



RENOVAÇÃO DAS CONCESSÕES DAS DISTRIBUIDORAS: ENTRAVES E DESAFIOS

UF	Distribuidora	Clientes (milhões)	Ano de Vencimento
ES	EDP ES*	1,62	2025
RJ	Light	3,91	2026
RJ	Enel RJ	2,75	2026
MS	Energisa MS	1,07	2027
MT	Energisa MT	1,51	2027
SE	Energisa SE	0,81	2027
RN	Neoenergia Cosern	1,49	2027
BA	Neoenergia Coelba	6,17	2027
RS	RGE Sul*	2,95	2027
SP	CPFL Paulista*	4,64	2027
CE	Enel CE	2,81	2028
SP	Enel SP	7,45	2028
PA	Equatorial PA	2,73	2028
SP/MG	Neoenergia Elektro	2,77	2028
SP	EDP SP*	1,98	2028
SP	CPFL Piratininga*	1,81	2028
PB	Energisa BO	0,23	2028
PB	Neoenergia PE	3,80	2028

ARTIGO - EFICIÊNCIA ENERGÉTICA: UM VETOR DA TRANSIÇÃO

FASCÍCULOS:

- A transição energética e a necessidade crescente de armazenamento de energia
- Centrais geradoras fotovoltaicas: vantagens, desafios e requisitos mínimos

ARTIGO ESPECIAL: Revisão da norma NBR 5422: uma jornada de 39 anos

ESPAÇO ABRADEE: Segunda Chamada Pública de Sandboxes Tarifários recebe cinco propostas de inovação tarifária

TEMOS A SOLUÇÃO COMPLETA PARA A SUA INSTALAÇÃO



CUBÍCULO BLINDADO MODULAR
COM ISOLAÇÃO MISTA EM SF6
ATÉ 36kV

LINHA MICROCOMPACT[®]



CUBÍCULO BLINDADO MODULAR
COM ISOLAÇÃO INTEGRAL EM SF6
ATÉ 36kV

LINHA GB-RING - RMU[®]



CABINES PRIMÁRIAS PADRÃO
CONCESSIONÁRIA

HOMOLOGADAS POR TODO O
BRASIL, NAS TENSÕES 15kV, 24kV
e 36kV



CUBÍCULO BLINDADO MODULAR
CLASSE 17,5kV/16kA

LINHA NEW PICCOLO[®]



PAINÉIS DE DISTRIBUIÇÃO DE
BAIXA TENSÃO CLASSE 750/1000V

LINHA NOTTABILE[®]



BARRAMENTO BLINDADO DE
BAIXA TENSÃO ATÉ 6300A

LINHA BX - E[®]

SOLUÇÕES DA



- Sensor de monitoramento SMART GIMI;
- Instalação de barramentos blindados;
- Estudo de seletividade;
- Parametrização e comissionamento de relés;
- Comissionamento e startup de painéis em obra;
- Manutenção de cabines primárias, painéis de baixa tensão, barramentos blindados.





Atitude.editorial

Diretores

Adolfo Vaiser - adolfo@atitudeeditorial.com.br

Simone Vaiser - simone@atitudeeditorial.com.br

Editor - MTB - 0014038/DF

Edmilson Freitas - edmilson@atitudeeditorial.com.br

Coordenação de conteúdo e pauta

Flávia Lima - flavia@atitudeeditorial.com.br

Reportagem

Matheus de Paula - matheus@atitudeeditorial.com.br

Marketing e mídias digitais

Henrique Vaiser - henrique@atitudeeditorial.com.br

Letícia Benício - leticia@atitudeeditorial.com.br

Pesquisa e circulação

Inês Gaeta - ines@atitudeeditorial.com.br

(11) 93370-1740

Assistente Administrativa

Maria Elisa Vaiser - mariaelisa@atitudeeditorial.com.br

Administração

Roberta Mayumi - administrativo@atitudeeditorial.com.br

Comercial

Adolfo Vaiser - adolfo@atitudeeditorial.com.br

(11) 98188 – 7301

Willyan Santiago - willyan@atitudeeditorial.com.br

(11) 98490 – 3718

Diagramação

Leonardo Piva - atitude@leonardopiva.com.br

Colaboradores da publicação:

Carlos Kleber da Costa Arruda, Nivalde de Castro, Priscila Santos, Paulo Henrique Vieira Soares, Márcio Almeida da Silva, Aguinaldo Bizzo, Marcos Rogério, Paulo Barreto, Paulo Edmundo Freire da Fonseca, Clauber Leite, Frederico Carbonera Boschin, Cláudio Mardegan, Luciano Rosito, Daniel Bento, Nunziant Graziano, Danilo de Souza, José Barbosa, Caio Huais, José Starosta e Roberval Bulgarelli.

Fale conosco

contato@atitudeeditorial.com.br

Tel.: (11) 98433-2788

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:

Impressão - Gráfica Grafilar

Distribuição - Correios

Atitude Editorial Publicações Técnicas Ltda.

www.osetoreletrico.com.br

atitude@atitudeeditorial.com.br

Filial à

anatec

4 Editorial

O dinamismo do universo das normas técnicas do setor elétrico

6 Artigo Especial

Revisão da norma NBR 5422: uma jornada de 39 anos / Por Carlos Kleber da Costa Arruda

Fascículos

10 Transição Energética e ESG

16 Transformação digital no setor elétrico

22 Digitalização de subestações e energias renováveis

28 Perdas energéticas em GTD

32 Por Dentro das Normas

Aguinaldo Bizzo – NR 10 / Marcos Rogério - NBR 14039 / Paulo Barreto - NBR 5410

36 Espaço ABRADDEE

Segunda Chamada Pública de Sandboxes Tarifários recebe cinco propostas de inovação tarifária

38 Espaço Aterramento

Paulo Edmundo Freire - Projeto de sistema de aterramento de parques eólicos

40 Espaço Cigre-Brasil

CIGRE-Brasil aponta caminhos para o aprimoramento do sistema elétrico brasileiro

42 Reportagem

Renovação das concessões das distribuidoras: entraves e desafios

50 Artigo Técnico

Eficiência energética: um vetor da transição / Por Clauber Leite

52 Pesquisa Setorial

Quadros e Painéis

Colunas

54 Frederico Boschin - Conexão Regulatória

56 Cláudio Mardegan – Análise de Sistemas Elétricos

58 Luciano Rosito – Iluminação Pública

60 Daniel Bento – Redes Subterrâneas em Foco

61 Nunziant Graziano – Quadros e Painéis

62 Danilo de Souza – Energia, Ambiente & Sociedade

64 José Barbosa – Proteção contra raios

66 Aguinaldo Bizzo – Segurança do Trabalho

68 Caio Cezar Neiva Huais – Manutenção 4.0

70 José Starosta – Energia com Qualidade

72 Roberval Bulgarelli – Instalações EX

O dinamismo do universo das normas técnicas do setor elétrico

Dinâmico e em constante evolução, o mundo das normas técnicas do setor elétrico é um universo à parte no nosso segmento. São a partir dessas normas e especificações que os diversos setores da cadeia industrial da eletricidade se movimentam, se transformam e se modernizam. Desde uma simples tomada instalada em uma residência, a um enorme transformador de potência de uma subestação de distribuição, todos os produtos e equipamentos existentes em um circuito elétrico, do mais simples ao mais complexo, são regulados e padronizados por alguma dessas normas técnicas.

Algumas delas, por se ocuparem de segmentos ou equipamentos mais estratégicos para o setor elétrico, merecem uma atenção especial, como é o caso da NR 10, 14039 e 5410, que aliás, se encontram, neste momento, em revisão. Por essa razão, desde o início do ano, a Revista O Setor Elétrico conta com o espaço “Por dentro das normas”, assinada por três grandes especialistas das respectivas áreas que tratam essas normas, compartilhando com os nossos leitores informações valiosas e insights práticos que possam ajudar profissionais, estudantes e entusiastas a se manterem atualizados com as melhores práticas e novas regulamentações do setor elétrico.

Por falar em atualização, a norma ABNT NBR 5422, que trata sobre projetos de linhas aéreas de energia elétrica, teve uma atualização relevante publicada em janeiro deste ano. Datada de 1985, ou seja, há 39 anos, o processo de revisão da norma começou logo após a sua publicação, conforme explica o engenheiro eletricista Carlos Kleber da Costa Arruda, pesquisador do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – Cepel, em artigo exclusivo produzido para esta edição de nº 202.

“Embora, em regra geral, uma norma não seja mandatória, a NBR 5422 é adotada pela ANEEL em suas regras de transmissão e editais de leilões, o que lhe confere um peso significativo. O processo de revisão começou logo após a publicação da versão anterior, em 1985, e levou 38 anos. Neste longo tempo o mercado já buscava alternativas, como a IEC 60826, e mesmo com a comissão agregando um grande conhecimento, a revisão parecia ‘impublicável’. Os motivos para esta demora incluem a falta de consenso em algumas partes e a expectativa de abordar todos os aspectos do projeto. Vale ressaltar que uma norma ABNT deve ser fruto de consenso, e não de votação: toda oposição fundamentada deve ser discutida”, destaca trecho do artigo, que traz ainda as principais alterações aprovadas para a NBR 5422.

Esta publicação conta ainda com um segundo artigo, assinado pelo coordenador técnico do Instituto E+ Transição Energética, Claubert Leite, que trata da jornada de evolução dos equipamentos elétricos para ampliação e aprimoramento da eficiência energética. Com o título “Eficiência energética, um vetor da transição”, o texto faz uma abordagem completa e contemporânea sobre os desafios em torno da descarbonização da indústria de eletricidade, considerada uma das principais alternativas para o enfrentamento dos eventos climáticos extremos pelos quais o planeta vem enfrentando.

Não perca estes e outros conteúdos valiosos desta edição. Boa leitura.



Edmilson Freitas

edmilson@atitudeeditorial.com.br

Acompanhe nossas novidades pelas redes sociais:



@osetoreletrico



Revista O Setor Elétrico



Revista O Setor Elétrico



Revista O Setor Elétrico



+20 ANOS

INOVANDO EM CONEXÕES ELÉTRICAS



A SOLUÇÃO COMPLETA EM CONEXÕES PARA REDES AÉREAS DE DISTRIBUIÇÃO

KPB

O perfurante universal

Única solução para a conexão de cabos rígidos ou flexíveis no ramal de entrada do cliente, em qualquer configuração. Com o KPB não há mais a necessidade de se identificar o lado do conector para se realizar a conexão.



KARP

Conector de Perfuração para Redes Protegidas de Média Tensão

Sem necessidade de remoção e recomposição da cobertura do condutor. Permite a conexão em linha Viva. Conector de perfuração para as tensões de 15kV, 25kV e 35kV.



KLOK

Terminal bimetalico e reutilizável com efeito mola, para equipamentos da distribuição sem necessidade de ferramenta especial para aplicação.



KATIL

Conexão em iluminação pública

Conexão de luminárias utilizadas em iluminação pública à rede de distribuição de energia elétrica.



KDP

Conexão da Rede Secundária ao Ramal de Ligação com 4 derivações - Versão Econômica

Conexão definitiva e ponto de aterramento temporário oferecendo maior facilidade na aplicação.



KATRO

Conexão da Rede Secundária ao Ramal de Ligação com 4 derivações

Conexão definitiva e reutilizável mais ponto de aterramento temporário.



KRJ Ind. e Com. Ltda.
Rua Guaranésia, 811/815 - Vila Maria - CEP 02112-001
São Paulo, SP - Brasil | Tel.: +55 (11) 2971-2300



KRJ.COM.BR

BLUEMEDIA.COM.BR

Revisão da norma NBR 5422: uma jornada de 39 anos

*Por Carlos Kleber da Costa Arruda é engenheiro eletricista,
pesquisador do Cepel e secretário do CE 003:011.001.*

A norma ABNT NBR 5422 - Projeto de linhas aéreas de energia elétrica - Critérios técnicos, foi publicada em 17/01/2024. O trabalho foi conduzido pela comissão de estudo 003:011.001. Esta norma se aplica a linhas CA (corrente alternada) de 69 kV até 765 kV, bem como a linhas CC (corrente contínua).

Embora, em regra geral, uma norma não seja mandatória, a NBR 5422 é adotada pela ANEEL em suas regras de transmissão e editais de leilões, o que lhe confere um peso significativo.

O processo de revisão começou logo após a publicação da versão anterior, em 1985, e levou 38 anos. Neste longo tempo o mercado já buscava alternativas, como a IEC 60826, e mesmo com a comissão agregando um grande conhecimento, a revisão parecia "impublicável". Os motivos para esta demora incluem a falta de consenso em algumas partes e a expectativa de abordar todos os aspectos de projeto. Vale ressaltar que uma norma ABNT deve ser fruto de consenso, e não de votação: toda oposição fundamentada deve ser discutida. O consenso

também não se trata, necessariamente, de unanimidade do grupo.

