricas em áreas classificadas. A sistemática da **avaliação da conformidade**, por meio da **certificação**, aplicável para a **equipamentos** elétricos “Ex” deve ser aplicada também para a certificação das **Empresas de Serviços “Ex”** e para a certificação das **competências pessoais “Ex”**.

“Desvios” como esses, encontrados em equipamentos e instalações elétricas em áreas classificadas devem ser **corrigidos** o mais rapidamente possível, de forma a evitar que os equipamentos elétricos com certificação “Ex” possam se tornar **fontes de ignição** no caso de presença de atmosferas explosivas de gases inflamáveis ou poeiras combustíveis, as quais podem dar origem a acidentes com consequências **catastróficas** tanto para as instalações, quanto para as pessoas e para o meio ambiente.

Estes frequentes “desvios” de instalação, inspeção e manutenção, que com o tempo passam a ser “aceitas” por não ocasionarem consequências catastróficas **imediatas**, podem ser consideradas como parte do fenômeno da indevida “normalização de desvios Ex”, comprometendo a segurança originalmente prevista para estes equipamentos “à prova de explosão” e colocando a instalação e as pessoas em risco, em caso de existência de uma atmosfera explosiva.

Deve ser ressaltado que todos os tipos de proteção “Ex” podem ser considerados **“seguros”**, desde que os equipamentos sejam devidamente **instalados, mantidos e reparados** ao longo de seu ciclo total de vida, que pode perdurar por décadas. No entanto, são encontrados no campo, em áreas classificadas, diversos equipamentos com certificação “Ex” com “desvios” de serviços de montagem, manutenção ou recuperação que fazem com que eles percam as características de proteção para os quais foram originariamente certificados.

4.0 - Como evitar a indevida normalização dos desvios “Ex”?

São apresentadas a seguir algumas ações que contribuem para evitar a indevida ocorrência ou a continuidade da “*normalização dos desvios Ex*” e que devem ser seguidas para a elevação do nível de segurança dos equipamentos e instalações em áreas classificadas.

4.1 - Abordagem da segurança das instalações elétricas e mecânicas em atmosferas explosivas sob o ponto de vista do “ciclo total de vida” das instalações “Ex”

Existe a necessidade de focar a segurança dos equipamentos e instalações em áreas classificadas não somente sob o ponto de vista “restrito” dos equipamentos “Ex” certificados, de acordo com os atuais regulamentos existentes no Brasil, mas também na segurança destes equipamentos **ao longo de todo o tempo** em que permanecem instalados em áreas classificadas, sujeitas aos riscos de explosões.

O que pode ser verificado, na prática, é que muitos equipamentos “Ex”, mesmo sendo **certificados**, são indevidamente especificados, ou instalados ou mantidos ou inspecionados ou reparados, fazendo com que eles **percam** as características dos tipos proteção “Ex” para os quais foram certificados, na condição de “novos”, como saem das respectivas “**fábricas**”, e passem a representar uma fonte de ignição por desvios de atividades de “**campo**”.

Sob o enfoque da indevida “normalização dos desvios Ex”, estas falhas de equipamentos ou instalações “Ex” passam a ser “**aceitos**” com o passar do tempo, em função de não apresentarem consequências catastróficas imediatas e por falhas humanas relacionadas com atividades de **projeto, montagem, inspeção, manutenção, reparo ou recuperação “Ex”**.

Nestas situações, quando houver a presença de uma atmosfera explosiva ao redor destes equipamentos “Ex”, eles podem provocar uma explosão, mesmo tendo sido devidamente **certificados**, em função de falhas introduzidas pelos usuários dos equipamentos, as quais não são tratadas com a devida prioridade.

Fazendo-se uma analogia com uma “**CORRENTE**”, composta por diversos “**ELOS**”. A resistência de uma corrente depende do seu **elo mais fraco**. De forma similar, a segurança das instalações em atmosferas explosivas pode ser entendida como sendo uma “Corrente Ex” composta por diversos “Elos de segurança Ex”, os quais necessitam estar fortes para EVITAR que a existência de uma fonte de **liberação** (de gases inflamáveis ou poeiras combustíveis) possa entrar em contato com uma fonte de **ignição** (como os equipamentos “Ex” certificados com a existência de desvios de montagem ou manutenção) causando uma **explosão**.

Como exemplos dos “Elos Ex” desta “Corrente de segurança Ex” podem ser citados os serviços de **classificação de áreas**,

A indevida normalização dos desvios em instalações elétricas em áreas classificadas: Quando o errado parece certo

especificação e seleção dos equipamentos “Ex”, montagem, inspeção, manutenção, reparos, recuperação, auditorias e gestão das instalações e dos equipamentos elétricos, de instrumentação, de automação e de telecomunicações e mecânicos “Ex”, como mostrado na Figura 10.

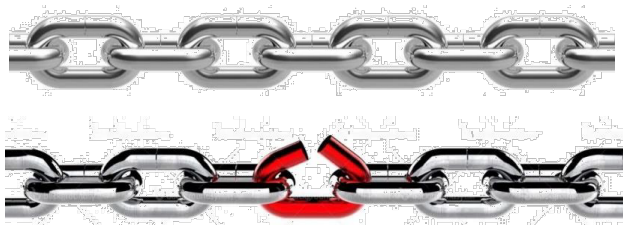


Figura 10 - A segurança das instalações em atmosferas explosivas pode ser comparada com uma “corrente”: todos os “elos” devem estar fortes para que não ocorram explosões em casos de vazamentos de gases inflamáveis ou poeiras combustíveis

Nesta analogia, o “ELO” representado pelos **equipamentos** elétricos ou mecânicos “Ex”, dentro do qual estão incluídos os **fabricantes**, os **laboratórios** de ensaios e os **organismos de certificação**, representa somente **um** dos elos da corrente de segurança das instalações “Ex”.

A simples **aquisição** de equipamentos elétricos ou mecânicos “Ex” **certificados** e a posse dos respectivos **certificados de conformidade** dos equipamentos “Ex” instalados **não é suficiente** para garantir a segurança das instalações e das pessoas trabalham em áreas classificadas, apesar de ainda ser a preocupação **básica** de muitas empresas usuárias, empresas de seguros ou entidades responsáveis pelas auditorias e avaliação da conformidade de instalações em áreas classificadas.

Cada um dos “elos” da “corrente de segurança Ex” somente pode ser considerado “fortes” caso os respectivos serviços forem executados por **pessoas** ou **empresas** de serviços devidamente **competentes** ou certificadas, evidenciando o conhecimento na aplicação dos requisitos normativos indicados nas respectivas Normas Técnicas Brasileiras das Séries ABNT NBR IEC 60079 e ABNT NBR ISO/IEC 80079.

Contando com empresas e pessoas comprovadamente **competentes**, os usuários podem possuir uma devida **CONFIANÇA** de que as instalações “Ex” estão **seguras**, no caso de um vazamento de substâncias inflamáveis ou combustíveis entrar em contato com equipamentos “Ex” elétricos, eletrônicos ou mecânicos, sem que haja o risco da ocorrência de uma explosão.

A abordagem de certificação com base no “**ciclo total de vida**” das instalações “Ex” reconhece este fato de que somente a “tradicional” certificação de equipamentos “Ex” tem se mostrado **insuficiente** para garantir a segurança das instalações em atmosferas explosivas, do meio ambiente ou das pessoas que nelas trabalham, sendo que a indevida “normalização dos desvios Ex” contribui para as falhas e desvios em equipamentos e instalações permaneçam ocorrendo, apesar destes desvios serem reconhecidamente existentes.

Sob o ponto de vista do ciclo total de vida das instalações elétricas, de instrumentação, de automação, de telecomunicação e mecânicas em atmosferas explosivas, os equipamentos “Ex” devem estar seguros **durante todo o tempo** em que permanecem instalados em áreas classificadas, ao **longo de décadas**, e não somente na sua condição de “novos”, quando estes equipamentos **saem das fábricas**.

4.2 - Investir em qualificação, treinamento, reciclagem, competência e certificação das pessoas

Investir na **competência** das pessoas que executam ou supervisionam serviços em atmosferas explosivas, incluindo classificação de áreas, projeto, seleção de equipamentos “Ex”, inspeção, manutenção, reparo, revisão e recuperação de equipamentos elétricos e mecânicos e instalações “Ex” contribui para que não ocorra uma “normalização de desvios Ex”.

Isto se deve ao fato de que as pessoas sendo devidamente “**competentes**” em suas atividades e estando devidamente “cientes” dos requisitos **normativos** aplicáveis e com a devida “percepção do risco” da possibilidade de ocorrência de uma explosão catastrófica em áreas classificadas, os serviços sejam executados ou supervisionados de forma adequada e que eventuais falhas de equipamentos e instalações “Ex” sejam devidamente **evitados** ou, caso já existentes, serem devidamente registrados em sistemas de manutenção para a devida **correção** dos desvios.

De forma a **evitar** a indevida “normalização de desvios Ex” deve ser requerida a devida qualificação, treinamento, experiência, conhecimento, competência e **certificação** de técnicos e engenheiros envolvidos com atividades em atmosferas explosivas, incluindo:

- Usuários de equipamentos e instalações de equipamentos elétricos, eletrônicos, de

A indevida normalização dos desvios em instalações elétricas em áreas classificadas: Quando o errado parece certo

- instrumentação, de telecomunicações ou mecânicos “Ex”
- Executantes, supervisores, técnicos e engenheiros envolvidos com atividades de operação, segurança industrial, projeto, montagem, inspeção, manutenção, reparos e auditorias em áreas classificadas
 - Empresas de serviços de classificação de áreas, projeto, montagem, inspeção e manutenção de instalações elétricas e mecânicas “Ex”
 - Empresas de serviços de reparo, revisão e recuperação de equipamentos elétricos, de instrumentação, de automação, de telecomunicações ou mecânicos “Ex”
 - Provedores de treinamentos “Ex”
 - Empresas de consultoria sobre equipamentos e instalações “Ex”
 - Organismos de Certificação de Competências Pessoais “Ex”, Certificação de Serviços “Ex” e Certificação de Equipamentos “Ex”
 - Fabricantes de equipamentos elétricos, eletrônicos, de instrumentação, de automação ou de telecomunicações “Ex”
 - Fabricantes de equipamentos mecânicos “Ex”
 - Auditores de equipamentos e instalações elétricas e mecânicas “Ex”
 - Laboratórios de ensaios de equipamentos elétricos e mecânicos “Ex”
 - Representantes técnicos e comerciais de equipamentos elétricos e mecânicos “Ex”
 - Empresas de seguros de instalações industriais contendo áreas classificadas de gases inflamáveis ou poeiras combustíveis
 - Empregados próprios de empresas usuárias de equipamentos e instalações “Ex”, como empresas da indústria do petróleo (terrestre e *offshore*), petroquímica, sucroalcooleira, de biocombustíveis, de alimentos, portuária, farmacêutica, de cosméticos, de fertilizantes, de tecelagem, de silos de armazenamento de grãos, de transporte de produtos inflamáveis, aeroportos e postos de serviços (GNV, gasolina, diesel e álcool)

Para estes profissionais “Ex” e para as respectivas empresas de serviços “Ex” ou empresas usuárias “Ex” é necessário que seja requerida a devida **qualificação, experiências, conhecimentos, competências e certificação**, em particular para os serviços de classificação de áreas, projeto, seleção de equipamentos elétricos e mecânicos “Ex”, inspeção, manutenção, reparo, revisão e recuperação de equipamentos elétricos e mecânicos e instalações “Ex” e auditorias de instalações em áreas classificadas contendo gases inflamáveis ou poeiras combustíveis.

Na medida em que estas pessoas e empresas de serviços “Ex” tenham o devido conhecimento

dos requisitos **normativos** das Normas aplicáveis das Séries ABNT NBR IEC 60079 e ABNT NBR ISO 80079, existe um **menor risco** de que haja uma “normalização de desvios Ex”, ou para **evitar** que estes desvios passem a ser “aceitos” com o passar do tempo, em função de não estarem causando um acidente catastrófico “imediato”.

4.3 - Implantação de sistema de gestão de segurança dos equipamentos e instalações “Ex”

Pode ser feito um comparativo com os requisitos aplicados aos equipamentos de **processo**, como os vasos de pressão, que são especificados na Norma Regulamentadora **NR-13** - Caldeiras e vasos de pressão. Para atendimento da NR-13 e dos respectivos prazos de parada periódica para inspeção e manutenção, muitas empresas optam em possuir um **SPIE** (Sistema Próprio de Inspeção de Equipamentos), que passam periodicamente por processo de avaliação e de auditorias externas. A existência de um SPIE faz com que o acompanhamento contínuo das caldeiras e dos vasos de pressão representados pelos equipamentos de processo permita um maior **intervalo** entre as paradas programadas para as inspeções e manutenção.

