



PROTEÇÃO DE TERRA RESIDUAL EM SISTEMAS INDUSTRIAIS

Como os erros dos TCs de fase afetam a corrente residual responsável por acionar a proteção de terra do sistema elétrico

Fascículos desta edição:

Indústria 4.0: ações em curso para adesão à revolução na distribuição de energia

Segurança em eletricidade: distâncias de segurança estabelecidas pela NR 10


Inovação em distribuição: presente e futuro da geração distribuída

Suplemento Renováveis

Os impactos da inserção de tecnologias de armazenamento de energia no sistema elétrico

Nova coluna: espaço exclusivo para discutir proteção e aterramento





**MAIS QUE
ENERGIA,
DISTRIBUÍMOS
DESENVOLVIMENTO
PARA O BRASIL.**

Reconhecida no mercado de transmissão, a Alubar também possui condutores para todos os empreendimentos de distribuição de energia elétrica.

Nosso portfólio atende projetos elétricos de pequeno e grande porte.

Com tecnologia de ponta e profunda expertise no que fazemos há mais de 20 anos, levamos mais eficiência a importantes empreendimentos da infraestrutura do setor elétrico brasileiro.

De Norte a Sul do Brasil, apoiamos e acreditamos no crescimento de nossos clientes e do Brasil.

www.alubar.net.br

comercial.cabos@alubar.net

 /GrupoAlubarOficial  GrupoAlubar  /GrupoAlubar  /GrupoAlubar  GrupoAlubar





Atitude.editorial
atitude@atituedeeditorial.com.br

Diretores

Adolfo Vaiser
Simone Vaiser

Assistente de circulação, pesquisa e eventos

Henrique Vaiser – henrique@atituedeeditorial.com.br

Marketing e Web

Alessandro Fruk - alphacom@alphacom.com.br

Administração

Paulo Martins Oliveira Sobrinho
administrativo@atituedeeditorial.com.br

Editora

Flávia Lima – MTB 40.703
flavia@atituedeeditorial.com.br

Publicidade

Diretor comercial
Adolfo Vaiser - adolfo@atituedeeditorial.com.br

Contato publicitário

Ana Maria Rancoleta - anamaria@atituedeeditorial.com.br

Direção de arte e produção

Leonardo Piva - atitude@leonardopiva.com.br

Consultor técnico

José Starosta

Colaborador técnico de normas

Jobson Modena

Colaboradores técnicos da publicação

Daniel Bento, Jobson Modena, José Starosta, Luciano Rosito,
Nunziante Graziano, Roberval Bulgarelli.

Colaboradores desta edição

Andrea Sarmento Maia, Aguinaldo Bizzo de Almeida, Arnaldo Rosentino Junior, Carlos Boechat, Daniel Bento, Elbia Gannoun, Fernanda Hein Costa, Filipe Barcelos Resende, Guilherme Ferretti Rissi, Guilherme Daher Oliveira, Gustavo José Luna Filho, Ivan Nunes Santos, Jobson Modena, José Starosta, Luciano Rosito, Luiz Fernando Soares de Souza, Luiz Henrique Alves de Medeiros, Markus Vlasits, Paulo Edmundo da Fonseca Freire, Pedro André Carvalho Rosas, Roberval Bulgarelli, Rodrigo Sauaia, Ronaldo Koloszuk, Victor Baiocchi Riboldi.

A Revista O Setor Elétrico é uma publicação mensal da Atitude Editorial Ltda., voltada aos mercados de Instalações Elétricas, Energia e Iluminação, com tiragem de 13.000 exemplares. Distribuída entre as empresas de engenharia, projetos e instalação, manutenção, indústrias de diversos segmentos, concessionárias, prefeituras e revendas de material elétrico, é enviada aos executivos e especificadores destes segmentos. Os artigos assinados são de responsabilidade de seus autores e não necessariamente refletem as opiniões da revista. Não é permitida a reprodução total ou parcial das matérias sem expressa autorização da Editora.

Capa: www.shutterstock.com/vv | Pand P Studio

Impressão - Grafilar

Distribuição - Correios

Atitude Editorial Publicações Técnicas Ltda.

Rua Piracama, 280, Sala 41
Cep: 05017-040 – Perdizes – São Paulo (SP)
Fone/Fax - (11) 3872-4404
www.osetoreletrico.com.br
atitude@atituedeeditorial.com.br

Filiada à

anatec
www.anatec.org.br



Os impactos da inserção de tecnologias de armazenamento de energia no sistema elétrico; Evolução da capacidade instalada da fonte eólica no país; Energia solar em telhados e pequenos terrenos ultrapassa marca de 400 mil consumidores. Estas e outras notícias sobre as fontes renováveis de energia.

4 Editorial

6 Coluna do consultor

10 Painel de notícias

Eficiência energética pode acelerar recuperação da indústria e comércio; Aneel discute regras do primeiro leilão de transmissão de 2021; TCU determina fim de subsídio que beneficia geração solar distribuída; Engie lança canal digital para negociação e gestão de contratos de energia. Estas e outras notícias sobre empresas, mercado e produtos.

17 Fascículos

Indústria 4.0 e a Transformação Digital

Segurança em Eletricidade

Inovação em Distribuição de Energia - Digitalização, Descentralização e Descarbonização

44 Aula prática

Uma visão sobre a proteção de terra residual em sistemas elétricos industriais.

54 Espaço Aterramento

Sistemas de aterramento de plantas de geração renovável.

56 Espaço SBQEE

Avaliação de perdas em um transformador a seco instalado em subestação subterrânea.

Colunas

58 Jobson Modena - Proteção contra raios

59 Luciano Rosito - Iluminação pública

60 Nunziante Graziano - Quadros e painéis

61 Daniel Bento - Redes subterrâneas em foco

62 José Starosta - Energia com qualidade

64 Roberval Bulgarelli - Instalações Ex



Edição 174

Caro leitor,

Na edição anterior, este editorial anunciava uma grande experiência virtual a ser realizada no final do mês de novembro para o profissional de instalações elétricas. Estávamos falando do Circuito Nacional do Setor Elétrico (CINASE), nosso congresso que, tradicionalmente, visita três ou quatro cidades do país todos os anos levando as principais atualizações técnicas e normativas do setor. Durante alguns meses, trabalhamos por aqui à velocidade máxima, buscamos grandes profissionais do mercado de audiovisual, convidamos especialistas e autoridades do setor elétrico, pensamos em diferentes formas de exposição do conteúdo para não cansar nosso espectador, enfim, direcionamos todos os esforços para oferecer realmente uma grande experiência a quem nos assistia. A expectativa era alta. De todos os lados. Da nossa parte, pesavam tensão e ansiedade pré-evento para que tudo corresse bem e, do lado do público, a agitação era percebida no número de inscrições que só aumentava. Mais de 6.150 inscritos no total.

Conteúdo alinhado, palestrantes posicionados dentro e fora do estúdio, cenário composto, câmeras ligadas e apresentadora no palco. Chegou o Dia D. Estávamos no ar! O desafio era ficar mais de 20 horas ao vivo (somadas as 7 horas diárias de programação nos três dias de evento), ter o menor número possível de falhas técnicas e manter a audiência conectada e engajada. Tarefa fácil? Doce ilusão. Fazer evento presencial sim é mamão com açúcar. Quero ver fazer conferência virtual, ao vivo, em estúdio, com palestrantes que não são do mundo televisivo, integração com feira virtual e técnica perfeita. Pois é, não foi bem assim.

E é por isso que dedico este editorial a todos que tornaram possível a realização do CINASE Digital: produção, palestrantes, toda a equipe de apoio, patrocinadores e instituições apoiadoras. Uma ideia um tanto maluca, com poucos braços, mas que cumpriu a missão de entregar debates riquíssimos e palestras inspiradoras a muitos profissionais técnicos e gestores Brasil afora. Esta, aliás, é a grande vantagem do digital: não existem fronteiras espaciais. Se tem wifi ou um pacote razoável de dados móveis, o céu é o limite. Não fomos perfeitos, mas fomos corajosos. Em um ano singular como este de 2020, ideias que desafiam a normalidade e inovam para cumprir o seu propósito devem ser aplaudidas.

A feira virtual não entrou no ar e, por esta grande falha técnica, pedimos desculpas a todos os patrocinadores que acreditaram no nosso projeto. A exposição ficará disponível a partir de 7 de dezembro e por mais tempo para que o público consiga visitar. Basta acessar www.cinase.com.br/digital

E se você chegou até aqui, aproveite para dar uma espiada no nosso evento, que continua disponível. Acesse o nosso canal no YouTube (www.youtube.com/osetoreletrico), assista à programação e compartilhe com os colegas!

Boa leitura!

Abraços,

Flávia Lima

flavia@atitudeeditorial.com.br



Acompanhe nossas lives e webinars com especialistas do setor em nosso canal no YouTube:
<https://www.youtube.com/osetoreletrico>

AI BOOST

Custo Otimizado da Eletricidade & Segurança Ativa

Com o Sistema de Armazenamento de Energia Inteligente LUNA2000, conectado a inversores solares e os otimizadores de potência SUN2000-450W-P, você tem agora a solução FV inteligente com o mais alto rendimento, que oferece muito mais energia, dia e noite, e proteção ativa contra arcos elétricos.

A solução permite armazenar de 5kWh a 30kWh, por bateria de lítio-ferro fosfato (LiFePO4), o tipo mais eficiente, durável e seguro já lançado.

Além da Inteligência Artificial integrada (AI BOOST), que diferencia todos os produtos Huawei e que permite comissionar, monitorar, gerenciar e até intervir na instalação, por um simples dispositivo de celular.

Segurança, simplicidade e eficiência tem nome.
Huawei

As melhores soluções em iluminação pública e materiais elétricos de média tensão a Exponencial disponibiliza para o mercado.



✕ Luminárias públicas convencionais e com tecnologia LED;

✕ Projetores, reatores e lâmpadas para IP;

✕ Ferragens eletrotécnicas para distribuição de energia;

✕ Cabos de alumínio nu, multiplexados, protegidos e isolados;

✕ Isoladores, para-raios, cruzetas e muito mais.

Tel.: (31) 3317-5150

Rua Titânio, 153, Camargos
Belo Horizonte - Minas Gerais

comercial@exponencialmg.com.br

www.exponencialmg.com.br

Atendimento em todo território nacional



José Starosta é diretor da Ação Engenharia e Instalações e membro da diretoria do Deinfra-Fiesp e da SBQEE. É consultor da revista O Setor Elétrico jstarosta@acaoenge.com.br

Para 2021 o que realmente importa

Neste início de novembro de 2020 de um dos piores anos da história moderna depois da segunda guerra, temos que ir em frente pois “vida que segue”. Como dizem os gurus do copo “meio-cheio”: “vai passar”. Ao menos a desoneração tributária foi mantida proporcionando um pouco mais de fôlego para algumas empresas do nosso setor. Pontos positivos apontam para as boas atividades de alguns setores como agronegócio e de recuperação como a construção civil e setor de serviços, porém, todos pisam em ovos.

O aspecto político-econômico nacional e mundial se arrasta como que em uma agonia interminável, envolvendo as nossas eleições domésticas e a eleição americana e pelo que parece haverá a troca de governo lá no Norte do continente. Se isso se confirmar, nós aqui no Sul seremos pressionados a cuidar um pouco melhor do meio ambiente saindo da situação do faz de conta. Com a prorrogação da definição da MP 998, espera-se que nossos gestores e políticos tenham tempo para pensar e sejam iluminados a entender o que realmente importa, o assunto foi amplamente exposto nesta coluna da edição do mês passado.

Que sejamos iluminados! Tudo passa!

Vamos em frente!

Solução Completa para Painéis Elétricos e Automação



Indústria 4.0 e Conectividade: Te ajudamos com o que há de melhor em tecnologia.


Referência mundial em automação industrial, a Mitsubishi Electric fornece solução completa para qualquer tipo de painel. Desde a família de CLPs, servo motores e acionamentos, inversores de frequência, interfaces homem máquina (IHMs) e sistemas supervisórios até a completa linha de produtos de baixa tensão, composta por disjuntores, contatores, relés de sobrecarga e multimedidores, proporcionando uma solução completa para diversos tipos de indústrias, concessionárias e aplicações prediais.

São produtos de alta qualidade, fabricados no Japão, com a mais alta tecnologia e inovação atendendo inúmeros clientes de todos os segmentos.

Tudo isso, com o apoio de uma vasta rede de distribuidores e integradores de sistemas ao redor do país. Acesse os nossos canais de comunicação e conheça mais.



 mitsubishielectric.com.br/ia

 (11) 4689-3000

 mitsubishielectric.com.br/facebook

 mitsubishielectric.com.br/instagram

 mitsubishielectric.com.br/linkedin

 mitsubishielectric.com.br/youtube



CINASE Digital

recebeu mais de 50 especialistas
e autoridades do setor elétrico

Ao vivo por 21 horas, o evento trouxe à luz do debate os temas
mais relevantes para a engenharia elétrica, somando mais de 8 mil
visualizações



O tradicional Circuito Nacional do Setor Elétrico (CINASE) aconteceu nos últimos dias 24, 25 e 26 de novembro em um formato diferente e inovador. A conferência, que, normalmente, é realizada anualmente de forma presencial em três ou quatro cidades do país, neste ano de 2020, por conta da pandemia e do distanciamento social, aconteceu em edição única totalmente digital e com um formato novo e inovador transmitido diretamente de um estúdio de tevê.

Ao vivo por mais de 21 horas durante os três dias de realização, o CINASE Digital reuniu mais de 50 palestrantes, que discutiram temas, como: inovação, eficiência energética, expansão das fontes renováveis de energia, segurança do trabalho, painéis e arco elétrico, proteção e aterramento, redes subterrâneas, iluminação e outros. Além disso, os patrocinadores do evento também contribuíram com conteúdo, apresentando suas inovações de forma técnica e prática. O evento, que continua disponível no YouTube, já soma mais de 8 mil visualizações.

"Descobrimos, com o CINASE Digital, que não há distância para o compartilhamento de conhecimento. O evento foi realmente o ponto de encontro do setor elétrico em 2020. Foi um projeto audacioso e inovador, em que enfrentamos diversos desafios. Essa transição nos custou noites mal dormidas, muita ansiedade, muito planejamento e jogo de cintura. Mas, agora, que tudo terminou, vendo a audiência e o engajamento do público, chegamos à conclusão de que esse resultado compensou totalmente os esforços dos dias que antecederam a sua realização. Conseguimos atingir o nosso objetivo de levar conhecimento, fortalecer e ampliar o mercado de energia elétrica levando informação de qualidade para a liderança das organizações", avalia Simone Vaiser, sócia-diretora do CINASE.

Conteúdo

A programação do evento foi aberta com uma discussão sobre inovação no setor de distribuição de energia, com a participação de executivos das concessionárias Copel, Cemig, CPFL, Neoenergia, EDP, Light e a Associação Brasileira de Distribuição de Energia (Abradee). A partir disso, o evento percorreu toda a cadeia da energia elétrica com temas que transitam entre a geração até os pormenores da instalação elétrica final de média e baixa tensão. O participante teve acesso a palestras sobre fontes renováveis de energia, subestações elétricas, redes subterrâneas, proteção e aterramento, eficiência energética, segurança do trabalho, iluminação, entre outros temas relevantes, sempre acompanhando as tendências e evoluções normativas e tecnológicas do setor.

"Neste momento de grandes incertezas pelo qual o mundo passa também nos sentimos desafiados a inovar e continuar fomentando as discussões que o mercado precisa ter para continuar a sua trilha de crescimento, ainda que em um ritmo menos acelerado. Este mundo pandêmico nos ensinou novas formas de pensar, de se comunicar e também de fazer negócios. Nos adaptamos para atender às novas necessidades do cenário atual e o resultado é este evento com uma configuração totalmente inovadora e ousada", analisa Adolfo Vaiser, sócio-diretor do CINASE.

O evento contou com o patrocínio de importantes empresas do setor elétrico, como ABB, Baur do Brasil, Chardon, Clamper, Cordeiro, Cross

Fox, Embrastec, Engerey, Finder, Frontec, Gimi, Huawei, Grupo Intelli, Onix, RDI Bender, Reymaster, Romagnole, S&C, SEL, Siemens, Techno, Temon Engenharia, Tecnowatt, Trael, Tramontina e Weg.

Por conta de problemas técnicos, infelizmente, a feira virtual, não ficou disponível durante a realização do congresso, mas a organização está trabalhando para que a exposição esteja aberta para visitação durante 10 dias a partir do dia 7 de dezembro. Acesse o site do evento para acompanhar: www.cinase.com.br/digital

CINASE Digital no ar!

100% do conteúdo está disponível gratuitamente no canal da Revista O Setor Elétrico no YouTube. Acesse: www.youtube.com/osetoreletrico

CINASE DIGITAL 1º DIA

Painel sobre inovação na distribuição e geração distribuída
Painel sobre fontes renováveis de energia
Palestra sobre eficiência energética
Painel sobre eficiência energética com MME, EPE e consultores
Módulo mobilidade elétrica com GM, FCA, ABVE e Senai PR

CINASE DIGITAL 2º DIA

Palestra sobre Transição Energética
Painel de debate sobre digitalização do setor elétrico
Palestra sobre Proteção e manutenção em sistemas elétricos
Painel de debates sobre proteção e seletividade
Palestra sobre redes subterrâneas
Painel de debates sobre desafios para a expansão das redes subterrâneas
Palestra sobre os perigos do arco elétrico
Mesa redonda sobre painéis elétricos, arco elétrico e EPI
Debate e Talk Show sobre aterramento e proteção contra descargas atmosféricas

CINASE DIGITAL 3º DIA

Palestra sobre Indústria 4.0
Painel de debates sobre Internet das Coisas nas instalações elétricas e a transformação digital
Palestra sobre a revisão da ABNT NBR 5410
Painel de debates sobre a revisão da norma de instalações elétricas de baixa tensão
Painel Tecnologia - O futuro da mão de obra na engenharia e na geração distribuída de energia solar fotovoltaica
Palestra Iluminação pública
Painel de debates sobre os desafios da iluminação pública e a telegestão, com Abilux, Procel/Eletrobrás, Aneel e IEEE
Painel sobre o futuro da engenharia elétrica com Abracopel, ABEE e CREA.

Eficiência energética pode acelerar recuperação de indústria e comércio no pós-pandemia

Com uso consciente de energia, empresas reduzem o consumo em até 50% e aumentam produtividade do negócio

Com a flexibilização das medidas de isolamento implementadas para a contenção da Covid-19, o mercado vem dando os primeiros sinais de recuperação. O volume de vendas do comércio varejista já retomou o patamar do início do ano, mas 65% de um total de 2,3 milhões de empresas comerciais e de serviços afirmam ainda estar amargando os impactos negativos da pandemia, segundo dados do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE). Somado à necessidade de reduzir os impactos dos reajustes nas tarifas de energia, que vão desde os simbólicos 0,09% no Maranhão até 6,6% na Paraíba e 10,32% no Espírito Santo, a procura por soluções que permitam economia deve impulsionar a demanda por projetos de eficiência energética.

Atualmente, o setor industrial é responsável por cerca de 41% do consumo de energia elétrica do Brasil, com 573 mil unidades consumidoras, e, de acordo com a Confederação Nacional da Indústria (CNI), a energia total gasta com motores elétricos, refrigeração, ar-comprimado e iluminação pode representar mais de 50% dos custos com energia elétrica de uma empresa, fazendo com que o consumo eficiente se torne uma prioridade. Para se ter uma ideia, um motor de alto rendimento consome entre 20% e 30% menos energia do que um motor tradicional; já para climatização, a troca de um sistema antigo por um novo pode representar economia de 30% a 50%; enquanto a substituição de lâmpadas tradicionais por tecnologia Led pode resultar em uma economia de 90%.

De acordo com Marcel Haratz, CEO da Nexway Eficiência, o projeto de eficiência energética é personalizado e leva em consideração a estrutura e as principais necessidades do negócio. “Quando trocamos a instalação de compressores de ar, por exemplo,



além de uma grande redução no consumo de energia direta no equipamento, obtemos maior confiabilidade no processo produtivo, uma vez que equipamentos mais novos tem menos paradas não programadas. Sem falar nos custos com manutenção corretiva, que também são reduzidos”, afirma.

“A prerrogativa dos projetos de eficiência energética é produzir mais com menos recursos. Isso consiste em eliminar focos de desperdício e substituir equipamentos ultrapassados por mais modernos, resultando em maior produtividade”, comenta Frederico Araújo, presidente da Associação Brasileira das Empresas de Serviços de Conservação de Energia (Abesco). Segundo estimativas da entidade, eficiência energética pode resultar em uma economia anual de R\$ 4 bilhões para a indústria e R\$ 2,4 bilhões para o comércio brasileiro.

Além da atratividade econômica, os projetos de eficiência energética oferecem mais sustentabilidade às operações. “Todos os projetos de eficiência energética reduzem

as emissões de CO₂, reduzindo a pegada de carbono das empresas e contribuindo não só para a sustentabilidade do negócio, mas do meio ambiente. Eficiência energética deve ser o primeiro passo para otimizar o consumo e os gastos com energia elétrica. Quando o consumidor reduz o desperdício, a economia é garantida”, comenta Haratz.

A eficiência energética vem se popularizando nos últimos anos, mas o Brasil segue sendo um dos que menos investe na modalidade: é o 13º do ranking mundial, com US\$ 3,26 per capita, enquanto na Alemanha, no topo do ranking, o investimento é quase 100 vezes maior (US\$ 318,49 per capita). O desperdício de energia ainda é uma realidade no país: estima-se que, entre indústria e comércio, mais de 23TWh sejam desperdiçados todos os anos – o que representa 29% da geração de Itaipu em 2019. “É preciso ampliar a conscientização dos consumidores e das empresas. Desperdício de energia significa desperdício de recursos, e investir em eficiência energética é investir em produtividade”, conclui Frederico Araújo.

Múltiplas **soluções,** um único **fornecedor.**

Seja qual for o seu projeto, nós temos a solução. Variedade, quantidade, ótimas condições comerciais e logística nacional.

**Com a Onix sua rede elétrica
estará sempre segura.**



Redes
aéreas



Iluminação
Pública



Redes
Subterrâneas



Transmissão

Aneel debate regras do primeiro leilão de transmissão de 2021

Minuta do edital ficará em consulta pública até 08 de janeiro de 2021 para receber sugestões da sociedade

A Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) abriu consulta pública para receber sugestões da sociedade para o edital do Leilão de Transmissão nº 1/2021, previsto para junho de 2021. O certame vai contratar 524 km de novas linhas de transmissão e 2.570 MVA em capacidade de transformação, com investimento de R\$ 1,02 bilhão e geração de 2.040 empregos diretos. A previsão é de novas instalações de transmissão em seis estados do país: Acre, Rondônia, Rio de Janeiro, Mato Grosso, Tocantins e São Paulo.

A minuta do edital ficará em consulta pública até 8 de janeiro de 2021. As contribuições à consulta pública podem ser encaminhadas ao e-mail cp071_2020@aneel.gov.br ou por correspondência ao endereço da Agência: (SGAN, Quadra 603, Módulo I, Térreo, Protocolo Geral, CEP: 70.830-110, Brasília - DF). Veja detalhes das obras no quadro a seguir:

Veja os detalhes das obras por lote:

Lote	Descrição	UF	Prazo (meses)	Função dos empreendimentos
1	- LT 230 kV Abunã - Rio Branco, C3, com 303 km; - SE 230/138 kV Tucumã - 1 x 120 MVA; - Trechos de LT 230 kV entre a SE Tucumã e a LT 230 kV Abunã - Rio Branco, C2, com 2 x 43 km.	AC/RO	60	Solução estrutural para o sistema de transmissão que permita, no longo prazo, o pleno atendimento à carga de Rio Branco, e posteriormente das demais localidades no estado do Acre que venham a ser integradas ao SIN.
2	- LT 345 kV Venda das Pedras – Sete Pontes, C1 e C2, CD, com 40 km; - LT 345 kV Comperj – Venda das Pedras, C1 e C2, CD, com 16 km; - SE 345/138 kV Sete Pontes - (6+1 res.) x 200 MVA;	RJ	60	Atendimento às cargas nas regiões de Niterói, Magé e São Gonçalo.
3	- SE 500/138 kV Cuiabá Norte - (3+1 res.) x 250 MVA; - Trechos de LT 500 kV entre a SE Cuiabá Norte e a LT Jauru – Cuiabá, C2, com 2 x 1,5 km.	MT	42	Ampliação da rede de transmissão para atendimento à Cuiabá, Estado do Mato Grosso.
4	- SE 230/138 kV Gurupi - novo pátio em 138 kV e transformação 230/138 kV - 2x100 MVA.	TO	36	Suprimento à Região de Gurupi, Estado do Tocantins.
5	- SE 230/88 kV Dom Pedro I - (6+1 res.) x 50 MVA; - Trechos de LT 230 kV entre a SE Dom Pedro I e a LT 230 kV São José dos Campos - Mogi das Cruzes, C1, com 2 x 10 km.	SP	42	Atendimento adequado ao sistema de DIT 88 kV da região industrial de Mairiporã, Jaguari e São José dos Campos.

TCU determina fim de subsídio que beneficia geração solar distribuída

Para Absolar, decisão parte de premissas ultrapassadas que não refletem as atuais discussões entre o Congresso Nacional, a agência reguladora (Aneel) e os agentes do setor

O Tribunal de Contas da União (TCU) decidiu, em meados de novembro de 2020, que a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) tem até 90 dias para apresentar um plano de ação para acabar com a diferença tarifária dos consumidores de geração distribuída. Atualmente, o micro ou minigerador é isento de pagar o uso e encargos setoriais pela rede distribuição – valor que é repassado aos outros consumidores, que não geram a própria energia. Com a decisão do tribunal, os consumidores que tenham geração distribuída conectada ao sistema, como placas fotovoltaicas, devem passar a pagar.

De acordo com a Associação Brasileira de Energia Solar (Absolar), a decisão parte de premissas ultrapassadas e parciais sobre os benefícios da geração distribuída para a sociedade como um todo. Segundo a entidade, em que pese o acórdão trazer manifestação extensa do órgão sobre o tema, a decisão específica do TCU foi apenas a de determinar um prazo de 90 dias para que a Aneel apresente um plano de ação referente à revisão da Resolução Normativa 482, de 2012. “Desta forma, não há nenhuma exigência do TCU sobre o fim dos

incentivos no sistema de compensação da geração distribuída, já que o órgão de controle externo não possui prerrogativa de retirar da Aneel a discricionariedade sobre como serão tratadas as atualizações regulatórias por parte da agência, nem tampouco determinar quando e como as mudanças de resolução devem ser concluídas”, explica Bárbara Rubim, vice-presidente de geração distribuída da Absolar.

“Além disso, a decisão do TCU é problemática porque toma por base argumentos unilaterais e que não refletem as atuais discussões entre o Congresso Nacional, a agência reguladora (Aneel) e os outros agentes do setor”, acrescenta.

Segundo a executiva, a revisão da Resolução Normativa 482 está sendo discutida entre o setor, a Aneel e o Congresso Nacional há mais de um ano. “De lá para cá, a sociedade tem demandado cada vez mais fortemente que haja o reconhecimento de todos os atributos e benefício trazidos pela geração distribuída ao país. A partir do momento em que o TCU desconsidera tudo isso, se desconecta de todo o contexto político e social atual”,



aponta Bárbara.