PRINCIPAIS MUDANÇAS

O texto da NBR 5422/24 incorporou conceitos modernos, incluindo particularidades do sistema elétrico brasileiro. Destacam-se aqui:

- Temperatura no condutor: introduz-se o conceito de risco térmico, no qual aplica-se a distribuição estatística da temperatura a partir de medidas simultâneas horárias dos parâmetros meteorológicos, aplicado a dois regimes de corrente e duas condições de operação. Na versão anterior, estes critérios eram fixos, ou seja, determinístico, o que apesar de possibilitar um cálculo mais expedito, pode subdimensionar o projeto.
- Distâncias de segurança: as temperaturas obtidas pelo risco térmico são aplicadas no cálculo das distâncias verticais





Conheça nossa
linha de
Baixa Tensão

Solução completa em dispositivos de proteção, comando e medição elétrica

Referência mundial em automação industrial, a Mitsubishi Electric fornece também produtos e soluções para proteção elétrica de instalações, que podem ser aplicados em diversos segmentos, de grandes indústrias e edifícios a painéis e residências, inclusive no canteiro de obras.

Nossa família de produtos de baixa tensão é composta por disjuntores, contadores, relés de sobrecarga e multimedidores. São mais de cinco mil itens fabricados no Japão, de fácil instalação e manutenção, além de alta qualidade, confiabilidade e custo-benefício. São disjuntores até 6.300A e partidas de motores até 800A que seguem as principais normas internacionais de segurança, atendendo inúmeros clientes ao redor do mundo.

No Brasil, contamos com uma vasta rede de distribuidores e integradores de sistemas devidamente treinados e prontos para atendê-lo tanto em novas instalações como em retrofits. Acesse os nossos canais de comunicação e conheça mais.

Conheça a Mitsubishi Electric nos seguintes canais:



de segurança. A parcela elétrica considera tanto os regimes de tensão em frequência industrial, quanto sobretensões, incluindo a coordenação de isolamento da linha e fatores de gap relativo ao obstáculo. As distâncias horizontais consideram o ângulo de balanço, incluindo a questão de balanço assíncrono, um fator determinante para linhas compactas.

- Ação do vento: introduz-se o conceito do fator de turbulência, sendo essa a principal distinção desta norma com o modelo IEC 60826, utilizado para adequar as medições de vento com a realidade observada no Brasil, basicamente majorando os ventos por região: 8% para região Sul, 12% para Sudeste e Centro-oeste e 16% Norte e Nordeste. Destaca-se também o critério de vento de período de integração 3 segundos, representativo de rajadas e microexplosões¹.

Outros pontos abordados pela NBR 5422 são os critérios de dimensionamento de cada componente (condutores, suportes, fundações e isoladores), aspectos de meio ambiente, travessias e critérios de campo eletromagnético e interferências.

PERSPECTIVAS

A NBR 5422/24 representa um avanço significativo no projeto de linhas aéreas. No entanto, muitos aspectos ainda não foram abordados. Uma das razões para isso é a falta de pesquisa nessas áreas, uma lacuna que é sentida globalmente. Alguns desses aspectos incluem:

- Ângulo de balanço e balanço assíncrono
- Critérios de isolamento para linhas CC
- Distâncias de segurança para linhas CC

A norma também depende de uma modelagem adequada dos parâmetros climatológicos, considerando as mudanças climáticas atuais, tanto para os esforços de vento quanto no seu impacto na ampacidade estatística.

Embora a atualização represente um salto significativo da realidade do setor elétrico de 1985 para 2024, muitos documentos de entidades como ANEEL e ONS ainda fazem referência à versão

anterior, demandando assim um tempo para sua adoção. Por exemplo, a ANEEL especificou o uso da versão de 1985 no leilão de transmissão de 28/03/2024.

Finalmente, esta publicação não é apenas o fim de um ciclo, mas também o início de um novo, onde o mercado já está buscando se adaptar e participar da próxima revisão. Uma norma só se torna legítima com a participação equânime da sociedade.

REFERÊNCIAS

Athanásio Mpalantinos Neto et al, "A nova norma NBR 5422 – Projetos de linhas aéreas de transmissão de energia elétrica – principais avanços e mudanças," XXVI SNPTEE, GLT-27, Rio de Janeiro, 2022.

¹ *Microexplosão, rajada descendente ou downburst é um vento repentino, de grande intensidade e rente ao solo, concentrado em um ponto e propagando-se de forma radial.*





LANÇAMENTO
LINHA **MINING BLOCK**
16A até 250A

Mantenha suas Operações com Máxima Segurança e Proteção!



PROTEÇÃO E SEGURANÇA ULTRACONFIÁVEIS

A linha de Tomadas e Plugues Industriais, Tomadas com Bloqueio Mecânico e Proteção Elétrica **Mining Block STRAHL**, atende os mais rigorosos padrões de qualidade e segurança exigidos nas instalações elétricas. Desenvolvidas para garantir segurança e proteção, com grau de proteção IP67, são indicadas e apropriadas para instalação e uso em ambientes extremamente agressivos, como indústrias de mineração, petroquímicas, siderúrgicas, entre outras.

Disponíveis opções com proteções adicionais contra sobrecarga/sobretensão, curto-circuitos (disjuntor termomagnético) e choque elétrico (IDR), proporcionando operações seguras e eficazes. Podem ser montadas de acordo com sua necessidade ou projeto.

Confira os principais diferenciais desta linha:



*A partir de 125A contatos em cobre cromo.

STRAHL
A ENERGIA QUE CONSTRÓI



Transição Energética e ESG

Estruturado pelo economista Nivalde de Castro, professor do Instituto de Economia da UFRJ e coordenador do Grupo de Estudos do Setor Elétrico - GESEL, desde 1997, este fascículo abordará as diferentes abordagens em curso no país relacionadas à transição energética e as práticas de ESG no setor elétrico.



Capítulo 3

A transição energética e a necessidade crescente de armazenamento de energia elétrica

Por Nivalde de Castro e *Roberto Brandão

Pela primeira vez na história da Idade Contemporânea, que se iniciou no último quartil do Século XVIII, tendo como marcos a Revolução Francesa e a Revolução Industrial, a dinâmica do desenvolvimento econômico e os conflitos geopolíticos não são responsáveis por um processo de transição energética. A mudança, hoje em curso, no padrão de uso da energia, decorre de problemas cada vez mais intensos associados ao aquecimento global, derivado diretamente das formas de produção e consumo de energia, assentadas prioritariamente nos combustíveis fósseis: carvão, petróleo e gás natural.

A partir da Revolução Industrial, cujo elemento inovador central foi a máquina a vapor, se inicia um processo de transição energética, que substituiu, de forma rápida, as fontes de lenha e moinhos de água e vento. Essa transição abriu uma nova e intensa etapa de desenvolvimento econômico, com um crescimento nunca presenciado na história. O mundo ficou mais integrado e globalizado, em função dos avanços tecnológicos nos segmentos de transporte e da consolidação crescente de um padrão de desenvolvimento centrado na industrialização.

Passados mais de 200 anos, esse dinamismo econômico legou um volume crescente de emissão de gases de efeito estufa (GEE), que coloca em risco a sobrevivência do planeta e da humanidade. Se, há cerca de 66 milhões de anos, um asteroide gigante colidiu onde hoje é a Península de Yucatán, fazendo desaparecer os dinossauros, atualmente o risco de extinção é responsabilidade humana.

Para mitigar este risco, que cresce constantemente, a prioridade

das políticas públicas internacionais e nacionais está na adoção de medidas de diferentes tipos, profundidade e temporalidade, focadas na descarbonização. Se, até 2050, não ocorrer uma redução das emissões de GEE, o nível de aquecimento global atingirá uma marca que será impossível retornar a patamares menores. Consta-se, a cada ano, mês e semanas, recordes climáticos que se expressam em eventos ambientais extremos, trazendo prejuízos crescentes e perdas de vidas humanas.

Neste contexto ambiental e climático, o processo de transição energética ganha importância e se mostra cada vez mais necessário. Considerando a dimensão, a amplitude e a profundidade dos desafios e impactos sobre a economia e a sociedade, o presente capítulo da Série Transição Energética e ESG, fruto da parceria que o GESEL-UFRJ firmou com a Revista Setor Elétrico, irá analisar as principais causas e consequências para o aumento de investimentos em sistemas de armazenamento, dado o atual cenário apresentado.

Neste sentido, o presente capítulo está estruturado em três seções. A primeira seção tem foco no contexto da demanda de energia, com uma análise não tão profunda, pois será objeto de outros capítulos desta Série. A segunda seção examina os diferentes elementos da oferta de energia, da qual se deriva para a questão central, que é a necessidade de sistemas de armazenamento para garantir flexibilidade e segurança de suprimento de energia, com o diferencial estratégico de ser renovável. Por fim, a terceira seção será dedicada à questão do armazenamento, seguida das conclusões.

I - A DEMANDA DE ENERGIA NO CONTEXTO DA TRANSIÇÃO

O padrão de demanda de recursos energéticos que prevalece no mundo é de origem não renovável, com a seguinte ordem de grandeza de consumo: petróleo, carvão e gás natural. Cada uma dessas fontes tem um nível distinto de emissão de GEE, sendo o carvão o maior emissor, seguido pelo petróleo e o gás natural. Tendo em vista esta diferenciação, o gás é identificado como o combustível da transição, por ser menos poluidor e, em especial, com a possibilidade, ainda que sem viabilidade tecnológica-econômica, de capturar as emissões de CO₂ no seu processo de queima.

Desta forma, para que as metas de descarbonização sejam atingidas, com cenários cada vez mais rígidos e cujo objetivo é neutralizar as emissões de GEE até 2050, abrem-se dois caminhos irreversíveis, que se complementam.

O primeiro deles vai na direção da substituição do trio de recursos energéticos poluidores pelo hidrogênio de baixo carbono, notadamente o verde. Trata-se de uma possibilidade tecnológica e econômica concreta, que será analisada em profundidade em um próximo capítulo desta série.

Já o segundo caminho é a substituição gradativa, já em curso, da geração de energia elétrica a partir de fontes não renováveis por fontes renováveis, retirando da matriz elétrica as usinas térmicas a carvão, óleo combustível e, mais à frente, gás natural, sem a possibilidade de retorno. A partir da oferta de energia elétrica renovável, está sendo viabilizado o processo de eletrificação (verde). Ou seja, nos processos produtivos onde for possível, se insere a energia elétrica renovável, de modo que a descarbonização avança e reduz as emissões de GEE.

Um exemplo bem objetivo é a conversão da indústria automobilística para os veículos elétricos. Assim, os veículos que usam como combustíveis recursos derivados do petróleo estão sendo substituídos por veículos que consomem energia elétrica, com a dinâmica da eletrificação se fazendo presente. Destaca-se que o tema da mobilidade elétrica foi analisado no Capítulo 2 desta Série.

Em síntese, para que as metas de descarbonização sejam atingidas, a demanda de energia das cadeias produtivas de bens, serviços e padrões de consumo deverá ser convertida para recursos energéticos renováveis, quais sejam, energia elétrica proveniente de fontes renováveis e derivados de hidrogênio verde (H₂V). Trata-se de um, se não o maior, desafio que a humanidade terá que superar em um período muito curto. Para tanto, destaca-se a premissa de Schumpeter, economista austríaco (1883-1950), de que a dinâmica de desenvolvimento econômico precisa de inovações tecnológicas que forcem um processo de “destruição criativa”, como é o caso da destruição dos veículos à combustão por veículos elétricos. Como mencionado, esta linha de análise, pelo lado da demanda, será objeto central de um dos próximos capítulos desta Série.

Se, há cerca de 66 milhões de anos, um asteroide gigante colidiu onde hoje é a Península de Yucatán, fazendo desaparecer os dinossauros, atualmente o risco de extinção é responsabilidade humana.

II. A OFERTA DE ENERGIA NO CONTEXTO DA TRANSIÇÃO

A descentralização da geração de energia e dos meios de produção são os principais vetores da transição energética. Para viabilizar este duplo objetivo no que se refere à eletrificação, são necessários investimentos em inovações tecnológicas, com ganhos de escala nas cadeias produtivas da indústria e das fontes de energia eólica e solar fotovoltaica. Esta dinâmica vem ocorrendo, o que permitiu o aumento da geração destas duas fontes em taxas crescentes, em especial na União Europeia e na China, regiões com elevada participação nas emissões de GEE e preocupação com a segurança de suprimento de energia, problema que os EUA não enfrentam.