De forma similar, na área de **instalações elétricas em atmosferas explosivas** existe a necessidade de que haja um tipo de **SPIE “Ex”**, representado também por um sistema de cadastro, acompanhamento, inspeções periódicas e manutenção dos equipamentos “Ex”, de forma a assegurar que estes equipamentos estejam devidamente **instalados, mantidos ou reparados**, ao longo do seu ciclo total de vida.

Com base neste sistema de **gestão de ativos “Ex”** é possível haver uma **confiança** de que os equipamentos “Ex” não representam uma fonte de ignição e que não haverá uma explosão em uma eventualidade de liberação inesperada de gases inflamáveis ou de poeiras combustíveis devido à eventuais **perdas de contenção** por parte dos equipamentos de processo e vasos de pressão.

Se por um lado o **SPIE** assegura a **integridade física** das **caldeiras, vasos de pressão e dos equipamentos de processo** (como vasos, tanques, fornos, caldeiras, reatores e torres de destilação) evitando a liberação de gases inflamáveis ou poeiras combustíveis para o meio ambiente, o **SPIE “Ex”** pode assegurar a integridade dos **equipamentos e instalações “Ex”**, de forma a não representarem **fontes de ignição** capazes de causar uma explosão, caso

A indevida normalização dos desvios em instalações elétricas em áreas classificadas: Quando o errado parece certo

haja falha de algum equipamento de processo, com perda de sua capacidade de contenção e a consequente formação de uma atmosfera explosiva.

Um sistema de gestão “Ex” para os equipamentos e instalações em atmosferas explosivas, inclui: documentação de **classificação de áreas**, do controle do **inventário** dos equipamentos elétricos, mecânicos, de instrumentação, de telecomunicações e mecânicos existentes, tanto **fixos** como **móveis**, dos **certificados de conformidade** dos equipamentos “Ex” instalados, documentação de **projeto** de instalações “Ex” (ABNT NBR IEC 60079-14) [2], programa de **inspeções iniciais e periódicas** “Ex” (ABNT NBR IEC 60079-17) [3], relatórios de manutenção e de inspeções (ABNT NBR IEC 60079-17), relatórios de reparos e recuperação (ABNT NBR IEC 60079-19) [4], controle de **treinamento** e de **reciclagem** sobre “atmosferas explosivas” dos profissionais envolvidos com serviços em áreas classificadas, controle de **certificação de executantes** e **supervisores** (próprios e contratados) de acordo com as **Unidades de Competências Pessoais** “Ex” aplicáveis a cada atividade “Ex” e programa de **auditorias internas** para a verificação da continuidade e atualização da aplicação dos requisitos das Normas da Série **ABNT NBR IEC 60079** – Atmosferas explosivas.

Uma situação possível para atender estes requisitos mútuos de segurança seria se o próprio sistema SPIE existente, que é aplicável a equipamentos de **caldeiraria** tivesse seu escopo **ampliado**, de forma a abranger também o cadastro, controle e a inspeção periódica dos equipamentos **elétricos, de instrumentação, de telecomunicações e mecânicos** “Ex”. De forma similar como a documentação das inspeções rotineiras executadas no **SPIE** serve de base para as auditorias periódicas que as empresas com caldeiras e vasos de pressão (NR-13), a documentação do sistema **SPIE “Ex”** pode servir de base para as auditorias periódicas dos equipamentos e instalações em áreas classificadas.

Com a implantação da sistemática especificada na Norma ABNT NBR IEC 60079-17 (**Inspeção e manutenção de instalações “Ex”**), de **inspeções periódicas** de equipamentos e instalações em atmosferas explosivas, e posteriormente da criação dos devidos **registros** das falhas encontradas em ordens de manutenção do sistema de gestão utilizado na Empresa, pode ser assegurado que as falhas existentes em especificação de equipamentos ou em instalações em atmosferas explosivas sejam devidamente identificadas, priorizadas e corrigidas nos prazos

especificados, evitando que ocorra esta indevida “**normalização de desvios Ex**”.

De forma similar como a documentação das inspeções rotineiras executadas no **SPIE** serve de base para as auditorias periódicas que as empresas com caldeiras e vasos de pressão (NR-13), a documentação do sistema **SPIE “Ex”** pode servir de base para as auditorias periódicas dos equipamentos e instalações em áreas classificadas.

5.0 - Considerações sobre a indevida “normalização” dos desvios “Ex” e a gestão de segurança em áreas classificadas

Para evitar acidentes e explosões em atmosferas explosivas, tendo como base a indevida normalização de desvios “Ex” encontrados, é importante que sejam revisados e atualizados os **critérios de projeto** e de **especificação** técnica de equipamentos “Ex”, incorporando as atuais **tecnologias** disponíveis no mercado, que proporcionam procedimentos de montagem, inspeção, manutenção e reparos mais **simplificados**.

Neste sentido devem ser ressaltados os benefícios de seleção e instalação de equipamentos elétricos, de instrumentação, de automação ou de telecomunicações com tipo de proteção por **segurança intrínseca**, em função de seus requisitos mais “**simplificados**” de **montagem, inspeção e manutenção**, quando comparados com outros tipos de proteção que possuem procedimentos de montagem mais “complexos”.

É fundamental que os equipamentos “Ex” sejam especificados de forma a **minimizar** as consequências de **erros humanos**, bem como implantar procedimentos de inspeções **iniciais** detalhadas e de inspeções **periódicas** apuradas, fazendo os devidos **registros** dos desvios “Ex” encontrados, cujas correções devem ser devidamente **priorizadas**, de acordo com a **gravidade** de cada um dos desvios eventualmente encontrados.

Devem ser também analisadas as consequências nas investigações dos “**quase acidentes**” ou “**desvios Ex**” que tornam os equipamentos e instalações “Ex” como prováveis **fontes de ignição**, incluindo treinamentos periódicos, revalidações de **certificação** de competências pessoais “Ex” de executantes e de supervisores.

Além disto, é necessário também que exista implantado um adequado **sistema de**

A indevida normalização dos desvios em instalações elétricas em áreas classificadas: Quando o errado parece certo

gestão de segurança dos equipamentos e instalações elétricas, de instrumentação, de automação, de telecomunicações e mecânicas “Ex”, que acompanhe e monitore os requisitos **técnicos, de gestão e de competências pessoais** requeridas.

Pode ser verificado que muitos acidentes e explosões ocorrem porque não foram devidamente analisados os potenciais de consequências **catastróficas** decorrentes de **erros humanos** nas atividades relacionadas com atmosferas explosivas.

Neste sentido, deve ser percebido, entendido e reconhecido que as pessoas cometem **erros**, reforçando a importância de especificar e instalar equipamentos elétricos e mecânicos “Ex” que considerem a possibilidade de ocorrência destes erros, por meio de especificação e instalação de equipamentos que possuam procedimentos mais **simplicados** os serviços de campo de montagem, inspeção, manutenção, reparo, revisão, recuperação.

Na Figura 11 é feita uma representação do **histórico** que pode ser encontrado nas instalações elétricas, de instrumentação e de telecomunicações em atmosferas explosivas, com a existência de **desvios “Ex”** ocasionados por **falhas humanas** decorrentes de falta de **certificação** de **competências pessoais “Ex”**. Diversas barreiras de proteção são indevidamente “invalidadas” em função da existência de **desvios “Ex”** nas instalações em áreas classificadas, que podem levar a existência de fontes de ignição capazes de gerar acidentes e explosões.

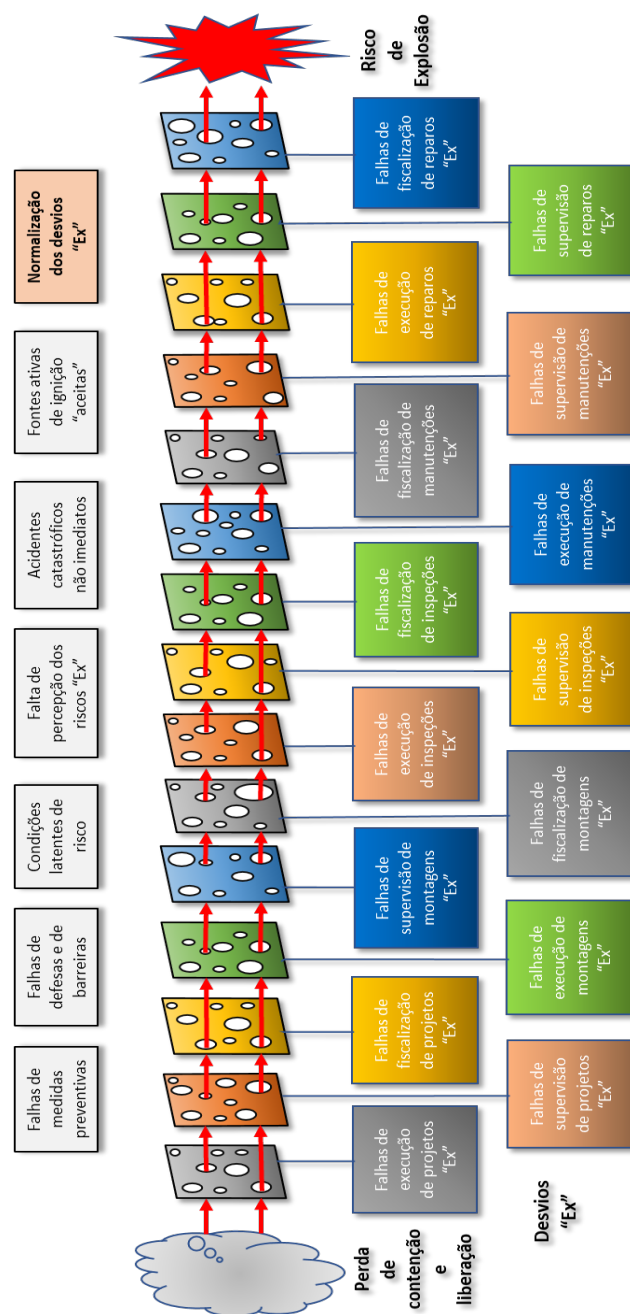


Figura 11 - A indevida normalização dos desvios “Ex”: Múltiplas camadas de proteção falham em suas funções de gerenciamento de controle da integridade dos ativos “Ex”

6.0 - CONCLUSÕES

Deve ser reconhecido, como **valor empresarial**, sob o ponto de vista de **segurança** industrial, que as pessoas cometem **erros**, reforçando a importância da **certificação** das competências pessoais dos executantes, supervisores e fiscais de contratos envolvendo serviços de projeto, montagem, inspeção, manutenção e reparos de equipamentos elétricos,

A indevida normalização dos desvios em instalações elétricas em áreas classificadas: Quando o errado parece certo

de instrumentação, de automação e de telecomunicações “Ex”.

Todos os tipos de proteção “Ex” podem ser considerados **seguros**, sob o ponto de vista da **avaliação da conformidade** através da certificação, onde é atestada a conformidade dos produtos, na condição de “novo”, quando os equipamentos saem das fábricas dos respectivos fabricantes. No entanto, sob o ponto de vista do **ciclo total de vida**, estes equipamentos somente proporcionam as proteções “Ex” para os quais foram certificados caso sejam submetidos a serviços **adequados** de campo, como montagem, manutenção e recuperação, de acordo com as Normas Técnicas Brasileiras adotadas aplicáveis da Série **ABNT NBR IEC 60079**.

Sob o ponto de vista de **segurança** das instalações contendo áreas classificadas, considerando a quantidade de “desvios Ex” de serviços de classificação de áreas, projeto, montagem, manutenção, inspeção e reparo dos equipamentos e instalações em atmosferas explosivas, encontrados durante inspeções das instalações “Ex”, pode ser verificado, que somente a certificação dos **equipamentos** elétricos ou mecânicos “Ex” tem se mostrado **insuficiente** para garantir a **segurança** destas instalações ou das pessoas que nelas trabalham.

Pode ser considerado um “mito” o entendimento de que a simples aquisição de **equipamentos “Ex”** com “**certificação Inmetro**” possa garantir a segurança necessária das pessoas, do patrimônio e do meio ambiente em áreas classificadas. É necessária a adoção de uma nova **abordagem**, sob o ponto de vista da avaliação da conformidade para o **ciclo total de vida** das instalações em atmosferas explosivas, considerando a necessidade de avaliação da conformidade através da certificação das **empresas de serviços “Ex”** e das **competências pessoais** dos executantes e supervisores envolvidos com serviços em áreas classificadas.