Entre os benefícios que devem ser incorporados, destacam-se a atração de capital privado, aumento na arrecadação pública, diversificação da matriz elétrica, redução de emissões de gases de efeito estufa, geração de emprego e renda, postergação de investimentos em transmissão e distribuição de eletricidade e alívio das redes pelo efeito vizinhança, entre diversos outros.

“A discussão da microgeração e minigeração distribuída deve, portanto, partir de uma avaliação mais ampla da modalidade, focada nos benefícios proporcionados pelo segmento à sociedade brasileira como um todo, incluindo aspectos econômicos, sociais, energéticos, ambientais e climáticos”, conclui.

A ENERGIA É O QUE NOS MOVE.



Engie lança canal digital para negociação e gestão de contratos de energia no mercado livre

Plataforma online pode ser utilizada por todos os agentes do mercado e tem o objetivo de proporcionar mais conveniência, facilidade e segurança na compra e gestão de energia

A Engie Brasil Energia anuncia o lançamento do seu canal digital de energia. Batizada de Energy Place, a plataforma inovadora foi desenvolvida para simplificar a negociação e gestão de contratos de energia no Mercado Livre e representa mais um passo da empresa na sua jornada para a digitalização, logo após o recente lançamento do E-conomiza, em julho, plataforma dedicada para o segmento varejista que agora se integra ao Energy Place.

O Energy Place nasce como uma plataforma digital online que une a Engie a clientes, gestoras, consultorias e quem ainda não é cliente da empresa. Além de um e-commerce de energia, a ferramenta foi desenvolvida para prover informações, histórico de consumo e funcionar como um canal de relacionamento e atendimento 100% digital.

Por meio de cadastro simples na ferramenta, agentes do mercado livre, como geradores, comercializadores, consumidores livres e especiais, podem ter acesso ao Energy Place. A plataforma permite que as negociações e fechamentos para a compra de energia sejam realizados de forma mais segura e rápida, e com maior transparência para todos os envolvidos.

O Energy Place foi desenvolvido para melhorar a experiência dos clientes em toda a sua jornada de compra. “Queremos atender nossos consumidores de maneira integrada para os diferentes momentos de sua jornada. Da opção



digital ao atendimento personalizado do nosso time de especialistas em energia, no curto ou longo prazo. A ferramenta foi pensada e ajustada para colocar à disposição do mercado o atendimento adequado em cada etapa do processo e para cada tipo de cliente”, destaca o gerente de Inteligência de Mercado e Marketing da Engie Brasil Energia, Maury Garrett.

Para as gestoras e clientes da Engie, o Energy Place permite a visualização dos dados contratuais dos seus clientes: dados de fornecimento, unidades consumidoras, garantias financeiras, acompanhamento do consumo e comparação com o contratado. Também será possível

realizar abertura de chamados com a ENGIE para interação com os especialistas da empresa para tratar de assuntos como faturamento, contrato, sazonalização e migração. E, ainda, a compra de energia para fechamento de mês.

O lançamento do Energy Place surge na esteira do crescimento do mercado livre de energia no Brasil, que aumenta a cada ano e fechou 2019 com um volume de operações 6% superior ao de 2018, movimentando R\$ 134 bilhões. É um segmento que já representa 30% de toda energia elétrica consumida no País, segundo dados da Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia (Abraceel).

Neoenergia renova iluminação de escolas públicas em quatro estados

Mais de 65,5 mil lâmpadas foram trocadas pelo modelo de Led, garantindo uma economia média de 40% no sistema de iluminação



A substituição de lâmpadas incandescentes, fluorescentes ou halógenas por modelos de Led representa uma economia média de 40% no sistema de iluminação de um imóvel. Com o objetivo de levar essa eficiência a escolas estaduais e municipais, a Neoenergia trocou, de janeiro a setembro deste ano, 65.588 lâmpadas em 326 unidades de ensino públicas de quatro estados na sua área de concessão – Bahia (Coelba), Pernambuco (Celpe), Rio Grande

do Norte (Cosern) e São Paulo (Elektro). A ação faz parte do projeto de efficientização de edificações, que integra o Programa de Eficiência Energética, regulado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel).

As lâmpadas de Led têm fluxo luminoso igual ao das fluorescentes, mas consomem menos energia. "A economia de energia beneficia as escolas com a redução da fatura de energia e a adoção de práticas

mais sustentáveis. Com a troca das lâmpadas, estamos contribuindo com a preservação do meio ambiente e dando o exemplo para as futuras gerações que estão sendo formadas nessas instituições", afirma a gerente de Eficiência Energética da Neoenergia, Ana Christina Mascarenhas.

No projeto, além da substituição das lâmpadas ineficientes por modelos de Led, são realizadas palestras para representantes das escolas sobre uso eficiente da energia e segurança com aparelhos elétricos. O objetivo é de que esse conhecimento seja disseminado nas instituições, estimulando o consumo consciente de energia em toda a comunidade escolar.

Escolas públicas ou sem fins lucrativos de caráter essencialmente filantrópico ou assistencial podem se inscrever para receber as ações por meio do e-mail eficiencia@neoenergia.com e aguardar a avaliação técnica. Para ser beneficiada no âmbito do projeto, a instituição deve funcionar em local próprio, localizado nos municípios de concessão das distribuidoras da Neoenergia.



Soluções à prova d'água (IP68)
Resistente à temperaturas altas/ baixas (-40 +125)
Pressão água fria e quente até 85°C (IP69K)
Alta confiabilidade em processos industriais
Menor tempo de instalação e substituição

mario.adinolfi@technodobrasil.com.br | +55 41 98717 7000
www.technodobrasil.com.br | @technodobrasil



IP66 IP68 IP69K

Relé de transferência de barramento de motores

selinc.com/pt/

A SEL apresenta ao mercado o relé de transferência de barramento de motores SEL-700BT, equipamento que mantém processos críticos online transferindo o barramento de motores instantaneamente para uma fonte auxiliar quando ocorre uma falha na fonte primária. O relé oferece recursos de transferência de alta velocidade e recursos de proteção avançados em um único dispositivo, simplificando o esquema de proteção do barramento do motores. De acordo com a empresa, o equipamento agiliza o comissionamento com lógica de transferência integrada e telas (bay control) pré-configuradas. O relé também possui uma interface intuitiva com tela touchscreen colorida, protocolos de comunicação avançados e um formato compacto para facilitar a instalação e o uso diário.



Lâmpadas tubulares e bulbo a Led

www.soprano.com.br

A Soprano está ampliando sua linha de lâmpadas tubulares, lâmpadas bulbo e lançando suas lâmpadas super bulbo. Entre alguns dos diferenciais dos produtos estão a opção de 600 mm e de 1200 mm para os modelos tubulares e garantia de 25.000 horas (cerca de três anos) de uso. Alinhados a conceitos de versatilidade e eficiência energética, os itens podem ser utilizados em substituição às lâmpadas fluorescentes (aproveitando a mesma base, apenas com a retirada do reator) tanto em ambientes comerciais como em residências, pois possuem duas temperaturas de cor (branco frio e outra em tom branco neutro).

Já para as lâmpadas bulbo de 12W, 15W, 20W, 30W, 40W e 50W segue a garantia de 25.000 horas (cerca de 3 anos) de uso. Podem ser utilizadas em substituição às lâmpadas fluorescentes e incandescentes, utilizando a mesma base (E27) tanto em ambientes comerciais como em residências, com temperatura de cor branco frio (6500k).



CLPs para indústria 4.0

<https://conteudo.br.mitsubishielectric.com/iq-r>

A tradicional multinacional japonesa Mitsubischi Electric apresenta ao mercado sua linha de CLPs (Controlador Lógico Programável) mais apropriada para as demandas da Indústria 4.0. A série MELSEC iQ-R possui alta flexibilidade de configuração, entre eles, o módulo MES (Manufacturing Execution System) que permite conectar o CLP diretamente com os bancos de dados de TI de forma fácil e prática. Essa troca de informações entre o chão de fábrica e o banco de dados corporativo pode ser feita com as bases mais utilizadas na indústria, como: Oracle®, SQL Server®, Microsoft Access®, MySQL® e PostgreSQL. Dessa maneira, o produto elimina a necessidade de um conversor intermediário ou programas adicionais, reduzindo em até 65% o custo do sistema e tempo de desenvolvimento quando comparado aos servidores convencionais.



INDÚSTRIA 4.0 E A TRANSFORMAÇÃO DIGITAL

18 CARLOS BOECHAT

Capítulo VII - Ações em curso para adesão à Revolução 4.0 na distribuição de energia elétrica

- Robotic Process Automation (RPA)
- Network Digital Twin da América do Sul
- Economia digital

SEGURANÇA EM ELETRICIDADE

22 AGUINALDO BIZZO DE ALMEIDA

Capítulo VII - Análise das distâncias de segurança estabelecidas pela NR 10

- Zona de risco
- Zona controlada
- Zona Livre
- Instalações segregadas

INOVAÇÃO EM DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA

26 DANIEL BENTO

Capítulo VII - Presente e futuro da geração distribuída

- Atual cenário regulatório
- Perspectivas de crescimento
- Problema regulatório
- Próximos passos da GD

Por Francisco M Pires Neto*

Capítulo VII

Ações em curso para adesão à Revolução 4.0 na distribuição de energia elétrica

A aplicação do conceito indústria 4.0 na área de distribuição de energia elétrica no Brasil

Este é o sétimo capítulo de oito que publicaremos em 2020. Quem desejar colaborar com algum tema e conteúdo técnico, por gentileza, entre em contato com Carlos Eduardo Boechat, responsável pelo fascículo de Indústria 4.0 e Transformação Digital. Contatos: +55 11 93030-1805 / 31 99393-1670 carloseduardoboechat@gmail.com / carlos.boechat@accenture.com



As concessionárias de distribuição de energia elétrica, atendendo aos contratos de concessão e regulamentação do setor elétrico, desenvolvem e fomentam projetos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) e Eficiência Energética (EE), com estreita fiscalização e regulamentação dos investimentos acompanhados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), incentivando a busca constante por inovações necessárias para enfrentar os desafios do setor de energia elétrica, seja promovendo o uso eficiente e racional da energia

elétrica, seja associado às ações de combate ao desperdício. O objetivo é promover o desenvolvimentos de novas ferramentas de “smart grid”, “smart metering”, sistemas para apoio ao planejamento, a operação e a manutenção dos ativos, entre outros projetos.

Esses investimentos foram mapeados por um trabalho denominado Redes Elétricas Inteligentes (REI) – diálogo setorial Brasil União Europeia – MCTIC, que indicava no Brasil o desenvolvimento de projetos na área de smart grid e smart metering. Os principais projetos-

piloto eram: Eletrobras Amazonas Energia, em Parintins (AM); Celpe (Neoenergia), em Fernando de Noronha (PE); Cemig, em Sete Lagoas (MG); Ampla (Enel RJ), em Búzios (RJ); Light, no Rio de Janeiro (RJ); EDP, em Aparecida do Norte (SP); Eletropaulo (Enel SP), em Barueri (SP); e Elektro (Neoenergia), em São Luiz do Paraitinga (SP).

Foram analisados diversos fatores e características de cada um dos projetos e classificados como Pioneiros: Cemig, Light, EDP SP e Eletropaulo (Enel SP). Demonstrativos: Ampla (Enel RJ), Coelce (Enel CE), Elektro (Neoenergia), CPFL, Celpe (Neoenergia), EDP ES, Copel, Eletrobras Amazonas. Iniciantes: Copel, Eletrobras Amazonas. Investigadores: Celesc, Coelba (Neoenergia), CEEE, AES Sul e Celpa (Equatorial). Iniciantes: CEB, CEAL, Cemar (Equatorial), Celg (Enel GO), Ceron, Cepisa, Eletroacre, Enersul (Energia MS), entre outros.

Com a divulgação esperava-se que este Relatório Final do Diálogo Setorial em REI, coordenado pelo MCTIC, pudesse mobilizar ações de outros atores governamentais, bem como empresariais e acadêmicos. Com esta publicação, o MCTIC contribui para o desenvolvimento das REIs no país e antevê a aceleração das políticas públicas nessa área.

Mais recentemente, reunidos no IT Fórum 2018, considerado um dos principais eventos para lideranças das áreas de TI e Telecomunicações, diretores e presidentes de algumas das empresas que mais investem em tecnologia foram convidados a integrar o Movimento Brasil Digital, iniciativa que visa a transformar o país em uma referência em inovação e inclusão digital. Juntos, eles redigiram uma carta aberta sugerindo iniciativas de incentivo à transformação digital em quatro pilares: governo; infraestrutura; educação e empreendedorismo.

Durante a cerimônia de abertura do evento – da qual participaram o neurocientista Miguel Nicolelis, o economista Eduardo Giannetti e o secretário de Políticas Digitais do Ministério da Ciência e Tecnologia (MCTIC), Thiago Camargo – Adelson Sousa, presidente-executivo da IT Mídia, e Miguel Setas, presidente da EDP Brasil, anunciaram a fundação do Movimento, por meio da união entre o Pacto Empresarial Brasileiro pela Digitalização Humanizada do Trabalho, promovido pela EDP, Ernst Young (EY), Korn Ferry e FIAP e o Manifesto Nação Digital, liderado pela IT Mídia e Fundação Dom Cabral.

O intuito é preparar a sociedade para as profissões do futuro de forma humanizada, gerando ocupações qualificadas e garantindo um crescimento econômico sustentável no Brasil.

Inicialmente foi necessário entender o nível de prontidão do Brasil para a transformação digital, como também em oito países: Alemanha, Austrália, Canadá, Espanha, Índia, México, Reino Unido e Suécia. Foi elaborado um documento, pelos participantes do Movimento Brasil Digital, com propostas que foram entregues aos candidatos à presidência (2018).

O Movimento Brasil Digital destaca que o Brasil tem uma oportunidade única de ocupar posição de destaque no novo mundo digital. Para isso, entretanto, é preciso atacar problemas históricos e preparar pessoas, empresas e governo para a Indústria 4.0, de modo que

CABBO

ENERGIA

SOLUÇÕES PARA O SISTEMA ELÉTRICO DE ENERGIA



PRINCIPAIS CLIENTES



CONTATO

(48) 3371-6775

Rua Dom Jaime Câmara, 170 - Sala 901/902 - Centro
Florianópolis - SC, Brasil - CEP: 88015-120

comercial@cabboenergia.com.br cabboenergia.com.br

o país seja não apenas beneficiário, mas criador de novas tecnologias.

De acordo com as informações atualizadas nos sites de Grupo de Acionistas que detém concessões na área de distribuição de energia elétrica no Brasil, a EDP aparece como pioneira no uso de Robotic Process Automation (RPA) no setor de utilities. A Companhia criou o Centro de Excelência em Robotização (CER), que funciona como um núcleo de treinamento para que os colaboradores desenvolvam suas capacidades e aprendam a implementar a digitalização nas diferentes áreas.

"O mercado de trabalho sofrerá mudanças profundas nos próximos anos e devemos estar preparados para conduzir esse movimento de modo que as pessoas sejam sempre prioridade nas deliberações sobre inovações tecnológicas. O Pacto é um compromisso para a adoção das melhores práticas nas relações entre empresas, colaboradores e tecnologia", afirmou Miguel Setas, presidente da EDP no Brasil.

A EDP ambiciosamente implementou um plano de transformação digital, tendo se tornado a empresa pioneira em robotização no setor, com 130 processos de negócios administrativos robotizados.

Dentre os possíveis processos robotizáveis incluso no projeto de P&D da EDP, estão:

- Saneamento de inconsistências nos cadastros técnicos e comerciais das distribuidoras;
- Apoio no processo de operação das redes de distribuição;
- Direcionamento e refinamento de ações de recuperação de receitas nas distribuidoras;
- Gestão de ativos, incluindo atividades de O&M;
- Atendimento a consumidores e aspectos regulatórios.

Já o CEO da Neoenergia, Mario Ruiz-Tagle, em uma apresentação no Encontro Nacional de Agentes do Setor Elétrico, afirmou que as empresas distribuidoras de energia vão ampliar a oferta de serviços e o relacionamento com os clientes diante da transformação tecnológica do setor, cujos vetores são a digitalização, a descentralização e descarbonização – pilares da transição energética em curso.

"As empresas precisam absorver e internalizar as mudanças tecnológicas, tais como investimentos na digitalização da rede e fluxos de energia descentralizados, utilizando ferramentas de big data para transformar dados em conhecimento e criar valor", destacou Mario, no fórum de CEOs do setor, durante o Encontro Nacional de Agentes do Setor Elétrico (ENASE).

Para o CEO da Neoenergia, a digitalização e outros investimentos nas redes de distribuição "são a espinha dorsal desta mudança, e a infraestrutura deve estar preparada para absorver estas inovações", instrumentos importantes na modernização do setor elétrico – tema do ENASE neste ano. "Para termos um mundo digital, precisamos de energia elétrica em caráter universal. Essa é a base. Precisamos de uma rede robusta, com os incentivos para uma adequada remuneração dos investimentos", afirmou o executivo.

A Neoenergia tem investido cada vez mais em inovação para

absorver as mudanças tecnológicas e beneficiar seus consumidores, por meio de iniciativas como a modernização do relacionamento com o cliente, a ampliação de redes inteligentes, a utilização de sensores e aplicação de tecnologia de big data para o combate às perdas, medidores de consumo inteligentes, projetos de armazenamento de energia e microrredes para sistemas isolados e mobilidade (carregadores para veículos elétricos).

A Enel destaca o projeto a ser implantado na Vila Olímpia em São Paulo, que até a década de 1930 era um distrito rural e marginal da área metropolitana de São Paulo, sendo conhecido como o "Vale do Silício" da cidade. Estamos falando do bairro da Vila Olímpia, um dos principais centros financeiros do Brasil e, mais importante ainda, um modelo para o distrito de alta tecnologia de ponta do futuro. E agora será ainda mais, graças a um novo projeto da Enel com um nome futurista: Urban Futurability.

No centro da iniciativa está a criação do primeiro Network Digital Twin da América do Sul. O Twin é um modelo digital 3D que replica fielmente a infraestrutura elétrica local, desde elementos físicos individuais até a dinâmica mais complexa de seu funcionamento. A simulação é possibilitada por uma rede de cerca de 5.000 sensores instalados na rede real, cada um comunicando informações sobre o status da rede em tempo real ao distribuidor e às partes interessadas locais.

O Network Digital Twin é um exemplo da tecnologia da Indústria 4.0 que abrange automação de rede, inteligência artificial, internet das Coisas e modelagem 3D. É uma tecnologia "boa" porque melhora a qualidade do serviço, por exemplo, facilitará as inspeções da rede, que serão realizadas com a ajuda da realidade aumentada, assim como a transição da manutenção corretiva, que envolve reparos rápidos para a manutenção preventiva, que pode identificar um risco antecipadamente e agir de acordo com as necessidades.

A localização geográfica também foi uma escolha consciente. O Brasil é o maior país da América do Sul e um dos nossos mercados que mais crescem. São Paulo é a capital econômica do país e a maior cidade do hemisfério sul. Além disso, ele tem mais clientes da Enel do que qualquer outra cidade do mundo - mais de sete milhões. Vila Olímpia é um dos bairros mais modernos e de alta tecnologia de São Paulo: a base perfeita para exportar um exemplo positivo para o resto do continente. De fato, segundo Livio Gallo, CEO da Enel, "megalópoles como São Paulo podem atuar como laboratórios vivos da revolução conhecida como Energy 4.0".

As cidades são responsáveis por dois terços do consumo de energia do mundo e 70% de suas emissões de CO2. Eles também são particularmente vulneráveis aos efeitos da crise climática. Como Gallo coloca: "As redes de eletricidade são as infraestruturas urbanas mais importantes, portanto, é vital torná-las mais flexíveis para aumentar a resiliência geral das cidades. Nesse sentido, o Digital Twin também nos ajuda a entender como as redes podem reagir de maneira mais eficaz a incidentes imprevistos, como eventos climáticos extremos que estão se tornando cada vez mais frequentes e intensos".

Posteriormente, serão implementadas soluções adicionais relacionadas à eficiência e sustentabilidade na Vila Olímpia, além de uma rede de infraestrutura, serviços de veículos eletrônicos e um sistema de iluminação pública inteligente desenvolvido pela Enel X. Garantir que o distrito do futuro tenha um futuro sustentável.

Certamente há outros grupos de empresas fazendo projetos com o conceito de indústria 4.0 ou como dito pelo CEO da Enel: Energy 4.0 preparando as concessionárias para a revolução em curso.



Figura 1 - Centro de operação de concessionária de energia elétrica.

Há de ser considerado pelos CEOs das empresas que os investimentos massivos trarão expressivas reduções de custos que impactam diretamente nas contas de OPEX e elevam os resultados líquidos de lucratividade.

De acordo com a McKinsey, a transformação digital das utilities pode levar à redução de até 25% em despesas operacionais e ganhos entre 20% e 40% em áreas como segurança, confiabilidade, satisfação do usuário e compliance.

No entanto, para que as utilities potencializem esses feitos, é preciso desempenhar um esforço estratégico contínuo em relação à aplicação de recursos (financeiros, tempo, mão de obra, entre outros) e, sobretudo, dar especial atenção às potenciais falhas que enfraquecem as iniciativas de transformação digital.

A transformação digital pressupõe investimentos e, como tal, espera retornos financeiros. Embora seja claramente possível auferir ganhos em curto espaço de tempo com a implementação correta e estrutural de novas tecnologias, é importante que todo o esforço seja entendido de modo contínuo e estratégico. Afinal, o impacto (inclusive financeiro) mais relevante vem no médio e longo prazo.

O diretor global de marketing na vertical utilities e energia da SAP, James McClelland, aponta quais são as três principais armadilhas que podem atrapalhar o desempenho dessa jornada: não alcançar o devido suporte dos executivos C-level, focar apenas em modelos de ROI de curto prazo e não se desapegar dos modelos tradicionais de negócios.

Outro enfoque importante e primordial para a evolução dessas empresas é o nível de conhecimento e habilidades dos executivos e gestores no mundo digital e economia digital.

Essas grandes empresas em todo o mundo estão se preparando para essa nova revolução industrial 4.0 (digitalização, automação de processos, inteligência artificial, machine-learning, entre outros) e economia digital, devido à grande necessidade de promover novas habilidades nos executivos das empresas para acompanhar as necessidades dos clientes, conforme análise do presidente da Y&R, David Laloum, que atende a empresas como: Santander, Vivo, Habib's e Via Varejo.

De acordo com essa análise, não houve uma demissão em massa, mas há um processo de transformação.

O resultado de uma pesquisa com 30 mil profissionais em 25 países, incluindo o Brasil, foi apresentado que: 80% dos executivos têm dificuldades com demandas digitais. Entre diretores executivos e presidentes de empresas, 22% apresentam boa atuação digital, 51% são regulares e 27% apresentam atuação ruim.

No nível de gerência: 74% apresentam boa atuação digital, 21% apresentam atuação regular e 5% apresentam atuação ruim.

Na segregação por idade, a faixa de 35 a 45 anos é a mais bem avaliada do que o público mais jovem, de 25 a 35 anos, pois os mais jovens têm pouca preocupação com a segurança da informação.

Há em curso projetos inovadores em andamento, de robotização de processos repetitivos, transformação e evolução dos conhecimentos dos executivos e gestores para o mundo digital com abrangência em conceitos conhecimento situacional, apoio às decisões, automação de processos básicos do sistema elétrico, big data, inteligência artificial, entre outros.

REFERÊNCIAS:

- (1) <https://www.edp.com.br/> - Robotização de processos no setor elétrico
- (2) <https://www.enel.com/stories/a/2019/10/urban-futurability-vila-olimpia-enel-brazil> - Urban Futurability
- (3) <https://www.neoenergia.com/pt-br/sala-de-imprensa/noticias/Paginas/neoenergia-participa-do-encontro-nacional-de-agentes-do-setor-eletrico.aspx> - Digitalização, Descentralização e Descarbonização
- (4) Wikipédia: https://pt.wikipedia.org/wiki/Indústria_4.0
- (5) https://economia.estadao.com.br/noticias/geral,executivos-sem-nocao-do-mundo-digital-ja-sao-substituidos-em-grandes-empresas,70002978012?utm_source=estadao:mail&utm_medium=link - Executivos sem noção do mundo digital já são substituídos em grandes empresas - Economia - Estadão
- (6) <https://v2com.com/2020/04/01/transformacao-digital-das-utilities/amp/> - Transformação Digital das Utilities: até 25% menos despesas operacionais - Gustavo Pinto

*Francisco M Pires Neto é mestre em Engenharia Elétrica pela Universidade Presbiteriana Mackenzie e possui especialização em Tecnologias Digitais para Automação, Controle e Proteção para subestações de transmissão, distribuição e geração pelo Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo (IEE/USP). Atualmente, é diretor/partner na Assessoria e Consultoria Piresnt.

Capítulo VII

Análise das distâncias de segurança estabelecidas pela NR 10

Uma das principais alterações ocorridas na NR 10 vigente refere-se à criação de distâncias de segurança para riscos elétricos onde estabelece o distanciamento seguro através da criação das zonas controladas e de risco no entorno de pontos ou conjuntos energizados, onde o ingresso é restrito a profissionais ou pessoas autorizadas mediante determinadas condições. O objetivo é proteger todos os trabalhadores e pessoas que interagem com as instalações, mesmo na realização de outras atividades, mas igualmente expostos aos perigos inerentes à proximidade.

Ressalta-se que o conceito de Zona Controlada, Risco e Livre está fundamentado pela NR 10 por meio de distâncias de segurança baseadas no risco de choque elétrico, que já apareciam em normas estrangeiras e/ou internacionais como, por exemplo, NFPA 70E 2004, OSHA / CFR 1910, NESC 2001 que relacionam as distâncias de segurança entre partes vivas baseadas no risco de choque elétrico.

Ocorre que a NR10 não trata de forma clara a exposição ao risco de arco elétrico, e, dessa forma, inúmeras análises são feitas de forma inadequada, e não são adotadas medidas de controle necessárias para proteção dos profissionais da área elétrica e de pessoas que são expostas a riscos de acidentes graves.

As atividades de manutenção em instalações elétricas energizadas expõem os trabalhadores a riscos elétricos intrínsecos, especialmente a riscos de choque elétrico por contato direto e exposição ao risco de arco elétrico. A NR 10 – Segurança em Instalações Elétricas e Serviços em Eletricidade define a obrigatoriedade de elaboração e análise de riscos para trabalhos com eletricidade, conforme item 10.2.1, considerando, além dos riscos elétricos, a exposição a riscos adicionais. A NR 10 estabelece o distanciamento seguro através da criação das zonas controladas e de risco no entorno de pontos ou conjuntos energizados, onde o ingresso é restrito a profissionais ou pessoas autorizadas

mediante determinadas condições. Definiu-se distâncias padronizadas “para a definição de zona de Risco e Zona Controlada”, cuja dimensão está associada ao nível tensão. O Anexo 2 da NR 10 define os raios de delimitação de zonas de risco, controlada e livre, vide tabela 1 e Figuras 1 e 2, sendo que no Glossário da NR 10, temos a seguinte definição para Zona de Risco e Zona Controlada:

30. Zona de Risco: entorno de parte condutora energizada, não segregada, acessível, inclusive, acidentalmente, de dimensões estabelecidas de acordo com o nível de tensão, cuja aproximação só é permitida a profissionais autorizados e com a adoção de técnicas e instrumentos apropriados de trabalho.

31. Zona Controlada: entorno de parte condutora energizada, não segregada, acessível, de dimensões estabelecidas de acordo com o nível de tensão, cuja aproximação só é permitida a profissionais autorizados.