Para melhor entender este processo, destaca-se a composição da matriz elétrica mundial, onde ainda há uma elevada participação de capacidade instalada de fontes não renováveis, como atestam os dados do Gráfico 1.

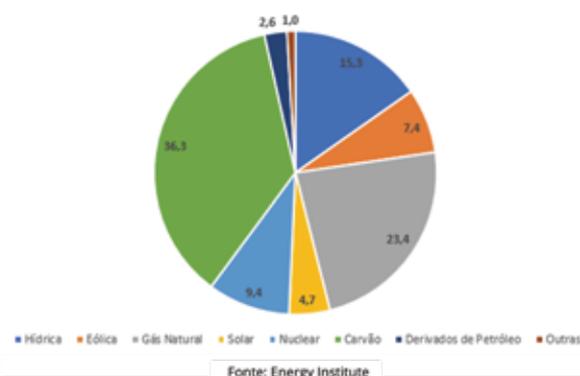


Gráfico 1: Composição da Matriz Elétrica Mundial por tipo de fonte: 2022 (em %)

Estes dados demonstram o desafio mundial em termos de investimentos para tornar a produção de eletricidade renovável e, assim, viabilizar a eletrificação. O Brasil, destaca-se, parte de uma posição muito favorável e, assim, competitiva, tendo em vista que a composição da sua matriz elétrica é uma das mais renováveis do mundo, como demonstram os dados do Gráfico 2.

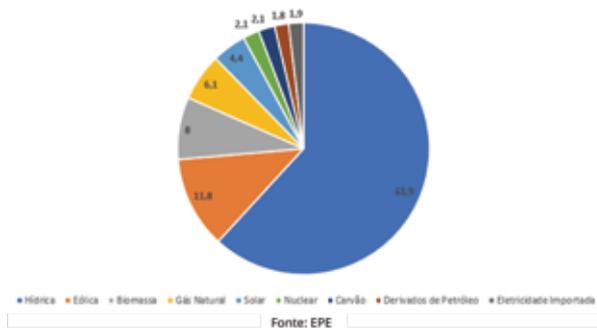


Gráfico 2: Composição da Matriz Elétrica do Brasil por tipo de fonte: 2022 (em %)

A composição da matriz brasileira permitiu que, no ano de 2023, a geração de energia elétrica tivesse uma participação de 92% de fontes renováveis, segundo dados do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), valor que atesta a capacidade competitiva do Brasil neste novo mundo da transição energética. Outro elemento favorável ao país é o potencial de aproveitamento das fontes eólica (on e off-shore) e solar, estimado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) em 1.300.000 MW.

Frente a esta situação, derivada da sua dimensão continental, com abundância de sol, vento, água e terra e uma população superior a 200 milhões de habitantes, o Brasil se posiciona com grande potencial em termos de energia renovável no contexto da transição energética, notadamente em razão de que a produção de H2V através do processo de eletrólise demanda eletricidade verde, que é a rota tecnológica mais madura e com capacidade de viabilidade econômica.

A partir deste enquadramento analítico, será analisada, na próxima seção, a questão do armazenamento de energia no Brasil.

III - PERSPECTIVAS DO ARMAZENAMENTO NO BRASIL

Frente à maior competitividade da energia eólica e, principalmente, solar fotovoltaica por imposição direta e indireta da transição energética, as estimativas da participação destas duas fontes na matriz elétrica são de taxas de crescimento elevadas em escala mundial. No mesmo sentido, o Brasil não foge a este cenário, mas possui uma grande diferença: a nossa transição visa manter a geração elétrica descarbonizada, uma vez que, devido à expressiva capacidade de geração hidrelétrica, o nível de emissões de GEE já é muito baixo para os padrões internacionais.

Centrando a análise no cenário brasileiro, o crescimento da capacidade instalada das fontes eólica e solar está ocorrendo, em grande medida, devido ao elevado grau de subsídios concedidos, que são pagos pelos consumidores do mercado cativo, no caso da geração solar distribuída, e pela Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), no caso da geração centralizada. A taxa de crescimento de tais projetos e dos subsídios associados a eles é de tal ordem que, se alguma ação de restrição não for realizada pelas autoridades, que até agora têm se mostrado omissas em relação ao problema, mesmo ciente dos alertas dos principais stakeholders do Setor Elétrico Brasileiro, se caminha para uma crise financeira de proporções inusitadas.

No entanto, deixando de lado a questão dos subsídios para ampliar a capacidade instalada de geração das energias eólica e, principalmente, solar, dois estudos importantes, qualificados e bem fundamentados, elaborados pelo ONS, estimam que, para os próximos anos, haverá um excesso crescente de capacidade de geração, devido ao aumento da geração acima do necessário para atender ao crescimento do consumo. Além disso, o aumento da participação das fontes eólica e solar, caracterizadas por serem uma geração não controlável, irá trazer novos desafios para a operação do sistema, como será analisado a partir do exemplo apresentado a seguir.

Parte-se da composição real da carga do Sistema Interligado Nacional (SIN) de uma quarta-feira do inverno de 2023, aleatoriamente selecionada e expressa no Gráfico 3.

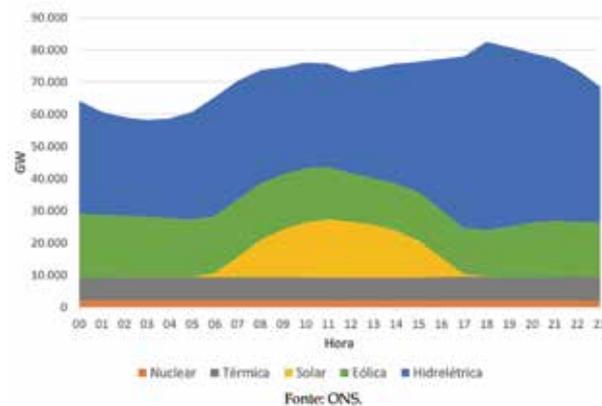


Gráfico 3 - Geração de energia elétrica no Brasil por tipo de fonte: 5 de julho de 2023 (em %)

Analisando pontualmente o Gráfico 3, merecem ser destacadas as seguintes questões:

- I - As gerações nuclear e térmica operam sempre na base;
- II - As gerações eólica e solar são despachadas sempre em prioridade, conforme a disponibilidade do recurso;
- III - A variável de ajuste, em condições normais, são as usinas hidrelétricas, que proporcionam a flexibilidade operacional que o ONS tanto precisa.

De modo a facilitar a visualização dos desafios do ONS em operar um sistema com o crescimento da geração não controlável, realiza-se uma simulação do comportamento da geração para os anos de 2028 e 2032, a partir das seguintes hipóteses:

- I - A base é a composição da geração do SIN por fontes no dia 5 de julho de 2023 (quarta-feira de inverno), apresentada anteriormente;
- II - Estimam-se dois cenários. No primeiro, a carga aumenta 20% em relação a 2023, o que deve ocorrer por volta de 2028. No segundo, a carga aumenta 32% em relação a 2013, o que deve ser atingido por volta de 2031;
- III - O aumento de carga será integralmente lastreado, em termos de energia, por geração renovável, 30% eólica e 70% solar (geração distribuída e centralizada);
- IV - A geração das usinas hidrelétricas, térmicas e nuclear permanece a mesma do dia base;
- V - A geração térmica e nuclear permanece na base, ou seja, não há modulação destas usinas;
- VI - A geração hidrelétrica acomoda todas as variações na carga líquida (carga menos gerações inflexíveis ou variáveis).

O Gráfico 4 abaixo permite a visualização da geração total de energia e sua composição para um dia de semana de inverno por volta de 2028.

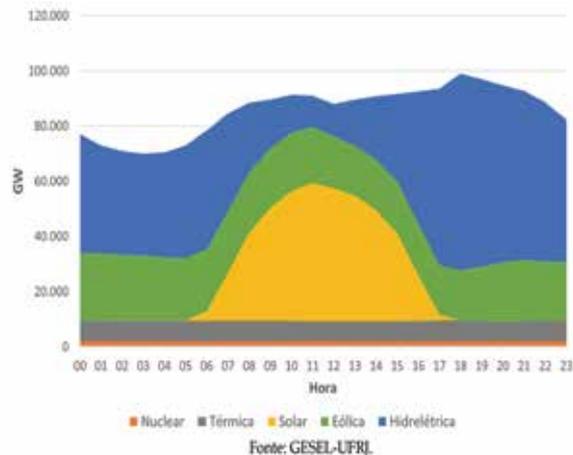


Gráfico 4 - Geração de energia elétrica no Brasil por tipo de fonte: 5 de julho de 2028 (em %)

Observa-se, na comparação com os valores do Gráfico 3, um grande crescimento da geração solar durante o dia e um crescimento menor, porém perceptível, da geração eólica durante todo o dia. A variável de ajuste no exemplo, conforme mencionado, é a geração hidrelétrica, que precisa se ajustar para compensar o descasamento entre o perfil horário da geração não controlável com a carga. Isto implica um forte crescimento da geração hidrelétrica durante a noite e a madrugada, mas uma redução acentuada durante o dia.

VED905 V5L

Sistema de Excitação para Motores Síncronos

A Excitatriz Estática / Regulador de Fator de Potência VED905 V5L é o mais novo modelo da avançada família de excitatrizes para Motores Síncronos da Varixx. O VED905 é um Regulador Digital com tela touch screen que, quando combinado com o Módulo de Potência específico, forma uma Excitatriz Estática capaz de lidar com correntes de excitação entre 1 e 2000 Ampères, operando totalmente de forma automática. Além disso, ele é reconhecido por sua robustez, confiabilidade e longa vida útil.



Principais Vantagens

Opera em 3 modos programáveis

Tela Touch Screen colorida

Registro gráfico em real time (Plot)

Dois canais de controle com PID independentes

Histórico de falhas e eventos

Comunicação serial Modbus RTU incorporada (outros protocolos sob pedido)



Saiba mais

varixx

A seguir, o gráfico apresenta a geração total de energia e sua composição para um dia de semana de inverno por volta de 2031, com um crescimento de 32% em relação ao verificado no Gráfico 3. Nota-se um grande crescimento da geração solar durante o dia, o que faz com que a geração hidrelétrica, que serve de variável de ajuste entre as demais fontes, precise ser ajustada para compensar o descasamento entre o perfil horário da geração não controlável com a carga. Este ajuste acarreta em um crescimento ainda maior da geração hidrelétrica durante a noite e a madrugada, mas em geração próxima a zero em torno da hora do almoço.

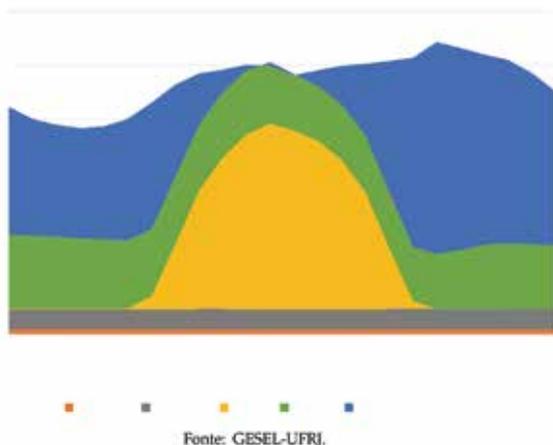


Gráfico 5 - Geração de energia elétrica no Brasil por tipo de fonte: 2 de julho de 2031 (em %)

Embora os Gráficos 4 e 5 sejam matematicamente corretos, eles supõem implicitamente que a geração hidrelétrica é perfeitamente flexível e capaz de acomodar livremente qualquer tipo de variação de potência. Na prática, isto não é verdade em decorrência de algumas questões. Em primeiro lugar, várias hidrelétricas têm vazões mínimas, isto é, não podem reduzir livremente as defluências sem violar obrigações relativas ao uso dos recursos hídricos estabelecidos pela Agência Nacional de Águas (ANA), que visam garantir a captação de água rio abaixo por parte de empresas de abastecimento, irrigantes e outros usuários. Assim, ainda que a geração seja zero nas usinas hidrelétricas, será preciso preservar a defluência mínima, deixando passar água que poderia ter sido utilizada para gerar energia. Essas defluências mínimas representam, em condições normais, cerca de 19 GW.

Além disso, há usinas a fio d'água, ou seja, sem reservatórios significativos e que precisam gerar utilizando as afluências do momento ou então verter. No período úmido, somente as Usinas de Santo Antônio, Jirau, Teles Pires e Belo Monte, principais usinas a fio d'água, precisam gerar em torno de 20 GW para aproveitar integralmente as afluências. Por outro lado, no auge do período úmido, este valor pode descer a cerca de 2 GW.