Pode ser verificado que os desvios encontrados em equipamentos e instalações em áreas classificadas são executados ou supervisionados por profissionais que atendem aos requisitos legais vigentes, incluindo **qualificação, capacitação, treinamentos e autorização** por parte das respectivas Empresas responsáveis. Este tipo de situação evidencia que existem **lacunas** nos requisitos legais aplicáveis, nos quais não estão prescritos, com os necessários níveis de **detalhes**, os requisitos específicos para as **competências pessoais** para execução ou supervisão de serviços em áreas classificadas, levando à ocorrência dos desvios “Ex” encontrados nos equipamentos e nas instalações.

Diversas ações feitas ao longo das últimas décadas relacionadas com o tema “**Competências Pessoais Ex**” realizadas no Brasil e em outros países do mundo evidenciam os esforços que são realizados em diversos fóruns normativos, legais e empresariais, de forma a **evitar** a indevida “**normalização dos desvios Ex**”, verificada nas inspeções que são realizadas nas instalações terrestres e marítimas “Ex”. Este tipo de ocorrência tem como base **falhas humanas** relacionadas com a falta das devidas **competências** pessoais dos executantes e supervisores de serviços “Ex”.

Os desvios “Ex” em relação aos requisitos normativos especificados nas Normas Técnicas Brasileiras ABNT NBR IEC 60079 – **Parte 14, Parte 17 e Parte 19**, fazem com que múltiplas camadas de proteção **falhem** em suas funções de **gerenciamento de controle da integridade** dos ativos “Ex”.

As certificações de competências pessoais “Ex” (Unidades **Ex 001 a Ex 010**) são efetuadas com base nestas Normas Técnicas e proporcionam a devida “**CONFIANÇA**” de que os profissionais certificados foram devidamente **avaliados** por um **Organismo de Certificação de Competências Pessoais**, por meio de exames **teóricos e práticos** em seus conhecimentos e experiências, sendo periodicamente **acompanhados** na atualização de seus conhecimentos e competências pelos Organismos de Certificação “Ex” emissores dos certificados.

7.0 – REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] *Vaughan Diane, The normalization of deviance, 2010.*
- [2] Associação Brasileira de Normas Técnicas, ABNT NBR IEC 60079-14 - *Atmosferas explosivas - Parte 14: Projeto, seleção e montagem de instalações elétricas*, 2016
- [3] Associação Brasileira de Normas Técnicas, ABNT NBR IEC 60079-17 - *Atmosferas explosivas - Parte 17: Inspeção e manutenção de instalações elétricas*, 2014
- [4] Associação Brasileira de Normas Técnicas, ABNT NBR IEC 60079-19 - *Atmosferas explosivas - Parte 19: Reparo, revisão e recuperação de equipamentos*, 2020



X IEEE ESW-Brasil 2021

A Engenharia Elétrica na Segurança do Trabalho

19 a 21 de outubro de 2021 – Virtual – on-line

ANÁLISE DA CATEGORIA DE RISCO E DEFINIÇÃO DO ATPV MÍNIMO DAS VESTIMENTAS DE SEGURANÇA EM UM HOSPITAL ATENDENDO A GESTÃO DO PRONTUÁRIO DAS INSTALAÇÕES ELÉTRICAS DA NR 10

SILVANA ZAUZA
 UFSM – PPGEE – CEESP
 silvana.zauza@gmail.com

CAROLINE D. RADÜNS
 UNIJUI – DCEEng
 caroline.raduns@unijui.edu.br

MAURO F. RODRIGUES
 UNIPAMPA – Eng. Telecom
 maurorodrigues@gmail.com

PEDRO ALEX SANTOS
FAHOR
 pedro.alex.dos.santos.57@gmail.com

ALESSANDRO FINKLER
UNIJUI
 finkler.alessandro@gmail.com

RESUMO

O Prontuário das Instalações Elétricas (PIE) é um documento exigido pela NR 10 e dentre todos os itens exigidos pelo PIE, esse trabalho destina-se a estabelecer a especificação da categoria de risco e vestimenta de segurança adequada aos riscos existentes nas instalações elétricas de um hospital. Para isso, utilizaram-se cálculos pontuais de cada quadro elétrico e suas respectivas características técnicas, definindo as classes de risco e o *Arc Thermal Performance Value* (ATPV) mínimo requerido, determinando a proteção necessária para poder realizar os serviços elétricos com segurança neste local de acordo com a NR 6, assim como, com a NR 10. Para isso, foram analisadas as Normas Regulamentadoras (NRs) pertinentes do Ministério do Trabalho e Emprego (MTE) e as principais normas internacionais, como NFPA 70E e IEEE 1584. A metodologia utilizada foi organizada em: levantamento dos pontos a serem calculados;

obtenção dos valores nominais existentes em cada ponto analisado; cálculo das correntes de curto circuito trifásica assimétrica, corrente de arco elétrico, energia incidente normalizada, energia incidente e distância segura de aproximação; por fim, determinou-se a categoria e/ou classe de risco e o ATPV mínimo requerido para trabalhar em cada ponto. Como resultados foi possível perceber que existiam inconsistências nas aplicações usualmente realizadas pelas empresas prestadoras de serviço, por desconhecer o detalhamento das atividades, utilizando equipamentos que não atendiam efetivamente a todos os requisitos apresentados após efetuar os cálculos e aplicar as devidas classificações no vestuário empregado.

1.0 – INTRODUÇÃO

A NR10 [1] informa que os estabelecimentos com carga instalada superior a 75 kW tem a obrigação de constituir e manter o PIE. A

ANÁLISE DA CATEGORIA DE RISCO E DEFINIÇÃO DO ATPV MÍNIMO DAS VESTIMENTAS DE SEGURANÇA EM UM HOSPITAL ATENDENDO A GESTÃO DO PRONTUÁRIO DAS INSTALAÇÕES ELÉTRICAS DA NR 10

documentação deve ser organizada e mantida pelo empregador ou por profissional formalmente designado, devendo permanecer à disposição dos trabalhadores e envolvidos com instalações e serviços em eletricidade e ser revisado e atualizado periodicamente. O objetivo da norma é manter procedimentos de trabalho, medidas de proteção, realização de treinamentos, capacitações e certificações atualizados e manter a organização das instalações elétricas. Com a regulamentação e obrigatoriedade de documentar, promove-se uma gestão responsável e a promoção de ações de segurança para proteção dos trabalhadores [2].

Quando as medidas de proteções coletivas forem insuficientes ou inviáveis para controlar os riscos devem ser adotados os Equipamentos de Proteção Individual (EPIs) específicos e adequados às atividades desenvolvidas. Quando se trata das vestimentas para proteção contra efeitos térmicos do arco elétrico e do fogo repentino, os tecidos devem apresentar composição especial para garantir um desempenho satisfatório quando expostos à energia incidente e à chama [2].

O ATPV é o valor em calorias por centímetro quadrado da proteção conferida pelo tecido ao efeito térmico proveniente de um arco elétrico, e está relacionado diretamente as características do tecido que compõe a vestimenta e a tecnologia de fabricação aplicada a mesma, então, o valor do ATPV é uma estimativa da barreira conferida pelo tecido. Com base nos cálculos de energia incidente em cal/cm^2 determina-se o nível de proteção necessário e quanto maior a gramatura do tecido maior será a proteção [1].

O objetivo deste estudo é definir a classe de risco e o nível de proteção necessária através do ATPV mínimo para vestimentas de segurança, com

o intuito de proteger os trabalhadores envolvidos, atendendo assim um dos requisitos do PIE. Desta forma, pretende-se realizar o levantamento dos valores nominais de um Hospital localizado na cidade de Santa Rosa RS, para desenvolvermos os cálculos necessários afim de atingir o objetivo deste estudo. Será utilizado uma planilha eletrônica para auxiliar no desenvolvimento dos cálculos e após a obtenção dos resultados se definirá a classe de risco e ATPV mínimo requerido para cada ponto analisado.

2.0 – METODOLOGIA

A metodologia proposta para o estudo baseia-se conforme legislação vigente da NR 10 e das Normas Internacionais, como a NFPA 70E, intitulado Padrão para Segurança Elétrica no Local de Trabalho da *National Fire Protection Association* (NFPA) [3] e da norma *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE) 1584 [4], que concedem técnicas para determinação da distância segura para o risco de arco elétrico e energia incidente durante a realização das atividades próximas de um sistema energizado e, ou em equipamentos elétricos.

O estudo de caso se divide da seguinte maneira: levantamento dos pontos a serem calculados; obtenção dos valores nominais existentes em cada ponto analisado; cálculos das Correntes de Curto Circuito Trifásica Assimétrica I_{ca} ; Corrente de Arco Elétrico I_a ; Energia Incidente Normalizada E_n ; Energia Incidente E e por fim Distância Segura de Aproximação D_B . Após a obtenção destes valores segue-se para definição da categoria ou classe de risco e do ATPV mínimo requerido em todos os pontos analisados do hospital.

ANÁLISE DA CATEGORIA DE RISCO E DEFINIÇÃO DO ATPV MÍNIMO DAS VESTIMENTAS DE SEGURANÇA EM UM HOSPITAL ATENDENDO A GESTÃO DO PRONTUÁRIO DAS INSTALAÇÕES ELÉTRICAS DA NR 10

2.1 – CÁLCULO DE CORRENTE DE CURTO CIRCUITO TRIFÁSICO

De acordo com IEEE 1584 (2002) [4], os valores da corrente de curto circuito devem ser determinados em todos os pontos da instalação onde os trabalhadores desempenhem suas atividades. A definição da corrente de curto circuito, em qualquer ponto da instalação analisada, é baseada nas impedâncias envolvidas no sistema [5].

Os valores nominais referentes ao sistema elétrico analisado são: tensão nominal 380 V; potência nominal aparente 1000 kVA; perdas no cobre (enrolamento do transformador) 12.000 W; impedância percentual 10,54%. Para o desenvolvimento dos cálculos da impedância do transformador utilizam-se as Equações 1, 2, 3 e 4.

$$Z = Z_{\%} * \frac{V_n^2}{S_n * 100} \quad (1) \quad R_{\%} = \frac{P_w}{10 * S_n} \quad (2)$$

$$R = R_{\%} * \frac{V_n^2}{S_n * 100} \quad (3) \quad X = \sqrt{Z^2 - R^2} \quad (4)$$

Onde:

Z : impedância do transformador (Ω);

V_n : tensão nominal de linha (V);

S_n : potência aparente nominal (VA);

P_w : perdas no cobre enrolamento do Trafo (W);

R : resistência no transformador (Ω);

X : reatância transformador (Ω).

Quanto aos cálculos referentes às impedâncias dos cabos, utilizam-se as informações dos pontos da instalação elétrica analisada e conforme Equações 5 e 6.

$$R = \frac{\rho * L}{A * n} * 10^3 \quad (5) \quad X = X_t * \frac{L}{n} \quad (6)$$

Onde:

R : resistência do cabo (Ω);

P : resistividade do cobre 0,017778 ($\Omega\text{mm}^2/\text{m}$);

L : comprimento do cabo (m);

A : área de seção transversal do cabo (mm^2);

n : número de condutores por fase;

X : reatância do cabo (Ω);

X_t : utilizado -0,0096 m Ω /m para cabos.

A norma IEEE 1584 (2002) [4] define o método que deve ser empregado para realização dos cálculos sobre energia incidente e distância segura de aproximação. Entretanto, deve ser empregado somente em instalações que atendam e se enquadrem nas seguintes características: tensão de alimentação de 208 a 15000 V; sistema trifásico; frequência de 50 a 60 Hz; corrente de curto circuito de 700 A a 106 kA e espaçamento entre condutores de 13 mm a 152 mm.

Conforme Filho (2015) [5] os valores da resistência e reatância variam conforme a seção do condutor. Para definição das resistências e reatâncias dos condutores deve-se levar em consideração o comprimento do condutor, conforme as Equações 7 e 8.

$$R_c = R_x L \quad (7)$$

$$X_c = X_x L \quad (8)$$

Onde:

R_c : resistência do condutor (Ω);

R : valor médio da resistência conforme a seção do condutor (Ω);

L : comprimento do condutor (m);

X_c : reatância do condutor (Ω);

X : valor médio da reatância conforme seção do condutor (Ω).

Para a obtenção dos valores da impedância equivalente vista no ponto da falta, devem-se levar em consideração as Equações 9, 10 e 11.

$$R_{eq} = R_{tr} + R_c \quad (9)$$

ANÁLISE DA CATEGORIA DE RISCO E DEFINIÇÃO DO ATPV MÍNIMO DAS VESTIMENTAS DE SEGURANÇA EM UM HOSPITAL ATENDENDO A GESTÃO DO PRONTUÁRIO DAS INSTALAÇÕES ELÉTRICAS DA NR 10

$$X_{eq} = X_{tr} + X_c \quad (10)$$

$$Z_{eq} = R_{eq} + jX_{eq} \quad (11)$$

Onde:

R_{eq} : resistência equivalente (Ω);

R_{tr} : resistência do Transformador (Ω);

R_c : resistência do condutor (Ω);

X_{eq} : reatância equivalente (Ω);

X_{tr} : reatância do Transformador (Ω);

X_c : reatância do condutor (Ω);

Z_{eq} : impedância equivalente no ponto da falta (Ω).