TABELA 1 - RAIOS DE DELIMITAÇÃO DE ZONAS DE RISCO, CONTROLADA E LIVRE

Faixa de tensão Nominal da instalação elétrica em kV	Rr - Raio de delimitação entre zona de risco e controlada em metros	Rc - Raio de delimitação entre zona controlada e livre em metros
<1	0,20	0,70
≥1 e <3	0,22	1,22
≥3 e <6	0,25	1,25
≥6 e <10	0,35	1,35
≥10 e <15	0,38	1,38
≥15 e <20	0,40	1,40
≥20 e <30	0,56	1,56
≥30 e <36	0,58	1,58
≥36 e <45	0,63	1,63
≥45 e <60	0,83	1,83
≥60 e <70	0,90	1,90
≥70 e <110	1,00	2,00
≥110 e <132	1,10	3,10
≥132 e <150	1,20	3,20
≥150 e <220	1,60	3,60
≥220 e <275	1,80	3,80
≥275 e <380	2,50	4,50
≥380 e <480	3,20	5,20
≥480 e <700	5,20	7,20

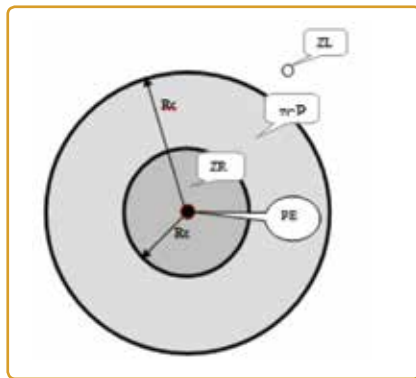


Figura 1 - Distâncias no ar que delimitam radialmente as zonas de risco, controlada e livre.

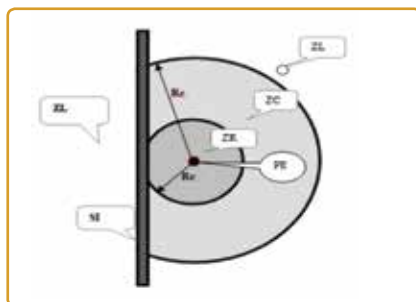


Figura 2 - Distâncias no ar que delimitam radialmente as zonas de risco, controlada e livre, com interposição de superfície de separação física adequada.

Deve ser ressaltado que a existência de Zona de Risco e Zona Controlada estabelecidas pela NR 10 está condicionada a dois fatores intrínsecos: circuitos elétricos energizados e “sem segregação”, sendo que o conceito de segregação está descrito no Glossário da norma da seguinte forma:

9. Equipamento segregado: equipamento tornado inacessível por meio de invólucro ou barreira.

É fundamental essa explanação devido à interpretação errônea do conceito de ZR por grande número de profissionais da área elétrica, SESMT e “auditores de NR 10”, que não consideram a condição de segregação da instalação elétrica energizada para possível caracterização da real exposição à Zona de Risco e Zona Controlada estabelecidas pela NR 10, ou seja, somente consideram o fato da existência de circuitos

elétricos energizados com a presença de profissionais executando atividades.

Nota: os conceitos de segregação por invólucros, barreiras, obstáculos etc. estão descritos nas ABNT NBR 5410 – Instalações Elétricas de Baixa Tensão, e ABNT NBR 14039 – Instalações Elétricas de Média Tensão, e ABNT NBR 6146 - Graus de Proteção para Invólucros de Equipamentos Elétricos.

Assim, instalações elétricas segregadas, independentemente do nível de tensão, uma vez que possuem Grau IP adequado, mesmo dentro de um local de serviço fechado, não caracterizam a existência de Zona de Risco e consequente Zona Controlada, como exemplo na Figura 3, onde temos uma sala elétrica, com CCM de média tensão energizado, com painel elétrico de MT Tipo IAC (resistente a arco interno) com Grau IP 41, e, dessa forma, não estão configuradas a zona de risco e a zona controlada. Deve-se ressaltar que, uma vez violada a compartimentação do invólucro, abrindo-se a porta ou retirando-se a tampa do equipamento energizado, a zona de risco e a zona controlada serão caracterizadas.



Figura 3 – Painel elétrico MT tipo IAC.

Para equipamento elétrico energizado “descompartimentado”, uma vez que, para realização de atividades onde seja possível o acesso acidental às partes vivas, teremos

caracterizadas a zona de risco e a zona controlada, considerando-se a exposição a risco de choque elétrico por contato direto, conforme mostra a Figura 4, na realização de atividades de manutenção elétrica em circuito elétrico energizado de BT.



Figura 4 – Trabalho em ZR em circuito elétrico de baixa tensão

Assim, podemos resumir os conceitos de zona de risco e zona controlada, considerando-se o seguinte:

ZR: é uma área em torno de um circuito elétrico energizado, sem segregação, com dimensão estabelecida conforme nível de tensão, onde quem estiver posicionado dentro dessa área poderá acessar a parte viva da instalação elétrica, ou seja, poderá acidentalmente sofrer um choque elétrico por contato direto. Assim, somente é permitido o acesso a essa área de profissionais autorizados (conforme preceitos da NR-10), que poderá intervir no circuito elétrico energizado, adotando medidas de controle adequadas.

ZC: é uma área após o limite da zona de risco com dimensão estabelecida conforme nível de tensão onde quem estiver dentro dela poderá acidentalmente adentrar a zona de risco; assim, somente é permitido o acesso a ela por profissionais autorizados, que possuam procedimentos específicos para realizarem atividades dentro dela.

Zona Livre (ZL): é toda a área após o limite da zona controlada, onde, a princípio, quaisquer pessoas estariam livres de riscos elétricos.

Vale ressaltar novamente que o conceito de Zona Controlada, Risco e Livre está fundamentado pela NR 10 através de distâncias de segurança baseado no risco de choque elétrico por meio de distâncias

de segurança entre partes vivas, com base no risco de choque elétrico. Dessa forma, para análise do risco de arco elétrico, uma avaliação mais detalhada será necessária.

Assim, é fundamental o entendimento de que a caracterização de zona de risco e zona controlada, estabelecidas pela NR 10, somente ocorrerá quando houver a possibilidade de acesso a partes vivas de circuitos elétricos sem segregação, em que existe o risco intrínseco de choque elétrico por contato direto, sendo que a exposição ao risco de arco elétrico não está contemplada nessas condições.

As distâncias estabelecidas na NR 10 para zona livre consideravam que quaisquer pessoas, sejam profissionais da área elétrica (BA5) ou não (BA1 e BA4), que estivessem nela posicionados, estariam livres de riscos elétricos. Entretanto, essa afirmação não é verdadeira, uma vez que as distâncias estabelecidas pela NR 10 consideram somente o risco de choque elétrico e não de arco elétrico. Deve-se ressaltar que a exposição ao risco de arco elétrico é condição intrínseca das atividades de operação e manutenção de instalações elétricas energizadas, condição predominante nas empresas, seja em contato direto com circuitos elétricos energizados, seja na proximidade desses circuitos elétricos energizados. Assim, deve-se efetuar uma análise de risco específica para se avaliar a real exposição ao risco de arco elétrico, calculando-se o nível de energia incidente existente na instalação elétrica, sendo que esse tema metodologias de cálculo é complexo e polêmico, uma vez que não temos no Brasil legislação técnica adequada para esse tema. Considerando a análise referente às distâncias estabelecidas pela NR 10, podemos afirmar que, além das Zr – Zona de risco, ZC – Zona controlada e ZL – Zona livre, é necessário calcular uma outra distância para se definir o limite de proteção ao risco de arco elétrico.

Utilizando-se as definições da NFPA 70E, “em certas circunstâncias, a fronteira de proteção ao risco de arco elétrico pode ser uma distância maior às partes energizadas do que a fronteira de aproximação limitada”,

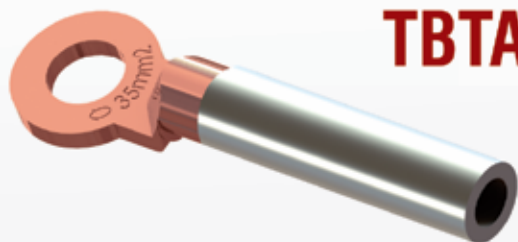
ou seja, mesmo posicionado em local onde não exista o risco de acesso a partes vivas da instalação elétrica, e, portanto, não exista o risco de choque elétrico por contato direto, o profissional ou pessoa poderá sofrer danos oriundos de um arco elétrico. A NFPA 70E define ainda que: “a fronteira de proteção ao risco de arco elétrico é a distância na qual é provável que uma pessoa receba queimadura de segundo grau, assumida quando recebe uma energia incidente de 5 J/cm^2 ($1,2 \text{ cal/cm}^2$)”. Assim, é necessário calcular o “LAS – Limite de Aproximação Segura” para o risco de arco elétrico, conforme evidenciado na Figura 5.

No exemplo ilustrativo da Figura 5, é apresentado um cenário elétrico, com instalações elétricas de MT – 13,8K, em local de serviço elétrico fechado, onde se efetuou o cálculo do nível de energia incidente e do LAS – Limite de Aproximação Segura, com o objetivo de comparar esses valores com as distâncias estabelecidas pela NR 10. Para o cálculo do LAS, foi utilizado o método descrito na NFPA 70E, considerando-se a metodologia do IEE 1584 cujo “resultado sintetizado” também é mostrado na Figura 5. Considerando-se as distâncias estabelecidas pela NR 10 para Zona de Risco, Zona Controlada e Zona Livre, para uma instalação elétrica, e considerando-se o Grau IP (Grau de Proteção – IP 1X) existente, profissionais BA5, ao efetuarem manobras no equipamento, estariam protegidos ao risco de choque elétrico por contato direto se posicionados em ZL – Zona Livre, nesse caso, acima de 1,38m da parte viva da instalação elétrica. Entretanto, mesmo nessa posição, que a princípio estaria seguro pela NR-10, esse profissional estaria exposto ao risco de arco elétrico, uma vez que o nível de energia incidente calculado foi de $9,71 \text{ cal/cm}^2$, e, dessa forma, a Fronteira de Risco ao arco elétrico é de 12,91 pés – aproximadamente quatro metros, ou seja, uma distância muito maior do que a estabelecida pela NR-10 como ZL – Zona Livre.

Nota: não abordaremos neste artigo medidas de controle para exposição ao

TERMINAIS BIMETÁLICOS

PARA CONEXÕES BIMETÁLICAS DE COBRE-ALUMÍNIO



TBTA TERMINAL À COMPRESSÃO BIMETÁLICO (Sapata de Cobre)

25 a 400mm²

NBR-5370 / NBR-11788

Constituído por sapata de cobre e barril em alumínio, é indicado para aplicação de condutores de alumínio em barramentos de cobre, inversores, painéis fotovoltaicos entre outros.

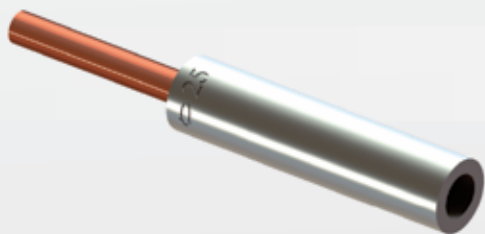


TBTC TERMINAL À COMPRESSÃO BIMETÁLICO (Sapata de Alumínio)

25 a 400mm²

NBR-5370 / NBR-11788

Constituído por sapata de alumínio e barril em cobre unidos, é indicado para aplicação de condutores de cobre em barramentos, chapas, fitas de alumínio, estruturas para painéis fotovoltaicos entre outros.



TBB TERMINAL BIMETÁLICO PARA BORNE

10 a 120mm²

NBR-5370 / NBR-11788

Constituído por barril de alumínio e um pino de cobre, permite a conexão entre um condutor de cobre a um borne ou bucha de cobre.



SOLDA POR FRICÇÃO

Garante eliminação do par galvânico em sua conexão bimetálica.



MATERIA PRIMA NOBRE

Cobre com no mínimo 99,5% de pureza e alumínio liga 1050 H-14 com no mínimo 57% IACS



CONEXÃO CONFIÁVEL E DURADOURA

Fornecido com composto anti-óxido INTELTRON, que evita a formação de óxido no condutor de alumínio.



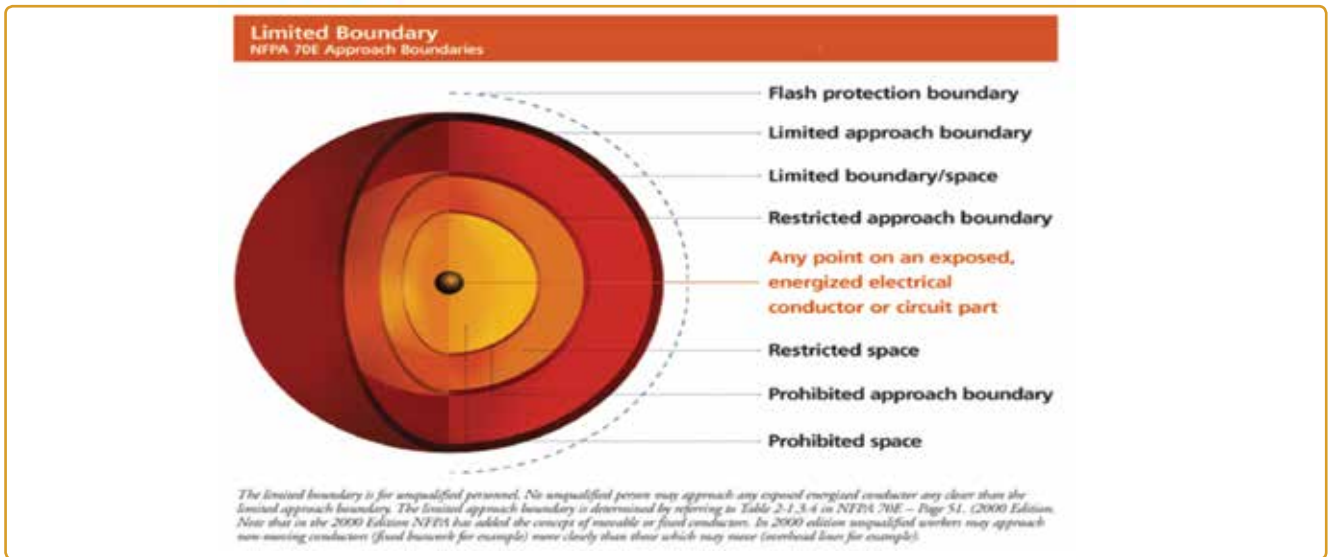


Figura 5 - Limite de aproximação segura para arco elétrico - NFPA 70E.

Nota: O exemplo acima é “meramente ilustrativo” com foco no tema distância de segurança, ou seja, “não se trata” de um cálculo de energia incidente específico conforme IEE 1584.

arco elétrico que será tratado em artigo posterior, assim, o exemplo é somente ilustrativo para discussão de distâncias de segurança. Dessa forma, considerando-se as distâncias estabelecidas pela NR 10, é necessário considerar-se mais uma distância de segurança, ou seja, o LAS – Limite de Aproximação Segura, conforme NFPA 70E.

Considerando-se ainda conceitos internacionais, a OSHA 29 CFR 1910.132(d), onde houver trabalhos na zona controlada, a análise de risco a arco deverá ser feita, e a exposição à energia incidente (em cal/cm²) deverá ser determinada e documentada. Nos Estados Unidos, já se considera a necessidade da definição do LAS – Limite de Aproximação Segura para a exposição

ao risco de arco elétrico, bem como a obrigatoriedade de se documentar esse cálculo. Assim, considerando-se as premissas estabelecidas pela NR 10, este cálculo deve ser feito por um profissional legalmente habilitado, ou seja, um engenheiro eletricista.

A proposta de atualização do texto da NR10 contempla a condição de cálculo do nível de energia incidente e definição do LAS – Limite de Aproximação Segura para exposição ao risco de arco elétrico, preenchendo uma lacuna existente na texto vigente.

Assim, é fundamental que se entenda que as distâncias de segurança estabelecidas pela NR 10 não consideram a exposição ao risco de arco elétrico, e em determinadas situações, o profissional pode estar exposto

aos efeitos do arco elétrico mesmo estando em ZL – Zona livre, onde “teoricamente” não haja riscos elétricos. Ressalto que neste artigo somente foi abordada a exposição ao risco de arco elétrico considerando-se as distâncias de segurança estabelecidas pela NR 10, ou seja, não foram considerados aspectos técnicos sobre o efeito arco elétrico, tampouco medidas de controle para proteção dos profissionais a esse fenômeno elétrico.

Infelizmente, devido à falta de conhecimento adequado do tema, são elaboradas análises de riscos elétricos “inadequadas e vulneráveis” por muitos profissionais da área elétrica e do SESMT, expondo a integridade física dos profissionais da área elétrica além da responsabilidade dos responsáveis pela autorização desses profissionais.

No próximo artigo continuaremos com esse tema, abordando aspectos sobre análise de riscos e sinalização.

Tipo de Arco	n	(0=fechado, 1= aberto ao ambiente)
Voltagem do Sistema	13800	Volts
Corrente de falta	25	kA SYM RMS
Distância entre barras	953	(mm - FATOR X)
Sistema de terra	0	(0=solidamente aterrado, 1=neutro)
Distância de trabalho	18	Polegadas
Duração do Arco	0,75	Segundos
Distância Fator X	0,573	Fator X
Corrente de arco: 23,89 kA	Energia incidente: 9,71 cal/cm ² Ponto de Risco: 12,91 pés - aproximadamente 4 metros	

Figura 6 - Disjuntor MT - Energia incidente 9,71 cal/cm².

**Aguinaldo Bizzo de Almeida é engenheiro eletricista e de Segurança do Trabalho, membro do GT/GTT – Elaboração da NR 10 (texto vigente); assessor técnico da Bancada dos Trabalhadores no processo de Revisão da NR 10; conselheiro CCEE no CREA SP; inspetor de Conformidade e Ensaios Elétricos ABNT NBR 5410 e ABNT NBR 14039, diretor da DPST – Desenvolvimento e Planejamento em Segurança do Trabalho*

TRANSFORMADOR DE FORÇA TRIFÁSICO COM ENCHIMENTO INTEGRAL ITAIPU.

ALTA PERFORMANCE
E TECNOLOGIA DE PONTA.

POTÊNCIAS: 500 kVA e 3000 kVA
CLASSES DE TENSÃO: 15 kV, 24,2 kV e 36,2 kV

Imerso em Óleo Mineral
ou Vegetal (Biodegradável).



ITAIPU
TRANSFORMADORES

Por Daniel Bento e Julio Martins*

Capítulo VII

Presente e futuro da geração distribuída

Em 2012 nasceu a resolução 482 da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), que estabeleceu um marco regulatório importante para dar início à instalação em grande escala da geração distribuída no Brasil.

A geração distribuída permite a produção de energia elétrica oriunda de diversas fontes. Entretanto, pelas características naturais das instalações, a fonte solar tem sido o motor que está tracionando os recursos energéticos distribuídos, conforme demonstram os dados da Aneel na Figura 1.

Logo que a resolução 482 foi publicada, havia ainda uma barreira de viabilidade econômica muito grande, tendo em vista os longos tempos de retorno dos investimentos. Contudo, nos últimos anos, o preço da geração solar apresentou redução muito significativa, conforme apresentado na Figura 2 pela International Renewable Energy Agency - Irena.

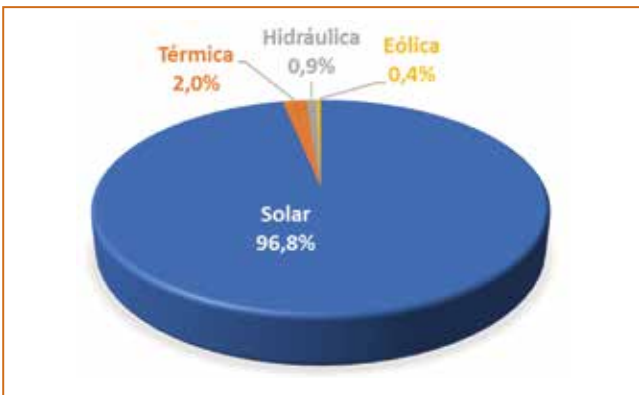


Figura 1 - Participação de cada fonte na geração distribuída pela potência instalada. Fonte: Aneel

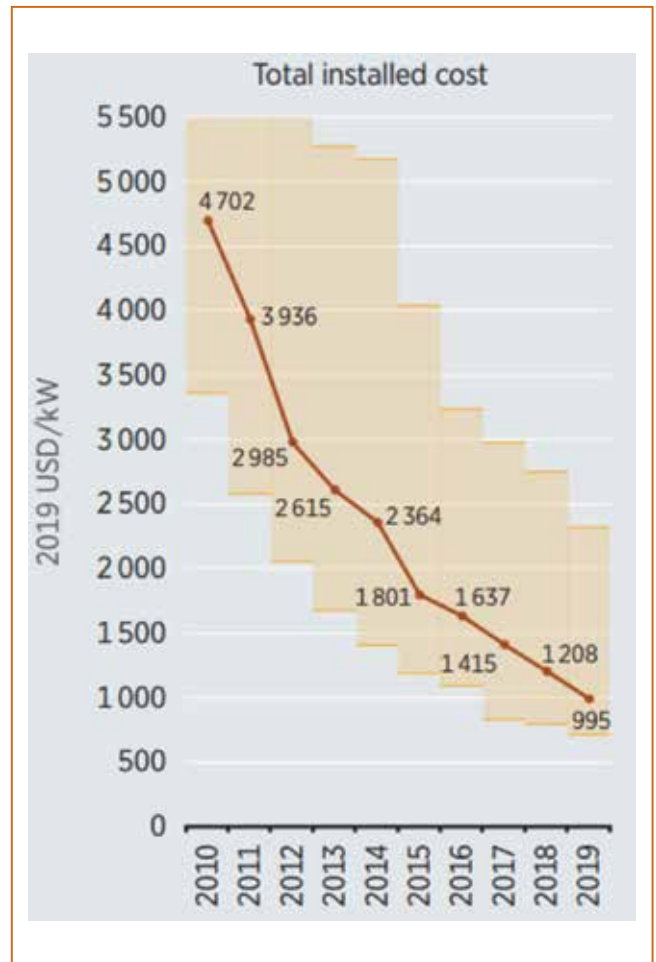


Figura 2 - Custo médio total no mundo da geração solar. Fonte: Irena

A união da evolução tecnológica com a construção do marco regulatório fez com que essa combinação criasse um cenário muito favorável ao desenvolvimento da geração distribuída. Não obstante a estes fatores, deve-se considerar também que em 2015 a Aneel estabeleceu um reajuste tarifário extraordinário em função do empréstimo tomado pelas distribuidoras para cobrir custos relacionados ao déficit hidrológico, fazendo com as tarifas fossem reajustadas em percentuais elevados, chegando, em alguns casos, a valores próximos de 50% no ano.

Tarifas mais elevadas representam maiores motivadores para busca de alternativas de redução dessa despesa, tanto para o cidadão comum, como também para as empresas. Todo esse contexto fez com que nos últimos anos a geração distribuída apresentasse um avanço muito representativo, chegando em setembro de 2020 com cerca de 316 mil unidades consumidoras dotadas de sistema de geração distribuída instalada, o que representa 4 GW de potência total, beneficiando 405 mil unidades que utilizam os créditos provenientes dessa geração.

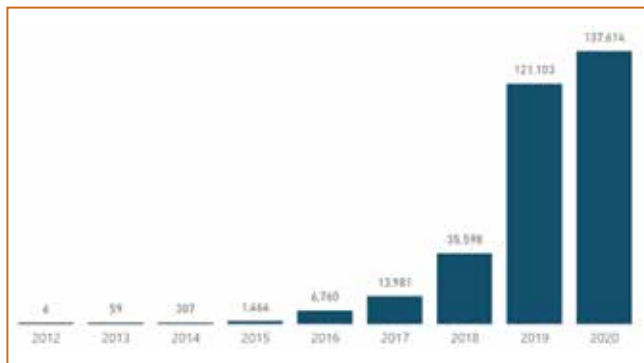


Figura 3 - Quantidade anual de novas unidades consumidoras com geração distribuída instalada. Fonte: Aneel – dados até setembro de 2020.

Esse crescimento foi tão representativo que o Plano Decenal de Energia - PDE 2030 da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) apontou que, em 2019, a geração distribuída ficou atrás apenas da fonte hidráulica em relação a nova capacidade instalada de geração no país, com 1,4 GW. A fonte eólica, que teve crescimento expressivo, ficou em terceiro lugar com novos 0,9 GW de capacidade instalada que passaram a ser injetados na rede.

PERSPECTIVAS DE CRESCIMENTO

Analisando a Figura 3 é possível observar um cenário importante de que, mesmo com todas as restrições e dificuldades impostas pela pandemia neste ano, a geração distribuída ainda assim tem apresentado um crescimento significativo.

Esse comportamento reforça as projeções de crescimento da geração distribuída que já estavam planejadas pela EPE, porém, que foram revisadas em setembro de 2020, já considerando os impactos da pandemia. Essas projeções estão refletidas no PDE 2030.

De acordo com esse plano, foram traçados dois cenários de crescimento, variando em função de alterações regulatórias,

SOLUÇÕES INCESA

PARA CONEXÕES ELÉTRICAS EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO

1, 2, 4

OU QUANTAS DERIVAÇÕES VOCÊ PRECISAR!



Conectores Ramais, Alumínio, perfurante e múltiplas derivações



CAIXA DE DISTRIBUIÇÃO DE RAMAIS COM BALANCEAMENTO DE FASES.

Muitos dos produtos, hoje padronizados em grandes concessionárias de energia no Brasil e na América Latina, foram desenvolvidos nos laboratórios da Incesa. Se você precisa de segurança e a agilidade nas suas instalações, consulte a equipe técnica e de desenvolvimento de produtos Incesa.

NOSSA ENERGIA É A CONFIANÇA.

Incesa
COMPONENTES ELÉTRICOS

EMPRESAS DO MESMO GRUPO

Condumax
FIOS E CABOS ELÉTRICOS

0800 701 3701 | 0800 770 3228
CONDUMAX.COM.BR | INCESA.COM.BR



conforme será apresentado adiante neste artigo. No cenário de menor crescimento, a geração distribuída saltará dos atuais 4 GW para 16,8 GW em 2030. No cenário com maior perspectiva de crescimento, esse recurso atingirá 24,5 GW de potência instalada em 2030.

As projeções apontam que a fonte de energia solar ainda será predominante como sendo o principal recurso utilizado para a geração distribuída.

ATUAL CENÁRIO REGULATÓRIO

O primeiro aspecto importante definido como uma premissa para funcionamento da geração distribuída no Brasil, e que não apresentou alteração desde sua criação, refere-se ao sistema de compensação.

Nesse sistema, a energia elétrica produzida compensa a consumida no mesmo local e caso haja excedente injetado na rede, o mesmo pode ser utilizado para compensar os momentos com menor geração em que a unidade consumidora precisa utilizar energia elétrica da rede de distribuição.

Se, por acaso, em determinado mês, a energia elétrica injetada na rede representar uma quantidade superior à energia consumida, este montante de diferença se transforma em créditos que podem ser utilizados nos meses seguintes. Esses créditos podem ser acumulados e ficam disponíveis para uso por até 60 meses.

A energia excedente pode ser utilizada não apenas para compensar a energia elétrica consumida no mesmo local, mas também em locais diferentes, desde que se enquadre em algum dos critérios a seguir:

- Outra unidade consumidora de mesma propriedade;
- Outra unidade consumidora em que haja um consórcio ou cooperativa com participação do proprietário da unidade que possui a geração;
- Outra unidade consumidora que faça parte de um condomínio de mesma localidade da qual haja o sistema de geração instalado.