Outra questão são as restrições de rampas de defluência, configurando limites colocados à operação de muitas hidrelétricas que previnem variações acentuadas do nível do rio a jusante, capazes de gerar riscos para populações ribeirinhas. Finalmente, há restrições de transmissão, que não permitem o tráfico de energia livremente

entre as regiões. Assim, por exemplo, pode haver sobra de potência hídrica na Região Sudeste sem que possa ser integralmente utilizada para atender ao consumo de ponta em outra região.

O somatório dessas restrições resulta em dificuldades para o uso da geração hidrelétrica da maneira, cada vez agressiva, suposta nos Gráficos 4 e 5. Para melhor visualizar este problema, foi elaborado o Gráfico 6, que apresenta novamente a composição da geração em uma quarta-feira de inverno por volta de 2031, porém com as fontes separadas e não mais empilhadas. Chama a atenção o formato da curva em azul, que corresponde ao requisito de a geração atender à carga, complementando as gerações inflexíveis (no caso, todas menos a hídrica) que atribuímos, para fins didáticos, às hidrelétricas. Trata-se da famosa curva do pato, com uma geração relativamente intensa de madrugada, muito pequena nas horas de sol, muito forte no início da noite e decrescendo no final do período.

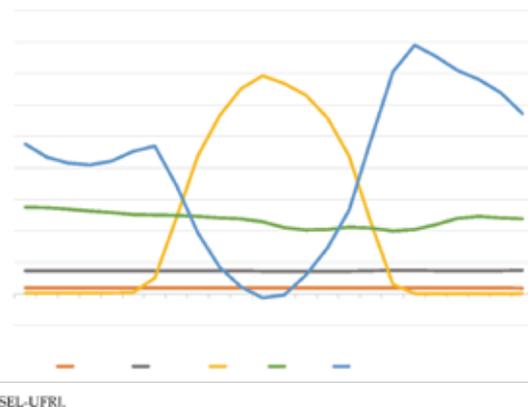


Gráfico 6 - Geração de energia elétrica no Brasil por tipo de fonte: 2 de julho de 2031 (em %)

Em um dia do início de inverno como o simulado, provavelmente as hidrelétricas seriam capazes de atender facilmente ao requisito de geração complementar no horário de ponta da noite, de 79 GW. Contudo, a geração ligeiramente negativa por volta da hora do almoço não é fisicamente possível. Na verdade, uma geração hidrelétrica abaixo de algo como 25 a 30 GW, que, no Gráfico 6, ocorre entre 8 e 16hs, não seria possível no início do inverno, quando as usinas a fio d'água ainda têm vazões significativas, sem acionar os vertedouros. Todo esse volume de energia seria perdido, seja por vertimentos nas próprias hidrelétricas seja por cortes na geração renovável (curtailment para usar o termo em inglês).

Trata-se de um desperdício expressivo de energia que precisaria ser coberto por outras fontes de geração, notadamente por térmicas. A única forma de evitar ou, ao menos, minorar esse desperdício é mediante o aumento da carga durante as horas de sol. Esse aumento pode ser realizado pelo deslocamento do consumo para estas horas, algo difícil de fazer em larga escala, ou pela introdução de volumes expressivos de projetos de armazenamento, capazes de retirar energia do sistema quando ela é abundante para injetá-la em outras horas, especialmente na parte da noite.

Há, todavia, um segundo problema para a operação do sistema

associado à curva do pato. A curva azul de carga líquida, representada pelas hidrelétricas no Gráfico 6, tem uma rampa muito acentuada na parte da tarde, indo de valores negativos em torno do meio-dia para 79 GW às 19hs. Ocorre que as hidrelétricas brasileiras não são capazes de aumentar a geração de forma brusca, em parte devido às restrições hídricas e em parte devido a restrições de transmissão. Por isso, essas usinas precisarão ser complementadas por outros empreendimentos: térmicas, ampliações da capacidade instalada hídrica ou projetos de armazenamento.

Aqui, os projetos de armazenamento também se mostram muito vantajosos, uma vez que conseguem contribuir de forma notável para as rampas. Enquanto uma usina térmica de 100 MW pode fazer uma rampa de 100 MW, partindo de zero e atingindo a geração equivalente à capacidade instalada, um projeto de armazenamento de mesma potência pode carregar durante a tarde (-100 MW) e alternar para a injeção de potência à noite (+100 MW), realizando uma rampa duas vezes mais acentuada.

Deste modo, nota-se que o aumento do descasamento a nível horário entre a carga e a geração não controlável das fontes solar e eólica criará uma necessidade crescente de flexibilidade, de modo a permitir que o operador do sistema assegure a igualdade, em tempo real, entre geração e carga, a partir de um despacho econômico e evitando um desperdício maciço de geração. Destaca-se que os sistemas de armazenamento podem desempenhar esta função, tanto as baterias de grande porte quanto as usinas hidrelétricas reversíveis.

Hoje, são comuns e cada vez mais baratas as baterias de até 4hs de duração, que podem desempenhar funções de atendimento de ponta, de rampa e de otimização do despacho, evitando cortes maciços de renováveis, além de serem adequadas para a prestação de serviços ancilares, como regulação de frequência, entre outros. Já as usinas hidrelétricas reversíveis podem prestar bem a regularização semanal, através do transporte de grandes excedentes de energia esperados para os fins de semana, quando o consumo é mais baixo, para as horas de maior consumo durante a semana.

CONCLUSÕES

A transição energética em curso representa um marco significativo na história da humanidade, impulsionada pela urgente necessidade de mitigar os impactos do aquecimento global e avançar em direção a um futuro sustentável. Os sistemas de armazenamento de energia elétrica podem desempenhar um papel crucial neste processo, oferecendo a flexibilidade e a segurança necessárias para integrar fontes de energia renováveis variáveis à matriz elétrica, de modo a garantir um fornecimento contínuo e confiável de eletricidade. O Brasil, com sua matriz elétrica predominantemente renovável e um potencial significativo para a expansão das fontes eólica e solar, está em uma posição vantajosa para liderar essa transformação. Contudo, o país enfrenta desafios técnicos e operacionais significativos, especialmente no que diz respeito à integração de geração não controlável e ao manejo de picos de demanda e oferta.

Este texto procurou evidenciar a importância de investimentos em tecnologias de armazenamento, tanto de pequena quanto de grande escala, para maximizar o aproveitamento das fontes renováveis. Neste sentido, as baterias de grande porte e as usinas hidrelétricas reversíveis emergem como soluções viáveis para atender às necessidades de flexibilidade do sistema, oferecendo alternativas econômicas ao gerenciamento de picos e à otimização do despacho de energia.

Assim, o Brasil e o mundo estão diante de uma oportunidade única de remodelar o futuro energético, adotando estratégias que alinhem crescimento econômico, segurança energética e sustentabilidade ambiental. A transição energética, apoiada por sistemas de armazenamento avançados e políticas inovadoras, representa um caminho promissor para a construção de um legado de resiliência e prosperidade para as gerações futuras.

**Roberto Brandão é pesquisador e coordenador científico do GESEL.*



Transformação digital no setor elétrico

Em constante evolução, a transformação digital do setor elétrico é um caminho sem volta. Para tratar deste tema contaremos com toda a expertise da engenheira e pesquisadora de energia da FIT Instituto de Tecnologia, em Sorocaba/SP, Priscila Santos, que possui mestrado em Energia e doutoranda em Agroenergia e Eletrônica, é pesquisadora de energia do Programa MCTI Futuro do FIT, uma iniciativa do Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação, com recursos da Lei nº 8.248, de 23/10/1991, e conta com a coordenação da Softex, execução e parceria com diversas instituições privadas.



Capítulo 3

As torres que fomentam a transformação digital: Um oceano de mudanças e oportunidades



Assim como no xadrez, onde um estudo revelou a existência de aproximadamente 170 setilhões de maneiras de executar os dez primeiros movimentos de uma partida, o setor elétrico também apresenta uma infinidade de possibilidades. Após apenas quatro lances no xadrez, o número de combinações possíveis do jogo atinge a marca de 315 bilhões.

Pois bem, o que diferencia as jogadas do xadrez dos movimentos no setor elétrico?

Poderíamos considerar fatores como o número de peças em jogo, a velocidade de movimentação e a flexibilidade de algumas peças em relação a outras. No setor elétrico, algumas “peças” podem ser mais rígidas, enquanto outras, são mais flexíveis, com uma maior possibilidade de movimentação. Essa flexibilidade pode ser influenciada por diversos fatores, como aplicações específicas, resoluções normativas, leis ou até mesmo, as necessidades do mercado.

No fascículo anterior, destacamos a Rainha, uma das peças do jogo, como um vetor principal das telecomunicações no setor elétrico, protagonizando transformação digital, devido à sua versatilidade de aplicação. No entanto, entre os atores deste setor, também se destaca a Torre, a segunda peça com maior pontuação no jogo de xadrez. A analogia aqui, não se dá pela figura ou simbolismo da peça, mas sim pelo seu papel estratégico e importância no jogo, assim como no setor elétrico.

No complexo jogo de xadrez, a Torre se destaca pela capacidade de dominar colunas e fileiras completas no tabuleiro. Quando estrategicamente posicionada, em uma coluna ou fileira central, a Torre concede ao jogador um controle significativo sobre uma vasta área do tabuleiro, permitindo que ele ameace as peças adversárias e direcione o fluxo do jogo, de acordo com sua estratégia. Essa peça, portanto, é muito poderosa e quando utilizada de maneira eficaz, pode alterar o curso do jogo.

Da mesma forma, no setor elétrico, existem “torres” que, quando posicionadas estrategicamente, podem controlar e direcionar a energia, permitindo uma gestão eficaz do sistema.

No setor elétrico, as “torres” desempenham um papel crucial, semelhante ao das torres no jogo de xadrez. No contexto da transformação digital, essas “torres” não são apenas estruturas físicas que transportam energia das geradoras para as distribuidoras, mas também representam mecanismos estratégicos com movimentos definidos e precisos. Além disso, controlam o fluxo de energia e garantem que a carga seja transmitida de forma eficiente e segura.

Apesar de seus movimentos serem mais rígidos, comparados a outras “peças” do setor, sua importância é inegável, sendo indispensáveis para o funcionamento eficaz e eficiente do sistema

como um todo. Afinal, sem as torres de transmissão, a energia gerada não consegue ser transmitida e, por consequência, não chegaria aos consumidores, assim como no xadrez, sem as torres, o controle do tabuleiro seria comprometido. Elas formam a espinha dorsal da infraestrutura elétrica, permitindo a distribuição de energia em grande escala.

Podemos considerar a peça da torre, não somente as torres de transmissão, mas as geradoras de energia, transmissoras e distribuidoras.

1 - TORRES EM MOVIMENTO: OPORTUNIDADES DE CRESCIMENTO E DE NEGÓCIOS

Embora existam movimentos restritos no setor elétrico, é inegável que a transformação digital está provocando uma revolução significativa. Uma das iniciativas mais impactantes nesse processo é a digitalização, que permite o monitoramento em tempo real de toda a infraestrutura, principalmente na geração e transmissão. Na distribuição, devido à complexidade da infraestrutura, a digitalização é mais lenta.

Com as várias possibilidades da digitalização, que permite um monitoramento contínuo, não só temos um aumento relevante da eficiência operacional, como também uma melhora substancial na confiabilidade do sistema. A digitalização permite a identificação e resolução de problemas em tempo hábil, minimizando interrupções e otimizando a entrega de energia. Além disso, facilita a integração de fontes de energia renováveis, principalmente da Geração Distribuída (GD), e a implementação das redes inteligentes (smart grids), contribuindo para um setor elétrico mais sustentável e resiliente.

A digitalização da cadeia do setor elétrico, somada ao processo de descarbonização, representa uma grande oportunidade no contexto atual de preocupações com as mudanças climáticas. As mitigações das emissões de gases de efeito estufa, associadas, tanto à geração, transmissão e distribuição de energia, quanto ao processo de fabricação de equipamentos utilizados no setor, são um desafio significativo. A descarbonização e a digitalização da cadeia produtiva do setor elétrico surgem, portanto, como estratégias fundamentais para a redução dessas emissões. Isso se dá, tanto pela substituição de combustíveis fósseis na geração de energia, quanto pela otimização dos processos produtivos, por meio da digitalização, como no desenvolvimento de novos polímeros mais resistentes às intempéries climáticas e mais duráveis.