Com base nas informações referente às equações acima supracitadas, desenvolve-se os cálculos para encontrar o valor das correntes de curto circuito trifásico simétrica, onde utiliza-se a Equação 12.

$$I_{cs} = \frac{V_n}{\sqrt{3} * Z} \quad (12)$$

Onde:

I_{cs} : corrente de curto circuito trifásica simétrica (A);

V_n : tensão Nominal (V);

Z : impedância equivalente no ponto da falta (Ω).

Para o desenvolvimento dos cálculos da $I_{cc3\phi}$ assimétrica, aplica-se a Equação 13.

$$I_{cc3\phi} = I_{ca} = F_a * I_{cs} \quad (13)$$

Onde:

I_{ca} : corrente de curto circuito trifásica assimétrica (A);

F_a : fator de assimetria;

I_{cs} : corrente de curto circuito trifásica simétrica (A).

Com base na Equação 13, nota-se que existe a necessidade de obter os valores do fator de assimetria para dar continuidade e obter os valores dos cálculos da $I_{cc3\phi}$ assimétrica. Para tal, utiliza-se a Equação 14.

$$F_a = \sqrt{1 + 2 * e^{-\left(\frac{2t}{C_t}\right)}} \quad (14)$$

Onde:

F_a : fator de Assimetria;

C_t : constante de tempo (s).

Para obter o valor de $I_{cc3\phi}$ assimétrica, referente a equação da constante de tempo é necessário definir C_t , conforme observa-se a Equação 15.

$$C_t = \frac{X}{377 * R} \quad (15)$$

Onde:

C_t : constante de tempo (s);

X : reatância equivalente (Ω);

R : resistência equivalente (Ω).

Com tudo, as equações acima mencionadas são fundamentais para a definição das correntes de curto circuito trifásico.

2.2 – CÁLCULO DE CORRENTE DE ARCO ELÉTRICO

Após à conclusão da definição de $I_{cc3\phi}$, segue-se definição da corrente de arco elétrico (I_a). A I_a depende dos valores mensurados na etapa anterior, sendo que, após a definição desses valores é possível realizar a aplicação das equações definidas pela IEEE 1584 (2002) [4]. A norma define que para sistemas de BT com até 1 kV, deve-se aplicar a Equação 16.

$$\lg I_a = K + 0,662 * \lg(Ibf) + 0,0966 * V + 0,000526 * G + 0,5588 * V * (\lg Ibf) - 0,00304 * G * (\lg Ibf) \quad (16)$$

Onde:

\lg : logaritmo na base 10;

I_a : corrente de arco elétrico (kA);

K : é (-0,153) para ambiente aberto e (- 0,097) para ambiente fechado;

Ibf : corrente de curto circuito trifásica (kA);

V : tensão nominal do sistema (kV);

ANÁLISE DA CATEGORIA DE RISCO E DEFINIÇÃO DO ATPV MÍNIMO DAS VESTIMENTAS DE SEGURANÇA EM UM HOSPITAL ATENDENDO A GESTÃO DO PRONTUÁRIO DAS INSTALAÇÕES ELÉTRICAS DA NR 10

G : distância entre condutores (mm).

Para se obter o valor da distância entre condutores (G), é levado em consideração a Tabela 1, conforme exposto.

Tabela 1 - Fatores para equipamentos e classes de tensão

Tensão do sistema (kV)	Tipo de Equipamento	Distância típica entre condutores (mm)	Distância X Fator
0,208 - 1,0	Ambiente aberto	10 - 40	2,000
	Painel de distribuição	32	1,473
	CCM e Painel	25	1,641
	Cabos	13	2,000
> 1 - 5	Ambiente aberto	102	2,000
	Painel de distribuição	13 - 102	0,973
	Cabos	13	2,000
> 5 - 15	Ambiente aberto	13 - 153	2,000
	Painel de distribuição	153	0,973
	Cabos	13	2,000

Fonte: IEEE 1584 (2002) [4]

Após a obtenção dos valores com a aplicação da Equação 16, conforme exposto acima, realiza-se a conversão do logaritmo conforme a Equação 17.

$$Ia = 10^{lgIa} \quad (17)$$

Onde:

Ia : corrente de arco elétrico (kA);

lg : logaritmo na base 10.

A Norma da IEEE 1584 (2002) [4], ainda salienta que para tensões entre valores de 1 kV e 15 kV, não existe distinção entre as configurações em ambiente aberto ou fechado, devendo assim ser aplicada a Equação 18 para tal.

$$lgIa = 0,00402 + 0,983 * lgIbf \quad (18)$$

Onde:

lg : logaritmo na base 10;

Ia : corrente de arco elétrico (kA);

Ibf : corrente de curto circuito trifásica (kA).

Após a obtenção dos valores com a aplicação da equação 18, realiza-se a conversão do logaritmo conforme a Equação 19.

$$Ia = 10^{lgIa} \quad (19)$$

Onde:

Ia : corrente de arco elétrico (kA);

lg : logaritmo na base 10.

Como todos os pontos analisados apresentam valores de tensão inferior a 1 kV, utilizaram-se as equações 16 e 17 para obter-se os valores das correntes de arco elétrico.

2.3 – CÁLCULO DE ENERGIA INCIDENTE

A IEEE 1585 (2002) [4] salienta que, para o desenvolvimento dos cálculos de energia incidente, inicialmente deve ser determinado o valor da energia incidente normalizada, a qual baseia-se em valores normalizados para arco de 200 ms de duração e uma distância de 610 mm entre o ponto de origem do arco elétrico e uma pessoa. Sendo a energia incidente normalizada estimada através da Equação 20.

$$lgEn = K_1 + K_2 + 1,081 * lgIa + 0,0011 * G \quad (20)$$

Onde:

lg : logaritmo na base 10;

En : energia incidente normalizada (J/cm²) para tempo de 200 ms e distância de 610 mm;

K_1 : é (-0,792) para ambiente aberto e (-0,555) para ambiente fechado;

K_2 : é (0) para sistema isolado ou aterrado por alta resistência e (-0,113) para sistema solidamente aterrado;

G : distância entre os condutores (mm).

Para a verificação da distância entre os condutores (G), leva-se em consideração a Tabela 01, conforme definições da Norma IEEE 1584. Após a obtenção dos valores com a aplicação da

ANÁLISE DA CATEGORIA DE RISCO E DEFINIÇÃO DO ATPV MÍNIMO DAS VESTIMENTAS DE SEGURANÇA EM UM HOSPITAL ATENDENDO A GESTÃO DO PRONTUÁRIO DAS INSTALAÇÕES ELÉTRICAS DA NR 10

Equação 20, realiza-se a conversão do logaritmo conforme a Equação 21.

$$En = 10^{lgEn} \quad (21)$$

Onde:

En : energia incidente normalizada (J/cm^2);

lg : logaritmo na base 10.

Para a conversão da energia incidente normalizada em energia incidente utiliza-se a Equação 22.

$$E = 4,184 * Cf * En * \left(\frac{t}{0,2}\right) * \left(\frac{610^x}{D^x}\right) \quad (22)$$

Onde:

E : energia incidente (J/cm^2);

Cf : fator de cálculo, para tensões acima de 1 kV (1,0) e para tensões igual ou menor do que 1 kV (1,5);

En : energia incidente normalizada (J/cm^2);

t : tempo do arco (s);

D : distância do possível ponto do arco para uma pessoa (mm);

x : expoente de distância.

Com base na Tabela 01, define-se a expoente da distância (x), e para o tempo do arco em segundos (t), leva-se em consideração a Tabela 2.

Tabela 2 - Tempo de abertura para disjuntores de potência

Tensão e tipo de disjuntor	Tempo de abertura em 60 Hz	Tempo de abertura (s)
Baixa tensão (< 1 kV), caixa moldada e relé de proteção integrado	1,50	0,025
Baixa tensão (< 1 kV), caixa isolada e relé de proteção integrado ou operado por relé externo	3,00	0,050
Média tensão (1 a 35 kV)	5,00	0,080
Alta tensão (>35 kV)	8,00	0,130

Fonte: IEEE 1584 (2002) [4]

Para definição da distância do possível ponto do arco para uma pessoa (D) em mm, leva-se em consideração a Tabela 3, conforme Norma IEEE 1584 (2002) [4], onde se define pelo tipo de equipamento e a distância de trabalho típica em mm para possível ponto de arco elétrico (D).

Tabela 3 - Tipo de equipamento e distância de trabalho típica

Tipo de equipamento	Distância de trabalho típica (mm)
Painel 15 kV	910
Painel 5 kV	910
Painel de Baixa tensão	610
CCMs e quadros elétricos de baixa tensão	455
Cabos	455
Outros	A ser determinada no campo

Fonte: IEEE 1584 (2002) [4]

A fim de determinar a energia incidente em cal/cm^2 , aplica-se a Equação 23.

$$E = Cf * En * \left(\frac{t}{0,2}\right) * \left(\frac{610^x}{D^x}\right) \quad (23)$$

Onde:

E : energia incidente (cal/cm^2);

Cf : fator de cálculo, para tensões acima de 1 kV (1,0) e para tensões igual ou menor do que 1 kV (1,5);

En : energia incidente normalizada;

t : tempo do arco (s) (Tabela 2);

D : distância do possível ponto do arco para uma pessoa (mm) (Tabela 3);

x : expoente de distância (Tabela 1).

Através do resultado de E em cal/cm^2 , identifica-se quais são as classes de risco/categoria, pois é através da faixa de energia incidente que define-se a categoria de risco e o ATPV mínimo das vestimentas de segurança adequadas aos riscos para os colaboradores.

ANÁLISE DA CATEGORIA DE RISCO E DEFINIÇÃO DO ATPV MÍNIMO DAS VESTIMENTAS DE SEGURANÇA EM UM HOSPITAL ATENDENDO A GESTÃO DO PRONTUÁRIO DAS INSTALAÇÕES ELÉTRICAS DA NR 10

2.4 CÁLCULO DA DISTÂNCIA SEGURA DE APROXIMAÇÃO CONTRA ARCO ELÉTRICO

Tanto a Norma NPFA 70E [3], quanto a Norma IEEE 1584 definem a distância segura de aproximação como a distância da fonte do arco na qual a energia de calor de 1,2 cal/cm² ou 5,0 J/cm², que causam queimaduras de segundo grau ao incidir sobre o trabalhador exposto sem equipamentos de proteção adequado. A determinação da distância segura de aproximação é calculada com base no método da IEEE 1584 (2002) [4], através da Equação 24.

$$D_B = \left[4,184 * C_f * E_n * \left(\frac{t}{0,2} \right) * \left(\frac{610^x}{E_B} \right) \right]^{\frac{1}{x}} \quad (24)$$

Onde:

D_B : distância de aproximação do ponto do arco (mm);

C_f : fator de cálculo, para tensões >1 kV utiliza-se (1,0) e para tensões = ou < 1 kV utiliza-se (1,5);

E_n : energia incidente normalizada;

E_B : energia incidente (J/cm²) na distância de proteção;

t : tempo do arco (s) (Tabela 2);

x : expoente de distância (Tabela 1).

Para definição do tempo de abertura dos disjuntores em segundos, utilizou-se a Tabela 2 e para a obtenção do expoente de distância a Tabela 1 [4].

3.0 – RESULTADOS E DISCUSSÃO

Com o intuito de atender o objetivo proposto neste trabalho, desenvolveu-se os cálculos para a definição das vestimentas de proteção para a elaboração das atividades, baseados na legislação NR 10 [1] [2] e das Normas Internacionais como a NFPA 70E [3], e da norma IEEE 1584 [4] que

concedem técnicas para determinação da distância segura para o risco de arco elétrico e energia incidente durante a realização das atividades próximas de um sistema energizado.

De acordo com IEEE 1584 (2002) [4], os valores da corrente de curto circuito devem ser determinados em todos os pontos da instalação onde os trabalhadores desempenhem suas atividades. Com isso, realizou-se o levantamento dos dados existentes na edificação analisada. Após foram realizados os cálculos de Corrente de Curto Circuito Trifásico Assimétrico $I_{cc3\phi}$ em todos os painéis elétricos de distribuição do hospital, totalizando 31 pontos. Na sequência conforme metodologia supracitada os cálculos de I_a , E_n , E e D_B , onde, através destes obteve-se a definição da categoria de risco em cada ponto avaliado e pôr fim a definição do ATPV mínimo requerido em cada ponto levantado na edificação analisada.