É importante destacar que esse arranjo envolvendo outras unidades consumidoras se aplica apenas para as unidades que estejam localizadas em locais atendidos pela mesma distribuidora de energia elétrica.

Em relação à capacidade instalada, são caracterizados como microgeração os recursos energéticos com capacidade de produção menor do que 75 kW e minigeração entre 75 kW e 5 MW.

PROBLEMA REGULATÓRIO

Como pôde ser observado na definição do capítulo anterior do marco regulatório, apesar de o consumidor com geração distribuída ter potencialmente capacidade de ser independente da rede elétrica, na prática, ele ainda possui essa dependência, afinal, todos querem reduzir suas despesas com energia elétrica e ao mesmo tempo ter a certeza de que ela estará disponível 24 horas por dia.

Tendo em vista que a maior parte da geração distribuída é produzida pela fonte solar, naturalmente, esse recurso energético

apresenta grande variação de produção ao longo do dia. Tal característica poderia ser compensada pela instalação de baterias, mas isso, além de aumentar muito o custo da instalação, ainda não traria um nível elevado de segurança do fornecimento, caso houvesse uma grande sequência de dias de reduzida insolação.

Portanto, os consumidores, mesmo com seus sistemas próprios de geração, precisam da distribuidora por diversos motivos. Primeiro para conferir segurança no fornecimento de energia elétrica. Independentemente do que aconteça com o seu sistema de geração, a distribuidora estará sempre disponível para suprir essa unidade consumidora com a energia elétrica que ela precisa.

Inclusive esse fornecimento estará disponível 24 horas por dia, portanto, se faltar energia da distribuidora a qualquer momento, os consumidores possuem a sua disposição um canal de atendimento e equipe operacional para restabelecer o fornecimento.

Adicionalmente, para que haja a possibilidade de compensar a energia gerada em meses seguintes na mesma unidade consumidora ou mesmo em outras unidades, é preciso que a distribuidora cuide não apenas da rede elétrica, mas também da gestão comercial destes créditos.

Portanto, mesmo com a geração distribuída instalada, a distribuidora ainda oferece serviços para estes consumidores e, conseqüentemente, precisa ser remunerada por isso. Contudo, atualmente os consumidores de baixa tensão, grande parte dos beneficiados da geração distribuída, pagam a energia elétrica para a distribuidora calculada apenas por meio de um valor para cada unidade de energia, sem segregar o custo de operação e manutenção da rede.

Desta forma, com a implementação da geração distribuída, seu pagamento pode reduzir drasticamente, não cobrindo os custos relacionados aos serviços que ainda continuam sendo oferecidos.

Com o crescimento da geração distribuída, as empresas responsáveis por gerir a rede elétrica não deixaram de ter nenhum caminhão e nenhuma equipe de eletricitistas para cuidar da rede, pois, como explicado anteriormente, ainda permanece a mesma necessidade de gestão das instalações. Portanto, como as unidades consumidoras de geração distribuída não pagam mais um valor que cobre todos estes custos, os demais consumidores que não possuem esse recurso acabam sendo onerados para compensar essa despesa.

Este cenário não se caracteriza como sendo algo sustentável e justo, tendo em vista que não faz sentido um consumidor pagar pela gestão da rede do seu vizinho que instalou um sistema de geração.

De acordo com o PDE 2030, a previsão de geração média de energia elétrica proveniente da geração distribuída para 2020 é de 0,6 GW médios, o que representa cerca de 1% da carga elétrica do país.

Como esse percentual ainda é pequeno, o rateio dos custos de gestão da rede não pago por esse 1% não representa um custo significativo para os outros 99% que pagam a conta (sem considerar nessa questão se esse rateio é justo ou não). Entretanto, à medida que

ocorre o crescimento da participação da geração distribuída, sem que haja a alteração desse déficit regulatório, estes percentuais mudarão e passará a ser representativa a oneração desbalanceada da energia paga por quem não tem geração distribuída em relação a quem tem.

Esta oneração motivará as unidades consumidoras não providas de geração distribuída a instalarem esse sistema na busca pela redução de suas despesas com esse insumo, fazendo com que haja um crescimento ainda mais acentuado desse recurso, caindo no conceito da espiral da morte até que o sistema entre em colapso.

Por esse motivo, é fundamental que sejam adotadas medidas para evitar que ocorra esse tipo de problema, que não seria prejudicial apenas para as distribuidoras, mas também para todo o setor elétrico, tendo em vista o forte acoplamento que existe entre as empresas do setor.

PRÓXIMOS PASSOS DA GD

O sucesso do crescimento da geração distribuída se deve em grande parte devido ao cenário descrito no tópico anterior, que pode inclusive ser caracterizado como um subsídio. Muitas vezes, os subsídios são necessários para ajudar a tirar da inércia determinado processo ou cadeia produtiva, contudo, após ter ganhado escala, o mesmo torna-se desnecessário e até mesmo prejudicial.

A geração distribuída já passou por essa fase. Com os atuais 4 GW de potência instalada, já foi desenvolvida uma cadeia produtiva e uma cultura que permite o seu desenvolvimento sem cobertura de subsídios, deixando o mercado buscar o equilíbrio econômico deste recurso, mediante o desenvolvimento já realizado.

Como citado anteriormente, a tarifa cobrada dos consumidores conectados em baixa tensão possui um único componente, que é um índice por unidade de energia elétrica, porém, para chegar até esse valor, há uma série de componentes utilizados em sua constituição, conforme ilustrado na Figura 4.

TIPO TARIFA	GRUPO DE CUSTO	CUSTO	
TUSD (R\$/kW e R\$/kWh)	ENCARGO	Reserva Global de Reversão	
		Taxa de Fiscalização (TFSEE)	
		Pesquisa e Desenvol. (P&D)	
		Encargos do ONS	
		Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)	
	FIO A	Programa de Incentivo a Fontes Alternativas	
		TUSD Rede Básica	
		TUSD Fronteira	
		CONEXAO Transmissão	
		CONEXAO Distribuição	
FIO B	CUSD		
	TUSDG-T		
PERDAS	TUSDG-ONS		
	DISTRIBUICAO		
	Perdas Técnicas		
TE (R\$/kWh)	ENCARGO	Perdas em Rede Básica/Perdas em Distrib.	
		Perdas não técnicas	
	ENERGIA	Recargas Irrecuperáveis	
		ENERGIA REVENDA	
	FIO A	Pesquisa e Desenvol. (P&D)	
		Encargo de Serviço de Sistema	
	PERDAS	Compens. Financ. Utilização de Rec. Hidricos	
		CDE Energia	
			ITAIPU
			TUST ITAIPU
		TUST Contratos Iniciais	
		Perdas Rede Básica/Comercialização	

Figura 4 - Componentes da tarifa dos consumidores de baixa tensão. Fonte: Relatório de Sustentabilidade da distribuição do grupo de trabalho de modernização do setor elétrico.

De forma resumida, estes componentes podem ser consolidados em quatro grupos, sendo eles:

- Fio;
- Energia;
- Perdas;
- Encargos.

Os custos associados ao fio correspondem às despesas

Unidade de Subestação Móvel
A solução Trael que não deixa a energia parar

www.trael.com.br

Indústria e Assistência Técnica
Cuiabá-MT • Brasil
[65] 3611-6500

Assistência Técnica
Ananindeua-PA • Brasil
[91] 3255-4004

TRAEI
TRANSFORMADORES ELÉTRICOS

ISO 9001

ISO 14001

DNV-GL
DQC 0019
OCA 0001

relacionadas à rede elétrica, considerando não apenas a rede da própria distribuidora, mas também aos custos que as distribuidoras pagam aos geradores e transmissores para que eles também mantenham suas redes em plenas condições para as distribuidoras se conectarem.

Os valores associados à energia referem-se aos custos de geração, dos quais as distribuidoras não possuem gestão, tendo em vista que elas compram em leilões organizados pelo governo e, até por esse motivo, não há lucro sobre essa parcela.

As perdas são intrínsecas ao setor elétrico e não possuem nenhuma relação com a modalidade de contratação, tendo em vista que elas estão associadas ao fenômeno físico da condução da eletricidade.

Por fim, os encargos são estabelecidos pelo governo para custear a gestão e a operação do setor elétrico, bem como para financiar a promoção de políticas públicas relacionadas ao desenvolvimento e sustentabilidade do setor e das pessoas que se utilizam da energia, como por exemplo, o subsídio às tarifas de baixa renda e o programa “Luz para todos” que são alguns dos usos dos recursos da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE.

Analisando estes componentes, é possível observar que, ao instalar sistema de geração em sua própria unidade consumidora, a distribuidora não precisa mais comprar energia para ela, portanto, a parcela energia da composição tarifária faz todo sentido de ser reduzida, porém os outros elementos não sofrem qualquer alteração.

A parcela fio, como já citado, não deixa de ser necessária, pois mesmo com geração distribuída, o consumidor ainda se conecta à rede e precisa de atendimento disponível 24 horas por dia.

Se o consumidor se conecta na rede e transaciona energia por ela, podendo ter fluxos invertidos em momentos distintos do dia, ele ainda promove a ocorrência de perdas elétrica, portanto, o rateio de perdas que recai sobre a tarifa também precisa ser custeado por esse consumidor.

Por fim, os encargos são necessários para a operação do setor, por exemplo, até mesmo para custear o serviço de fiscalização da Aneel que cobra das distribuidoras o atendimento dos pedidos de conexão dos consumidores com geração distribuída, apenas para dar um exemplo relacionado diretamente ao tema.

Desta forma, o que está em estudo é a aplicação de tarifa binômica, assim como já ocorre para os consumidores conectados em média e alta tensão, de tal forma que a parcela de energia que compõem a tarifa contenha apenas os custos associados exatamente a esse contexto.

Para tratar desse assunto, em 2019, a Aneel abriu a consulta pública 25 para buscar equacionar essa distorção. O tema gerou muita polêmica, inclusive, tendo um episódio que apresentou muita repercussão na mídia, ficando conhecido como “taxa do sol”. De fato, o tema é muito polêmico, pois ele reduz a economia financeira proporcionada pela geração distribuída, prejudicando os modelos de negócio criados com base no regulamento vigente.

Esta consulta tinha previsão de ser finalizada no primeiro semestre de 2020, entretanto, em junho de 2020, a Aneel revisou sua agenda regulatória para o biênio 2020/2021 em função da necessidade de priorizar temas que auxiliam no enfrentamento da crise causada

pela Covid-19. O encerramento desta consulta pública de geração distribuída foi postergada para o primeiro semestre de 2021.

Com isso, o mercado que estava considerando que, em breve, haveria uma oneração da geração distribuída, devido à necessidade de efetuar o pagamento do uso da rede, passou a vislumbrar uma janela de tempo até que seja definida a transição para o novo modelo que será instituído por meio dessa consulta pública.

Em paralelo a essa consulta, está tramitando também na esfera legislativa o projeto de lei PLS 232/2016, que trata de uma série de aperfeiçoamentos da legislação do setor elétrico, para implementar as políticas estabelecidas pelo grupo de trabalho da modernização do setor.

Dentre as medidas em questão, está prevista também a criação da tarifa binômica para os consumidores de baixa tensão. Essa alteração é fundamental para que possa ser realizada a cobrança apartada dos serviços da rede.

CONCLUSÕES

Portanto, foi possível observar que a geração distribuída apresentou crescimento muito significativo nos últimos anos e, pelas projeções existentes, esse recurso energético ainda possui grande potencial de expansão.

A forma como a cobrança da energia foi criada não assegura sustentabilidade para o crescimento da geração distribuída, tendo em vista que a partir do momento em que o consumidor instala esse recurso, ele deixa de remunerar um serviço que ele mesmo precisa.

A evolução da geração distribuída, sem a correção dessa distorção, certamente causará um grande problema operacional e financeiro ao setor elétrico, impactando toda a sociedade que custeia a parcela dos consumidores providos com esse recurso.

Existem medidas na esfera regulatória e legislativa para tratar essa questão, mas certamente este é um tema muito polêmico pois influencia diretamente os ganhos de um segmento da indústria que desenvolve esses projetos.

Contudo, como toda a sociedade, espera que a infraestrutura de energia elétrica seja algo robusto, sustentável e de baixo custo, não é possível que ocorram distorções e desequilíbrios dentro do setor. Em função desses motivos que os ajustes regulatórios são necessários e estão endereçados pelas esferas competentes, bastando que haja um pouco mais de espaço e tempo para que os temas sejam tratados e assim proporcionando o benefício equânime que toda a sociedade espera.

**Daniel Bento é engenheiro eletricista com MBA em Finanças e certificação internacional em gerenciamento de projetos (PMP®). É membro do Cigré, onde representa o Brasil em dois grupos de trabalho sobre cabos isolados. Atua há mais de 25 anos com redes isoladas, tendo sido o responsável técnico por toda a rede de distribuição subterrânea da cidade de São Paulo. É diretor executivo da Baur do Brasil | www.baurdobrasil.com.br*

Julio Martins é engenheiro eletricista, com MBA em Business Management pela Universidade de São Paulo. Atualmente, é vice-presidente da Schneider Electric.

Renováveis

ENERGIAS COMPLEMENTARES

Ano 3 - Edição 49 / Outubro-Novembro de 2020



Atitude.editorial



IMPACTOS DOS SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

Como superar barreiras técnicas, regulatórias, legislativas e de tecnologia para permitir a aplicação na geração, transmissão, distribuição de energia e consumidor final em larga escala no futuro

NOTÍCIAS DE MERCADO

COLUNA SOLAR: ARMAZENAMENTO: O 'CANIVETE SUÍÇO' DO SETOR ELÉTRICO

COLUNA EÓLICA: 17 GW DE CAPACIDADE INSTALADA E UMA GRANDE TRANSFORMAÇÃO

APOIO



Henrique Alves de Medeiros, Andrea Sarmiento Maia e Gustavo José Luna Filho
Pedro André Carvalho Rosas, Guilherme Ferretti Rissi, Víctor Baiocchi Riboldi, Luiz*



Capítulo VII

Os impactos da inserção de tecnologias de armazenamento de energia no sistema elétrico brasileiro

A CPFL Energia está investindo R\$ 66 milhões no Programa de Armazenamento de Energia, uma série de três projetos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) para analisar os impactos da inserção e utilização de sistemas de armazenamento de energia com baterias em toda a cadeia do sistema elétrico. Trata-se de um dos maiores investimentos, por meio de Projeto de P&D da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), já realizado pela companhia no tema e um dos maiores de todo o setor. Os projetos começaram a ser desenvolvidos em 2017 e têm previsão de finalização em 2022. Eles envolvem mais de 125 profissionais e pesquisadores, contando com a participação de três universidades brasileiras, dois institutos de pesquisa e uma consultoria.

O programa, resultado da Chamada de Projeto de P&D Estratégico da Aneel, investiga os efeitos e impactos da inserção de tecnologias de armazenamento de energia no sistema elétrico brasileiro. A partir de aplicações e análise de dados reais, fomenta a capacitação profissional e conhecimento sobre o tema, subsidiando a discussão sobre ajustes para superar barreiras técnicas, regulatórias, legislativas e de tecnologia, base para permitir a aplicação na geração, transmissão, distribuição de energia e consumidor final em larga escala no futuro.

Armazenamento de energia por meio de baterias é uma tendência global, fruto do barateamento da tecnologia e diversificação da matriz energética. Até 2026, a expectativa é que a capacidade instalada de baterias de grande porte conectadas à rede elétrica alcance em torno 18 mil MW e as de baterias de pequeno porte, de uso doméstico, 16 mil MW, de acordo com dados da Navigant Research. Atualmente, o uso das baterias para as duas finalidades é um pouco superior a 1,5 mil MW.

As iniciativas estão integradas a outros projetos de P&D já realizados pela CPFL Energia, consolidando Campinas como um dos principais laboratórios vivos da América Latina em relação às redes elétricas do futuro. Com essa estratégia, é possível ter uma visão em escala real de como deve se comportar o mercado futuro do setor elétrico no Brasil. Isso se dá por meio da análise do desempenho de tecnologias de armazenamento em conjunto com resultados obtidos em pesquisas sobre a utilização de energia fotovoltaica (projeto Telhados Solares), veículos elétricos (projeto Emotive) e medidores inteligentes.

O Programa de Armazenamento de Energia tem frentes em todos os segmentos do setor elétrico. O objetivo é verificar o papel dos sistemas de armazenamento de energia na qualidade e confiabilidade do fornecimento de energia em uma matriz energética como a brasileira, que tende a se diversificar, além de colaborar com o desenvolvimento de modelos regulatório e de negócios.

Importante ressaltar que, durante a execução dos projetos,

notou-se a carência de documentos técnicos nacionais para padronização das instalações. Desta forma, em parceria com o ITEM, LACTEC, UFPE, GEPEA e UNICAMP, executores dos projetos, e apoio de outras instituições, houve a criação de um novo comitê na ABNT para definição e criação de normas nacionais relacionadas ao tema. Em março de 2020, ocorreu a reunião de instalação deste comitê, que é formado por distribuidoras, institutos de pesquisa, universidades e fabricantes de baterias, e a CPFL estará atuando na secretaria do mesmo.

Geração e transmissão

Nos segmentos de geração e transmissão, o foco dos estudos é analisar como o sistema de armazenamento de energia pode contribuir para otimizar a produção de energia elétrica de fontes renováveis intermitentes, neste caso, a eólica, além de analisar os benefícios sistêmicos dessa tecnologia como, por exemplo, fornecer serviços ancilares, melhorias na qualidade de fornecimento de energia e a mitigação de possíveis investimentos em linhas de transmissão. Também estão sendo desenvolvidos os possíveis modelos de negócios e as formas de valoração dos serviços prestados pelos sistemas de armazenamento. Os investimentos giram em torno de R\$ 26 milhões neste projeto. As pesquisas estão sendo realizadas no Parque dos Ventos, uma usina eólica da CPFL Renováveis localizadas no Rio Grande do Norte.

Para desenvolvimento desta frente de trabalho, o projeto instalou um sistema de armazenamento de energia com baterias de íons de lítio, cujas características técnicas são 1MW/1,29 MWh, potência de despacho e capacidade respectivamente. O sistema de armazenamento é controlado e monitorado pelo Centro de Operações, porém, tem inteligência própria para atuar conforme a necessidade da rede. Para atuar em conjunto e sincronizado com a operação de carga/descarga do BESS, utilizamos um LIDAR (Light detection and ranging), um equipamento de alta tecnologia que mede com precisão, através da emissão de pulsos de laser, a velocidade do vento que incide diretamente nos aerogeradores.

Nos próximos meses testaremos e estudaremos as funcionalidades de regulação de frequência, tensão e reativos, alívio de congestão em alimentadores e linhas de transmissão e, principalmente, a suavização da geração, além de aproveitar a capacidade ociosa do sistema de armazenamento para melhorar a qualidade de energia.

O projeto conta com parceria da Universidade Federal de Pernambuco (UFPE), do Instituto de Tecnologia Edson Mororó Moura (ITEMM) e da PSR Consultoria em Energia.



Figura 1 - BESS instalado na SE de Campos dos ventos com os geradores ao fundo.

Distribuição

Na distribuição, com investimento aproximado de R\$ 32 milhões, estão sendo desenvolvidas aplicações de sistemas de armazenamento para redes elétricas, desde a subestação em média tensão e transformadores de distribuição até o consumidor em baixa tensão. O projeto tem o apoio da Universidade Estadual de Campinas (Unicamp) e do Instituto Lactec e integração com outras iniciativas de P&D em andamento na companhia, como mobilidade elétrica, geração solar distribuída e os investimentos em smart grid expandindo o conceito de laboratório vivo.

Nesta frente de pesquisa são avaliados, em três diferentes portes, a inserção de sistemas de armazenamento de energia em toda a cadeia do sistema de distribuição e serão detalhados na sequência.

Grande porte

O sistema de grande porte está conectado ao alimentador BGE10, um dos alimentadores da CPFL Paulista com a maior penetração de sistemas de microgeração solar. No começo do ano de 2020 esse alimentador operava com 237 sistemas de geração solar distribuída, totalizando 980 kWp de capacidade instalada. Os objetivos do sistema de armazenamento de 1MW/2MWh neste cenário são: a suavização da curva de carga do alimentador e da subestação de distribuição, trabalhar com o deslocamento de carga, prover serviços de regulação de tensão e integração de fontes intermitentes. Isso garante maior qualidade do produto entregue aos consumidores, melhor utilização dos ativos da infraestrutura de distribuição da CPFL e colabora também no planejamento de médio e longo prazo, visto que a flexibilidade introduzida pelo sistema de armazenamento pode, em certos casos, postergar a necessidade de obras, expansões ou substituição de equipamentos das subestações ou da rede de distribuição.

Médio porte

Um dos sistemas de médio porte está instalado em um condomínio residencial com alta penetração solar fotovoltaica, onde 27 das 47 unidades consumidoras possuem sistema de geração solar. Como todas as unidades consumidoras são residenciais, de baixa tensão, ocorre um fenômeno bastante típico dos modernos sistemas de distribuição: em certos momentos



Figura 2 - BESS instalado na SE Barão Geraldo.

do dia há tanta geração solar nesta rede de baixa tensão que ela é capaz de atender toda a demanda das 47 casas e injetar excedentes na rede de média tensão. Essa reversão de fluxo de potência acaba criando uma dificuldade técnica para a distribuidora, pois há um efeito colateral indesejado desse excesso temporário de geração: a elevação da tensão de atendimento aos consumidores. Medições realizadas pelo projeto mostram, inclusive, que a demanda sob o transformador de distribuição chega a ser maior no fluxo reverso do que no fluxo direto.

A rede de distribuição opera, portanto, em duas condições de stress ao longo do dia: uma durante o intervalo das 11h às 14h, quando pode haver sobrecarga por excesso de geração, e outra durante o intervalo das 17h às 21h, quando pode ocorrer sobrecarga por excesso de consumo. Desta forma, o sistema de armazenamento de energia de 100 kW/255 kWh instalado nesta rede de distribuição do condomínio residencial permite que o excedente de energia seja armazenado para que os consumidores a utilizem posteriormente, eliminando assim as duas situações de elevada utilização da rede de distribuição e colaborando, por exemplo, para o controle de tensão e de carregamento da rede de distribuição. Além das funções mencionadas, o sistema de armazenamento de energia visa atuar com a suavização do pico de consumo, prover serviços de regulação de tensão, absorver o fluxo reverso da geração solar fotovoltaica e também trabalhar em testes controlados de forma ilhada.

Ainda uma segunda abordagem para sistemas de médio porte com características semelhantes à mencionada para o caso anterior, ou seja, condomínio residencial com penetração solar fotovoltaica, visa a instalação de um sistema de armazenamento de energia aéreo de 25 kW/75 kWh em um poste de distribuição. Além da contribuição com o fluxo reverso provindo da geração solar fotovoltaica, o sistema de armazenamento de energia visa atuar com a suavização do pico de consumo e alívio do carregamento local.

Pequeno porte

O sistema de pequeno porte será instalado em ambiente de laboratório representando a conexão com unidades consumidoras com geração solar fotovoltaica, simulando o perfil de um consumidor residencial. Desta forma, sistemas de armazenamento de energia de 3 kW/6 kWh e 6 kW/13 kWh serão instalados visando atuar no controle do despacho de energia do equipamento nos horários de ponta, integração com fonte renovável, suavização de pico, gestão da demanda do consumidor e modo ilhado.

NOVEMP

A ESCOLHA INTELIGENTE PARA CADA NECESSIDADE, UMA SOLUÇÃO.

Mais do que produtos, vendemos soluções elétricas com durabilidade.



**ELETROCENTRO
PARA USINAS
FOTOVOLTAICAS**

C O N H E Ç A N O S S A L I N H A C O M P L E T A



QDLF - Quadro de Distribuição de Luz e Força



ODC - Quadro de Distribuição Compacto



OGBT - TTA, Painéis e Quadros para Baixa Tensão



Distribuição Elétrica em Média Tensão SM6



Barramentos Blindados



Resistência de Potência



Barra Colada Praticidade e Economia



Eletrocentro para Usinas Fotovoltaicas

* Todos os equipamentos são testados conforme as normas e exigências das concessionárias.



SAP

Sistema de Gestão Integrado SGI
Certificado nas Normas:
ISO 9001 | ISO 14001

NOVEMP

PAINÉIS ELÉTRICOS E BARRAMENTOS BLINDADOS

011 4093-5300
vendas@novemp.com.br
novemp.com.br



Figura 3 - BESS instalado no condomínio com alta penetração solar.

Ambos os sistemas de armazenamento de energia mencionados serão avaliados em seus respectivos modos de operação em testes de longa duração até o fim da execução do projeto, em que os dados serão compilados e avaliados a contribuição destes sistemas para o ponto de conexão da rede de energia elétrica.

Esses arranjos permitem que novos negócios e regulações sejam experimentadas e ensaiadas em um laboratório real, subsidiando a agência reguladora e os demais agentes do setor com resultados práticos de novos arranjos e possibilidades comerciais e regulatórias sob intensa discussão no setor elétrico.

Usuário final

Para avaliar o impacto de uso de baterias para os usuários finais, selecionamos, com base em especificações técnicas, uma empresa próxima da região de Campinas, optante por tarifa horária – em que o preço da energia varia com o horário – e que utilize geradores a diesel como backup no horário de pico do sistema. O intuito é, substituindo a geração a diesel, analisar a viabilidade técnica e econômica do uso de sistemas de armazenamento para operação em clientes comerciais, considerando o carregamento das baterias em horário com tarifa reduzida para o uso em horário com a tarifa máxima.

Para esta aplicação, utilizamos um sistema de armazenamento de energia com baterias de lítio de 200 kW/430 kWh integrado ao gerador diesel. Reforçando o conceito de laboratório vivo, o local conta ainda com dois eletropostos para recarga de veículos elétricos. Além de avaliar a viabilidade técnica da substituição do gerador a diesel, a aplicação visa prover maior qualidade de energia e ambiental, com a redução de ruídos, aquecimento e emissão dos gases de efeito estufa.

Este projeto conta com a participação do GEPEA da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo – USP.

Além do desenvolvimento de novos serviços, modelos de negócios e proposições regulatórias, o Programa de Armazenamento de Energia também pretende contribuir com a capacitação da mão de obra do setor e a criação de normas técnicas que balizem a aplicação massiva e segura da tecnologia. A intenção é contribuir para a formação de profissionais e fornecedores na área para promover o desenvolvimento da tecnologia.



Figura 4 - BESS instalado na área técnica do cliente selecionado, junto ao gerador a diesel.

**Pedro André Carvalho Rosas é engenheiro eletricista, com mestrado em Energia Eólica pela Universidade Federal de Pernambuco (1999) e doutorado em integração de energia Eólica na Universidade Técnica da Dinamarca (2003). Atualmente é professor da Universidade Federal de Pernambuco e coordena o projeto da chamada estratégica 21 da ANEEL sobre aplicação de armazenamento em centrais eólicas com objetivo de viabilizar sistemas de armazenamento.*

Guilherme Ferretti Rissi é engenheiro eletricista, com MBA em Finanças pela Saint Paul Escola de negócios (2016). Atualmente, é gerente de projetos de inovação na CPFL Energia. Ainda na CPFL, trabalhou na Base de Ativos da distribuidora no apoio à revisão tarifária, e com projetos de proteção de subestações e redes de distribuição na gestão do projeto de Incorporação de Redes Particulares.