Essas transformações, podem contribuir para que os países desenvolvam políticas eficazes de combate às mudanças climáticas e atinjam suas metas de neutralidade de carbono. No caso do Brasil,

com seu potencial de expansão para a geração de energias renováveis e sua capacidade tecnológica, essas oportunidades são ainda mais relevantes. Portanto, a digitalização e a descarbonização na cadeia de produtos, suprimentos e serviços do setor elétrico, não são apenas necessárias, mas também representam uma oportunidade estratégica para o desenvolvimento sustentável e a transição para uma economia de baixo carbono. [1][2]

Outro movimento estratégico no setor elétrico, é o processo de expansão da infraestrutura. Embora as torres de transmissão e distribuição não possam ser movidas à vontade, elas podem ser expandidas para alcançar os locais e clientes desejados. Com a crescente demanda por energia elétrica e a necessidade de confiabilidade da rede, são necessários investimentos significativos na infraestrutura. Nesse contexto, o processo de digitalização, aliado ao desenvolvimento de tecnologias de Inteligência Artificial (IA), tem sido de grande auxílio para as empresas geradoras, transmissoras e distribuidoras de energia. A IA pode contribuir para a otimização dos processos, desde a previsão da demanda de energia, até a detecção e resolução de falhas na rede, melhorando, assim, a eficiência e a confiabilidade do sistema.

Além disso, a IA também pode desempenhar um papel crucial na integração de fontes de energia renováveis à rede, ajudando a gerenciar a variabilidade e a intermitência dessas fontes. Isso é especialmente relevante no contexto atual de transição para uma matriz energética mais limpa e sustentável. A digitalização e a aplicação de tecnologias de IA no setor elétrico, não são apenas tendências, mas sim movimentos estratégicos que podem trazer benefícios significativos em termos de eficiência, confiabilidade e sustentabilidade. [3][4][5]

Apesar das inerentes limitações do setor elétrico, a transformação digital está abrindo novos caminhos e criando oportunidades sem precedentes para inovação e aprimoramento. A capacidade de monitorar e gerenciar recursos com maior confiabilidade, juntamente com os processos de descarbonização, são planos estratégicos para todos os participantes do sistema elétrico. Isso não se aplica apenas aos principais atores do setor, mas também aos clientes finais, incluindo residências, áreas rurais, indústrias e comércios. Esses avanços permitem uma maior eficiência energética, redução de custos e um impacto ambiental menor. A digitalização também abre a possibilidade para a implementação de redes inteligentes, que podem otimizar a distribuição de energia e reduzir as perdas.

2 - OS MOVIMENTOS PARADOS

Ambiguidade é uma realidade persistente em nosso setor, e a digitalização pode ser a chave para resolver esse problema, conhecido como 'movimento parado'. Embora o Brasil seja um país com predominância de uma matriz energética renovável e limpa, com potencial para expansão e desenvolvimento de fontes renováveis convencionais e disruptivas, enfrentamos grandes



desafios, principalmente nos setores rurais, em regiões de difícil acesso, que não possuem redes de transmissão ou distribuição.

Desde o desenvolvimento dos programas de biogás, nas décadas de 60 e 70, até o programa Luz para Todos, a rede rural ainda carece de energia elétrica. Mesmo aqueles que já possuem acesso à energia, enfrentam problemas de confiabilidade e qualidade. Apesar das linhas de transmissão que atravessam o país de norte a sul, leste a oeste, a confiabilidade da energia elétrica ainda é uma questão pendente.

No contexto atual, a disseminação de energia elétrica confiável é essencial. Embora não seja explicitamente destacado nos meios de comunicação, a falta de confiabilidade e segurança energética no meio rural traz riscos para setores como a pecuária de corte, a piscicultura e o manejo de hortaliças.

Em minhas viagens, ministrando treinamentos sobre energia solar, através de um projeto social, tive a oportunidade única de percorrer quatro das cinco regiões do Brasil (Nordeste, Centro-oeste, Sudeste e Sul) e interagir com mais de 5 mil alunos. Esses alunos variavam desde estudantes de ensino médio até agricultores, piscicultores, técnicos, professores e engenheiros. Os relatos que ouvi, foram diversos e impactantes. Avicultores relataram a perda de até 200,300 mil frangos, devido à falta de energia elétrica, o que também afetou a produção de ovos. Suinocultores perderam leitões e matrizes por falta de energia elétrica, uma vez que os sistemas de refrigeração pararam de funcionar. Estufas de hortaliças climatizadas foram perdidas devido à falta de energia elétrica.

Um grande amigo militar, também me relatou dificuldades relacionadas à falta de energia elétrica em locais remotos. Sem

TRANSFORMADORES MÉDIA FORÇA

ALTA PERFORMANCE E ECONOMIA
DE ESPAÇO NA INSTALAÇÃO.

TRANSFORMADOR
MÉDIA FORÇA
ECOLÓGICO

500 a 3000
potência (kVA)

15, 24.2 e 36.2
classe de tensão (kV)



Com grande disponibilidade de fabricação de **Transformadores de Média Força**, a Itaipu é referência nacional no segmento há quase 50 anos.



ENTRE EM CONTATO E SOLICITE UM ORÇAMENTO



+55 16 3263 9400
Av. Sérgio Abdul Nour . 2106
Distrito Ind. II - CEP: 14900 271
Itápolis, São Paulo, Brasil.

www.itaiputransformadores.com.br



fornecimento adequado de energia elétrica, os sistemas fotovoltaicos off-grid não conseguem manter a autonomia. Além disso, o sinal de internet é falho, prejudicando o estudo dos filhos. Além dessa situação, existem muitas outras com as quais podemos nos deparar, como pessoas que nem sequer sabem o que é energia elétrica.

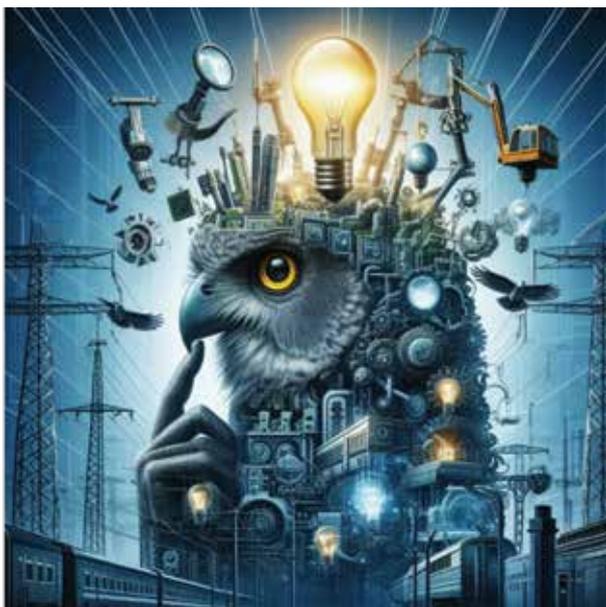
Imagine, caro leitor, ficar dias sem energia elétrica em um país com potencial renovável tão grande quanto o nosso? Essas são apenas algumas das dificuldades enfrentadas no campo e em locais isolados.

Esses desafios reforçam a necessidade de investimentos contínuos e inovações no setor de energia, além da identificação do melhor tipo de geração junto ao cliente. Para isso, é fundamental que estudos detalhados apontem para a melhor estratégia de sistemas que utilizam recursos locais, para suprir eventuais faltas de energia elétrica da rede convencional. Essas alternativas, podem minimizar prejuízos, como os mencionados anteriormente, em áreas remotas, dando mais segurança para esses produtores e consumidores.

A transformação digital ainda está em andamento, mas tem o potencial de trazer soluções inovadoras para esses problemas. Com o avanço da tecnologia, podemos esperar melhorias significativas na confiabilidade e qualidade da energia no setor rural. Diminuindo as perdas, não somente nas áreas rurais, como também nas cidades.

3 - AS ESTRATÉGIAS DAS TORRES

A simbologia da Torre neste jogo, como mencionado anteriormente, vai além das torres de transmissão e dos postes de distribuição. Ela representa as estratégias empregadas pelas geradoras, transmissoras e distribuidoras no setor elétrico. Embora as alternativas de movimentação no setor, sejam limitadas, as decisões de infraestrutura têm um impacto significativo.



Os investimentos nesses três segmentos têm aumentado. De acordo com um relatório da Bloomberg New Energy Finance (BNEF), as energias eólica, solar e de biomassa vão atrair US\$ 237 bilhões de investimento ao Brasil até 2040. Além disso, entre 2010 e 2020, mais de R\$ 740 bilhões foram investidos no setor de energia elétrica, com valores anuais que superam R\$ 60 bilhões.[6]

Esses investimentos têm colocado o Brasil em destaque, tanto em questões de mitigação de carbono no processo de produção de energia, quanto na descarbonização da distribuição. O Brasil se comprometeu a reduzir as emissões de carbono em 50% até 2030. Além disso, o país está em processo de transição energética para alcançar a descarbonização da economia até 2050. [7][8][9]

No entanto, ainda enfrentamos grandes desafios, especialmente na descarbonização da distribuição de energia. A transição energética brasileira requer novas tecnologias e vetores energéticos para alcançar a neutralidade líquida em gases de efeito estufa (GEE) até 2050. Além disso, é necessário enfrentar os desafios relacionados ao crescimento na demanda, ao desenvolvimento e escala de soluções tecnológicas para mitigar emissões, e aos custos de implantação ainda elevados.

Portanto, embora tenhamos feito progressos significativos, ainda há muito trabalho a ser feito para superar esses desafios e alcançar nossos objetivos de descarbonização.

[1] Chenchen Huang, Boqiang Lin, *Promoting decarbonization in the power sector: How important is digital transformation?*, *Energy Policy*, Volume 182, 2023, 113735, ISSN 0301-4215, <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2023.113735>.

[2] Instituto E+ *Transição Energética (2022): Descarbonização do Setor de Energia no Brasil*. Rio de Janeiro/RJ – Brasil [3] <https://www.weforum.org/press/2021/09/artificial-intelligence-energy-transition/>

[4] Parisa Maroufkhani, Kevin C. Desouza, Robert K. Perrons, Mohammad Iranmanesh, *Digital transformation in the resource and energy sectors: A systematic review*, *Resources Policy*, Volume 76, 2022, 102622, ISSN 0301-4207, <https://doi.org/10.1016/j.resourpol.2022.102622>.

[5] BAÑALES, Santiago. *The enabling impact of digital technologies on distributed energy resources integration*. *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, v. 12, n. 4, 2020.

[6] <https://www.epe.gov.br/pt/imprensa/noticias/epe-publica-series-historicas-de-investimentos-em-energia-eletrica>

[7] <https://www.gov.br/casacivil/pt-br/assuntos/noticias/2021/novembro/brasil-se-compromete-a-reduzir-emissoes-de-carbono-em-50-ate-2030>

[8] <https://www.gov.br/planalto/pt-br/acompanhe-o-planalto/noticias/2021/10/em-nova-meta-brasil-ira-reduzir-emissoes-de-carbono-em-50-ate-2030>

[9] <https://exame.com/bussola/estudo-inedito-aponta-desafios-da-transicao-energetica-brasileira/>

Inovação em Painéis Elétricos para a transição energética



SOLUÇÃO PARA USINAS FOTOVOLTAICAS

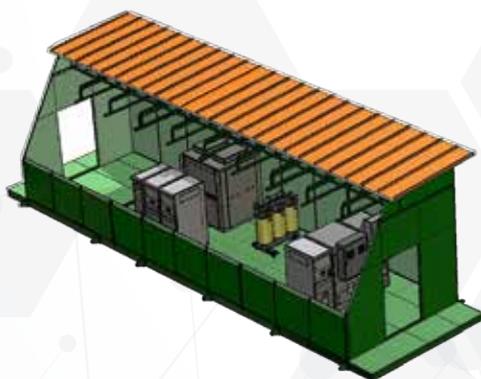
SKID ECOSOLAR GIR®

CUBÍCULO BLINDADO MODULAR COM ISOLAÇÃO INTEGRAL EM SF6 ATÉ 36kV

LINHA GB-RING - RMU®

BARRAMENTO BLINDADO DE BAIXA E MÉDIA TENSÃO

LINHA BX - E® | LINHA BX - MT®



SMARTCENTERS GIR

Os SMARTCENTERS GIR são projetos customizados e pré-fabricados em estrutura modular, destinados à instalação ao tempo, para abrigar todos os equipamentos de automação e potência de subestações.

SOLUÇÕES DA



- Instalação de barramentos blindados.
- Estudo de seletividade;
- Parametrização e comissionamento de relés;
- Comissionamento e startup de painéis em obra;
- Sensor de monitoramento SMART GIMI;
- Manutenção de cabines primárias, painéis de baixa tensão, barramentos blindados.



Digitalização de Subestações e Energias Renováveis

A integração das fontes de energias renováveis nas redes elétricas, impulsionada pela digitalização, está remodelando o paradigma da geração, distribuição e consumo de energia. Para abordar os desafios relacionados a este assunto convidamos o Engenheiro Master da Vale, Paulo Henrique Vieira Soares. Mestre em engenharia Elétrica pela UNIFEI, possui MBA em Gestão (FGV) e pós-graduação em Sistemas fotovoltaicos pela UFV.