Conforme NPFA 70E [3], para a determinação das vestimentas, leva-se em consideração as informações referentes as Tabelas 130.7(C)(15)(A)(b) que trata dos equipamentos de corrente alternada e 130.7 (C)(16) que define as categorias de risco para definição do ATPV mínimo da vestimenta de segurança. Conforme observa-se na Tabela 4.

Tabela 4 - Especificação das categorias de risco e ATPV mínimo

Risco	Energia Incidente (cal/cm ²)	Categoria de risco	ATPV Mínimo requerido para o EPI (cal/cm ²)
Mínimo	Até 1,2	0	Não aplicável
Leve	1,2 a 4,0	1	4
Moderado	4,1 a 8,0	2	8
Elevado	8,1 a 25,0	3	25
Elevadíssimo	25,1 a 40,0	4	40

Fonte: Adaptado de NPFA 70E (2015) [3]

ANÁLISE DA CATEGORIA DE RISCO E DEFINIÇÃO DO ATPV MÍNIMO DAS VESTIMENTAS DE SEGURANÇA EM UM HOSPITAL ATENDENDO A GESTÃO DO PRONTUÁRIO DAS INSTALAÇÕES ELÉTRICAS DA NR 10

Na Tabela 5 podem-se observar todos os pontos onde foram realizados os cálculos de energia incidente e os respectivos resultados dos cálculos necessários para definição da classe de risco e o

ATPV mínimo exigido para cada ponto avaliado neste estudo.

Tabela 5 - Resultados das análises realizadas nos 31 pontos da edificação

PONTOS	INÍCIO	FINAL	$I_{cc3\phi}$ (kA)	I_a (kA)	E (cal/cm ²)	DB (mm)	CATEGORIA DE RISCO	ATPV MÍN (cal/cm ²)
1	Transformadores	QTA	23,59	12,37	1,47	455	1	4
2	QTA	QGBT Geral Subestação	43,88	20,77	2,58	455	1	4
3	QGBT Geral Subestação	QGBT UTIP	8,37	4,58	0,29	455	0	NA
4	QGBT Geral Subestação	CD Lavanderia	13,97	7,99	0,92	455	0	NA
5	QGBT Geral Subestação	CD Oficina	5,51	3,68	0,40	455	0	NA
6	QGBT Geral Subestação	CD Cozinha	5,50	3,67	0,40	455	0	NA
7	QGBT Geral Subestação	QGBT 2	8,19	4,50	0,29	455	0	NA
8	QGBT 2	Mamografia-1° Piso	3,18	2,32	0,24	455	0	NA
9	QGBT 2	Elevador próximo UTIP	1,33	1,12	0,11	455	0	NA
10	QGBT 2	CD16 - 2° Piso	3,98	2,80	0,30	455	0	NA
11	QGBT 2	CD02 - 3° Piso	12,83	7,44	0,85	455	0	NA
12	QGBT 2	CD I - 1° Piso	2,06	1,61	0,16	455	0	NA
13	QGBT 2	CD G - 1° Piso	5,71	3,79	0,41	455	0	NA
14	QGBT 2	CD E - 1° Piso	6,16	4,04	0,44	455	0	NA
15	QGBT 2	CD D - 2° Piso	1,03	0,91	0,09	455	0	NA
16	QGBT 2	CD C - 2° Piso	1,18	1,01	0,10	455	0	NA
17	QGBT 2	CD B - 2° Piso	3,71	2,64	0,28	455	0	NA
18	QGBT 2	CD 32 - 1° Piso	4,61	3,17	0,34	455	0	NA
19	QGBT 2	CD 27-1° Piso	4,19	2,93	0,31	455	0	NA
20	QGBT 2	CD 26-1° Piso	6,88	4,42	0,48	455	0	NA
21	QGBT 2	CD 21-1° Piso	1,59	1,31	0,13	455	0	NA
22	QGBT 2	CD 20-2° Piso	1,60	1,31	0,13	455	0	NA
23	QGBT 2	CD 18 -2° Piso	2,20	1,71	0,17	455	0	NA
24	QGBT 2	CD 17-2° Piso	2,69	2,02	0,21	455	0	NA
25	QGBT 2	CD 15-2° Piso	5,15	3,47	0,37	455	0	NA
26	QGBT 2	CD A - 3° Piso	3,41	2,46	0,26	455	0	NA
27	QGBT 2	CD 1-3° Piso	7,59	4,80	0,53	455	0	NA
28	QGBT 2	CD 09-3° Piso	1,48	1,23	0,12	455	0	NA
29	QGBT 2	CD 08-3° Piso	1,48	1,23	0,12	455	0	NA
30	QGBT 2	CD 07-3° Piso	1,05	0,92	0,09	455	0	NA
31	QGBT 2	CD 06-3° Piso	2,71	2,03	0,21	455	0	NA

Fonte: Autoria Própria

ANÁLISE DA CATEGORIA DE RISCO E DEFINIÇÃO DO ATPV MÍNIMO DAS VESTIMENTAS DE SEGURANÇA EM UM HOSPITAL ATENDENDO A GESTÃO DO PRONTUÁRIO DAS INSTALAÇÕES ELÉTRICAS DA NR 10

4.0 CONCLUSÃO

No desenvolvimento do estudo de caso foram levantadas informações e realizado o desenvolvimento de cálculos específicos conforme exposto na metodologia deste estudo, a fim de cumprir as disposições legais referente a vestimenta de segurança adequada que faz parte do PIE da edificação avaliada, atendendo os requisitos conforme legislação vigente da NR 10.

Com tudo, pode-se concluir que dentre os 31 pontos avaliados conforme exposto na Tabela 05, apenas os pontos 1 e 2, que são os principais pontos de entrada e distribuição de energia elétrica para os demais painéis, apresentaram 1,47 e 2,48 cal/cm² respectivamente, e com isso, enquadraram-se como classe de risco 1, risco leve, isso significa que a vestimenta de segurança deve apresentar um ATPV mínimo de 4 cal/cm². Já nos demais pontos analisados apresentaram valores inferiores do limite mínimo de 1,2 cal/cm², deste modo, enquadram-se como classe de risco 0, risco mínimo e nessa condição não existe a necessidade de ATPV mínimo de proteção para as vestimentas devido o nível de energia incidente estar abaixo do limite mínimo.

Por fim, vale salientar a importância de realizar uma análise crítica e detalhada afim de obter os valores corretos de energia incidente e posteriormente a definição da vestimenta adequada para todos os pontos da instalação. Através do atendimento à legislação vigente, facilita a gestão quanto à segurança dos trabalhadores e evita-se multas para a instituição em caso de fiscalizações.

REFERÊNCIAS

- [1] BRASIL. Ministério do Trabalho e Emprego. Secretaria de Inspeção do Trabalho. Departamento de Segurança e Saúde no Trabalho. MANUAL DE ORIENTAÇÃO PARA ESPECIFICAÇÃO DAS VESTIMENTAS DE PROTEÇÃO CONTRA OS EFEITOS DO ARCO ELÉTRICO E DO FOGO REPENTINO, 2020. Disponível em: <www.segurancaotrabalho.eng.br/manuais_tecnicos/manual_vestimentas.pdf>. Acesso em: 20 de out. 2020.
- [2] BRASIL. Escola Nacional de Inspeção do Trabalho - ENIT. NR 10 – SEGURANÇA EM INSTALAÇÕES E SERVIÇOS EM ELETRICIDADE. Disponível em:< https://enit.trabalho.gov.br/portal/images/Arquivos_SST/SST_NR/NR-10.pdf>. Acesso em 22 de out. 2020.
- [3] NFPA 70E. STANDART FOR ELETRICAL SAFETY IN THE WORKPLACE, 2015.
- [4] IEEE Std. 1584. IEEE GUIDE FOR PERFORMING ARC-FLASH HAZARD CALCULATIONS, 2002.
- [5] FILHO, J. M. INSTALAÇÕES ELÉTRICAS INDUSTRIAIS. Rio de Janeiro: LTC, 2015.



X IEEE ESW-Brasil 2021

A Engenharia Elétrica na Segurança do Trabalho

19 a 21 de outubro de 2021 – Virtual – on-line

A EQUIPOTENCIALIZAÇÃO COMO PREVENÇÃO DE DANOS EM SISTEMAS PREDIAIS DE GÁS POR DESCARGAS ATMOSFÉRICAS: UM ESTUDO DE CASO COM ABORDAGEM CIENTÍFICA.

Swytz J. S. Tavares
Universidade Estadual do
Ceará (UECE)
swytz.tavares@aluno.uece.br

José Batista S. Filho
Universidade 7 de Setembro
(Uni7)
jbtriexe@gmail.com

Ricardo de C. Gomes
Universidade Estadual
do Ceará (UECE)
ricardocg.eng@gmail.com

Lutero C. de Lima
Universidade Estadual
do Ceará (UECE)
luterodelima@gmail.com

RESUMO

A equipotencialização é um procedimento de segurança previsto nas instruções ou normas técnicas da ABNT, Corporações de Bombeiros e Concessionárias de Energia. Pode ser utilizada como medida de prevenção contra centelhamento causado por descarga atmosférica em edificações. Na indústria petroquímica, por exemplo, previne as explosões em área classificada e nas subestações de energia protege contra choque elétrico oriundo das tensões de passo e de toque. Portanto, pode ser aplicada na segurança dos Sistemas de Distribuição de Gás Combustível predial (SDGC). O objetivo deste trabalho é propor uma análise de risco fundamentada na lei do eletromagnetismo e na modelagem matemática do solo para estimativa dos valores induzidos de tensão elétrica em instalações prediais com várias malhas de aterramentos isoladas ou independentes. Ou seja, estimar a diferença de potencial entre a malha de terra do SPDA, o aterramento da instalação elétrica e as tubulações metálicas enterradas do SDGC. Neste cenário, os raios incidentes no sistema de para-raios possibilitam o surgimento de uma d.d.p. no solo entre as diversas malhas de terra e com risco de transferência até os fogões instalados nas cozinhas das habitações, além da possibilidade de ocorrência de graves acidentes e até incêndios.

Palavras-chave: SDGC, d.d.p., incêndio, explosão.

1.0 – INTRODUÇÃO

Nos últimos anos vem ocorrendo no Brasil uma média anual de 78 milhões de descargas atmosféricas (d.a.), computando 9,16 d.a./km².ano

ou 213.000 d.a./dia no nosso país, colocando-o entre os primeiros do ranking mundial [14]. Assim, as edificações e suas instalações necessitam de proteção contra os danos causados pelos efeitos diretos e indiretos dos raios. Ou seja, uma proteção completa para pessoas, estruturas e sistemas internos, abrangendo no mínimo um Sistema de Proteção contra Descarga Atmosférica (SPDA) e a Medida de Proteção contra Surtos (MPS).

Estes sistemas têm a finalidade de captação da energia do raio, encaminhamento e dispersão de maneira segura no solo. Contudo, a dissipação desta corrente elétrica no interior da terra provoca diferenças de potencial na superfície do solo, que podem danificar os equipamentos eletroeletrônicos e causar choques elétricos.

A equipotencialização é uma das principais medidas de prevenção contra riscos provocados por raios nas instalações prediais. Trata-se de um procedimento que determina a interligação dos elementos especificados das edificações, visando a obtenção da equipotencialidade necessária para a eliminação ou a redução, em níveis aceitáveis, de sobretensões e perturbações eletromagnéticas [1].

Ou seja, é um conjunto de medidas que visa a redução das tensões induzidas, causadas por descargas atmosféricas, em níveis suportáveis às instalações ou equipamentos, além da redução de riscos de choque elétrico.

Tais medidas consistem tipicamente na interligações entre as partes metálicas das instalações e destas ao SPDA, de forma direta ou indireta por meio de DPS, das massas metálicas de equipamentos, condutores, malhas instaladas sob ou sobre equipamentos sensíveis, blindagens de cabos e condutos metálicos, elementos metálicos estruturais, tubulações metálicas e etc. [2].

Desta forma, a equipotencialização pode

ser considerada entre as metodologias de gerenciamento de riscos aplicáveis nas instalações ou em sistemas prediais, tais como: SPDA, elétrico, telecomunicação, SDGC e etc. A sua inexistência nas tubulações metálicas dos trechos subterrâneos do Sistema de Gás podem torná-las susceptíveis à induções eletromagnéticas, levando-as a assumir valores de potencial elétrico (voltagem) oriundos do solo, durante a ocorrência de raios [18]-[20].