Victor Baiocchi Riboldi é engenheiro eletricista com premiação por Mérito Científico em 2012 e Menção Honrosa em 2016 pelo desenvolvimento de projetos de Iniciação Tecnológica e Inovação. Especialização pela Universidade de Stanford (Centro de Desenvolvimento Profissional) em Inovação Energética e Tecnologias Emergentes e mestrado em andamento pela Universidade de Campinas na área de sistemas de energia. Tem experiência na área de gestão de projetos de pesquisa desenvolvimento e inovação (PD&I) aplicados ao tema da chamada estratégica ANEEL 021/2016 referente a inserção de sistemas de armazenamento de energia no setor elétrico.

Luiz Henrique Alves de Medeiros é engenheiro eletricista, com mestrado e doutorado em Engenharia Elétrica. Atualmente, é professor associado da Universidade Federal de Pernambuco. Tem experiência na área de Engenharia Elétrica, com ênfase em Compatibilidade Eletromagnética e sistemas de armazenamento.

Andrea Sarmiento Maia é pesquisadora do Instituto de Tecnologia Edson Mororó Moura (ITEMM) voltada ao desenvolvimento de soluções em sistemas de armazenamento de energia. Possui formação em Engenharia Eletrônica pela Universidade Federal de Pernambuco (UFPE) e mestrado em Tecnologia da Energia pela Universidade de Pernambuco (UPE). Atualmente, coordena dois projetos no ITEMME da chamada estratégica 21 da ANEEL sobre aplicação de armazenamento em centrais eólicas e na rede de distribuição.

Gustavo José Luna Filho é engenheiro eletricista, com pós-graduação em engenharia de suprimentos, mestrado em processamento de energia renovável e doutorado em andamento em utilização de armazenamento de energia para sistemas híbridos de geração de energia renovável, transmissão e distribuição conectados à rede elétrica pela UFPE. Atua na gestão de projetos de pesquisa e desenvolvimento em armazenamento de energia, onde foi vencedor do prêmio OSE (O Setor Elétrico) como melhor projeto de armazenamento de energia do ano de 2019. É professor de cursos de graduação e pós-graduação em engenharia e professor formador no IFPE em sistemas de energias renováveis.

SEL

A CONFIABILIDADE DA SUA SUBESTAÇÃO DEPENDE DA CONFIABILIDADE DE SEUS PAINÉIS

Conheça as soluções de painéis da SEL e torne sua subestação verdadeiramente segura, confiável e econômica



20
ANOS
SEL BRASIL

• Robustez • Suporte Técnico • Confiabilidade • 10 anos de garantia
www.selinc.com.br | vendas@selinc.com • (19) 3518.2110



Rodrigo Suaia
é presidente
executivo da
Absolar



Ronaldo Koloszuk
é presidente
do Conselho de
Administração da
Absolar



Markus Vlasits é sócio-
diretor da NewCharge
e coordenador do
Grupo de Trabalho de
Armazenamento da Absolar



Armazenamento: o 'canivete suíço' do setor elétrico

Ao redor do mundo, o setor elétrico está passando por profundas transformações. A ampliação da participação de fontes renováveis variáveis, novos conceitos de comercialização de energia elétrica, o positivo avanço da geração distribuída – todas estas tecnologias estão alterando e quebrando os antigos paradigmas deste mercado.

O armazenamento de energia elétrica complementa o portfólio destas tecnologias transformadoras. Muitos especialistas afirmam que esta é a tecnologia que faltava para catalisar o novo paradigma do setor elétrico, baseado em geração e gestão descentralizada, descarbonizada e digitalizada, com mais liberdade e autonomia.

Por sua ampla gama de aplicações, versatilidade, modularidade e pela sua capacidade de prestar diversos serviços relevantes e valiosos ao mercado, o armazenamento de energia elétrica foi apelidado de 'canivete suíço' do setor elétrico. Seus usos incluem importantes funções junto a geradores, transmissores, distribuidores, consumidores e operadores dos sistemas elétricos. Dentre as principais funcionalidades do armazenamento, destacam-se o aumento do autoconsumo, backup de energia elétrica, redução de demanda, gerenciamento de consumo, postergação de investimentos em transmissão e distribuição, alívio de transformadores e alimentadores, redução de perdas, regulação de

tensão e frequência, flexibilidade e suporte operativo, entre outros.

As tecnologias para armazenar energia elétrica não são novidade: há muitos anos, já estão disponíveis para aplicações variadas. As primeiras usinas hidrelétricas reversíveis foram construídas há mais de 100 anos, por exemplo. Até o armazenamento eletroquímico, baseado em baterias, é uma invenção do final do século XIX. O que mudou dramaticamente durante as últimas décadas foi a maneira como a energia elétrica está sendo armazenada. As primeiras baterias de íons de lítio foram comercializadas somente no início da década dos anos 1990. Desde então, alavancaram inovações tecnológicas profundas na sociedade – desde o telefone móvel (agora superado pelo smartphone que também usa estas baterias) até o carro elétrico de alto desempenho.

Ao longo do ano de 2019 mais de 3 GW de novos projetos de armazenamento estacionário (ou seja, excluindo aplicações em mobilidade elétrica) foram realizados a nível global. Cinco anos antes, em 2014, eram apenas 500 MW. Atualmente, os principais protagonistas deste novo mercado são a Coreia do Sul, a China, a Alemanha, a Austrália e os Estados Unidos. Chama atenção a diversidade de aplicações de armazenamento nestes países.

A Alemanha, por exemplo, é um mercado de armazenamento fundamentalmente distribuído. Durante os últimos anos, aproximadamente 50.000 sistemas

de pequeno e médio portes foram instalados. Atualmente, quase 60% dos novos sistemas solares fotovoltaicos abaixo de 30 kW instalados na Alemanha incluem bateria de íons de lítio.

Na China, principal mercado solar fotovoltaico e eólico do mundo, os sistemas de armazenamento estão sendo usados, com reconhecido sucesso, para facilitar o despacho destas usinas renováveis variáveis. Com isso, ajudam a facilitar a entrada de grandes volumes de eletricidade renovável na matriz elétrica do país, comprovando que é possível fazer uma forte transformação renovável do setor elétrico, mesmo em um país que ainda é abastecido majoritariamente por termelétricas a carvão mineral.

A Califórnia, nos EUA, destaca-se por uma grande demanda de sistemas de pequeno porte, mas também por projetos relevantes de grande porte. Em agosto de 2020, foi inaugurado o maior sistema de armazenamento eletroquímico em San Diego, com uma capacidade de 250 MWh. No entanto, o título de maior projeto de armazenamento poderá passar em breve a um novo empreendimento em Nova Iorque, onde será instalado um sistema de grande porte, com capacidade de 2,5 GWh, para substituir uma termelétrica a gás natural. A primeira etapa do projeto será inaugurada em março de 2021.

No Brasil, ainda há quem diga que o armazenamento não terá relevância econômica até 2030. Muito provavelmente, esta visão não se

sustentará. Já existem vários projetos de pesquisa e desenvolvimento, como o sistema de 510 kWh em Fernando de Noronha, resultado da Chamada de P&D Estratégico 021/2018, da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel). Adicionalmente, há um crescente número de projetos puramente comerciais em vários estados brasileiros, realizados por empresas de vários setores, tais como: hotelaria, distribuição de bebidas, redes de restaurantes, entre outros.

São projetos pioneiros e ainda há muito trabalho a ser feito: a carga tributária sobre sistemas de armazenamento é exorbitante; a falta de regulamentação específica dificulta a conexão de sistemas à rede; e as normas técnicas atuais não acompanharam a evolução tecnológica das baterias. Neste sentido, a abertura da Tomada de Subsídios nº 011/2020 pela Aneel para receber contribuições para adequações regulatórias para a inserção de sistemas de armazenamento no setor elétrico brasileiro é um sinal encorajador. Ela será o ponto de partida para uma importante discussão regulatória sobre o tema e a Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (Absolar), por meio de seu Grupo de Trabalho de Armazenamento de Energia Elétrica, irá contribuir com este debate.

Atualmente, o mercado brasileiro de armazenamento ainda pode parecer pequeno, mas certamente apresentará um crescimento dinâmico e intenso, similar ao já observado pelo setor solar fotovoltaico. Que venha o canivete suíço!



ABE Eólica
Associação Brasileira
de Energia Eólica



Elbia Gannoum é presidente executiva da Associação Brasileira de Energia Eólica (ABE Eólica)

17 GW de capacidade instalada e uma grande transformação

A energia eólica chega ao terceiro trimestre de 2020 com mais 8.000 aerogeradores em operação, divididos em 660 parques, completando 17 GW de capacidade instalada e se consolidando como segunda fonte da matriz elétrica nacional. A cada ano que passa, os dados globais divulgados pelo GWEC (Global Wind Energy Council), o Conselho Global de Energia Eólica, mostram que a energia eólica é um negócio cada vez mais robusto, firme e que cresce impactando positivamente as regiões onde chega, contribuindo para um futuro mais sustentável.

E por falar em futuro, é esse meu objetivo com este artigo. Todo esse crescimento de eólica é muito mais do que um aumento de uma fonte renovável, é também uma possibilidade de transformação da sociedade por meio de uma fonte que tem benefícios reais para as comunidades. Consigo vislumbrar a verdadeira potencialidade e oportunidade da transformação, que é o fato de o investimento nos recursos naturais, de forma responsável, gerar desenvolvimento

econômico e social por meio da distribuição de renda, da inclusão e da diminuição das desigualdades econômicas e sociais. É preciso dar esse pulo de raciocínio e ação: não basta gerar energia renovável que não emita CO₂, é preciso que essa energia impacte positivamente a vida das pessoas. Aí começamos a falar de uma real transformação energética, da forma como eu a compreendo.

No caso da eólica, já enxergamos muito bem isso. Parques eólicos chegam à regiões remotas do Brasil, especialmente no nordeste, impactando positivamente comunidades por meio de, por exemplo, empregos diretos e indiretos e geração de renda com os arrendamentos de terras dos pequenos proprietários, que seguem com suas criações de animais ou plantações, já que apenas uma pequena parcela da área é utilizada para colocação dos aerogeradores. Há também impactos de aumento de arrecadação de impostos que, com adequado gerenciamento público, podem significar melhorias para o município. O desenvolvimento



tecnológico que chega com as renováveis também significa um novo caminho de atuação profissional.

Além disso, contribuímos para a regularização de terras de pequenos proprietários que jamais tiveram acesso ou condições de cuidar disso. Esse é um efeito positivo pouco discutido, mas ao ser obrigado a arrendar pequenos espaços de terras em áreas que necessariamente devem estar regularizadas, o setor eólico deve cuidar dessa regularização e contribuiu indiretamente para que pequenos donos de terra, especialmente no interior do nordeste, tivessem pela

primeira vez seu certificado de propriedade em mão.

Quando eu vejo nossas eólicas brasileiras completando um novo marco, eu não vejo, portanto, apenas um marco simples de números. Eu enxergo uma transformação real. Esta nova energia tem a capacidade de modificar não apenas as matrizes elétricas e energéticas, o que já é algo espetacular e imprescindível; ela pode transformar também a sociedade de forma mais profunda, diminuindo desigualdades e contribuindo para que tenhamos um futuro melhor para deixar para as próximas gerações.

Energia solar em telhados e pequenos terrenos ultrapassa marca de 400 mil consumidores no Brasil

Levantamento é da Absolar, que acredita que a fonte fotovoltaica é estratégica para a recuperação econômica no pós-pandemia, com imenso potencial de geração de empregos e atração de novos investimentos

Levantamento da Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (Absolar) revela que o Brasil acaba de ultrapassar a marca de 400 mil unidades consumidoras com geração distribuída solar fotovoltaica. Desde 2012, a geração distribuída a partir da fonte solar já representa mais de 3,8 gigawatts de potência instalada operacional, sendo responsável pela atração de mais de R\$ 19 bilhões em novos investimentos ao país, agregando cerca de 110 mil empregos acumulados no período, espalhados pelas cinco regiões nacionais.

Em número de unidades consumidoras com energia solar, os consumidores residenciais estão no topo da lista, representando 68,8% do total. Em seguida, aparecem as empresas dos setores de comércio e serviços (20,2%), consumidores rurais (8,0%), indústrias (2,6%), poder público (0,4%) e outros tipos, como serviços públicos (0,03%) e iluminação pública (0,01%).

Em potência instalada, os consumidores dos setores de comércio e serviços lideram o uso da energia solar fotovoltaica, com 38,8% da potência instalada no País, seguidos de perto por consumidores residenciais (38,0%), consumidores rurais (13,2%), indústrias (8,8%), poder público (1,1%) e outros tipos, como serviços públicos



(0,1%) e iluminação pública (0,02%).

As cerca de 400 mil unidades consumidoras recebem créditos de energia de mais de 318 mil sistemas conectados à rede, que proporcionam economia e sustentabilidade para a sociedade. A tecnologia solar fotovoltaica já está presente em mais de 5 mil municípios e em todos os estados brasileiros. Entre os cinco municípios líderes na solar distribuída, estão Uberlândia (MG), Cuiabá (MT), Rio de Janeiro (RJ), Fortaleza (CE)

e Teresina (PI), respectivamente.

Levantamento histórico feito pela Absolar mostra que, nos últimos doze meses, foram adicionadas mais de 214 mil novas unidades consumidoras com geração distribuída da fonte solar no Brasil, um crescimento de mais de 118% em comparação com o período anterior.

Embora tenha avançado nos últimos anos, o Brasil – detentor de um dos melhores recursos solares do planeta – continua com um mercado ainda muito pequeno em geração distribuída,

já que possui mais de 85,9 milhões de consumidores de energia elétrica e menos de 0,5% faz uso do sol para produzir eletricidade.

“A energia solar terá função cada vez mais estratégica para o atingimento das metas de desenvolvimento econômico do País, sobretudo neste momento, para ajudar na recuperação da economia após a pandemia, já que se trata da fonte renovável que mais gera empregos no mundo”, aponta o CEO da entidade, Rodrigo Sawaia.

SOBRE NÓS

A Alpha é uma empresa 100% nacional, atuando desde 1976 no segmento de indústria química, petroquímica, petróleo e Gás (onshore \ offshore), siderúrgica, farmacêutica, celulose, alimentícia, mineração, usinas termoeletricas (açúcar, álcool etc.), cadastrada no CRC da Petrobrás desde 1983.

Durante esses 44 anos nossa prioridade sempre foi a qualidade técnica de nossos fornecimentos e a satisfação de nossos clientes.

Nossos produtos são fabricados e certificados conforme Normas ABNT NBR IEC 60079, e incluem iluminação e sinalização (convencional e Led); caixa de passagem, ligação, junção e inspeção; cotovelos, condutele; painéis de sinalização, comando, medição e monitoramento e conexões em geral.

Possuímos condições para atender as necessidades de sua empresa e a certeza de que estabeleceremos mais do que uma relação de negócio, mas uma relação de parceria de sucesso.

Aguardamos seu contato.

Atmosferas Explosivas e Área Industrial



QUALIDADE

- ✓ Sistema de gestão da qualidade certificado conforme norma ISO 9001:2015.
- ✓ Cadastrada como fornecedora Petrobrás desde 1983.
- ✓ Produtos certificados conforme portaria 179 do INMETRO.

ÁREA DE ATUAÇÃO

- ✓ Petróleo e gás
- ✓ Sucroalcooleira
- ✓ Indústria Química
- ✓ Mineração
- ✓ Alimentícia
- ✓ Agroindústria



+ de **1.400** clientes atendidos



empresa **Referência** de mercado



o maior **Know How** na área Ex

Por Filipe Barcelos Resende*

The image shows two men in industrial safety gear (hard hats and high-visibility vests) standing on a construction site. They are looking at a set of blueprints held by the man on the right. The background is filled with industrial structures, including tall towers and scaffolding, under a bright, hazy sky. The overall scene conveys a sense of professional collaboration in a technical environment.

Uma visão sobre a proteção de terra residual em sistemas elétricos industriais

Introdução

Os sistemas elétricos industriais estão sujeitos à ocorrência de curtos-circuitos, sendo estes um inconveniente para a operação do sistema. Os curtos-circuitos ocorrem pela falha do isolamento entre uma fase e a terra ou entre as fases, sendo os curtos-circuitos fase-terra ou monofásicos os eventos mais comuns em um sistema elétrico, em comparação com os curtos bifásicos ou trifásicos. Normalmente, as faltas envolvendo duas ou três fases ocorrem pela evolução de um curto-circuito monofásico. Alguns sistemas elétricos são projetados para operarem com uma falta à terra de forma permanente, promovendo o desligamento do sistema somente a partir da segunda falta. Para os sistemas que realizam o desligamento a partir da primeira falta, a proteção de terra dos dispositivos de proteção fica responsável por realizar esse desligamento. Para garantir a correta atuação dos dispositivos, os ajustes da proteção de terra precisam ser implementados de forma bem assertiva, uma vez que essa função será, possivelmente, a mais solicitada de um dispositivo de proteção.

Existem três formas mais comuns para se realizar a proteção de terra, conexão ground sensor, conexão no condutor neutro e conexão residual, sendo a última forma o objeto da análise. A conexão ground sensor consiste, normalmente, de um TC toroidal onde passam internamente ao toróide as três fases do circuito. Essa configuração faz com que o fluxo magnético no interior do núcleo seja próximo de zero em condições

normais (sem corrente de sequência zero) e, em caso de fuga à terra, um fluxo resultante promoverá uma corrente secundária que acionará a proteção. A conexão no neutro consiste em instalar um TC no neutro do transformador (ou gerador) de forma a medir diretamente a corrente de falta, nesse caso, o acionamento da proteção irá desligar todas as cargas conectadas à barra. A terceira forma de proteção à terra pode ser feita através do somatório das correntes das fases, formando uma corrente residual. Analogamente ao somatório dos fluxos na conexão ground sensor, a corrente residual será nula se não houver nenhum tipo de fuga à terra e diferente de zero caso ocorra alguma corrente de fuga. Ressalta-se que uma falta monofásica é essencialmente uma fuga à terra.

A conexão ground sensor e conexão no neutro possuem boa sensibilidade de detecção, pois em regime permanente não existe fluxo resultante nem corrente elétrica no neutro, ou são baixos o suficiente para serem desprezados. Dessa forma, pode-se utilizar transformadores de corrente de baixa relação de transformação, garantindo maior sensibilidade na detecção e, conseqüentemente, ajustes mais sensíveis. Vale destacar que o erro na medição de corrente é proporcional à relação de transformação do TC. Para a conexão residual, essa mesma sensibilidade não pode ser garantida, pois a corrente residual é obtida pelo somatório das correntes nas fases, e os erros dos TCs estão embutidos nesse somatório. Os TCs de fase são dimensionados para suportar a corrente nominal do circuito e não saturar as correntes de curto-circuito

CURSOS DE ENERGIA SENAI PIRITUBA

Projetos e Dimensionamento de Usinas Solares até 5 MW **Parte 1**
Projeto Fotovoltaico

40 horas

Projetos e Dimensionamento de Usinas Solares até 5 MW **Parte 2**
Projeto de Média Tensão e Conexão

40 horas

Turmas integrais para alunos de outros Estados.



Escola Senai "Jorge Mahfuz"

Rua Jerônimo Telles Jr., 125
Pirituba - São Paulo/SP CEP 05154-010
Telefone: (11) 3901-9300
E-mail: senaipirituba@sp.senai.br



do sistema, isso faz com que a relação de transformação seja mais alta que as relações utilizadas nos TCs da conexão ground sensor e conexão direta no neutro. Nesse ponto, é importante destacar que, para a conexão direta no neutro, a relação dos TCs de fase pode ser igual à relação do TC de neutro (corrente de curto-circuito trifásico igual a corrente de curto-circuito monofásico), ainda que, nesse caso, haja a vantagem da utilização de apenas um TC em contrapartida aos três TCs utilizados na conexão residual. Diante do exposto, faz-se necessário entender como os erros dos TCs de fase afetam a corrente residual, uma vez que essa corrente será responsável por acionar a proteção de terra do sistema.

Formulação do problema

A Figura 1 apresenta um circuito trifásico, não necessariamente equilibrado, em que não há qualquer corrente de fuga à terra ou carga monofásica (sem corrente de sequência zero). As correntes I'_A , I'_B e I'_C são as medições das correntes I_A , I_B e I_C com os erros dos TCs de fase embutidos. A corrente I_R é o somatório das três correntes dos secundários dos TCs. Como existe uma defasagem nas correntes das fases A, B e C, o erro de I_R não é necessariamente a soma algébrica dos erros das três fases, essa análise precisa ser feita vetorialmente.

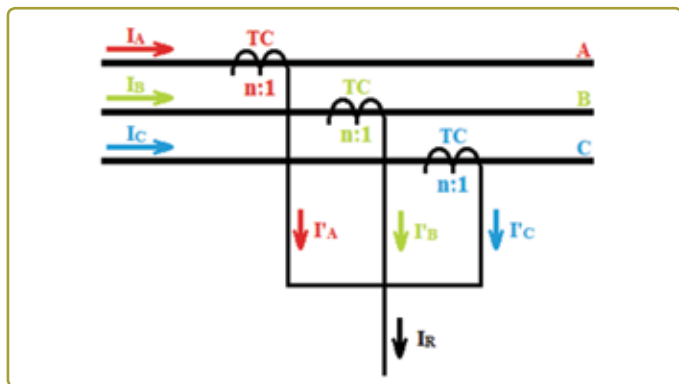


Figura 1 - Corrente residual em um circuito trifásico.

A Figura 2 apresenta de forma hipotética os fasores das correntes I'_A , I'_B e I'_C , indicando as medições de módulo e ângulo para cada fase. A Figura 3 apresenta os fasores das correntes primárias somadas aos erros introduzidos pelos transformadores de corrente. Destaca-se que os módulos e ângulos dos erros e_A , e_B e e_C são genéricos, contudo, para efeitos práticos, o erro de fase (nos ângulos) será desprezado para essa análise ($\varphi_A \approx \varphi'_A$; $\varphi_B \approx \varphi'_B$; $\varphi_C \approx \varphi'_C$). Isso implica dizer que os vetores das correntes e os vetores dos erros são colineares.

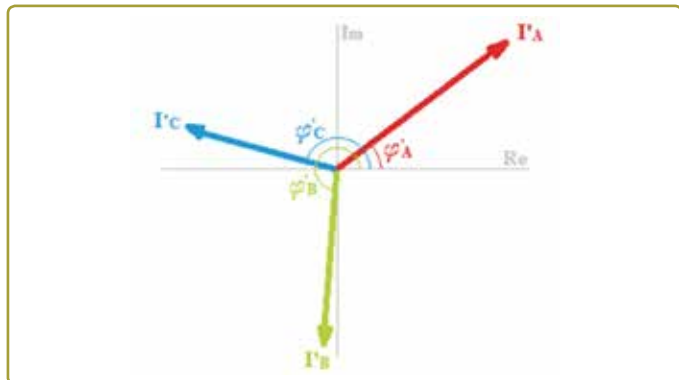


Figura 2 - Correntes nas fases A, B e C nos secundários dos Ts.

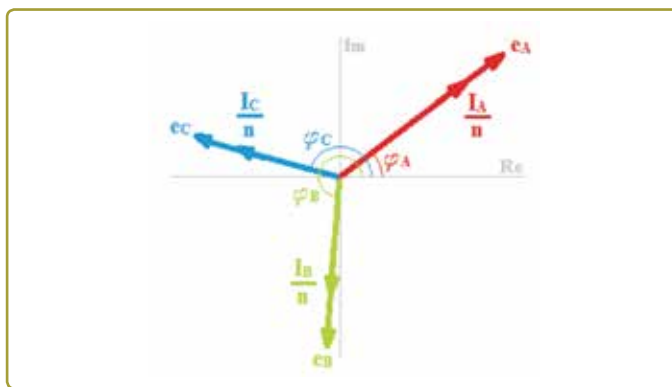


Figura 3 - Decomposição das correntes secundárias.

As relações a seguir são extraídas naturalmente das Figuras 2 e 3.

$$I'_A = \frac{I_A}{n} + e_A \quad (1)$$

$$I'_B = \frac{I_B}{n} + e_B \quad (2)$$

$$I'_C = \frac{I_C}{n} + e_C \quad (3)$$

Pode-se calcular a corrente residual (I_R) pelo somatório das equações 1, 2 e 3.

$$I_R = I'_A + I'_B + I'_C = \frac{I_A}{n} + \frac{I_B}{n} + \frac{I_C}{n} + e_A + e_B + e_C \quad (4)$$

Para um sistema elétrico trifásico sem corrente de sequência zero, o somatório das correntes de fase é nulo, ($I'_A + I'_B + I'_C = 0$), da mesma forma que ($I_A/n + I_B/n + I_C/n = 0$). Logo, a equação 4 toma a forma da equação 5. Vale lembrar que, mesmo existindo desequilíbrio no sistema, a soma das correntes será zero, desde que não exista fuga à terra na instalação. Não está sendo levado em conta, também, o efeito das correntes harmônicas, sabe-se que as harmônicas múltiplas de três são correntes de sequência zero e, caso fossem consideradas, teriam que ser contabilizadas para o valor de I_R .

$$I_R = e_A + e_B + e_C \quad (5)$$

O diagrama fasorial relativo à equação 5 pode ser visto na Figura 4. A equação 5 é especialmente interessante, pois mostra que a corrente residual depende somente dos erros dos transformadores de corrente (em um sistema sem fuga à terra).

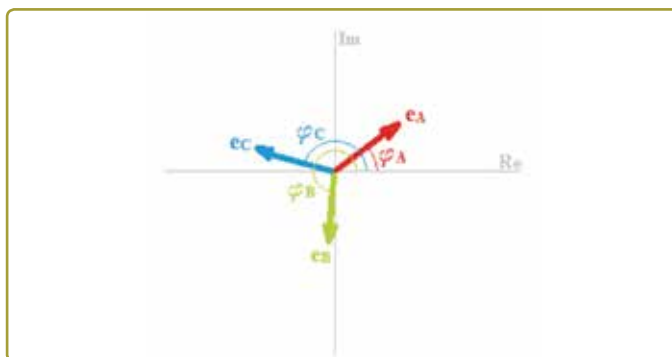


Figura 4 - Somatório dos erros dos TCs.

A partir da Figura 4, pode-se avaliar como o valor de IR é influenciado pela variação dos módulos e dos ângulos dos erros dos TCs de fase. Essa avaliação é importante para auxiliar na definição dos ajustes da proteção de terra residual, uma vez que o valor de pick-up de corrente deve ficar "acima" do máximo valor de IR presente no sistema. Essa premissa visa eliminar o risco de acionamento indevido da proteção residual.