Capítulo 3

Centrais geradoras fotovoltaicas: Vantagens, desafios e requisitos mínimos

Por Paulo Henrique Vieira Soares e *Marcelo de Oliveira Arriel

1 - INTRODUÇÃO

A geração solar centralizada refere-se a grandes instalações fotovoltaicas, também conhecidas como usinas solares, que produzem eletricidade em larga escala para ser distribuída através da rede elétrica. Diferente da geração solar distribuída, onde os sistemas fotovoltaicos são instalados em residências, edifícios comerciais ou industriais, principalmente para consumo próprio, a geração centralizada é projetada para alimentar a rede elétrica com grandes quantidades de energia, semelhante a uma usina de energia tradicional.

2 - CONTEXTUALIZAÇÃO

Características da geração centralizada

As usinas solares centralizadas distinguem-se por suas vastas dimensões, abrangendo grandes áreas com painéis fotovoltaicos e canalizando a energia gerada diretamente para a rede elétrica de alta tensão, contribuindo significativamente para a matriz energética. Tais instalações, geralmente situadas em locais de alta irradiação solar, são projetadas distantes dos grandes centros urbanos visando otimizar a eficiência e minimizar os custos relacionados ao uso do solo. Os empreendimentos em geração solar centralizada exigem investimentos consideráveis e são, em sua maioria, conduzidos por grandes empresas ou consórcios atuantes no segmento energético.

Embora reconhecidas como fontes sustentáveis de energia, é crucial avaliar os potenciais impactos, particularmente no que se refere à utilização intensiva de terras.

Vantagens: A geração solar centralizada traz uma série de benefícios notáveis, destacando-se a economia de escala, que permite a redução do custo por unidade de eletricidade gerada, tornando-a uma opção economicamente viável em grande escala. Além disso, essa modalidade de geração de energia desempenha um papel crucial na mitigação das mudanças climáticas, contribuindo para a redução das emissões de gases de efeito estufa ao substituir fontes energéticas baseadas em combustíveis fósseis. Outro ponto de destaque é a capacidade de fornecer uma fonte de energia estável e “previsível” para a rede elétrica, especialmente em regiões com alta incidência solar, reforçando a confiabilidade e a segurança no suprimento energético.

Desafios: A intermitência da geração de energia solar, influenciada pelas condições climáticas, impõe a necessidade de desenvolver soluções robustas para armazenamento de energia, como baterias, para garantir a continuidade do fornecimento durante períodos de baixa irradiação solar. Além disso, a implementação de grandes usinas solares requer uma análise cuidadosa dos impactos ambientais e sociais, de forma a preservar a biodiversidade local e fomentar o desenvolvimento das comunidades circunvizinhas.

Projeto

Na fase de planejamento, é crucial padronizar os equipamentos ao máximo, simplificando os processos de aquisição, instalação, comissionamento e operação e manutenção (O&M) da usina. É importante estabelecer um padrão para o fornecedor das soluções e para as capacidades dos componentes (painéis fotovoltaicos, inversores, transformadores), assim como para as dimensões dos cabos (cabo solar, cabos de baixa tensão em CC e CA, bem como cabos de média tensão), conforme ilustrado na Figura 1.



Figura 1 – Geração centralizada

Para um complexo solar de 350 MW, por exemplo, é possível padronizar os inversores em capacidades de 5 MW, 7 MW ou 10 MW, resultando em um total de 70, 50 ou 35 inversores idênticos, respectivamente. Nessa abordagem, todos os equipamentos tornam-se intercambiáveis, o que simplifica as etapas de projeto, instalação, protocolos de comissionamento e, por fim, a operação e manutenção da usina.

Conexão de centrais fotovoltaicas

Os Procedimentos de Rede do ONS, especificados no Submódulo 2.10, definem os requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão. Destaca-se o item 5 da revisão 2023.1, focado na "conexão de centrais geradoras eólicas e fotovoltaicas", que abrange:

- Aspectos e requisitos técnicos gerais;
- Faixas de operação da central geradora sob condições de frequência não nominal;
- Faixas de geração/absorção de potência reativa no ponto de conexão;
- Perfil do controle de tensão em centrais geradoras eólicas (Estatismos);
- Requisitos para mecanismos de inércia sintética;
- Variação de tensão em regime permanente;
- Capacidade de suportar subtensões e sobretensões dinâmicas;
- Injeção de corrente reativa em caso de falhas.

Variações temporárias de tensão são habituais na rede elétrica. Nessas situações, o inversor deve permanecer conectado à rede

elétrica, desde que a condição esteja dentro dos limites ilustrados na Figura 2. Esta figura mostra a suportabilidade à tensão na parte superior e o comportamento da corrente reativa sob falha na parte inferior. Inicialmente, a tensão é estável em torno de 1 PU e em T0 a tensão cai para 0.85 PU ou menos, sendo o inversor obrigado a injetar reativo no modo LVRT (Low Voltage Ride Through). Se a tensão cair para 0.50 PU, o inversor deve maximizar a injeção de reativo para sustentar a tensão no ponto de conexão. No instante T1, o inversor deixa o modo LVRT após a tensão ultrapassar 0.9 PU, e em T2, quando a tensão alcança 1.1 PU, entra no modo HVRT (High Voltage Ride Through), exigindo a absorção máxima de reativo ao atingir 1.2 PU para diminuir a tensão e permitir o retorno à normalidade em T3.

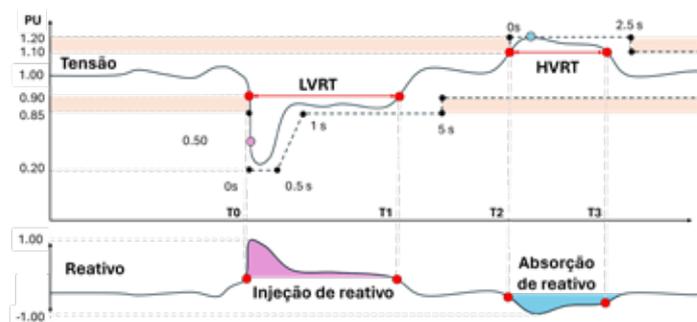


Figura 2 - Suportabilidade tensão (Superior) e comportamento da corrente reativa sob defeito (inferior)

3 - APLICAÇÃO

Modo LVRT (low Voltage Ride Through)

Os sistemas elétricos estão sujeitos a diversos eventos transitórios ao longo do dia, que podem levar a ocorrências de subtensão ou sobretensão na rede. Para suportar esses eventos, é crucial que a função de regulação de tensão esteja integrada ao inversor, possibilitando que este responda de forma autônoma a tais variações, mesmo sob o comando de um sistema externo, frequentemente denominado PPC (Power Plant Controller). A Figura 2 mostra os três ciclos iniciais típicos de operação normal, onde a tensão (em verde) e a corrente (em azul) são observadas. No ponto

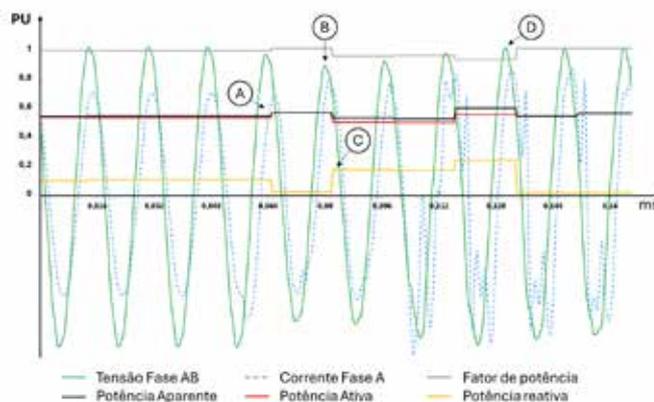


Figura 3 – Atuação do modo LVRT

"A", nota-se uma leve queda na tensão, prontamente compensada por um aumento na corrente, visando preservar a potência de saída estável. Em "B", a tensão no terminal do inversor cai abaixo de 0.85 PU, ativando o modo LVRT, que é responsável pela injeção de potência reativa. Em "C", isso auxilia na estabilização da tensão, que retorna ao seu valor nominal em "D".

Controle primário de frequência

O Sistema Interligado Nacional (SIN), frequentemente referido como "barramento infinito" pela sua habilidade de manter a tensão e a frequência estáveis, enfrenta desafios significativos durante transitórios abruptos. Nas usinas solares, diante dessas variações, o inversor ativa um modo de proteção temporizado, enquanto usinas equipadas com geradores, como as hidrelétricas e termelétricas, lidam com esses transientes utilizando o controle secundário de frequência, valendo-se da inércia produzida pelo movimento do rotor. Dado que as unidades de energia solar não dispõem de geradores convencionais, elas precisam ser aptas a corrigir apenas as variações primárias de frequência no sistema. Caso o controle secundário de frequência não consiga remediar o problema, o inversor é levado a uma condição de falha após o término do período de temporização.

A Figura 4 ilustra que, ao alcançar o limite superior (bmUF), o inversor executa uma redução da potência ativa, considerando o parâmetro KOF (Estatismo de sobrefrequência na base de potência do gerador). Nota-se que, durante essa atuação do inversor, caso o setpoint de potência ativa seja reduzido pelo operador, o controle primário cessará sua ação, uma vez que a frequência retornará à normalidade, eliminando a necessidade da intervenção do estatismo.

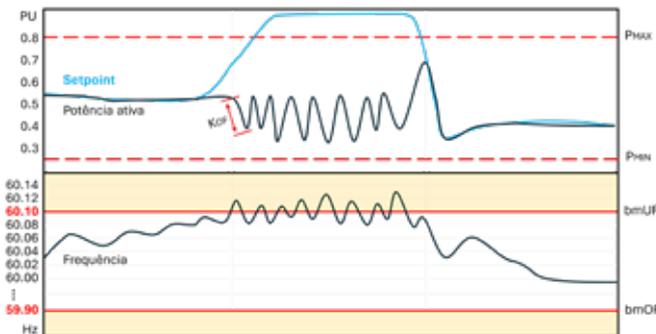


Figura 4 – Controle primário de frequência

SCR

O "Short-Circuit Ratio" (SCR), ou "taxa de curto-circuito", é uma terminologia amplamente empregada na engenharia elétrica e nos sistemas de geração de energia. Representa a "capacidade" de um sistema elétrico, tal como uma usina geradora, de sustentar a estabilidade de tensão em situações de curto-circuito.

Especificamente, o SCR é definido pela relação entre a capacidade nominal de geração de energia da usina (seu limite máximo em condições operacionais normais) e a potência de curto no ponto de conexão.

O estudo "Deploying Utility-Scale PV Power Plants in Weak Grids"

(Mahesh Morjaria, Ph.D.) examina uma planta fotovoltaica de 550 MW que enfrentou oscilações de potência e tensão em torno de 7 Hz, atribuídas a uma rede elétrica fraca e a um Short Circuit Ratio (SCR) inferior ao definido na fase de projeto. Como medida corretiva, foram ajustados os ganhos proporcional (KP) e integral (KI) no PLL (Phase Locked Loop) e o ganho proporcional na malha de controle de corrente.

A Figura 5 demonstra uma oscilação de potência em uma rede elétrica fraca de 230kV, tendo um SCR de projeto inicialmente calculado para um valor de 4, enquanto os ajustes nos ganhos dos inversores foram configurados para um SCR de 3. Este evento, capturado em alguns segundos, foi possível devido a configuração do RDP conforme estipulado no RT-ONS DPL 0532/2023, documento que delineia os "Requisitos técnicos para registradores digitais de perturbação em usinas eólicas e fotovoltaicas". É notável a geração normal no instante T-10 com valores de 90 MW. Posteriormente, a geração eleva-se e, ao alcançar 125 MW, a planta enfrenta instabilidade, com oscilações superiores a 100 MW (pico-a-pico) após o instante T0, variando de 75 MW a 175 MW. Essas flutuações perduram por pouco mais de 20 segundos, com a planta retornando à estabilidade após T+20.