Portanto, a falta desta equipotencialização propiciará o surgimento de potenciais elétricos distintos entre a malha de terra do Sistema de Proteção contra Descargas Atmosféricas, malha do Quadro Geral de Energia e a tubulação enterrada do SDGC. A canalização de gás em contato com o solo se comportará como eletrodo de aterramento isolado, capaz de assumir o potencial elétrico gerado em determinado ponto específico do solo. E, desta forma, pode transferir certo valor de potencial elétrico aos fogões existentes nas unidades habitacionais, pela tubulação e conexões do SDGC, conforme o esquema da Figura 1.

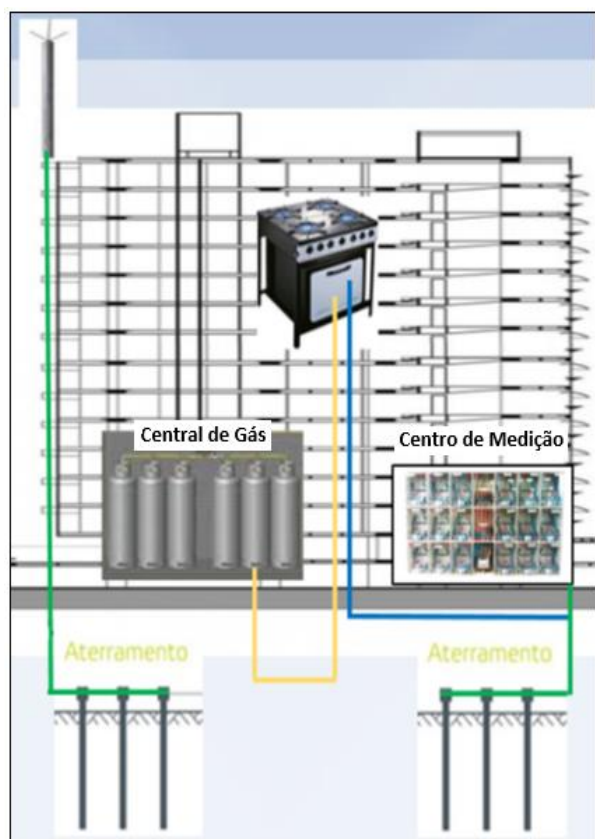


Figura 1: d.d.p. induzida entre tubulação de gás e o neutro por raio incidente no SPDA.

O estudo considerou o caso dos lares brasileiros com fogões sem aterramento, mas conectados ao fio neutro aterrado no QM ou QGBT da edificação para acendimento automático dos queimadores (bocas). Observa-se, neste cenário, forma-se um circuito elétrico, conforme a Figura 2, constituído pelo fio neutro e a tubulação de gás,

onde a fonte de tensão seria gerada pela d.d.p. elétrico transferida do solo aos fogões pelas instalações elétricas e conexões do SDGC.

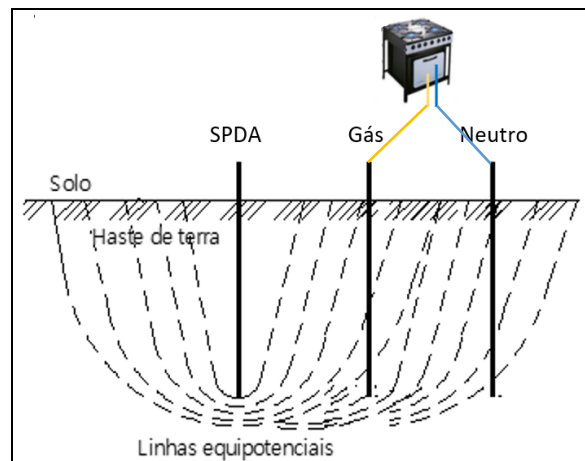


Figura 2: d.d.p. induzida por raio entre o tubo de gás e fio neutro pela falta de equipotencialização.

Também, pode-se constatar que durante a ocorrência deste fenômeno há possibilidade de acontecer vazamento de gás e centelhamento com capacidade mínima de energia (joule) e suficiente para ignição da mistura gasosa (ponto de fulgor ou inflamação), com risco de incêndio ou explosão decorrente da circulação de uma corrente de surto. A Figura 3 ilustra este risco.



Figura 3: Detalhes do queimador de fogão (d.d.p.).

Uma pesquisa realizada sobre os efeitos eletromagnéticos da corrente no solo, constatou induções em aquedutos enterrados e distantes de 200 m de cabos subterrâneos energizados em 20 kV e com 300 m de comprimento, em uma planta de geração fotovoltaica de 5 MWp. [10].

Em outra simulação, estimou-se a d.d.p. no solo por induções eletromagnéticas entre malhas de terra isoladas do fio neutro e o aterramento de duas plantas fotovoltaicas, na faixa de 46 a 108 kV, no caso de incidência de raios no SPDA de uma torre de radar meteorológico. Neste estudo foi considerada uma descarga com intensidade de 30 kA no sistema de para-raios inserido em um solo com resistividade aparente de 934,5 Ω m [18]-[20].

Além da ABNT, as Concessionárias de Energia, as Corporações de Bombeiros, CEPEL e

NEC, também, possuem normativas técnicas sobre a equipotencialização de SDGC [5]-[9], [11] e [16].

Este trabalho propõe estimar os valores de potencial elétrico no solo através das equações básicas de Maxwell do Eletromagnetismo ou da Indução por campo elétrico e, também, pelas Leis de Ohm sobre resistência e resistividade elétrica. Ademais, as simulações considerarão valores médios de referência para a resistividade do solo e estatística dos valores de intensidade das correntes típicas de descargas atmosféricas.

2.0 – FUNDAMENTAÇÃO TÉCNICA

2.1 – NBR 5410

A Figura 4 é do anexo G desta norma da ABNT, sobre as instalações elétricas de baixa tensão. Ela ilustra as prescrições referentes ao aterramento e a equipotencialização em um sistema de aterramento com esquema tipo TN [1].

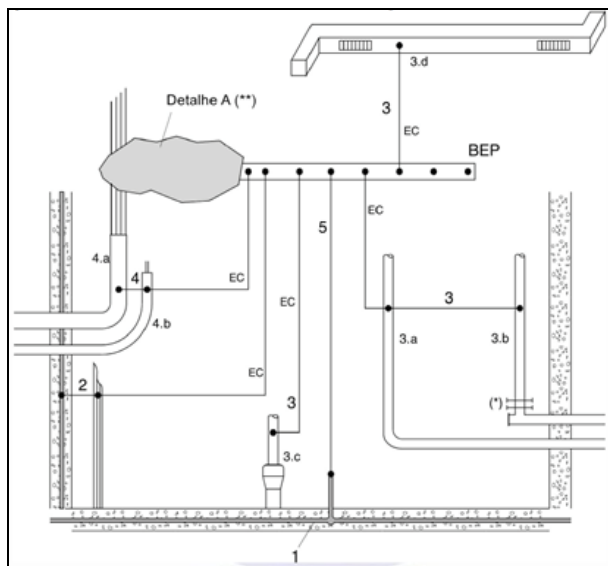


Figura 4: Equipotencialização no esquema TN [1].

Legenda:

- BEP = Barramento de equipotencialização principal.
- EC = Condutores de equipotencialização
- 1 = Eletrodo de aterramento (embutido nas fundações).
- 2 = Armaduras de concreto armado e estruturas metálicas.
- 3 = Tubulações metálicas de utilidades, bem como os elementos estruturais metálicos a elas associados:
 - 3.a = água.
 - 3.b = gás, sendo (*) = luva isolante.
 - 3.c = esgoto.
 - 3.d = ar-condicionado.

4 = Conduitos metálicos, blindagens, armações, coberturas e capas metálicas de cabos:

4.a = Linha elétrica de energia.

4.b = Linha elétrica de sinal.

5 = Conductor de aterramento principal.

2.2 – NBR 5419

O item 3.24 da norma NBR 5419-3, da ABNT, define BEP ou Barramento de Equipotencialização Principal, ilustrado na Figura 5, como o barramento destinado a servir de via de interligação de todos os elementos que possam ser incluídos na equipotencialização principal [2].

E no item 3.25 da norma NBR 5419-4, da ABNT, define que a equipotencialização é um conjunto de medidas que visa a redução das tensões nas instalações causadas pelas descargas atmosféricas em níveis suportáveis para essas instalações e equipamentos por elas servidos, além da redução dos riscos de choque elétrico.

Tais medidas consistem, tipicamente, em ligações entre partes metálicas das instalações e destas ao SPDA, direta ou indiretamente (por meio de DPS), envolvendo massas metálicas de equipamentos, condutores de proteção, malhas de condutores instaladas sob ou sobre equipamentos sensíveis, blindagens de cabos e condutos metálicos, elementos metálicos estruturais e tubulações metálicas, entre outros [2].

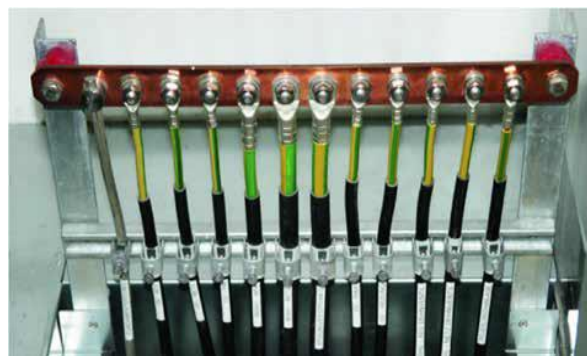


Figura 5: Modelo de BEP [17].

2.3 – NBR 15526

Normativamente, este documento da ABNT prescreve uma diretriz sobre tubulações metálicas enterradas e pertencente a rede interna de distribuição de gás predial, determinando um afastamento mínimo de 5,0 m do ramal de entrada de energia elétrica de alta tensão (a partir de 12 kV) e seus elementos, tais como: malhas de aterramento de para-raios, subestações e etc. [3].

Na impossibilidade de atendimento deste afastamento recomendado, medidas mitigatórias devem ser implantadas para a atenuação das

interferências eletromagnéticas gerada por estas malhas na tubulação de gás [3].

2.4 – CBMSP

O item 5.9 da Instrução Técnica nº 41/2018 do Corpo de Bombeiros Militar do Estado de São Paulo trata sobre a equipotencialização em instalações elétricas de baixa tensão [7].

Define que em cada edificação deve ser realizada um tipo de equipotencialização principal, reunindo no mínimo os seguintes elementos:

- Os condutores de interligação provenientes de outros eletrodos de aterramento porventura existentes ou previstos no entorno da edificação, tais como eletrodos dos sistemas de proteção contra descargas atmosféricas, de sistemas de telefonia, de sistemas de televisão a cabo etc.;
- O condutor neutro da alimentação elétrica, salvo se não existente, e;
- O(s) condutor(es) de proteção principal(is) da instalação elétrica (interna) da edificação, tais como aqueles que ligam canalizações metálicas de água, esgoto, gás, telefonia etc.

2.5 – CBMSC

O artigo 149 da Instrução Normativa do Corpo de Bombeiros Militar do Estado de Santa Catarina, a IN-010/DAT/CBMSC/2014, que trata sobre o sistema de proteção contra descargas atmosféricas (SPDA), prevê a equipotencialização das instalações prediais [6].

No caso de canalizações e quaisquer outros elementos metálicos que se originam do exterior da estrutura, a conexão à ligação equipotencial deve ser efetuada o mais próximo possível do ponto em que elas penetram na estrutura. Uma grande parte da corrente de descarga atmosférica pode passar por essa ligação equipotencial, portanto os seus condutores devem atender as especificação de seções mínimas informadas neste documento.

2.6 – CBMDF

O Corpo de Bombeiros Militar do Distrito Federal no documento “Manual Básico de Combate a Incêndio” trata sobre a equipotencialização ou equalização do potencial elétrico de todas as partes que compõe uma medida de redução dos efeitos elétricos e magnéticos da corrente de raio no volume a proteger da edificação [5].

Destaca que a equalização de potencial

constitui uma das medidas mais eficaz para redução dos riscos de incêndio, explosão e choques elétricos dentro do volume a proteger. Obtendo-se mediante os condutores de ligação equipotencial, que podem incluir o emprego de DPS, interligando o SPDA a armadura metálica da estrutura, as instalações metálicas, as massas e os condutores dos sistemas elétricos de potência e de sinal, dentro do volume a proteger.

2.7 – COPEL

Esta Norma Técnica é a NTC 910900/2011 (SCD/DMED) da Companhia Paranaense de Energia (COPEL), que trata da equipotencialização em instalações prediais. Ela recomenda no item 3.b a interligação elétrica de todos os elementos metálicos da edificação. Também, define o BEP como um barramento único ao qual são ligados eletricamente esses elementos, tais como: as massas estruturais da edificação (armaduras de concreto armado e outras estruturas metálicas) e as massas das utilidades. Ou seja, as tubulações metálicas de água, gás, esgoto e etc. [9].