Abordagem matemática

A partir da Figura 4, é possível construir uma equação para determinar o valor de IR por meio dos erros de corrente. Pode-se decompor (nas partes real e imaginária) cada um dos vetores e, posteriormente, somá-los. O resultado é apresentado na equação 6, que pode ser considerada a equação geral da corrente residual, mantidas as restrições de ausência de correntes de sequência zero (fuga ou harmônicas). A equação 7 representa o módulo de IR.

$$I_R = (e_A \cdot \cos \varphi_A + e_B \cdot \cos \varphi_B + e_C \cdot \cos \varphi_C) + j(e_A \cdot \sin \varphi_A + e_B \cdot \sin \varphi_B + e_C \cdot \sin \varphi_C) \quad (6)$$

$$I_R = \sqrt{(e_A \cdot \cos \varphi_A + e_B \cdot \cos \varphi_B + e_C \cdot \cos \varphi_C)^2 + (e_A \cdot \sin \varphi_A + e_B \cdot \sin \varphi_B + e_C \cdot \sin \varphi_C)^2} \quad (7)$$

Uma implicação imediata da equação 7 se dá para o caso de um sistema equilibrado com os erros iguais para os três TCs. Fazendo: $e_A = e_B = e_C = e$, e $\varphi_B = -120^\circ$ e $\varphi_C = 120^\circ$ e substituindo na equação 7, obtém-se a equação 8:

$$I_R = \sqrt{(e \cdot \cos(0^\circ) + e \cdot \cos(-120^\circ) + e \cdot \cos(120^\circ))^2 + (e \cdot \sin(0^\circ) + e \cdot \sin(-120^\circ) + e \cdot \sin(120^\circ))^2} \quad (8)$$

$$I_R = \sqrt{e^2 \left(\left(1 - \frac{1}{2} - \frac{1}{2}\right)^2 + \left(1 - \frac{\sqrt{3}}{2} + \frac{\sqrt{3}}{2}\right)^2 \right)} \therefore I_R = 0 \text{ A}$$

A solução mostra que para erros iguais não existe nenhuma corrente circulando, o que já era esperado para três vetores de mesmo módulo e defasagem de 120° entre si.

Sistemas Aproximadamente Equilibrados

Seja um sistema elétrico trifásico, sem corrente de sequência zero, em que se possa aproximar o defasamento entre as fases por um ângulo de 120° e as magnitudes das correntes (fases A, B e C) sejam aproximadamente iguais. Essa aproximação é razoável para muitos sistemas elétricos industriais. Substituindo na equação 7 os valores dos ângulos φ_A , φ_B e φ_C por 0° , -120° e 120° , respectivamente, obtém-se a equação 9.

$$I_R = \sqrt{(e_A \cdot \cos(0^\circ) + e_B \cdot \cos(-120^\circ) + e_C \cdot \cos(120^\circ))^2 + (e_A \cdot \sin(0^\circ) + e_B \cdot \sin(-120^\circ) + e_C \cdot \sin(120^\circ))^2} \quad (9)$$

Simplificando a equação 9 e rearranjando os termos, chega-se à equação 10. Essa equação é a expressão de IR para um sistema que opere próximo à condição de equilíbrio.

$$I_R = \sqrt{e_A^2 + e_B^2 + e_C^2 - e_A \cdot e_B - e_A \cdot e_C - e_B \cdot e_C} \quad (10)$$

A partir da equação 10, interessa encontrar os valores de e_A , e_B e e_C que produzem o maior valor de I_R . Trata-se de um problema de cálculo de várias variáveis, no qual deseja-se determinar o valor máximo de uma função de três variáveis, $I_R = (e_A, e_B, e_C)$. O domínio de interesse é definido pela figura 5, onde em é o erro mínimo e eM é o erro máximo, válido para os três TCs. Avaliar o comportamento de uma função por meio do gráfico do seu domínio é um recurso bastante útil quando se lida com funções de três variáveis, uma vez que não é possível esboçar um gráfico em quatro dimensões.

Classe I+II
(NBR IEC 61643-1:2007)



Instalação de DPS

DPS Ecobox

Os Dispositivos de Proteção Contra Surtos da Linha DPS Ecobox foram desenvolvidos para proteger a instalação elétrica. Deverá ser instalado após os disjuntores do quadro de distribuição, com fixação em trilho TS 35.

www.embrastec.com.br

(16) 3103 2021
embrastec@embrastec.com.br
@embrastec

SOLUÇÕES CONSOLIDADAS
EM QUALIDADE DE ENERGIA E
EFICIÊNCIA ENERGÉTICA



COMPENSAÇÃO REATIVA
TEMPO REAL



MEDIÇÃO DA QUALIDADE
DE ENERGIA



SOLUÇÕES EM
PRODUTOS E SERVIÇOS
TRANSFORME SEU
CAPEX EM OPEX

A QUALIDADE DE ENERGIA
EM SUAS MÃOS

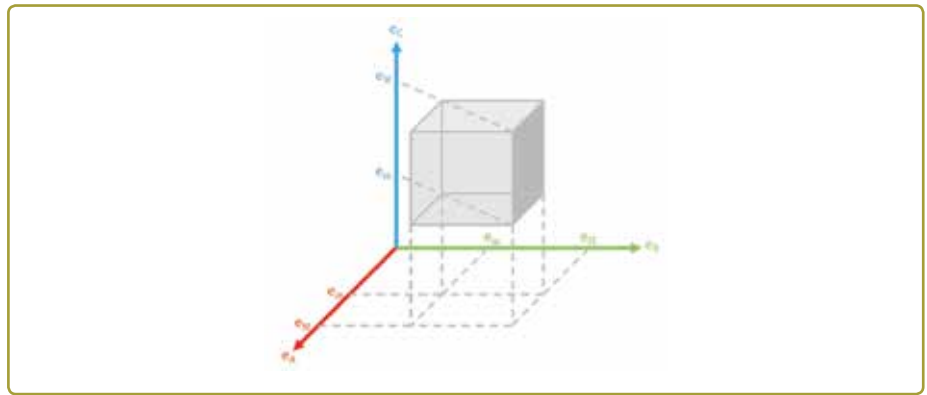


Figura 5 – Domínio da função $I_R: (e_m \leq e_A, e_B, e_C \leq e_M)$

Pelo teorema do valor extremo (ou teorema de Weierstrass), a função I_R possui valores máximos e mínimos para um domínio definido, esses valores podem estar no “interior” do domínio (pontos críticos) ou nas fronteiras.

Matematicamente, é possível demonstrar que os valores máximos da função I_R estão na fronteira do domínio e ocorrem nos vértices (e somente nos vértices) do cubo. Seis vértices são pontos de máximo e dois vértices são pontos de mínimo. Os pontos críticos no interior do domínio são todos de mínimo e atendem à relação $e_A = e_B = e_C$, retornando $I_R = 0$, em conformidade com equação 8. A Figura 6 mostra quais vértices são pontos de máximo e quais são pontos de mínimo.

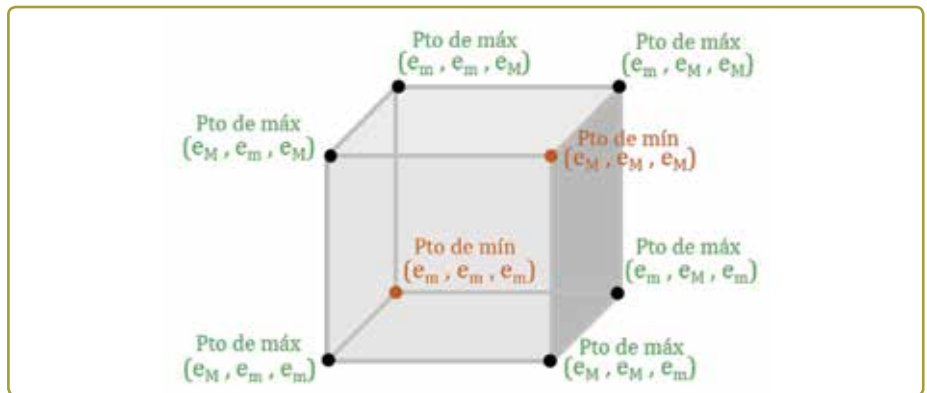


Figura 6 – Pontos de máximo no domínio da função I_R .

Substituindo um dos pontos de máximo, por exemplo (e_m, e_m, e_M) , na equação 10 tem-se o resultado conforme abaixo:

$$I_R = \sqrt{e_m^2 + e_m^2 + e_M^2 - e_m \cdot e_m - e_m \cdot e_M - e_m \cdot e_M} = \sqrt{(e_M - e_m)^2} \quad (11)$$

$$I_R = |e_M - e_m|$$

A solução apresentada na equação 11 é a mesma para os seis pontos de máximo. Em termos práticos, essa solução mostra que o maior valor de I_R aparece em duas condições:

- Dois TCs apresentam erro mínimo (e_m) e um TC apresenta erro máximo (e_M);
- Dois TCs apresentam erro máximo (e_M) e um TC apresenta erro mínimo (e_m).

Se o erro máximo for simétrico ao erro mínimo, $e_m = -e_M$, a equação 14 pode ser expressa através da equação 15 ou equação 16.

$$I_R = |2 \cdot e_M| \quad (12)$$

$$I_R = |2 \cdot e_m| \quad (13)$$

Dadas as premissas estabelecidas no primeiro parágrafo do item 3.1, a equação 11 mostra que a maior corrente residual possível é a diferença entre o erro máximo e mínimo do TC, considerando os erros iguais para os três TCs. Para os erros simétricos, equações 12 e 13, o máximo valor de IR será duas vezes o valor do erro em módulo.

A título de exemplo, uma análise que considere um TC com erro máximo simétrico ao erro mínimo é igual a $\pm 3\%$ levaria a um valor de IR máximo de 6% . Destaca-se que a porcentagem é dada em função da corrente nominal do TC.

Sistemas desequilibrados e o máximo valor de IR

Pode-se avaliar, ainda, a partir da equação 7, qual condição produz o maior valor de IR, mantendo as magnitudes dos erros restritos ao domínio apresentado na figura 5, mas com os ângulos dos fasores, podendo variar livremente. Partindo da equação 7 e expandindo os termos quadrados, obtém-se a equação 14.

$$I_R = (e_A \cdot \cos^2 \varphi_A + e_B \cdot \cos^2 \varphi_B + e_C \cdot \cos^2 \varphi_C + e_A \cdot \sin^2 \varphi_A + e_B \cdot \sin^2 \varphi_B + e_C \cdot \sin^2 \varphi_C + 2 \cdot e_A \cdot e_B \cdot \cos \varphi_A \cdot \cos \varphi_B + 2 \cdot e_A \cdot e_C \cdot \cos \varphi_A \cdot \cos \varphi_C + 2 \cdot e_B \cdot e_C \cdot \cos \varphi_B \cdot \cos \varphi_C + 2 \cdot e_A \cdot e_B \cdot \sin \varphi_A \cdot \sin \varphi_B + 2 \cdot e_A \cdot e_C \cdot \sin \varphi_A \cdot \sin \varphi_C + 2 \cdot e_B \cdot e_C \cdot \sin \varphi_B \cdot \sin \varphi_C)^{1/2}$$

Agrupando os termos como somas de cossenos e utilizando a relação $(\sin^2 \varphi + \cos^2 \varphi = 1)$, tem-se:

$$I_R = \sqrt{e_A^2 + e_B^2 + e_C^2 + 2 \cdot e_A \cdot e_B \cdot \cos(\varphi_A - \varphi_B) + 2 \cdot e_A \cdot e_C \cdot \cos(\varphi_A - \varphi_C) + 2 \cdot e_B \cdot e_C \cdot \cos(\varphi_B - \varphi_C)} \quad (14)$$

Determinar o valor máximo de IR por meio da equação 14 implica a avaliação de não somente os módulos dos erros, mas também os ângulos. A corrente residual para essa avaliação é uma função de seis variáveis. Pode-se mostrar que a solução que maximiza o valor de IR deve fazer os termos cossenos iguais à unidade, essa condição é atendida se $\varphi_A = \varphi_B = \varphi_C = 0 \pm \pi$. Substituindo, na equação 14, os valores dos ângulos por zero e rearranjando os termos, chega-se à equação 15.

$$I_R = |e_A + e_B + e_C| \quad (15)$$

Determinar o valor máximo da equação 15 é uma tarefa trivial, sendo a soma dos erros máximos dos três TCs. Caso os três erros sejam iguais, chega-se à equação 16. Para um cenário em que $e_m = -e_M$, vale também a equação 17.

$$I_R = |3 \cdot e_M| \quad (16)$$

$$I_R = |3 \cdot e_m| \quad (17)$$

As equações 16 e 17 representam o máximo erro possível para a corrente residual. Nessa condição, os três erros, representados por seus fasores, estão na mesma direção e sentido, uma condição bem atípica para um sistema elétrico trifásico. Contudo, essa análise é interessante no sentido de mostrar o maior valor possível para a corrente IR. Do ponto de vista da proteção residual, esse resultado é bastante relevante, pois um ajuste de pick-up acima de $|3 \cdot e_M|$ garante a efetividade da proteção com bastante segurança para qualquer condição de desequilíbrio. Para sistemas que operam com TCs de proteção com erros de 10% , é bastante comum o ajuste de pick-up de 30% para a proteção de terra. Nesse ponto, é possível avaliar se esse valor de pick-up não seria demasiadamente conservador.

Desvios para transformadores de corrente

O transformador de corrente, ou apenas TC, tem o mesmo princípio de funcionamento de um transformador de força. Nesse caso, tem-se dois enrolamentos acoplados



SEGURANÇA ELÉTRICA INTELIGENTE

Supervisão de isolamento e corrente de fuga em todos os esquemas de aterramento: IT, TN e Aterramento por Resistor

Equipamentos que fazem a manutenção preditiva e totalmente coadunados à indústria 4.0

Equipamentos:

DSI – Dispositivo Supervisor de Isolamento



DSCR – Dispositivo Supervisor da Corrente Residual



DSR – Dispositivo Supervisor do Resistor



Também prestamos serviço de localização de falhas de isolamento e corrente de fuga in loco



Para mais informações acesse:
WWW.RDIBENDER.COM.BR



magneticamente por um núcleo de material ferromagnético (exceção para a bobina de Rogowski). Dessa forma, o circuito equivalente para análise de um TC é o mesmo circuito elétrico de um transformador de força. A Figura 7 apresenta o circuito para análise. É importante salientar que foi omitida a parte resistiva do ramo de magnetização, uma vez que não é relevante nessa análise.

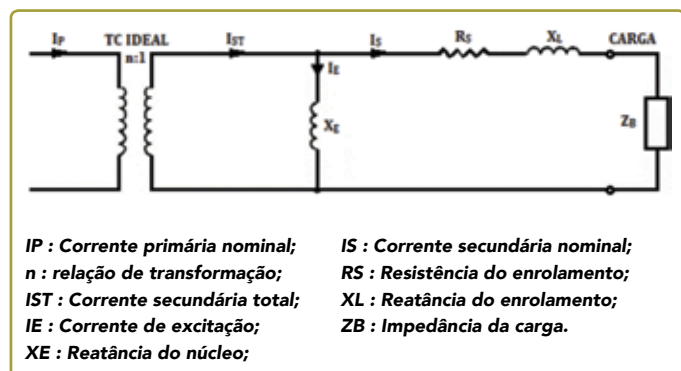


Figura 7 – Circuito equivalente para um transformador de corrente.

A norma ABNT NBR 6856:2015 define o limite de erro para transformadores de corrente aplicados à proteção para duas condições: corrente nominal (I_p) e corrente no limite de exatidão (I_{le}). Esta pode ser definida como o produto da corrente nominal pelo fator-limite de exatidão (F_{le}). A equação 18 mostra matematicamente a definição.

$$I_{le} = F_{le} \cdot I_p \quad (18)$$

Os fatores-limite de exatidão definidos pela norma são: 5, 10, 15, 20 e 30. O fator-limite de 20 é bastante comum nas instalações industriais, sendo o único padrão adotado pela norma na sua versão anterior, NBR 6856:1992.

A definição do limite de erro estabelecida pela norma permite avaliar duas condições de erro para o TC. Uma delas em regime permanente e a outra em uma situação de altas correntes (curto-circuito ou inrush). A tabela 1 mostra os limites de erro para TCs de proteção de ambas as classes de exatidão, 5P e 10P, além disso, também é válida para TCs com e sem controle do fluxo remanescente. Para um maior entendimento das características construtivas de um transformador de corrente, recomenda-se a leitura da referência [1].

TABELA 1 – ERROS DE MAGNITUDE E FASE PARA TCs DE PROTEÇÃO CONFORME NBR – 6856:2015, ADAPTADO DE [1]

Classe de exatidão	Erro de corrente para a corrente primária nominal [%]	Defasagem para corrente nominal [grau]	Erro composto da corrente primária limite de exatidão [%]
5P	± 1	1	5
10P	± 3	-	10

A tabela 1 traz uma informação muito relevante sobre a natureza desses dois erros. A segunda coluna apresenta os erros relacionados às características construtivas do TC, podendo ser considerada uma “tolerância” para o valor da corrente secundária. Nota-se que os valores dos erros para a corrente nominal aparecem

com sinal de mais ou menos ($\pm 1\%$ e $\pm 3\%$), em contrapartida, a quarta coluna apresenta um valor de erro associado à saturação do núcleo do transformador. Nessa condição, o valor de IE irá crescer até um valor limite definido pelo erro máximo, fazendo o valor de IS decrescer, conforme Figura 7 ($I_s = I_{ST} - I_E$). Isso mostra que o valor de IS para o TC operando na condição de saturação será sempre menor que a razão I_p/n . Esse entendimento pode ser confirmado na descrição do ensaio indireto para determinar o erro composto, seção 12.9.3.2 da ABNT NBR 6856:2015. O ensaio consiste em aplicar uma força eletromotriz de valor igual à força eletromotriz no limite de exatidão do TC, medir o valor de I_E e então determinar o erro composto (E_C), de acordo com a equação 19. Destaca-se que a variável I_{SN} é um valor constante (corrente nominal secundária do TC), não sendo um valor medido no ensaio.

$$E_C = \frac{I_E}{F_{le} \times I_{SN}} \times 100\% \quad (19)$$

O ensaio descrito mostra que o erro do TC na condição de saturação se dá exatamente pelo crescimento da corrente IE, o que leva, inevitavelmente, ao decréscimo de IS. Esse cenário permite concluir que o erro para a corrente no limite de exatidão será sempre negativo.

Do ponto de vista da proteção residual, interessa encontrar o erro máximo presente no sistema de forma a definir o ajuste de pick-up dessa função. Direcionando a análise para os sistemas que operam próximos ao equilíbrio, item 3.1, o máximo valor da corrente residual é $I_R = |e_M - e_m|$, conforme equação 11 ou $I_R = |2 \cdot e_M|$, para erros simétricos, conforme equação 12. Pode-se, então, calcular os valores da corrente residual para as duas condições, corrente nominal e corrente no limite da exatidão. Abaixo, há um exemplo do cálculo de IR para um transformador com classe de exatidão 5P. Vale ressaltar que o erro do TC entre a corrente nominal e a corrente no limite da exatidão fica dentro da classe de exatidão (5P).

EXEMPLO: TC 600-5

- Corrente residual para condição próxima a nominal ($e_M = -e_m = 1\%$) (Amperes primários)
- Corrente residual para condição próxima ao limite de exatidão ($e_m = -5\%$; $e_M = 0\%$) (Amperes primários)

Estudo de caso

A abordagem feita até o item 4 mostrou a relevância dos erros dos transformadores de corrente no cálculo da corrente residual de um sistema. Essa abordagem será muito útil para definir o ajuste de proteção de terra residual de um caso real.

A Figura 8 mostra um trecho do diagrama unifilar de uma planta elétrica real. A instalação recebe energia em 138 kV e rebaixa para 13,8 kV por meio de um transformador de 20 MVA, delta-estrela, com neutro aterrado através de um resistor de 100 A (79,67 Ω). O secundário do transformador está conectado a uma rede elétrica aérea que alimenta

VOCÊ SE REINVENTA, A NEO VAI COM VOCÊ.

Entregando o máximo
de performance
para seguirmos juntos.



Isolação XLPE de qualidade internacional



Homologação das principais
concessionárias de energia do Brasil



Metragem garantida em todos os pedidos



(11) 4891.1226

neocable.com.br

contato@neocable.com.br

neo
cable
Condutores Elétricos

duas cargas, sendo uma essencial e a outra não essencial. Na derivação da rede que alimenta a carga não essencial existe um elo fusível de 25 K para fazer a proteção contra sobrecorrentes. Existe no sistema outras duas redes conectadas ao transformador, mas que, não foram representadas na Figura 8.

Um problema recorrente nessa instalação eram as faltas monofásicas que ocorriam no trecho de rede relativo à carga não essencial. Uma falta à terra nessa derivação (representado na Figura 8 pelo ponto P) levava ao desligamento da rede na subestação principal, interrompendo o fornecimento de energia também para a carga essencial. Esse cenário se dava em razão da atuação do elo fusível ser muito lenta para correntes da ordem de 100 A (2 a 6 s). Para correntes inferiores a 100 A, o tempo de atuação se torna ainda maior e, para correntes inferiores a 50 A, sabe-se que o fusível de 25 K não atua. A Figura 9 mostra o coordenograma com a curva do elo fusível de 25K e a curva da proteção de terra na subestação principal (relé R1). Nesse ponto, vale destacar que elevar o tempo da proteção de terra à montante, levaria a um tempo de atuação demasiadamente longo para manter uma falta, comprometendo a segurança das pessoas e também dos equipamentos elétricos. Destaca-se que o próprio resistor de aterramento suporta a corrente de 100 A por um tempo máximo de dez segundos.

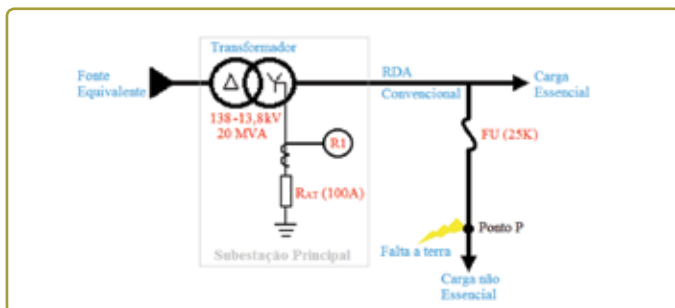


Figura 8 – Diagrama Unifilar do trecho da planta em análise – proteção com elo fusível.

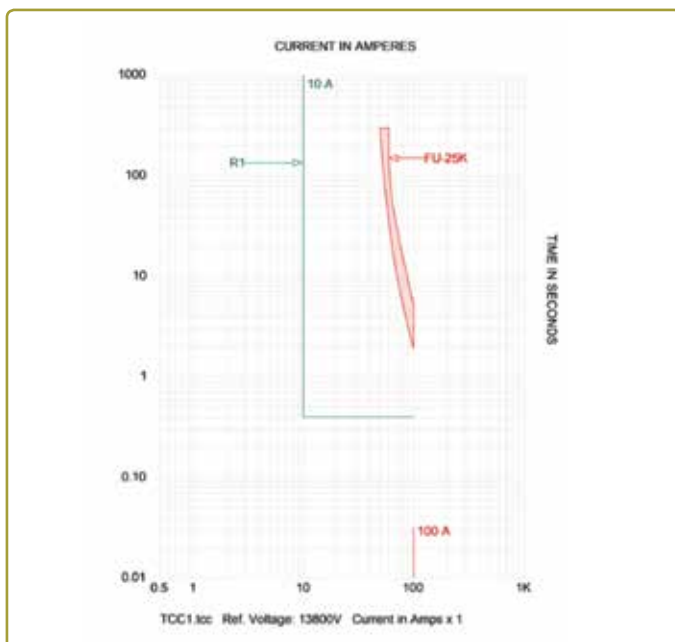


Figura 9 – Coordenograma: curva do elo fusível de 25K e curva do relé de proteção R1.

Para solucionar esse problema, foi adquirido um religador, instalação em poste, para ser aplicado na derivação da rede, de forma a possibilitar a coordenação entre os dispositivos de proteção e eliminar os desligamentos indevidos da carga essencial da planta. Os dados do religador são apresentados na Figura 10 e o novo coordenograma, na Figura 11. Para assegurar a efetividade da proteção do religador para faltas à terra, é necessário garantir que a sua atuação ocorra antes da proteção à montante, relé R1. Para aplicação conjunta com o religador, usou-se o relé de proteção microprocessado R2, com a função de proteção de terra residual disponível. Destaca-se que o esquema de proteção ground sensor não é possível de ser aplicado, uma vez que o equipamento não possui TC toroidal. Para definir o ajuste do pick-up da função de terra residual, inicialmente sugeriu-se o valor de 30%. Contudo, para um TC com relação de transformação de 600-5, 30% levaria a um valor de pick-up de 180 A, o qual nunca sensibilizaria a proteção, pois o resistor de aterramento limita a corrente para faltas monofásicas em 100 A.

Dessa forma, utilizou-se a análise apresentada no item 3 deste trabalho para definir o ajuste de proteção. Os dados do TC são: erro de $\pm 0,6\%$ para a corrente nominal e erro de 5% para correntes no limite da exatidão. O fator-limite de exatidão (F_{le}) é igual a 20. Um ponto interessante é que o fabricante do religador oferece os serviços

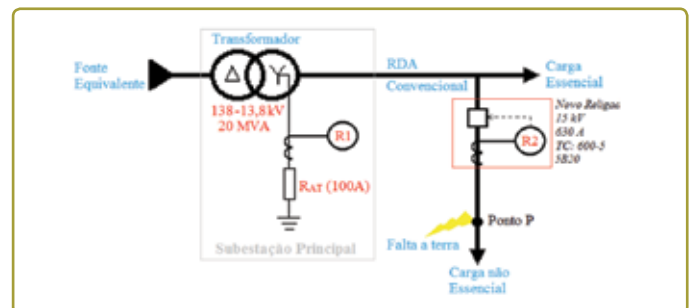


Figura 10 – Diagrama Unifilar do trecho da planta em análise – proteção com religador.

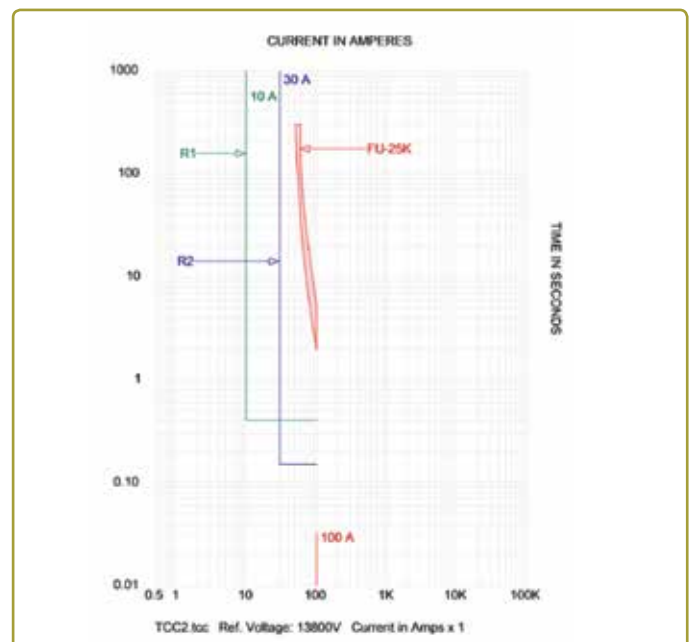


Figura 11 – Coordenograma: curva do elo fusível de 25K e curvas dos relés de proteção R1 e R2.

de medição e proteção no mesmo enrolamento do TC, sendo que o erro para a corrente nominal é relativamente baixo ($\pm 0,6\%$).

Utilizando as equações 11 e 12, respectivamente, os valores da corrente residual são: $I_r = 7,2\text{ A}$ (1,2 % de 600 A) em condições próximas à nominal e $I_r = 30\text{ A}$ (5 % de 600 A) para condições de elevadas correntes. Vale lembrar que se considerou o sistema próximo ao equilíbrio e desconsiderou-se a presença de harmônicas de terceira ordem e outras correntes de sequência zero. O valor escolhido para o pick-up de corrente foi de 30 A.