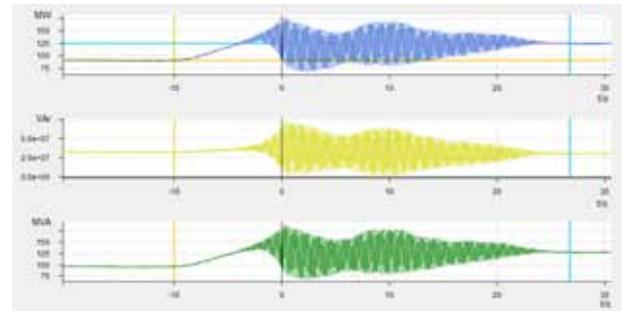


Figura 5 – Oscilação de potência

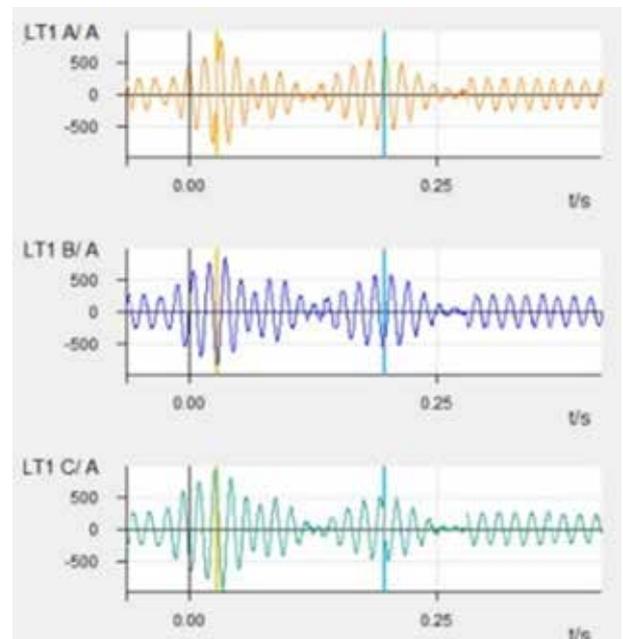


Figura 6 – Oscilação de corrente

Seus instaladores ainda perdem tempo com rabicho?

Então saiba que ele está com os dias contados.



Chegou

CONEP 4D NEW



A Solução que Simplifica e Economiza.

De forma direta.



Substitua 7 itens por 1:

- 5 conectores perfurantes
- 50 cm de cabo
- 20 cm de fita isolante

Com o Conep 4D New, o custo de aquisição é menor. Sem falar nos custos indiretos, como tempo de instalação e otimização de estoque.

Venha fazer um projeto piloto conosco!

Entre em contato e saiba mais sobre nossos casos de sucesso.



Acesse para mais informações técnicas

0800 770 3228
www.incesa.com.br

Incesa
COMPONENTES ELÉTRICOS

Na Figura 6, observa-se o comportamento das correntes e, ao traçar uma linha conectando os picos, identifica-se uma "portadora" que oscila a uma frequência de 5 Hz.

SCR teórico e prático (real)

Durante a fase de planejamento, os projetistas simulam diversos cenários de curto-circuito para avaliar a situação mais crítica e determinar a suportabilidade dos equipamentos. Essa simulação deve ser conduzida utilizando o arquivo mais recente disponível na base de dados do SINTEGRE, que é o portal do ONS para interação com os Agentes e outras entidades externas. Tomando como exemplo o circuito hipotético ilustrado na Figura 7, com um nível de tensão de 230 kV nas barras A-B-C e uma corrente de curto-circuito trifásico de 8.3 kA na barra B, é possível estimar uma potência de curto-circuito trifásica de aproximadamente 3306 MVA. Assim, se uma UFV com potência nominal de 500 MVA for conectada à barra C, o SCR teórico calculado será de 6,6.

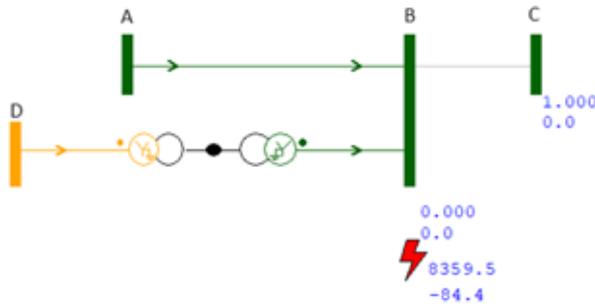


Figura 7 – Corrente de curto-circuito

Em condições normais de operação, o valor de SCR pode "alterar" ao longo do ano devido às contingências do sistema elétrico, com variações de até 15% sendo comumente observadas no valor de SCR ao longo de diferentes horários de geração em um único dia.

Vale destacar que o SCR real, na prática, tende a ser inferior ao valor teórico, apresentando uma discrepância entre 20% e 25%. Isso significa que, em certas circunstâncias, a operação da planta próxima à potência nominal pode induzir as malhas de controle dos inversores a uma zona de instabilidade, resultando em oscilações de potência.

Para estimar o valor do SCR e prevenir esse problema, uma recomendação de teste para ser realizado em campo é ilustrado na Figura 8, seguindo as etapas abaixo:

- 1 - Inicialmente, a planta deve ser configurada para o modo de controle por reativo, após coordenação com o COS/ONS.
- 2 - Ajustar a potência ativa para um valor fixo, sendo aconselhável reduzir de 15% a 20% do valor de geração atual da planta, a fim de minimizar o impacto das variações de irradiação solar.
- 3 - Executar um degrau de potência reativa de maneira que a variação de tensão no ponto de conexão fique entre 1,5% e 2%, atenuando as incertezas relacionadas à classe de exatidão dos equipamentos de medição.

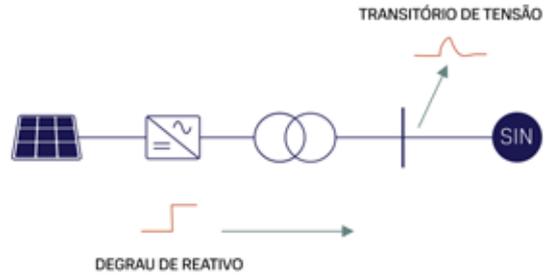


Figura 8 – Cálculo do SCR

Na Tabela 1, encontram-se os resultados de cada um dos cinco degraus executados ao longo do dia de geração. Para cada degrau, foram mensurados o delta de reativo e de tensão no ponto de conexão. Com base nessas medições, foram calculadas as impedâncias, a corrente e a potência de curto-circuito, permitindo estimar o valor do SCR.

Degrau	Data	Horário	ΔQ (MVar)	ΔV (kV)	SCR "medido"
1	15/mar	8h00	10,5	0,84	2,33
2	15/mar	10h00	11,3	0,91	2,56
3	15/mar	12h00	9,15	0,79	2,95
4	15/mar	14h00	8,2	0,65	2,93
5	15/mar	16h00	11,5	0,95	2,45

Transitório no sistema elétrico

A Figura 9 mostra o comportamento da corrente (parte superior) e da tensão (parte inferior) registrados no circuito de 34,5kV durante um evento de subtensão no SIN. Em resposta ao acentuado afundamento nas tensões das fases A e C, os inversores diminuíram a injeção de potência ativa e começaram a fornecer reativo ao sistema elétrico, visando assegurar a estabilidade da tensão no ponto de conexão. Observa-se que, após o afundamento, a tensão foi totalmente estabilizada em pouco mais de 100 ms, enquanto a corrente teve um aumento gradativo, com o objetivo de restabelecer a geração ativa ao nível anterior à ocorrência.

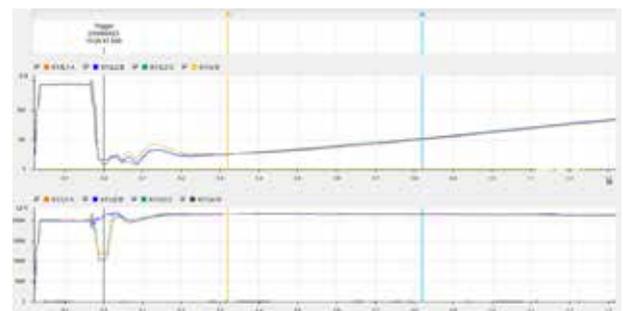


Figura 9 – Injeção de reativo no 34.5 kV

A Figura 10 exibe as medições de corrente e tensão no ponto de conexão de 230 kV, onde se nota que, após a ativação do modo LVRT (Low Voltage Ride Through) pelos inversores, a tensão se estabilizou em 66,6 ms, e a corrente incrementou gradativamente por cerca de 2 segundos, exibindo uma leve flutuação antes de se estabilizar em um valor próximo ao observado antes da falha.

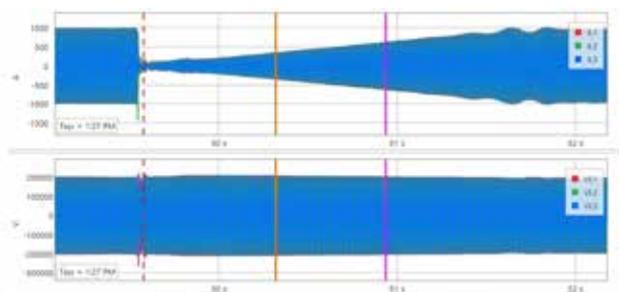


Figura 11 – Injeção de reativo no 230 kV

Operação em contingência

Devido a uma queimada próxima à linha de transmissão, ocorreu uma perda dupla no setor de 230kV responsável pelo escoamento da energia. Como resultado, a topologia do SIN foi alterada, restando apenas uma conexão ativa em 138kV da distribuição. Sob essa condição, o valor de SCR calculado cai para 0,75 durante a operação em contingência, um nível no qual é inviável para os inversores manterem a operação, resultando na sua desconexão da rede em menos de 100 ms. Como consequência secundária, a proteção de sobretensão é acionada 3 segundos após o início do evento, desligando o disjuntor da UFV.

4 - PRÓXIMOS ARTIGOS

O Artigo IV explorará os procedimentos de comissionamento

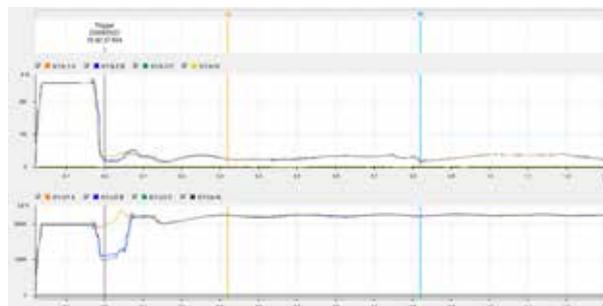


Figura 10 – Falha na injeção de reativo no 34.5 kV.

a quente e a frio em centrais geradoras, elucidando as etapas, metodologias e melhores práticas adotadas para assegurar a funcionalidade e eficiência operacional das instalações desde o início de suas operações.

**Ilustrações - Keli Antunes.*

**Marcelo de Oliveira Arriel, estudante de Engenharia Elétrica pelo Centro Universitário UNA, concluiu o curso técnico em Mecatrônica pelo SENAI em 2015. Possui sólida experiência em eletrotécnica, cobrindo desde a integração de sistemas até a gestão e supervisão em setores diversificados, tais como energia solar, mineração, setor naval, indústria, petroquímica e siderurgia. Sua expertise engloba construção, garantia de qualidade e comissionamento de sistemas.*



Religador Igrid

Religador automático, desenvolvido nas classes de tensão 15kV, 27kV e 38kV. Atua de forma eficaz em eventos e faltas na rede através de seu sistema de controle avançado.

Acesse nosso site www.romagnole.com.br

Perdas energéticas em GTD

Um dos grandes desafios para o setor elétrico é a redução das perdas energéticas em geração, transmissão e distribuição, pois elas impactam não somente os consumidores, como toda a cadeia responsável pelo fornecimento de energia no país. Para este fascículo, teremos como mentor o engenheiro Márcio Almeida da Silva, que possui MBA em Planejamento e Gestão de Serviços e, atualmente, ocupa a posição de Diretor Executivo da LIG Engenharia, Consultoria e Treinamento.



Capítulo 3

Perdas técnicas – premissas

Quando me propus a abordar o tema “perdas”, no seu sentido mais amplo, naturalmente compreendi que muitos leitores criaram a expectativa de que a abordagem se daria numa esfera unicamente técnica e de engenharia. No entanto, senti que se assim fizesse, não cumpriria o papel primordial em abordar este tema com responsabilidade, sem transitar em outras áreas afetadas a perdas e com isto sem proporcionar a correta contribuição a todos os profissionais que hoje atuam no Sistema Elétrico de Potência.

Agora, a partir deste capítulo, sinto-me mais tranquilo em iniciar uma abordagem um pouco mais técnica. Sendo assim, te convido agora para uma imersão na temática de perdas técnicas, com abordagens, a partir deste e dos próximos capítulos, das especificidades relacionadas à geração, transmissão e distribuição,

contemplando também fatores importantes como as questões regulatórias aplicadas a cada tema.

Se perguntarmos para um engenheiro ou um técnico o que ele entende ser perda técnica, certamente a resposta será algo relacionado às perdas físicas dos materiais e equipamentos e que estão afetadas à energia térmica (efeito joule), perdas nos núcleos dos transformadores, perdas dielétricas, entre outros. Mas, se perguntarmos para um profissional do SEP (Sistema Elétrico de Potência), a primeira resposta que teremos é que são aquelas inerentes ao transporte, transformação e utilização da energia elétrica, pois este compreende e consegue destacar cada cadeia do processo desde a geração, até o consumo, abordando com muita precisão estas perdas, etapa por etapa.