3.0 – FUNDAMENTAÇÃO CIENTÍFICA

A teoria do eletromagnetismo para modelagem matemática do solo considera que a injeção de corrente elétrica na terra irá gerar diferenças de potencial elétrico que podem ser representadas através da equação de Laplace (1), considerando um campo elétrico conservativo [4]:

$$\nabla^2 V = \frac{\partial^2 V}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 V}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 V}{\partial z^2} \quad (1)$$

A interação vetorial dos potenciais elétricos no plano tridimensional das camadas do solo, a equação de Laplace resulta na expressão (2):

$$\nabla^2 V = 0 \quad (2)$$

Onde V é o valor do potencial elétrico em relação a um ponto referenciado no infinito e ∇^2 é o operador Laplace-Beltrami ou operador de equação diferencial de segunda ordem.

Quando um raio incide no SPDA e desce ao solo, ocorrerá um espalhamento omnidirecional das cargas elétricas no sentido de afastamento radial da malha de terra, provocando diferenças de potencial na superfície do solo [12], [13] e [15].

3.1 – POTENCIAL ELÉTRICO

A Figura 6 considera o ponto C localizado dentro de um solo de camada única com dimensão

tridimensional, infinita e de resistividade constante, espraçando uma determinada corrente elétrica I , omnidirecionalmente, por meio de um fluxo constante e divergente, radialmente.

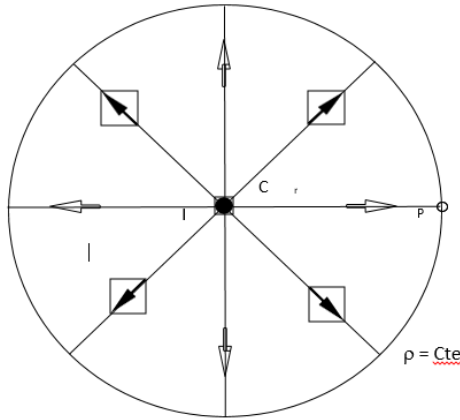


Figura 6: Fluxo de cargas pontual no solo [4].

Desta forma, calcula-se o módulo do vetor campo elétrico E_p em V/m no ponto P , conforme a expressão (3) dada pela Lei de Ohm:

$$E_p = \rho J_p \quad (3)$$

Onde, J_p é a densidade de corrente (A/m²) no ponto P e ρ é a resistividade do solo ($\Omega \cdot m$).

Como a densidade de corrente por unidade de área é a mesma em qualquer ponto da superfície da esfera para um mesmo valor de raio r , com centro em C e passando pelo ponto P , esta grandeza elétrica pode ser calculada através da equação (4):

$$J_p = \frac{I}{4\pi r^2} \quad (4)$$

Substituindo-se a equação (4) na (3), temos a expressão (5) do campo elétrico (V/m):

$$E_p = \frac{\rho I}{\pi 4r^2} \quad (5)$$

Assim, o cálculo do potencial elétrico, em Volts, no ponto P com relação a um ponto no infinito é dado pela equação matemática (6):

$$V_p = \int_r^\infty E dr \quad (6)$$

E substituindo-se a expressão matemática (5) na (6), teremos a equação (7):

$$V_p = \frac{\rho I}{4\pi r} \quad (7)$$

3.2 – DIFERENÇA DE POTENCIAL

Esta metodologia, para o cálculo da d.d.p., considera a estimativa da resistência elétrica do volume da camada do solo conforme a equação (8) e em segmentos de 1,0 m a partir da haste isolada, cujas tensões de passo decorrem da queda de tensão durante o espraçamento da corrente elétrica do raio nas camadas resistivas da terra [20].

$$R \cong \rho \frac{d}{2\pi r \cdot (1 + (r^2/3))} \quad (8)$$

Onde ρ é o valor da resistividade elétrica do solo, d é a distância entre as duas superfícies S_a e S_b cilíndrica-semiesféricas, concêntricas e consecutivas, l é o comprimento da haste e r é a distância radial da haste até as camadas em passos de 1,0 m.

Para a estimativa da resistência elétrica R_{ab} do volume do solo utiliza-se a equação (8). E por fim, aplica-se a 1ª. Lei de Ohm ao cálculo da queda de tensão (d.d.p.) entre dois pontos na superfície ou camada do solo [20].

A Figura 7 ilustra o efeito eletromagnético ou indução de potencial elétrico (d.d.p.) no solo durante o espraçamento da corrente de uma descarga atmosférica. E a curva da Figura 8, exponencial-decrescente, representa a queda de tensão (U_{ab}) gerada por esse efeito no solo a partir de uma haste de aterramento isolada [20].

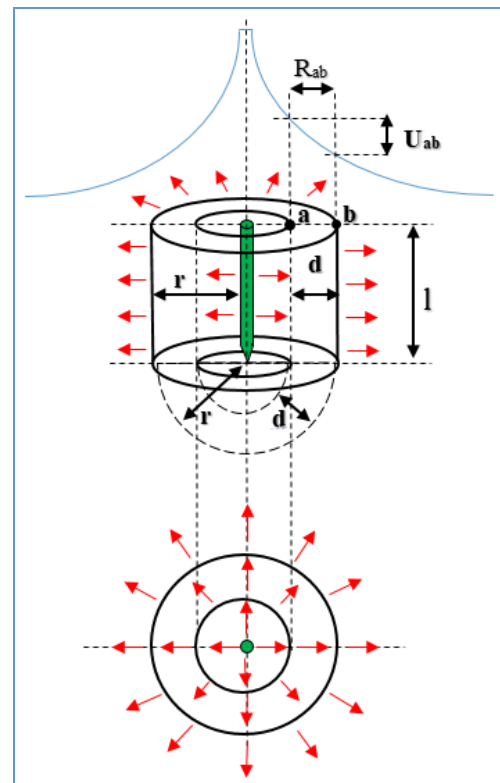


Figura 7: d.d.p. no solo por fluxo de cargas elétricas emanadas de uma haste de aterramento [20].

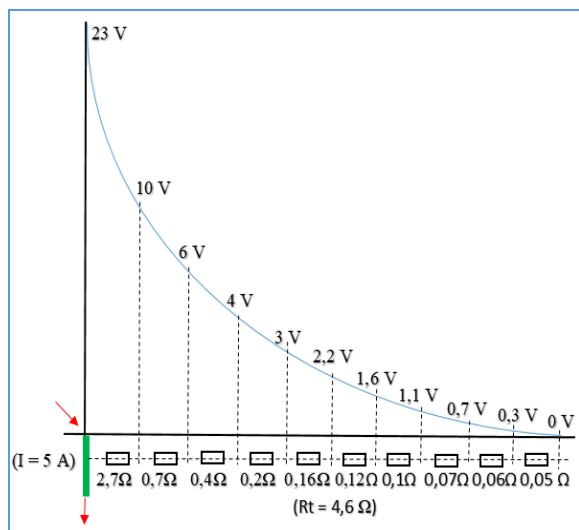


Figura 8: Gráfico da queda de tensão a partir de uma haste de aterramento [20].

4.0 – RESULTADOS

4.1 – ESTUDO DE CASO 1

Em 2016, durante a realização de serviços relacionados com a Lei de Inspeção Predial 9.913/2012 da cidade de Fortaleza, foi constatado o descumprimento, por uma antiga edificação, de alguns requisitos das normas técnicas NBR-5410 e NBR-5419, da ABNT, relacionados a segurança operacional das instalações elétricas e sistema de para-raios, inclusive a falta de equipotencialização.

Portanto, decorrente desse processo investigativo na identificação das irregularidades ou não-conformidades, que expunham as instalações e sistemas das edificações à gravidade de riscos operacionais, de incêndio e choque elétrico, foi vislumbrado apoiar a investigação e justificativas normativas com o suporte dos conceitos científicos do eletromagnetismo e Lei de Ohm.

Aplicando-se a equação (7), foram estimados os valores de tensões e correntes elétricas induzidas por incidência de descargas atmosféricas no SPDA, quantificando-se os riscos elétricos na edificação. A Figura 9 representa o cenário do referido estudo de caso.

A simulação considerou a incidência de uma descarga atmosférica no SPDA de uma edificação com a intensidade de 1.000 A e em um solo com resistividade elétrica de 50,0 $\Omega \cdot \text{m}$. Os potenciais elétricos em cada malha ou haste de aterramento provocados por um raio no SPDA e estimados pela equação (7), foram:

- 21,0 kV no Para-raios (V_{pr})
- 11,6 kV no Grupo Gerador (V_{gg})
- 6,90 kV na Tomada do Chuveiro (V_{ch})
- 3,30 kV no fio Neutro (V_n)

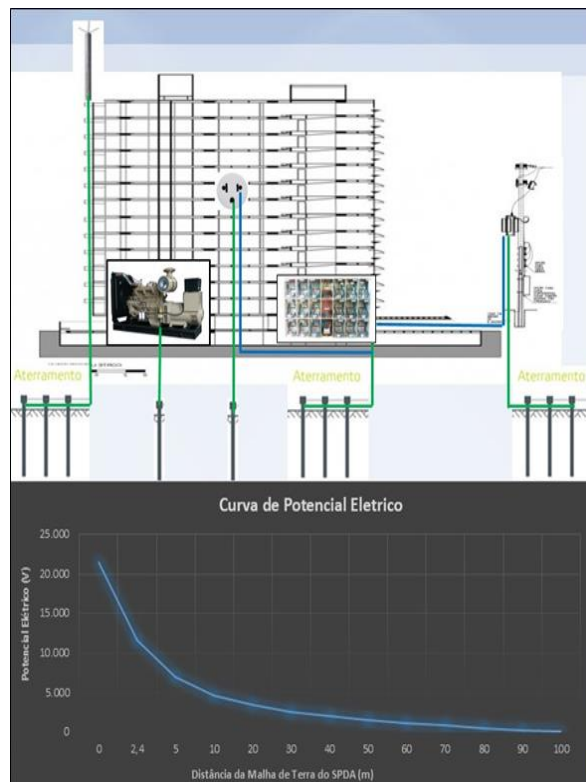


Figura 9: Estimativas de d.d.p. entre malhas de aterramento não-equipotencializadas [20].

Portanto, as diferenças de potencial (d.d.p.) entre estas malhas de aterramento isoladas, foram:

- $V_{pr} - V_{gg}$: 9.400 V
- $V_{gg} - V_{ch}$: 4.700 V
- $V_{ch} - V_n$: 3.600 V

A estimativa da diferença de potencial de 3.600 V entre o fio neutro da instalação elétrica do edifício (aterrado no quadro de medição do prédio) e o condutor do aterramento isolado do chuveiro elétrico instalado em um apartamento, levou a conclusão do motivo mais provável dos danos causados na fiação do apartamento durante a incidência de um raio no passado. Deve-se ressaltar que o valor nominal de isolamento elétrica de uma tomada comum é de apenas 220 V.

4.2 – ESTUDO DE CASO 2

Este estudo foi desenvolvido com base em outra situação real, ocorrida em um condomínio residencial localizado também na cidade de Fortaleza, constituído por três edificações de 11 andares, cada, englobando 132 apartamentos.

O problema foi identificado no ano 2020 durante uma inspeção das instalações que foi realizada pela nova administração condominial, que constatou várias irregularidades de projeto e execução da tubulação do novo Sistema de Distribuição interna de Gás Combustível predial.

Entre as irregularidades detectadas estão a proximidade da tubulação subterrânea metálica de gás com as malhas de aterramento de SPDA dos prédios e a inexistência da equipotencialização, conforme Figura 10.

Na Figura 11, observam-se os detalhes do grau de proximidade da tubulação de gás combustível com o cabo da malha de aterramento do Sistema de Para-raios.



Figura 10: SDGC e a malha de terra do SPDA.



Figura 11: Detalhe do espaçamento entre o tubo metálico do gás e o cabo do SPDA.

Devido ao período chuvoso e risco de erosão da fundação predial o piso foi concretado, emergencialmente, e não foi possível realizar a medição da resistividade elétrica do solo para levantamentos mais precisos. Contudo, a Tabela 1 apresenta as estimativas do potencial elétrico no solo calculados pelo modelo matemático da expressão (8) e a 1ª. Lei de Ohm, arbitrando-se diferentes valores dos parâmetros elétricos.

A curva da Figura 12 foi elaborada a partir dos dados da Tabela 1 e representa os valores de intensidade do potencial elétrico no solo ou tensões de passo, a partir da haste de terra isolada ou independente, do SPDA da Figura 1.