O tempo escolhido para a função de terra do relé R2 foi de 150 ms, de forma a permitir a energização dos transformadores sem risco de trip indevido. A corrente de inrush dos transformadores de potência possui elevado conteúdo harmônico, podendo levar a um valor de corrente residual que faça atuar a proteção. O valor de 150 ms também permite uma boa coordenação com o relé R1, mantendo um intervalo de 250 ms. Ressalta-se que não foi alterado o valor de pick-up da função de terra do relé R1. Essa medida foi adotada como forma de proteger o resistor de aterramento em caso de baixas correntes que possam se estabelecer continuamente no sistema e levar à queima do equipamento. Essa medida permitirá uma zona de descoordenação entre os relés R1 e R2, entre 10 e 30 A. Contudo, optou-se por priorizar a proteção do resistor de aterramento em prejuízo da seletividade. Não obstante, para correntes superiores a 30 A, a coordenação da proteção está garantida.

Conclusão

A proteção de terra residual de um sistema elétrico é um recurso valioso na detecção de curtos-circuitos monofásicos, haja vista que essa aplicação não demanda mais um transformador de corrente e é de fácil implementação. Para os sistemas que operam com o neutro aterrado por resistor, em especial resistores de baixo valor ôhmico e que não têm o objetivo de manter o sistema em operação após

a primeira falta, a proteção de terra residual é bastante útil para a detecção e eliminação de faltas à terra. Para os sistemas solidamente aterrados, a proteção residual se mostra bastante efetiva para as faltas com impedância, uma vez que essas podem não sensibilizar os TCs de fase em função dos baixos valores de corrente de falta.

Para definir um ajuste adequado para a proteção de terra residual, é essencial garantir que o pick-up dessa função não promova desligamentos indevidos e ao mesmo tempo seja efetivo na proteção do sistema e garanta a seletividade. Dessa forma, esse trabalho mostrou que os ajustes típicos para a proteção de terra residual, em torno de 30%, podem ser muito conservativos em algumas aplicações, chegando, realmente, a inviabilizar a proteção de terra residual, como foi o caso do exemplo apresentado nesse artigo. Para garantir um ajuste adequado, é possível avaliar os erros dos TCs, e uma vez que a condição de análise seja para um sistema aproximadamente equilibrado, é possível trabalhar com ajustes muito mais sensíveis.

Referências bibliográficas

- [1] ABNT NBR 6856:2015: Transformador de Corrente – Especificação e Ensaio. Associação Brasileira de Normas Técnicas, São Paulo, Brasil, 2015.
- [2] IEEE Std 242: Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems. Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., Nova York, EUA, 2001.
- [3] Mardegan, C: Proteção e Seletividade em Sistemas Elétricos Industriais. Atitude Editorial, São Paulo, Brasil, 2012.

*Filipe Barcelos Resende é engenheiro eletricista pelo Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais, com mestrado em Sistemas Elétricos pela Universidade Federal de Minas Gerais. Atualmente, é engenheiro eletricista master na Vale.

HellermannTyton

Boas Festas!

Cuide-se e seja prudente!

MADE FOR REAL®

Agradecemos aos nossos clientes pela parceria no ano de 2020 e desejamos a todos um Feliz Natal e um Ano Novo repleto de saúde e realizações.


www.hellermannnyton.com.br
 11 2136-9090
vendas@hellermannnyton.com.br


 50 anos
 HellermannTyton





Sistemas de aterramento de plantas de geração renovável

A Comissão de Estudo de Aterramentos Elétricos (CE-003:102.001) do Comitê Brasileiro de Eletricidade (ABNT/CB-003) está revisando diversas normas publicadas, visando adequar-se ao avanço tecnológico, bem como elaborar normas atualizadas com as plantas de geração de energias renováveis, que vão refletir os critérios já estabelecidos pela normalização internacional, assim como a experiência adquirida no Brasil com os muitos empreendimentos que têm sido aqui implantados.

As modernas plantas de geração renovável, como parques eólicos e usinas fotovoltaicas, constituem as instalações providas dos maiores sistemas de aterramento, com dimensões que atingem quilômetros. Com relação à topologia do sistema de aterramento, no entanto, cabe destacar que apresentam marcantes diferenças:

- **Parques eólicos** – topologia linear, definida pelos traçados das linhas de média-tensão (usualmente de 34,5 kV) que interligam aterramentos concentrados nas bases das torres dos aerogeradores;
- **Plantas solares** – topologia matricial, com uma ampla rede subterrânea de linhas de baixa-tensão (em corrente contínua e alternada) e de média-tensão (usualmente de 34,5 kV), com aterramentos distribuídos por toda a área.

Os parques eólicos encontram-se localizados nos mais diferentes ambientes, seja na beira da praia ou no interior, em planaltos ou no topo de morros, por vezes com grande altitude. Usualmente são constituídos por parques individuais, com potência típica da ordem de 30 MW, que integram um complexo eólico com vários parques interligados à uma subestação coletora de alta-tensão.

É grande a variedade de condições de instalação das usinas fotovoltaicas (UFV), que pode ser anexadas às edificações (residenciais, comerciais e industriais), inclusive nas coberturas de estacionamentos; podem compartilhar áreas próximas com outras plantas geradoras, sejam parques eólicos, sejam usinas hidroelétrica (UFV flutuantes); e podem constituir plantas de geração dedicadas. As UFVs podem ser classificadas em função da potência instalada:

- **Microgeração distribuída** - com até 75 kW, as UFVs são ligadas às instalações prediais (coberturas de casas, prédios, galpões industriais e estacionamentos), conectadas à rede de

distribuição em BT ou MT por meio das instalações das unidades consumidoras;

- **Minigeração distribuída (GD)** - com até 5 MWp, as UFVs ocupam áreas da ordem de até 14 ha e conectadas à rede de distribuição em média tensão e uma concessionária de distribuição de energia;
- **Plantas de grande porte** – usualmente com potência instalada acima de 100 MWp, as UFVs ocupam áreas com centenas de hectares, com uma complexa rede interna de baixa tensão e média tensão e usualmente conectadas ao Sistema Interligado Nacional (SIN) por meio de uma subestação coletora em alta tensão (de 138 kV até 500 kV).

Para estas plantas geradoras, é importante estabelecer duas definições, que já constam da revisão da norma ABNT NBR 7117, que são termos utilizados de forma indiscriminada, mas que têm interpretação diferenciada:

- **Malha de aterramento** - conjunto de eletrodos de aterramento não naturais, interligados e enterrados no solo em uma área limitada pela instalação a ser atendida, destinados especificamente a dissipar correntes elétricas no solo;
- **Sistema de aterramento** - conjunto de todos os eletrodos e condutores de aterramento interligados, enterrados ou não, assim como partes metálicas que atuam com a função de distribuição e dissipação de correntes elétricas no solo, como pés de torres, armaduras de fundações, estacas metálicas, etc.

No caso da malha de aterramento, apesar de o termo malha ser utilizado, esse conjunto de condutores não precisa necessariamente apresentar a topologia reticulada, típica de uma malha de aterramento de subestação. Cabe lembrar que a malha de aterramento de uma subestação é da ordem de um a dois hectares, enquanto a malha de aterramento de uma UFV pode atingir alguns quilômetros quadrados.

Dentre os sistemas de aterramento de grandes dimensões, cabe destacar:

- Linhas de transmissão, em que os contrapesos de aterramento das estruturas são interconectados pelos cabos para-raios;
- Parques eólicos, onde os aterramentos das torres são interconectados pelos cabos para-raios ou por cabos de aterramento das linhas de média tensão; e
- Usinas fotovoltaicas, em que se tem uma ampla malha de aterramento interligada a centenas ou milhares de estacas das estruturas que suportam os módulos fotovoltaicos.

O desempenho de um aterramento pode ser caracterizado

pela sua resistência/impedância, e pelos potenciais na superfície do solo produzidos quando uma corrente nele injetada é dissipada no solo. Os gradientes destes potenciais na superfície do solo vão dar origem às conhecidas tensões de passo e de toque, que estabelecem as condições de segurança humana do sistema de aterramento, quando da ocorrência de faltas para a terra na instalação. A resposta do sistema de aterramento a uma injeção de corrente pode ser analisada sob dois pontos de vista:

- **Resistência de aterramento** – para um evento de baixa frequência, caso de uma falta para a terra no barramento de alta tensão da subestação coletora, ou vista de qualquer ponto da rede de 34,5 kV que atende este tipo de planta de geração renovável;
- **Impedância de aterramento** – resposta de um ponto do sistema de aterramento a um evento de natureza impulsiva, como a queda de um raio ou a atuação de um para-raios ou de um DPS.

Dois aspectos relativos ao projeto de sistemas de aterramento de dimensão de centenas de metros ou de quilômetros devem ser destacados:

- A necessidade de modelos de solo profundos, com profundidade compatível com a dimensão do sistema a ser projetado, podendo ser necessários modelos de solo com até 2000 m de profundidade (no caso de solos de elevada resistividade);
- A necessidade de simulação do sistema de aterramento para o cálculo do seu desempenho, por meio de um programa que considere a não-equipotencialidade da malha, o que significa dizer, que considere as quedas de tensão que vão ocorrer ao longo dos condutores da malha.

Estes dois aspectos são bastante enfatizados nas normas IEEE e IEC que estabelecem os critérios básicos de projeto de sistemas de aterramento de plantas de geração fotovoltaica. De maneira geral, as normas IEC e IEEE enfatizam que os critérios de projeto aplicáveis a subestações, que tem áreas da ordem de poucas centenas de metros quadrados, não podem ser aplicados da mesma forma para o projeto de instalações que tem áreas de centenas a milhares de metros quadrados.

**Paulo Edmundo da Fonseca Freire é engenheiro eletricista, mestre em Sistemas de Potência e Doutor em Geociências. Ex-professor da Universidade Gama Filho, revisor de livros técnicos, instrutor/palestrante de cursos e eventos sobre os temas aterramento e proteção contra descargas atmosféricas e autor de mais de 30 artigos técnicos apresentados em congressos no Brasil e exterior. Consultor de empresas no Brasil, Chile, Itália, Espanha, Alemanha e China. Membro do Cigré e IEEE.*

Por Arnaldo Rosentino Junior, Ivan Nunes Santos, Fernanda Hein Costa, Guilherme Daher Oliveira e Luiz Fernando Soares de Souza*

Avaliação de perdas em um transformador a seco instalado em subestação subterrânea utilizando o método dos elementos finitos

A análise do comportamento térmico de uma subestação antes da mesma entrar em operação, incluindo variação de fatores externos e condições de carga é essencial [1]. Neste sentido, esta pesquisa encontra-se pautada na análise de perdas provocadas por transformador a seco de 1 MVA, 60 Hz, 13,8 kV – 0,380 kV, D – Y, a ser instalado no interior de uma subestação (SE) de distribuição subterrânea. Sabe-se que elevadas temperaturas identificadas nos enrolamentos do transformador levam à sua redução de vida útil [2]. Um incremento de 10 °C acima da máxima temperatura de ponto mais quente para as isolações em resina encapsulada significa uma redução da vida útil pela metade. Para se ter uma referência, a expectativa de vida normal de um transformador operando de forma contínua com temperatura nominal de ponto mais quente é de 180.000 horas (aproximadamente 20 anos) [3].

Neste contexto, este trabalho destaca os resultados de perdas no transformador e as perdas induzidas na SE por meio de simulações computacionais, utilizando o programa Ansys Maxwell 3D, o qual se baseia na técnica de elementos finitos. Duas condições de operação foram avaliadas: condição nominal e em situação de sobrecarga de 50%. Tais sobrecargas podem ser, entre outros motivos, devido a distorções harmônicas causadas por cargas não lineares conectadas ao sistema, as quais impactam na elevação de corrente através dos enrolamentos do transformador. Nesse caso, uma das formas de lidar com esse cenário é a aplicação de derating, especialmente em transformadores que alimentam grande volume deste tipo carregamento. Nestes termos, derating é a redução intencional da potência do transformador para compensar as elevações de corrente causadas pelas distorções harmônicas [4]. À luz dessas ilustrações, foram avaliadas as perdas no núcleo, perdas nos enrolamentos, perdas induzidas nas armaduras do transformador e perdas induzidas nas paredes do invólucro da subestação, o qual é considerado com paredes metálicas. Nesse sentido, uma vez que se pretende apresentar as perdas induzidas nas paredes do invólucro da SE, a Figura 1 ilustra a distribuição dos equipamentos no interior de tal ativo.

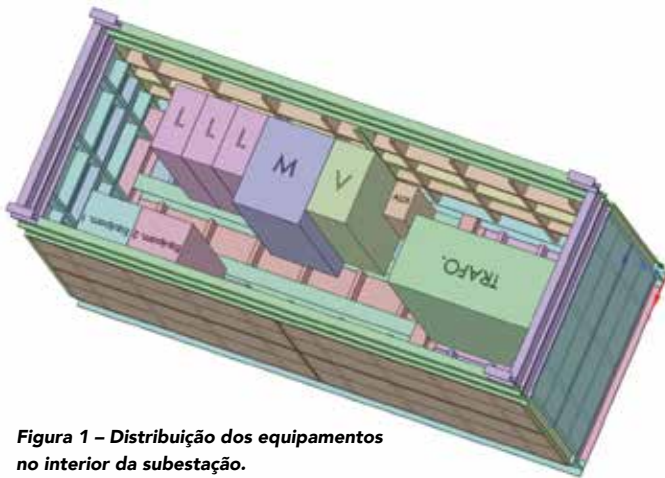


Figura 1 – Distribuição dos equipamentos no interior da subestação.

Após aplicar as principais etapas de modelagem utilizando a técnica dos elementos finitos (pré-processamento, processamento e pós-processamento), foram avaliados os resultados de perdas, os quais seguem destacados pela Tabela 1.

TABELA 1 – RESULTADOS DE PERDAS

Parâmetro	Operação nominal	Condição de sobrecarga	Variação percentual [%]
Perdas Enrolamentos [kW]	10,76	24,21	+125,00
Perdas Núcleo [kW]	2,093	3,17	+51,46
Perdas Induzidas Armaduras [W]	16,4	36,94	+125,24
Perdas Induzidas Invólucro [W]	1,74	3,92	+125,29

A título de ilustração, a Figura 2 apresenta as perdas induzidas nas paredes do invólucro em ambas as situações: condição nominal de operação e em situação de sobrecarga.

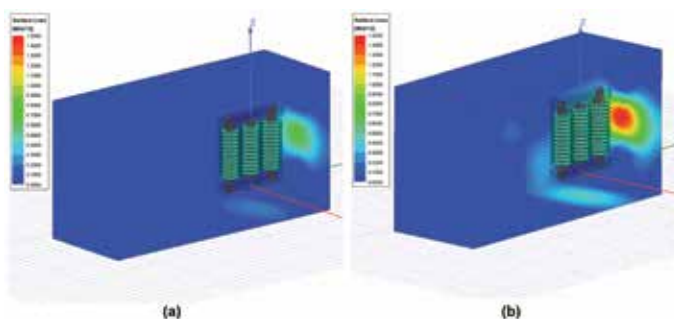


Figura 2 – Perdas induzidas nas paredes do invólucro: (a) Condição nominal de operação; (b) Condição de sobrecarga.

Muito embora o total de perdas induzidas nas paredes apresenta valor pequeno, e pode não ser preocupantes, destaca-se que é

possível ocorrer pontos quentes em algumas regiões específicas. Essa análise é extremamente importante, pois além de possibilitar o dimensionamento, de forma adequada, do trocador de calor no interior da subestação, pode-se identificar o melhor ponto de instalação desse dispositivo de transformação. Complementarmente, a simples alteração de posicionamento deste transformador, no interior da subestação, poderá mitigar esta questão.

Estas análises prévias de variação de carga e suas influências no projeto só se fizeram possíveis por meio de simulações como as apresentas neste documento. Assim procedendo, viabiliza-se, por exemplo, redução de retrabalhos, avaliação de diferentes cenários de operação, e desenvolvimento de projeto de forma otimizada e segura.

Os autores expressam seus agradecimentos ao projeto de P&D UFU/TCE-CEB (PD-05160-1803/2018) pelo suporte financeiro concedido, à Trael Transformadores Elétricos e ao Instituto ESSS pelo apoio técnico dado à pesquisa em questão.

Referências

- [1] N. Loucaides, Y. Ioannides, V. Efthymiou, and G. E. Georghiou, "Thermal modeling of power substations using the finite element method," in 7th Mediterranean Conference and Exhibition on Power Generation, Transmission, Distribution and Energy Conversion (MedPower 2010), 2010, pp. 1–5, doi: 10.1049/cp.2010.0916.
- [2] T. S. and V. M. L. L. R. Torin, "Thermal Study for Temperature Estimate of Dry Type Power Transformers Using the Finite Element Method," in The 12th Latin-American Congress on Electricity Generation and Transmission - CLAGTEE, 2017, pp. 1–6.
- [3] IEEE, "Std C57.96 - IEEE Guide for Loading Dry Type Distribution and Power Transformers." IEEE Power and Energy Society, 2013.
- [4] E. Cazacu, L. Petrescu, and V. Ionita, "Derating of power distribution transformers serving nonlinear industrial loads," in 2017 International Conference on Optimization of Electrical and Electronic Equipment (OPTIM) & 2017 Intl Aegean Conference on Electrical Machines and Power Electronics (ACEMP), 2017, pp. 90–95, doi: 10.1109/OPTIM.2017.7974953.

*Arnaldo José Pereira Rosentino Junior possui graduação, mestrado e doutorado pela Universidade Federal de Uberlândia, com graduação sanduíche no Institut National des Sciences Appliquées de Lyon e doutorado sanduíche na University of Alberta, Electrical and Computer Engineering. Atualmente é professor na Universidade Federal do Triângulo Mineiro, Instituto de Ciências Tecnológicas e Exatas, Departamento de Engenharia Elétrica.

Ivan Nunes Santos possui graduação em engenharia elétrica, mestrado e doutorado em Ciências Exatas pela UFU e pós-doutorado pela Eindhoven University of Technology. Atualmente, é professor e pesquisador da Faculdade de Engenharia Elétrica da UFU.

Fernanda Hein Costa possui bacharelado em engenharia elétrica pela Universidade Federal de Uberlândia (2006) e mestrado pela mesma universidade na área de qualidade da energia elétrica. Atualmente é professora do IFG - Itumbiara, atuando nos cursos técnicos de Eletrotécnica e nos cursos superiores de Engenharia Elétrica e Controle e Automação.

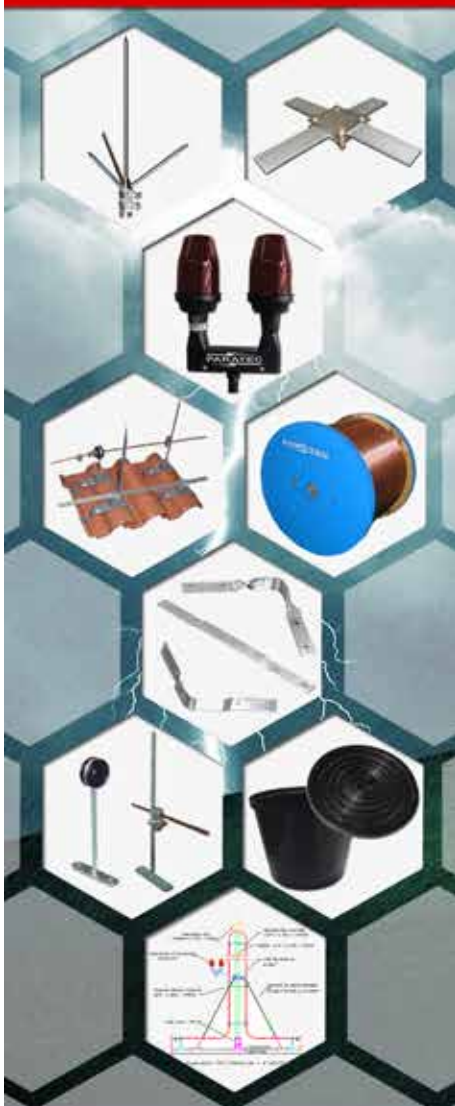
Guilherme Daher da Cunha Oliveira é aluno de graduação em engenharia elétrica pela Universidade Federal do Triângulo Mineiro. Atualmente trabalha com simulações de elementos finitos em transformadores.

Luiz Fernando Soares de Souza é graduando em engenharia elétrica pela Universidade Federal de Uberlândia (2016). Atualmente, trabalha com simulações de elementos finitos em máquinas elétricas

PARATEC

SISTEMAS DE PÁRA-RAIOS PREDIAIS

SISTEMA COMPLETO



PARATEC

A SOLUÇÃO QUE PROTEGE

(11) 3641-9063

vendas@paratec.com.br

www.paratec.com.br



Jobson Modena é engenheiro eletricista, membro do Comitê Brasileiro de Eletricidade (Cobei), CB-3 da ABNT, onde participa atualmente como coordenador da comissão revisora da norma de proteção contra descargas atmosféricas (ABNT NBR 5419). É diretor da Guismo Engenharia | www.guismo.com.br



Todo mundo é consultor



Já há algum tempo não me apresento mais como engenheiro consultor. Em minha opinião essa palavra vem sendo utilizada de forma tão incorreta e banal que denigre a reputação de quem a usa.

Pessoas que antes honradamente trabalhavam como instaladores, orçamentistas, desenhistas etc., trocaram a honradez e o título do seu cartão de visitas, nada mais, e passaram a entender magistralmente de assuntos onde, até então, batiam à porta de entrada.

São artigos e mais artigos escritos (quase vomitados) nas mídias sociais com técnica questionável e sem o mínimo cuidado com a gramática. Simplórias situações apresentadas por aqueles que não conhecem o assunto sobre o qual estão escrevendo. Repetem frases ouvidas no mercado torcendo para que

estas se encaixem na situação do momento.

Esse advento seria desprezável se os consumidores não procurassem sempre o menor preço, sem se importar com a qualidade dos serviços prestados, porém, ao contratarem o mais barato fomentam esse mercado paralelo, incentivam a existência desse “profissional falsificado” e colaboram para a insegurança e o risco de dano à vida, às instalações e aos equipamentos.

A solução é a educação, com a consequente substituição da equação “perde x ganha” pela “ganha x ganha” onde naturalmente o mau profissional não teria espaço, pois não haveria valores baratos a serem perseguidos, mas sim condições justas e valorização da boa prática da engenharia.

O Brasil está a anos-luz disso.



Luciano Haas Rosito é engenheiro eletricista, diretor comercial da Tecnowatt e coordenador da Comissão de Estudos CE: 03:034:03 – Luminárias e acessórios da ABNT/Cobei. É professor das disciplinas de Iluminação de exteriores e Projeto de iluminação de exteriores do IPOG, e palestrante em seminários e eventos na área de iluminação e eficiência energética. | lrosito@tecnowatt.com.br

Portaria 20 do Inmetro e o futuro da certificação

Seguindo a série de artigos este mês trataremos do tema da certificação compulsória de luminárias públicas e o futuro da avaliação da conformidade. Passados quase dois anos do primeiro anúncio das normas diretrizes do Inmetro e mais de três anos da publicação da portaria 20 em fevereiro de 2017, seguimos em um cenário de dúvidas e incertezas sobre as mudanças no modelo regulatório e de que maneira isso afetará o mercado de iluminação de maneira geral nos próximos anos.

Atualmente, a certificação compulsória de luminárias públicas não teve nenhuma mudança significativa depois destes três anos. Somente foram publicadas portarias complementares para aditamento de prazo e esclarecimentos quanto à aplicação da portaria e suas implicações, não tendo sido feita nenhuma revisão técnica nos regulamentos que foram criados pelo menos 24 meses antes da publicação em fevereiro de 2017. Ou seja, estamos falando de um período de cinco anos, onde houve uma evolução considerável na tecnologia Led, a publicação de novas normas internacionais e revisões de normas nacionais, discussões e aprimoramentos técnicos, evolução da eficácia dos componentes e equipamentos, e o processo de certificação ainda utiliza as mesmas referências sem nenhuma modificação. Em uma tecnologia em fase de evolução e aprimoramento seria fundamental, para que não seja engessada a inovação, a revisão técnica continua e constante destes regulamentos e portarias.

O novo modelo regulatório teria por objetivo uma maior abrangência em todos os segmentos, sem a criação de regulamentos prescritivos e tendo por base a auto declaração por parte do fornecedor com uma auto regulação do mercado por meio de fiscalização dentro do segmento e, em caso de descumprimento, com penalizações. No modelo atual percebe-se a falta de mecanismos de fiscalização adequados, levando a um descrédito sobre a efetividade do processo, visto que não há como comprovar que o que foi certificado é o que está sendo comercializado e que não estão ocorrendo práticas desleais. A fim de acelerar este processo, chegou a ser solicitada a revogação da Portaria 20 por parte da Abilux, associação que congrega a maior parte dos fabricantes de luminárias públicas, sendo negada a solicitação ainda que pese o reconhecimento que tal regulamentação necessita de revisão, tendo em vista os problemas apresentados por essa Associação e também o rápido grau de inovação que caracteriza este setor. Se o decreto N° 10229 de 05/022020 regulamenta o direito de desenvolver, executar, operar ou comercializar produto ou serviço em desacordo com a norma técnica desatualizada, não deveria também ser aplicado a regulamentos que estão reconhecidamente desatualizados?

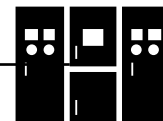
Um novo modelo, em seu conceito ideal, poderia abranger todos os tipos de lâmpadas, luminárias e equipamentos de iluminação para

a avaliação de acordo com sua respectiva norma nacional aplicável e no caso de não existir uma norma nacional específica, à internacional equivalente, fazendo com que todos os produtos atendam às melhores práticas de construção e aos requisitos mínimos em relação à sua segurança e ao seu desempenho. O que se percebe é uma indefinição na aplicação do modelo e seus critérios de aplicação e o segmento de iluminação totalmente desassistido sem uma interlocução adequada por meio dos reguladores que colocam prazos de vários anos para que as mudanças se tornem efetivas e aguardam as sugestões das associações para que sejam tomadas as ações regulatórias. Um modelo a ser construído em conjunto com a sociedade deveria ter uma agenda rigorosa a ser cumprida, com prazos e marcos de implantação, controle e medições de resultados iniciais, bem como um cronograma para que, neste período de transição, a sociedade não fique desassistida nem os fabricantes sejam onerados desnecessariamente.

Precisamos cada vez mais envolver os profissionais do segmento, academia, institutos de pesquisa, associações, produtores e consumidores para que a utilização dos mecanismos de avaliação da conformidade evolua e dependa cada vez menos da interferências de políticas de governo e seja parte de uma forte política de estado a fim de utilizar de forma perene modelos que protejam a sociedade e os cidadãos.



Nunziante Graziano é engenheiro eletricista, mestre em energia, redes e equipamentos pelo Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo (IEE/USP), Doutor em Business Administration pela Florida Christian University, Conselheiro do CREASP, membro da Câmara Especializada de Engenharia Elétrica do CREASP e diretor da Gimi Pogliano Blindosbarra Barramentos Blindados e da GIMI Quadros elétricos | nunziante@gimipogliano.com.br



Intertravamentos - Parte 2

Sistemas ou componentes com SF6

Prezado leitor, em continuidade à discussão da nossa última publicação, abordaremos, nesta coluna, sistemas, conjuntos ou partes de conjuntos isolados com gás. A pergunta que sempre se apresenta para estes sistemas é: se a pressão do gás dentro do cubículo, chave ou disjuntor cair abaixo do limite, existe ou deve existir intertravamento que impeça seu funcionamento? Vamos à norma!!