Para uma corrente de raio ou descarga atmosférica com intensidade de 30 kA, em um solo

com resistividade elétrica de 100 $\Omega \cdot m$ e uma haste de comprimento l igual a 2,40 m, obteremos potenciais elétricos diferentes ao SDGC_{1,2,3} e no condutor neutro, de acordo com distintas distâncias da malha de terra do SPDA na posição 0,0 m:

- 260,4 kV - 0,0 m (SPDA)
- 36,5 kV - 5,0 m (SDGC₁)
- 14,1 kV - 10,0 m (SDGC₂)
- 5,0 kV - 15,0 m (SDGC₃)
- 0,81 kV - 20,0 m (Neutro)

Tabela 1: Queda de tensão no solo (haste).

Ir (kA)	10	30	10	30	10	30
ρ ($\Omega \cdot m$)	50	50	100	100	100	100
l (m)	2,4	2,4	2,4	2,4	3,0	3,0
Cotas (m)	ΔV (kV)					
0,0 – 1,0	23,4	70,2	46,8	140,4	39,8	119,4
1,0 – 2,0	6,71	20,1	13,4	40,3	11,7	35,1
2,0 – 3,0	3,49	10,5	6,98	20,9	6,22	18,7
3,0 – 4,0	2,20	6,59	4,39	13,2	3,98	11,9
4,0 – 5,0	1,53	4,58	3,05	9,15	2,80	8,41
5,0 – 6,0	1,13	3,38	2,26	6,77	2,09	6,28
6,0 – 7,0	0,87	2,61	1,74	5,22	1,63	4,89
7,0 – 8,0	0,69	2,08	1,39	4,16	1,31	3,93
8,0 – 9,0	0,57	1,70	1,13	3,39	1,08	3,23
9,0 – 10,0	0,47	1,41	0,94	2,82	0,90	2,70
10,0 – 11,0	0,40	1,19	0,80	2,39	0,77	2,30
11,0 – 12,0	0,34	1,02	0,68	2,05	0,66	1,98
12,0 – 13,0	0,30	0,89	0,59	1,77	0,57	1,72
13,0 – 14,0	0,26	0,78	0,52	1,55	0,50	1,51
14,0 – 15,0	0,23	0,69	0,46	1,37	0,45	1,34
15,0 – 16,0	0,20	0,61	0,41	1,22	0,40	1,19
16,0 – 17,0	0,18	0,55	0,36	1,09	0,36	1,07
17,0 – 18,0	0,16	0,49	0,33	0,98	0,32	0,97
18,0 – 19,0	0,15	0,45	0,30	0,89	0,29	0,88
19,0 – 20,0	0,14	0,41	0,27	0,81	0,26	0,80

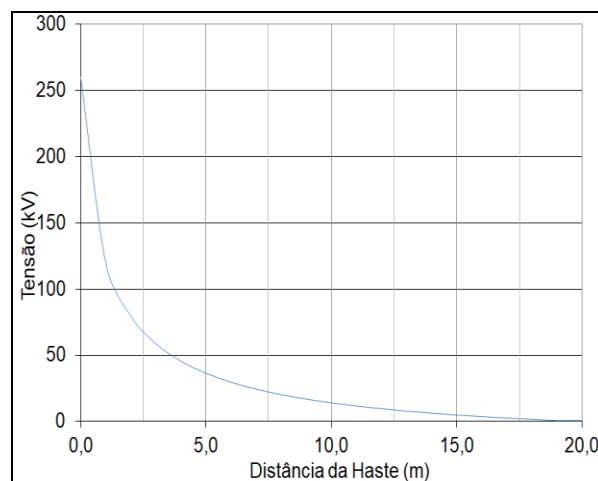


Figura 12: Queda de tensão da haste (Gráfico).

Portanto, estas diferenças de potencial poderão ser transferidas pela estrutura metálica do Sistema de Gás e pelo condutor neutro até os fogões. E considerando-se o aterramento do fio neutro fixado na distância de 20,0 m da malha do SPDA (0,0 m), neste cenário teremos de acordo com a variação da localização da tubulação de gás no solo, os seguintes valores de d.d.p. simulados entre o SDCG e o fio Neutro das instalações elétricas da edificação deste estudo de caso:

- 35,7 kV com SDGC₁ na cota 5 m
- 13,3 kV com SDGC₂ na cota 10 m
- 4,2 kV com SDGC₃ na cota 15 m

5.0 – CONCLUSÕES

Este trabalho não objetivou em momento algum esgotar o assunto, mas contribuir efetivamente com a proteção das instalações prediais contra os efeitos eletromagnéticos das intempéries (raios). Inclusive, não ousou projetar arrazoados técnicos sobre as possíveis soluções efetivas de implementação da equipotencialização.

Contudo, a equipotencialização é uma das medidas segurança previstas na normativa técnica da ABNT, algumas Corporações de Bombeiros Militares e Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica.

As tubulações metálicas enterradas ou subterrâneas dos Sistemas de Distribuição interna de Gás Combustível predial (SDGC) possibilitam a transferência de potenciais elétricos do solo aos fogões de unidades habitacionais, durante a incidência de descargas atmosféricas na edificação com instalações sem equipotencialização. Desta forma, ocasionando uma d.d.p. elétrico com o fio neutro que, também, está conectado no mesmo eletrodoméstico.

Durante a ocorrência deste fenômeno há a possibilidade de ocorrência de vazamento de gás, seguido de centelhamento com capacidade mínima de energia (joule) suficiente para ignição da mistura gasosa (ponto de fulgor ou inflamação), com risco de incêndio ou explosão.

Foram apresentados dois estudos de casos que envolveram a aplicação de metodologias científicas distintas para levantamento dos valores de potenciais elétricos (d.d.p.). As simulações realizadas por modelagem matemática do solo concluiu que os potenciais elétricos transferidos podem alcançar dezenas de quilovolts (kV).

No primeiro caso foi aplicado o método do cálculo do potencial elétrico por densidade de cargas elétricas e pelas características da eletroresistividade do solo, através da sondagem geofísica. Neste caso, a simulação levantou uma d.d.p. de 3.600 V entre os pinos do terra e do neutro da tomada de um chuveiro elétrico predial

aterrado por meio de uma malha isolada.

O segundo, utilizou a 1ª. e 2ª. Lei de Ohm para estimativa da queda de tensão elétrica entre pontos distintos do solo (tensão de passo). Foram estimados valores de d.d.p. elétrica entre 4,20 a 35,7 kV de acordo com a localização do tubo de gás subterrâneo, em relação a malha isolada do SPDA e em relação ao aterramento do fio neutro.

Portanto, quanto menor for a distância entre o tubo de gás não equipotencializado e a malha do SDPA, maior será o valor do potencial ou tensão elétrica induzida no SDGC. Inclusive, transferindo-se a toda a extensão de tubulação, enterrada ou não.

A função da Equipotencialização é a eliminação ou redução da d.d.p. no solo em níveis aceitáveis de risco para os diversos tipos de instalações. E constitui-se em uma das importantes medidas eficazes de prevenção contra acidentes e danos envolvendo os Sistemas de Distribuição de Gás Combustível (SDGC) em edificações, tanto residencial como industrial, tão necessária quanto a proteção dada por SPDA e MPS.

Inclusive, os projetos de segurança das instalações prediais contra raios devem considerar com bastante precisão o índice ceraunico para os cálculos do gerenciamento de riscos.

Por exemplo, a cidade de Santa Maria das Barreiras, no Pará, tem maior índice de densidade de descargas atmosféricas (d.a.) nacional com 44,32 d.a./km².ano. E a cidade de Salto da Divisa em Minas Gerais o menor índice com o valor de 0,36 d.a./km².ano [14].

6.0 – REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] ABNT NBR 5410. *Instalações Elétricas de Baixa Tensão*. Associação Brasileira de Normas Técnicas, 2004.
- [2] ABNT NBR 5419. *Proteção contra descargas atmosféricas*. Associação Brasileira de Normas Técnicas, 2015.
- [3] ABNT NBR-15526. *Redes de distribuição interna para gases combustíveis em instalações residenciais. Projeto e execução*. Associação Brasileira de Normas Técnicas, 2016.
- [4] *Aterramento Elétrico*. Kindermann, Geraldo, Campagnolo, Jorge Mário. Editora Sagra-DC Luzzatto. 1996, Florianópolis, SC.
- [5] CBMDF. *Modulo 5 – Segurança Contra Incêndio. Manual Básico de Combate a Incêndio*. Corpo de Bombeiros Militar, Distrito Federal, Brasília, 2ª. edição, 2009.
- [6] CBMSC. *IN-010 - Sistema de Proteção contra Descargas Atmosféricas*. Instrução Normativa. Diretoria de Atividades Técnicas. Corpo de Bombeiros Militar, SC, 2014.
- [7] CBMSP. *IT-041 - Inspeção Visual em Instalações Elétricas de Baixa Tensão*. Instrução

Técnica. Corpo de Bombeiros Militar, SP, 2018.

[8] CEPEL. *Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos*. CRESESB, RJ, 2014.

[9] COPEL. *NTC-910900 - Equipotencialização em Instalações Prediais (Recomendações)*. Norma Técnica da Companhia Paranaense de Energia, 2011.

[10] Christoforidis, Georgios et al. "Photovoltaic Power Plants as a Source of Electromagnetic Interference to Metallic Agricultural Pipelines". *ELSEVIER, Direct Science, Procedia Technology*, v. 8, pg. 192-199, 2013.

[11] ET-126. *Fornecimento de Energia Elétrica a Prédios de Múltiplas Unidades Consumidoras*. ENEL. 2019.

[12] Garcia, Felipe Ribeiro Parente. "Análise dos Potenciais Elétricos e Avaliação dos Riscos relacionados às Tensões de Toque e de Passo devidos à Incidência de Descarga Atmosférica em Edificação". *Monografia de Graduação*, 2016, UFC.

[13] Garcia, Felipe Ribeiro Parente e al. "Assessment of risks related to touch and step potentials due to a lightning strike on an edification". *8th International Conference on Lightning Physics and Effects*. Pirenópolis, Brazil, May, 2018.

[14] INPE-ELAT. Grupo de Eletricidade Atmosférica. *Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais*, Acessado em 04/12/2019:

<http://www.inpe.br/webelat/homepage>

[15] *Instalações elétricas*. Cotrim, Ademaro Alberto Machado Bittencourt. Editora Pearson Prentice Hall do Brasil. 2009, São Paulo, SP.

[16] NEC. *National Electrical Code*. USA. National Fire Protection Association, NFPA, 2013.

[17] Santos, Sergio Roberto. *Sua majestade, o BEP*. Revista O Setor Elétrico, edição 2018.

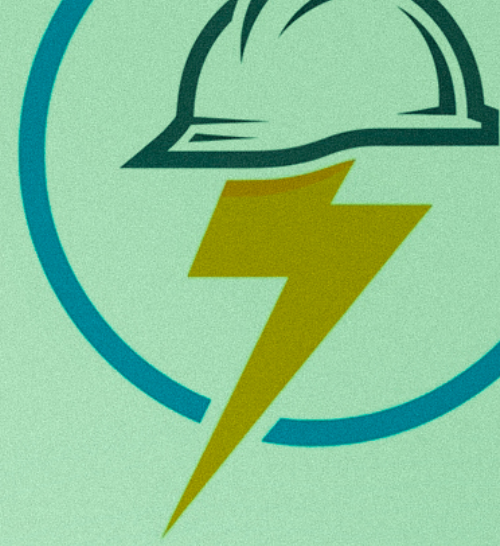
Acessado em 25/05/2021 de:

<https://www.osetoreletrico.com.br/sua-majestade-o-bep/>.

[18] Tavares, Swytz Jose Silva et al. "Proteção de sistemas de microgeração solar fotovoltaica contra descargas atmosféricas: uma abordagem técnico-científica". *VII Congresso Brasileiro de Energia Solar-CBENS*, 2020.

[19] Tavares, Swytz Jose Silva et al. "Lightning Protection of Rooftop Photovoltaic Systems: A Scientific Approach". *International Journal of Advanced Engineering Research and Science*, v. 8, fevereiro 2021, IJAERS, p. 2 - 12.

[20] Tavares, Swytz Jose Silva. "Estimativas dos efeitos eletromagnéticos induzidos por descargas atmosféricas em sistemas de microgeração de energia solar fotovoltaica: um estudo de caso da UECE". *Dissertação (Mestrado acadêmico)*. Universidade Estadual do Ceará, UECE, Fortaleza, 2021.



2021 IEEE ESW BRAZIL

ELECTRICAL SAFETY WORKSHOP BRAZIL (ESW BRAZIL)

19 A 21 DE OUTUBRO DE 2021 – VIRTUAL – ON-LINE



Associação Brasileira de
Conscientização para os
Perigos da Eletricidade