A norma IEC 62271-1 (referida na IEC 62271-200) define três tipos de sistemas de vedação para conjuntos preenchidos com gás, identificados conforme a seguir:

a) sistema de pressão controlada (cláusula 3.6.6.2), definido como sendo um volume que é reabastecido automaticamente a partir de um suprimento de gás comprimido externo ou interno, uma fonte de gás. Ainda naquela cláusula, temos duas notas transcritas a seguir: "são exemplos de sistemas de pressão controlada disjuntores a sopro de ar ou mecanismos

operacionais pneumáticos"; e de que "um volume pode consistir em vários compartimentos preenchidos com gás permanentemente conectados";

b) sistema fechado de pressão (cláusula 3.6.6.3), definido como sendo um volume que é reabastecido apenas periodicamente por conexão manual a uma fonte de gás externa, sendo um exemplo deste tipo de sistemas de pressão fechado um disjuntor em SF6 de pressão simples;

c) sistema de pressão selado (cláusula 3.6.6.4), definido como sendo um volume para o qual nenhum gás adicional ou processamento de vácuo é necessário durante seu ciclo de vida esperado. São exemplos desse tipo de sistema os seccionadores em SF6 e cubículos do tipo RMU conhecidos como cubículos isolados integralmente em SF6 ou "integrais SF6".

Entretanto, já a norma IEC 60694 (referida na IEC 62271-200) diz que apenas para sistemas fechados (portanto, tipo b) com pressões maiores que 0,2

bar, um sistema de monitoramento e intertravamento é obrigatório. "Os sistemas fechados de pressão preenchidos com gás comprimido para isolamento e/ou operação e tendo uma pressão funcional mínima para isolamento e/ou operação acima de 0,2 MPa (pressão absoluta), devem ser providos de dispositivos de monitoramento de pressão (ou densidade), a serem continuamente, ou pelo menos periodicamente, verificados como parte do programa de manutenção, levando em consideração as normas IEC relevantes. Para equipamentos de manobra e controle tendo um mínimo de pressão funcional não superior a 0,2 MPa (pressão absoluta), tal meio deve ser sujeito a acordo entre fabricante e usuário".

Portanto, caro leitor, atenção na escolha de componentes e sistemas, mas, sobretudo, deve haver sincronia entre a escolha dos componentes e sistemas com o planejamento e controle dos métodos de manutenção preventiva de sua instalação.

Boa leitura!



Daniel Bento é engenheiro eletricista com MBA em Finanças e certificação internacional em gerenciamento de projetos (PMP®). É membro do Cigré, onde representa o Brasil em dois grupos de trabalho sobre cabos isolados. Atua há mais de 25 anos com redes isoladas, tendo sido o responsável técnico por toda a rede de distribuição subterrânea da cidade de São Paulo. É diretor executivo da Baur do Brasil | www.baurdobrasil.com.br



O desafio do afastamento social no mundo corporativo

Não há dúvidas de que o ano de 2020 está sendo muito desafiador. São muitos os aspectos que envolvem esses desafios, sendo que eu gostaria de abordar um deles nessa coluna, o desafio do afastamento físico das pessoas.

Para quem frequenta esse ambiente do setor elétrico já está acostumado em periodicamente participar de eventos e congressos. Nessas oportunidades encontramos amigos de muitos anos de estrada, estreitamos relacionamentos com novos parceiros, trocamos experiências e conhecemos pessoas novas.

Muitos projetos e técnicas de redes subterrâneas já foram apresentados e compartilhados nesses eventos, mas nesse ano tudo mudou. A necessidade do isolamento social fez com que encontros presenciais de muitas pessoas fossem evitados e com isso os eventos ou não foram realizados ou tiveram seu modelo de realização totalmente reformulado.

Recentemente tive a experiência de participar de dois eventos que historicamente sempre reuniam grandes públicos e que agora foram realizados de forma online, o Brazil Windpower e o Congresso brasileiro de manutenção e gestão de ativos.

Ambos eventos foram realizados na

modalidade online, em que eu fiz uma apresentação para a tela do computador, com uma expectativa que do outro lado havia um grupo de pessoas ouvindo.

Realmente foi uma sensação muito estranha pelo fato que eu não conseguir visualizar as pessoas, suas reações e interações. Foi muito interessante perceber que eu estava falando sobre redes subterrâneas, onde destaco a beleza da paisagem urbana proporcionada pela rede elétrica que está escondida, e ao mesmo tempo tenho um público que também está oculto do outro lado de suas telas.

Como as redes subterrâneas não são muito difundidas no Brasil, especialmente no segmento de distribuição, o compartilhamento de experiência é fundamental para disseminar conhecimento, principalmente porque o público que possui vivência com esse tipo de rede não é muito grande.

Tendo em vista o nosso cenário atual, é fundamental a nossa adaptação para que possamos continuar atuando de forma eficaz e produtiva em um cenário do qual todos nós estamos aprendendo a lidar.

Além dessas novas interações online, o compartilhamento de informações por meio de artigos técnicos, inclusive fomentado por alguns desses eventos, é

também uma oportunidade de ouro para o aprendizado e desenvolvimento.

Cabe a todos nós entendermos o novo cenário e se adaptar a ele para que possamos não ficar estagnados no tempo, conseguindo progredir e evoluir em nosso conhecimento e também na forma de pensar.

Recentemente, tivemos mais uma edição do Circuito Nacional do Setor Elétrico, o Cinase, que historicamente sempre reuniu grande público por todo o país, e que aconteceu de forma totalmente digital, com características e dinâmicas muito interativas como forma de mitigar esse momento de isolamento em que estamos vivendo.

O fato é que, depois de tantos meses da implementação das medidas restritivas e com uma perspectiva de mudança cultural na forma como nos relacionamos, que deve continuar mesmo depois da pandemia, a vida e a nossa rotina não pode parar e precisamos continuar desenvolvendo as nossas atividades da melhor forma possível, contornando as dificuldades e gerando novas oportunidades.

Porém, confesso que estou torcendo muito para que brevemente possamos encontrar os colegas nos nossos eventos e quem sabe poder nos cumprimentar de forma segura com um forte abraço!



José Starosta é diretor da Ação Engenharia e Instalações e membro da diretoria do Deinfra-Fiesp e da SBQEE.
jstarosta@acaoenge.com.br



Conceitos básicos de eletrotécnica aplicada - A curva de carga

Esta é a terceira parte da série de conceitos básicos de eletrotécnica aplicados à qualidade de energia, gestão de energia e eficiência energética. Serão apresentados os conceitos relacionados à curva de carga.

A curva de carga tem o objetivo de demonstrar o comportamento da carga ou o consumo de potência (ativa/reactiva/aparente) de uma carga variável suprida por uma fonte durante um período de análise e, portanto, em uma base de tempo. Tem uma aplicação importante sob o aspecto de planejamento tanto para as distribuidoras como para os consumidores ou usuários da energia. Seguem algumas características e aplicações da curva de carga, além de um exemplo:

a) A curva de carga é uma coleção de registros dos valores de potência que são medidos por instrumentação adequada durante a operação de plantas industriais e outros sistemas elétricos e podem também serem previstos em etapa de planejamento, mas a sua verificação consolidada deve sempre ser aplicada e é extremamente necessária, principalmente, no acompanhamento confiável destes sistemas como as citadas plantas industriais e grandes centros de consumo como hospitais, data centers e complexos comerciais;

b) Ponto de medição e avaliação: a curva de carga deve estar sempre associada a um local da instalação onde os dados são obtidos e medidos, por exemplo, o secundário de um transformador, ou entrada de um quadro geral de baixa tensão, ou o ponto de conexão com a distribuidora, ou mesmo na alimentação de um quadro específico de distribuição quando se deseja conhecer algumas característica em uma determinada instalação. Também se aplica em uma subestação de distribuição pública, por exemplo, onde são amplamente utilizadas em empresas de transmissão e distribuição;

c) As curvas de carga possuem intervalos de integração típicos para a definição de cada um dos pontos da curva. A demanda associada a cada ponto da curva é definida como a relação entre o consumo de energia em um intervalo que esta energia foi consumida e o próprio intervalo (kWh/h). Este conceito esclarece um mal entendido comum entre profissionais da área, com interpretação equivocada de que as demandas seriam leituras instantâneas a cada intervalo de tempo determinado. Seguem as definições de demanda na resolução 414 da Aneel:

- *demanda: média das potências elétricas ativas ou reativas, solicitadas ao sistema elétrico pela parcela da carga instalada em operação na unidade consumidora durante um intervalo de tempo especificado, expressa em quilowatts (kW) e quilovolt-ampère-reactivo (kvar), respectivamente;*
- *demanda medida: maior demanda de potência ativa, verificada por medição, integralizada em intervalos de 15 (quinze) minutos durante o período de faturamento;*
- *demanda faturável: valor da demanda de potência ativa, considerada para fins de faturamento, com aplicação da respectiva tarifa, expressa em quilowatts (kW).*

Portanto, no caso do sistema tarifário atualmente em vigor, o período de integração é de quinze minutos. O sistema de medição calcula então a energia consumida a cada quinze minutos e sua relação a este período de quinze minutos dará origem à demanda medida naquele intervalo. A demanda faturável será considerada a maior das registrada nos 2880 períodos medidos de um mês de 30 dias com as devidas segmentações no caso de tarifação horária verde e azul.

A Figura 1 apresenta a curva de carga medida em um transformador em período aproximado de 20 dias. Observa-se que a demanda máxima atingida foi de aproximadamente 160 kW.



Figura 1 - Curva de carga de potência ativa um transformador.

Component	Parameter	Min	Max	Average
Trafo 7	Active Power Total (Auto)	95,849 kW	159,71 kW	132,756 kW

A demanda média do período de 20 dias, calculada pela energia consumida em todo o período (kWh) em relação às horas de operação (h), foi de aproximadamente 132 kW.

A relação entre a demanda média e a demanda máxima é definida como o fator de carga do período (FC). Neste caso, o FC será a relação 132kW/160kW ou 82,5%. A interpretação física do fator de carga considera que quanto mais próximo o fator for de 100%, melhor será o aproveitamento da infraestrutura disponibilizada para atendimento à carga que se está alimentando.

A Figura 2 apresenta a curva de carga da potência reativa obtida na mesma medição que a Figura 1.

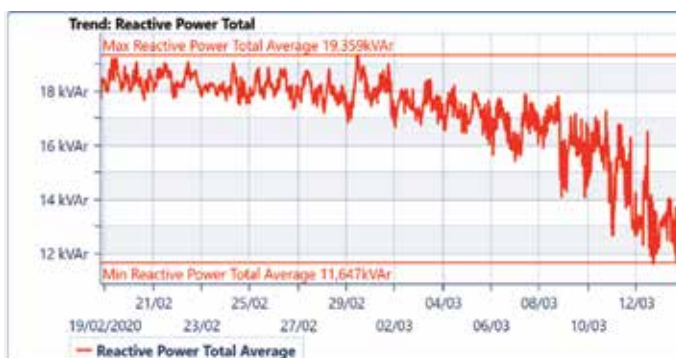


Figura 2 - Curva de carga de potência reativa do transformador.

Component	Parameter	Min	Max	Average
Trafo 7	Active Power Total (Auto)	11,65 kVAr	19,36 kVAr	17,16 kVAr

De forma geral, o perfil da potência reativa deve ser avaliado em conjunto com a potência ativa nos mesmos períodos para a verificação da necessidade da injeção de potência reativa para regulação de tensão ou evitar a cobrança de excedente de energia reativa. Note que, conforme a mesma resolução 414 da Aneel, a medição e eventual cobrança da energia reativa é feita com integração a cada hora, não coincidindo com os quinze minutos definidos para o cálculo da demanda.

O perfil do fator de potência efetuado na mesma medição das Figuras 1 e 2 segue na Figura 3 e os links a seguir apresentam alguns cuidados com a compensação reativa e outros cuidados com as cobranças dos excedentes.

<https://www.osetoreletrico.com.br/aspectos-do-fator-de-potencia-em-regime-de-carga-baixa/>

<https://www.osetoreletrico.com.br/aspectos-do-fator-de-potencia-em-regime-de-carga-baixa-parte-ii/>



Figura 3- Perfil do fator de potência médio.

Outras informações sobre os fatores das instalações podem ainda ser acessadas neste link: <https://www.osetoreletrico.com.br/os-fatores-das-instalacoes/>

Na próxima edição continuaremos com estes e outros temas relacionados à eletrotécnica básica.



Roberval Bulgarelli é engenheiro eletricista. Mestrado em Proteção de Sistemas Elétricos de Potência pela POLI/USP. Consultor sobre equipamentos e instalações em atmosferas explosivas. Representante do Brasil no TC-31 da IEC e no IECEx. Coordenador do Subcomitê SCB 003:031 (Atmosferas explosivas) do Comitê Brasileiro de Eletricidade (ABNT/CB-003/COBEI). Condecorado com o Prêmio Internacional de Reconhecimento IEC 1906 Award. Organizador do Livro "O ciclo total de vida das instalações em atmosferas explosivas".



Gestão de segurança e competências pessoais em atmosferas explosivas – Parte 2-3

O Brasil possui desde 1991 um regulamento nacional, publicado pelo Inmetro, sobre a compulsoriedade de certificação de equipamentos elétricos para instalação em áreas classificadas contendo atmosferas explosivas, com base na série de normas ABNT NBR IEC 60079. Desde 2018, a Norma Regulamentadora NR 37 (Segurança e saúde em plataformas de petróleo), publicada pela Secretaria do Trabalho, requer a avaliação dos equipamentos mecânicos instalados em áreas classificadas com base na norma ISO 80079-36 - Equipamentos não elétricos para atmosferas explosivas - Métodos e requisitos básicos.

No entanto, transcorridos quase 30 anos sob a obrigatoriedade de certificação de equipamentos elétricos "Ex", pode ser verificado que, na prática, os níveis de segurança das instalações e das pessoas em atmosferas explosivas ainda não se encontram nos patamares necessários, continuando a ocorrência de graves acidentes, incluindo explosões e acidentes fatais.

O mercado nacional e internacional de equipamentos "Ex" já disponibiliza uma ampla e completa gama de equipamentos, produtos, materiais e sistemas "Ex", tantos elétricos como mecânicos, com uma certificação de terceira parte, emitida por Organismos de Certificação, seja pelo Inmetro, no âmbito nacional (equipamentos elétricos), seja no âmbito internacional pelo IECEx - Sistema da IEC para certificação, que abrange o ciclo total de vida das instalações "Ex", incluindo certificação de equipamentos elétricos, equipamentos mecânicos, competências pessoais e empresas



de serviços "Ex".

No entanto, pode ser verificado na prática, uma grande "normalização de desvios", situação que ocorre quando os graves desvios, mesmo sendo reconhecidos, passam a ser "aceitos" ou não devidamente corrigidos, em função de não estarem causando acidentes catastróficos "imediatos". Este tipo de "normalização de desvios" pode ser verificado nas instalações contendo áreas classificadas, decorrentes de falhas humanas de projeto, montagem, operação, inspeção, manutenção e reparo dos equipamentos e instalações "Ex", que são verificadas em diversas plantas industriais. Nestes casos pode ser verificado que que a simples "certificação de conformidade" de

equipamentos elétricos ou mecânicos "Ex" não é suficiente para garantir a segurança das instalações em atmosferas explosivas e nem das pessoas que nelas trabalham.

Sob o ponto de vista de segurança industrial pode ser verificado que de pouco adianta que os equipamentos elétricos, de instrumentação, de automação, de telecomunicações ou mecânicos "Ex" possuam certificados de terceira parte, emitidos por Organismos de Certificação, se os mesmos não são devidamente especificados, montados, operados, inspecionados, mantidos ou reparos, ao longo do ciclo total de vida em que permanecem instalados em locais de elevado riscos de explosão, contendo atmosferas explosivas de gases inflamáveis ou

de poeiras combustíveis.

Para que estes níveis de segurança possam ser elevados há a necessidade de uma nova postura com relação a este problema, com a adoção de um ponto de vista de certificação que não fique "limitado" somente à certificação dos equipamentos "Ex", mas incluindo também a certificação das pessoas e das empresas de serviços em áreas classificadas.

As deficiências, "normalização dos desvios" e não conformidades que são introduzidas durante a realização das atividades de montagem, operação, manutenção ou reparos, fazem com que os equipamentos elétricos ou mecânicos "Ex" percam as suas características originais de proteção contra a ignição de atmosferas explosivas, que possam estar presentes em seus locais de instalação. Estas deficiências são, na maioria das vezes, decorrentes de falhas humanas decorrentes de falta de treinamentos, conhecimentos, experiências, habilidades, qualificações, competências ou certificação das pessoas que executam ou supervisionam estes tipos de serviços.

Sob este ponto de vista do ciclo total de vida das instalações elétricas em atmosferas explosivas, os equipamentos elétricos "Ex" necessitam estar seguros durante todo o tempo em que permanecem instalados em áreas classificadas, ao longo de décadas, e não somente quando estes equipamentos saem das respectivas fábricas.

Neste sentido, existe a necessidade básica de certificação também das competências das pessoas que realizam atividades em áreas classificadas bem como das empresas de prestação de serviços, tais como empresas projetistas, de montagem, de inspeção, de manutenção e oficinas de reparos "Ex".

Pode ser verificado que os graves acidentes que ocorrem nas áreas de indústrias químicas, petroquímicas, de petróleo, portuárias, sucroalcooleira, silos de armazenamento de grãos, etc., geralmente não são decorrentes da falta de instalação de equipamentos "Ex" certificados, mas sim de uma "normalização de desvios" decorrentes de falhas humanas nas atividades de montagem, manutenção e reparos

nestes equipamentos, falhas estas que invalidam a segurança que era proporcionada pelos equipamentos "Ex" certificados.

Com o início oficial das atividades do IECEx, em 2002, com o sistema de certificação de equipamentos "Ex" e posteriormente com o lançamento dos sistemas de certificação de oficinas de serviços de reparos "Ex", em 2007 e de competências pessoais em atmosferas explosivas, em 2010, ficou evidente para toda a comunidade técnica internacional a necessidade de uma visão mais ampla, abrangendo todas as fases de operação de uma unidade industrial, desde seu projeto até as atividades rotineiras de inspeção, manutenção e reparos dos equipamentos e instalações "Ex".

O sistema internacional de certificação de competências pessoais "Ex" elaborado pelo IECEx, em um trabalho conjunto dos 33 países que integram este sistema, inclusive com a participação do Brasil desde 2009, tem como base as Unidades de Competência "Ex", as quais abrangem todas as atividades que estão relacionadas com serviços em áreas classificadas ou associadas com atmosferas explosivas.

Estas Unidades de Competências "Ex" são indicadas a seguir:

- **Ex 000:** Conhecimentos e percepções básicas para adentrar em uma instalação contendo áreas classificadas
- **Ex 001:** Aplicação dos princípios básicos de proteção em atmosferas explosivas
- **Ex 002:** Execução de classificação de áreas
- **Ex 003:** Instalação de equipamentos com tipos de proteção "Ex" e respectivos sistemas de fiação
- **Ex 004:** Manutenção de equipamentos em atmosferas explosivas
- **Ex 005:** Reparo e revisão de equipamentos com tipos de proteção "Ex"
- **Ex 006:** Ensaio de equipamentos e instalações elétricas em atmosferas explosivas
- **Ex 007:** Execução de inspeções visuais e apuradas de equipamentos e instalações em atmosferas explosivas
- **Ex 008:** Execução de inspeções detalhadas

de equipamentos ou instalações elétricas atmosferas explosivas

• **Ex 009:** Projeto de instalações elétricas em atmosferas explosivas

• **Ex 010:** Execução de inspeções de auditoria ou de avaliação das instalações em atmosferas explosivas

Estas Unidades de Competências "Ex" detalham, para cada atividade em áreas classificadas, os requisitos de conhecimentos, experiências, qualificações e treinamentos requeridos para o processo de certificação, bem como determinam os aspectos críticos de evidências para os quais os candidatos devem ser avaliados, por meio de exames teóricos e práticos.

As Unidades básicas de Competências Pessoais Ex 000 e Ex 001, por exemplo, requerem que as pessoas que trabalham em locais contendo atmosferas explosivas de gases inflamáveis ou poeiras combustíveis tenham os devidos conhecimentos e percepções básicas de risco para adentrar em uma instalação contendo áreas classificadas. Requerem também conhecimentos dos princípios básicos de segurança e proteção de equipamentos e instalações em atmosferas explosivas. Este tipo de certificação assegura que estas pessoas envolvidas estejam cientes dos riscos existentes de explosões e dos procedimentos de segurança aplicáveis, como análises de risco, permissões de trabalho, controle de liberações e monitoração de explosividade, nos casos de necessidade de execução de "trabalhos a quente", onde existe a necessidade de geração de fontes de ignição em áreas classificadas

Podem ser citados como exemplos de pessoas que trabalham em áreas classificadas e que necessitam evidenciar os seus conhecimentos, qualificações e experiências requeridas nestas Unidades de Competências "Ex", os profissionais envolvidos nas atividades de classificação de áreas, projeto, montagem, inspeção, manutenção, reparos, segurança, supervisão, gerenciamento, operação e outros profissionais que executam trabalhos relacionados a atmosferas explosivas.

Ação Engenharia 48

(11) 3883-6050
www.acaoenge.com.br

Alpha 43

(11) 3933-7533
vendas@alpha-ex.com.br
www.alpha-ex.com.br

Alubar 2ª capa

(91) 3322-7257
www.alubar.net.br

Cabbo Energia 19

(48) 3371-6775
comercial@cabboenergia.com.br
www.cabboenergia.com.br

Clamper 4ª capa e Fascículos

(31) 3689-9500
comunicacao@clamper.com.br
www.clamper.com.br

Condumax / Incesa 29

0800 701 3701
www.condumax.com.br
www.incesa.com.br

D'Light 13 e Fascículos

(11) 2229-8489
vendas@dlightsolar.com.br
www.dlightsolar.com.br

Embrastec 47

(16) 3103-2021
embrastec@embrastec.com.br
www.embrastec.com.br

Exponencial 6

(31) 3317-5150
comercial@exponencial.com.br
www.exponencialmg.com.br

Gimi Pogliano 3ª capa

(11) 4752-9900
atendimento@gimipogliano.com.br
www.gimipogliano.com.br

Hellermann Tyton 53

(11) 2136-9090
vendas@hellermanntyton.com.br
www.hellermanntyton.com.br

Huawei Solar Brasil 5

www.solar.huawei.com

Intelli 25

(16) 3820-1500
intelli@intelli.com.br
www.grupointelli.com.br

Itaipu Transformadores 27

(16) 3263-9400
comercial@itaiputransformadores.com.br
www.itaiputransformadores.com.br

Mitsubishi Electric 7

(11) 99294-3062
mitsubishielectric.com.br/ia
b.pereira@mitsubishielectric.com.br

Neocable 51

(11) 4891-1226
www.neocable.com.br

Novemp 37 e Fascículos

(11) 4093-5300
vendas@novemp.com.br
www.novemp.com.br

Paratec 58

(11) 3641-9063
vendas@paratec.com.br
www.paratec.com.br

RDI Bender 49

(11) 3602-6260
contato@rdibender.com.br
www.rdibender.com.br/

Romagnole 11

(44) 3233-8500
www.romagnole.com.br

SEL 39

(19) 3515-2000
www.selinc.com/pt/

Senai Pirituba 45

(11) 3901-9300
Senaipirituba@sp.senai.br

Techno do Brasil 15

(41) 98717 7000
mario.adinolfi@sales.techno.it
www.technodobrasil.com.br

Trael 31

(65) 3611-6500
comercial@trael.com.br
www.trael.com.br



GRUPO *Gimi*



Squad

BX-E

BARRAMENTO BLINDADO



GIMI POGLIANO BLINDOSBARRA
BARRAMENTOS BLINDADOS



- ✓ Classe de Tensão: 1kV;
- ✓ NBI: 8kV;

- ✓ Corrente nominal: de 320A / 6300A 3P+N+PE;
- ✓ Grau de Proteção: IP-55 (IEC60529). IP-65 sob consulta;

<p>• Microcompact Cubículo classe 24 kV com seccionadora em SF6 17,5kV / 24kV, 13,2kA/7 e 630A RESISTENTE AO ARCO INTERNO</p> 	<p>• Microcompact 36kV Cubículo classe 36 kV com seccionadora em SF6 19kV, 16kA/7 e 630A RESISTENTE AO ARCO INTERNO</p> 	<p>• Leggero Painel de baixa tensão TTA, 800A, 180V, Forma construtiva 3A, 25kA</p> 	<p>• MAGGIORE Cubículo subestrel classe 15kV, até 2500A, 31,5 kA/7s</p> 	<p>• BIMBO Painel de distribuição TTA até 250A</p> 	<p>• noTTAbile Painel de baixa tensão TTA, 3200A, 380V, Forma construtiva 4B, 50kA</p> 	<p>• Barramentos Blindados Tipo compacto, correntes até 6000A IP55, Cobre ou Alumínio</p> 
--	---	--	--	---	--	--



www.gimi.com.br
+55 (11) 4752-9900



GIMI POGLIANO BLINDOSBARRA
BARRAMENTOS BLINDADOS

www.gimipogliano.com.br
+55 (11) 4752-9900



www.gimiservice.com.br
+55 (11) 4752-9900

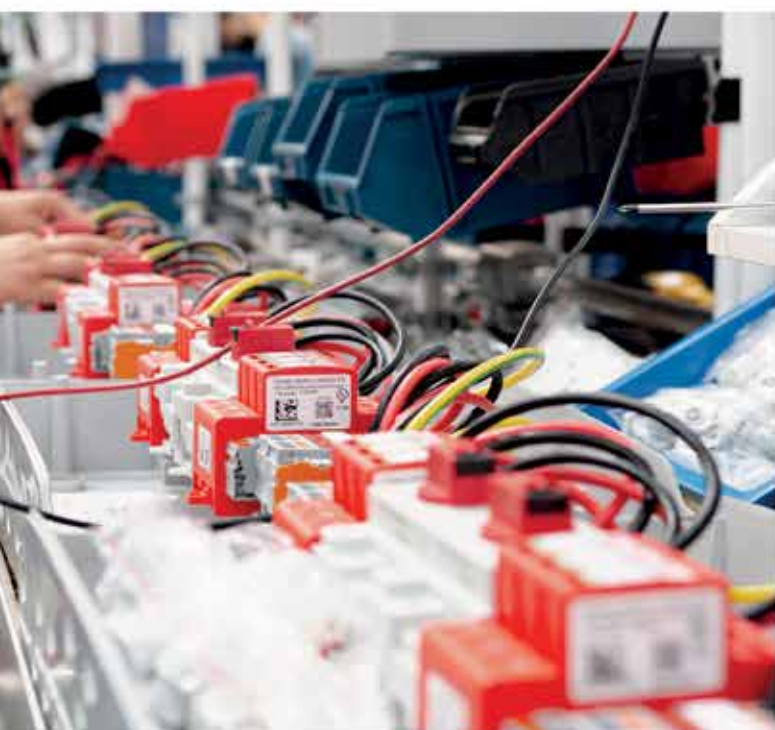


CLAMPER, PRONTA PARA GANHAR O MUNDO.

Somos uma empresa **100% brasileira**, especialista em DPS e a **primeira** indústria a instalar suas operações no 1º Aeroporto Industrial da América Latina.

Uma área fabril totalmente nova e mais moderna, estrategicamente localizada no Aeroporto Internacional de Belo Horizonte. Mais um marco na história da CLAMPER, reforçando o **compromisso com a qualidade dos produtos** e o respeito que nossos clientes merecem.

Estamos prontos para ganhar o mundo!



WWW.CLAMPER.COM.BR

31 3689-9500

Especialista em dispositivos de proteção contra raios e surtos elétricos.