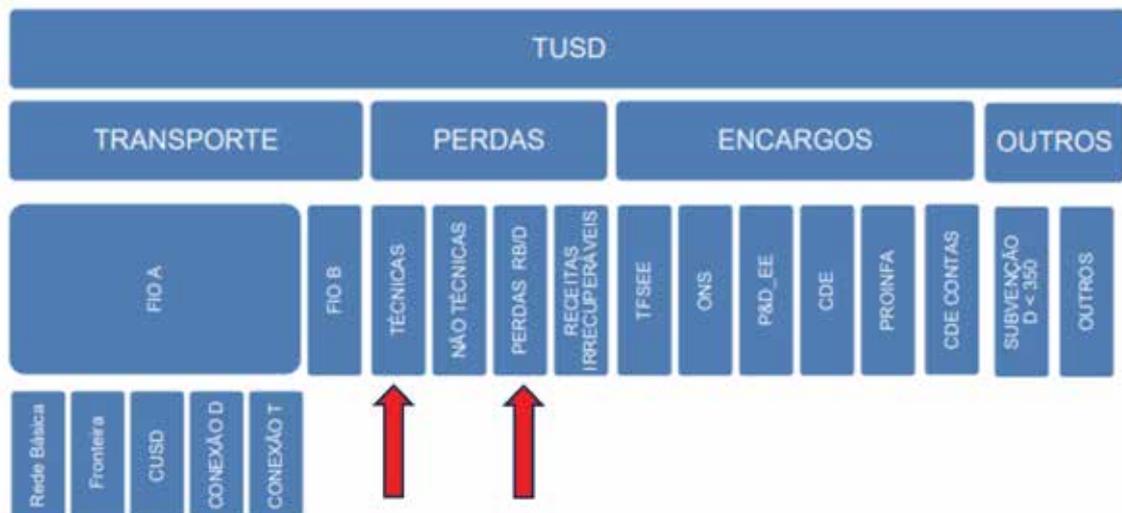


Figura 1 – Composição tarifária

Assim como as PNT (perdas não técnicas), as perdas técnicas têm o seu custo apropriado dentro da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD, como visto na figura 1, da composição tarifária da ANEEL. No entanto, observa-se uma separação, não só de nomenclatura, mas de local onde a perda técnica ocorre.

Esta forma conceitual de separação das perdas, vista na figura 1, está prevista e assim conceituada no submódulo 2.6 do Proret (Procedimentos de Regulação Tarifária), que define como perdas técnicas aquelas que correspondem somente às ocorrências na distribuição e inerente ao processo de transporte, de transformação de tensão e de medição da energia na rede da concessionária. Já as perdas RDB, que também são perdas técnicas, ocorrem em volume nas redes das distribuidoras e, conseqüentemente, representam a energia dissipada no sistema de transmissão, demais instalações e componentes elétricos integrantes.

Uma vez separado o local onde ocorre a perda, que na verdade esta mais relacionado ao modelo de concessão adotado no país, passamos agora para a definição dos procedimentos, parâmetros e metodologias para a obtenção e cálculo das perdas. Este assunto é detalhadamente feito através do Módulo 7 do Prodlist (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica).

Como já sabemos que as perdas técnicas e não técnicas são contabilizadas no mesmo item de composição tarifária a ANEEL, que define, através de indicadores, os valores percentuais de cada uma

delas, a partir deste ponto, podemos enxergar onde a eficiência dos equipamentos atua diretamente.

Para tanto, para a obtenção destes indicadores, cada distribuidora envia à ANEEL as seguintes informações:

- a) Energia Injetada (EI): energia ativa medida proveniente de agentes supridores (transmissores, outras distribuidoras e geradores) e da geração própria necessária para atendimento do mercado da distribuidora e das perdas ocorridas no sistema de distribuição;
- b) Energia Fornecida (EF): energia ativa entregue, medida ou estimada, nos casos previstos pela legislação, a outras distribuidoras, às unidades consumidoras, mais o consumo próprio;
- c) Energia Passante (EP): total de energia ativa que transita em cada segmento do sistema de distribuição;
- d) Perdas na Distribuição (PD): corresponde à diferença entre a Energia Injetada e a Energia Fornecida;
- e) Perda Técnicas (PT): corresponde à energia dissipada no sistema de distribuição devido a fenômenos da física;
- f) Perda Técnicas do Segmento (PTS): perdas técnicas em cada segmento do sistema de distribuição; e
- g) Perda Não Técnicas (PNT): corresponde à diferença entre as Perdas na Distribuição e as Perdas Técnicas.

Com base nas informações fornecidas é que de fato conseguimos

Excelência em Transformadores

IRRIGAÇÃO
ENERGIA FOTOVOLTAICA
ENERGIA ELÉTRICA
INDÚSTRIA
MANUTENÇÃO

MINUZZI®

www.minuzzi.ind.br



avançar aos cálculos percentuais e entender a representatividade das Perdas Técnicas no sistema, ou em cada segmento, considerando os indicadores que a própria ANEEL fornece, assim seguindo:

a) Percentual de Perdas Técnicas do Segmento – IPTS: percentual de perdas técnicas em relação à energia que transita em cada segmento:

$$IPTS_{(i)} = \frac{PTS_{(i)}}{EP_{(i)}} \cdot 100 [\%]$$

Equação 1 – Percentual de perdas técnicas do segmento

Onde:

i corresponde um segmento do sistema de distribuição

b) Percentual de Perdas Técnicas – PPT: percentual de perdas técnicas em relação à energia injetada:

$$PPT = \frac{PT}{EI} \cdot 100 [\%]$$

Equação 2 – Percentual de perdas técnicas

c) Percentual de Perdas na Distribuição – PPD: percentual de perdas totais em relação à energia injetada:

$$PPD = (1 - EF) \cdot 100 [\%]$$

EI

Equação 3 – Percentual de perdas técnicas na distribuição

d) Percentual de Perdas Não Técnicas – PPNT: percentual de perdas não técnicas em relação à energia injetada:

$$PPNT = PPD - PPT [\%]$$

Equação 4 – Percentual de perdas não técnicas

Importante salientar que os percentuais de perdas por segmento são definidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica assim como as fórmulas acima, que esboçam o desempenho de cada Distribuidora, através dos indicadores encontrados, conforme mostra a figura 2.

Diante de toda a abordagem feita neste tema, onde pudemos observar a participação e impacto das perdas técnicas, podemos evoluir para um entendimento específico por segmento, seja ele na geração, transmissão ou distribuição. A partir de agora, o desafio para a melhoria das perdas técnicas ficou muito mais claro e o objetivo, pois sem um entendimento inicial, e o desenho das premissas, as análises ficariam distantes e incompletas.

No próximo capítulo, falaremos sobre os desafios para mitigação das perdas técnicas na geração. Até breve!

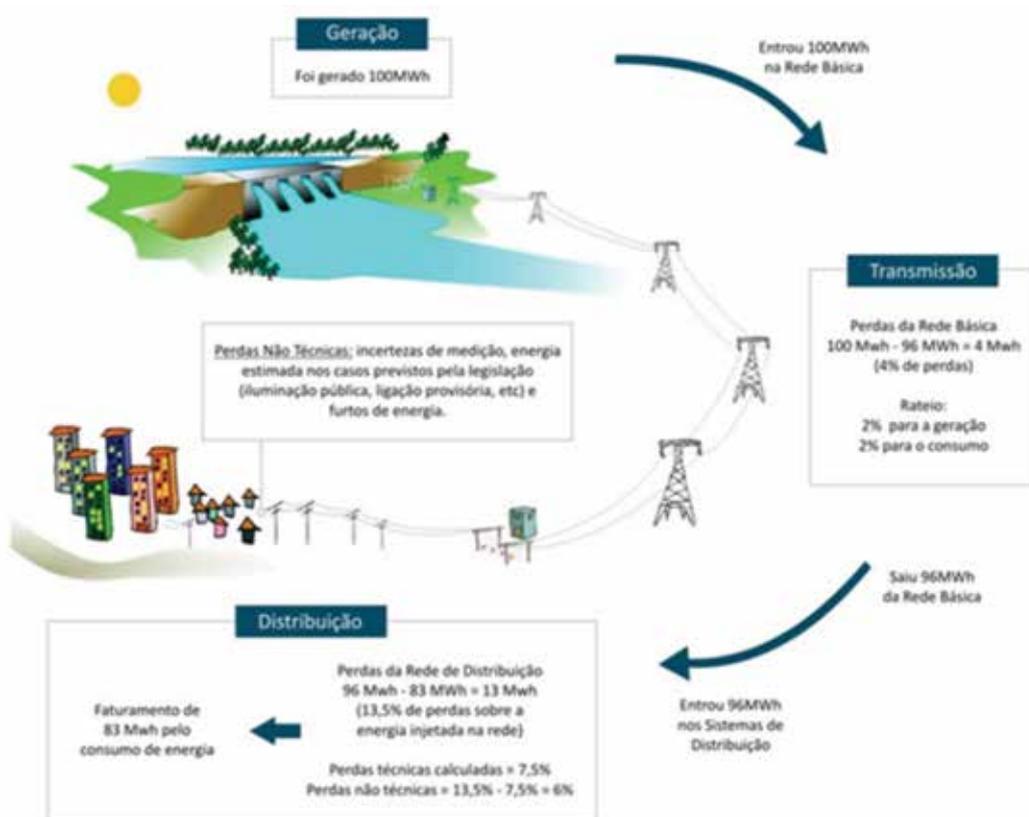


Figura 2: Perdas no Setor Elétrico (fonte ANEEL)

CONTROLE DE RELIGADOR

RELÉ MULTIFUNÇÃO PARA CONTROLE, COMANDO E PROTEÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS:

- GERAÇÃO DISTRIBUÍDA
- REDES DE DISTRIBUIÇÃO
- SUBESTAÇÕES

IED R550



SOFTWARE APLICATIVO



PARAMETRIZAÇÃO AMIGÁVEL



OS SETs DE PROGRAMAÇÃO



MEDIÇÃO E MONITORAMENTO



PERFIL DE CARGA



OSCILOGRAFIA



MEMÓRIA DE MASSA E REGISTRO DE EVENTOS

- FUNÇÕES DE PROTEÇÃO: 50/51, 50/51N, 67, 67N, 32, 59, 27, 62 e 79
- CONTADORES DE OPERAÇÃO
- LOCALIZADOR DE FALTAS
- OSCILOGRAFIA
- MEDIÇÃO E MONITORAMENTO
- REGISTRO DE DADOS
- 4 ENTRADAS DE CORRENTE CA (3 FASES / 1 NEUTRO)
- 6 ENTRADAS DE TENSÃO (3 FONTES / 3 CARGAS), PROTEGIDAS POR VARISTORES
- PAINEL FRONTAL COM LEDs DE INDICAÇÃO E BOTÕES DE ACESSO DIRETO
- PAINEL RGB HT COM TOUCH-SCREEN E TELAS CONFIGURÁVEIS
- SOFTWARE APLICATIVO GRATUITO PARA PROGRAMAÇÃO, OSCILOGRAFIA, ETC

PROJETADO PARA MÁXIMA CONFIABILIDADE EM AMBIENTES EXTERNOS AGRESSIVOS



Av. Miruna, 502 – Moema – São Paulo – SP
 vendas@pextron.com.br – www.pextron.com



VENDAS: +55 (11)
5094-3200

Confira insights e curiosidades sobre o processo de atualização das normas NR 10, 14039 e 5410

NR 10

SEGURANÇA EM INSTALAÇÕES E SERVIÇOS EM ELETRICIDADE *Por Aguinaldo Bizzo*

Conforme texto colocado em consulta pública em 2020, vide Aviso da Consulta Pública nº 1/2020, no processo de revisão da Norma Regulamentadora nº 10 (Norma Regulamentadora de Segurança em Instalações e Serviços em Eletricidade), é definido no item 10.10.1.1 que o Equipamento de Proteção Individual é estritamente pessoal, sendo proibido o uso compartilhado entre trabalhadores, mesmo que utilizados em momentos diferentes das atividades.

Qual o impacto dessa exigência nas indústrias, considerando que o uso de EPI para proteção ao risco de choque elétrico, especialmente de luvas isolantes e vestimentas FR Risco 4 para proteção ao risco de arco elétrico, já é uma prática comum?

A proibição do uso de EPI de forma compartilhada já existe na NR6, dessa forma, a proposta contextualiza essa condição de forma específica para trabalhos com eletricidade.

É necessário que as organizações adotem medidas administrativas e de organização adequadas, incluindo procedimentos quanto ao uso de EPI específicos para proteção ao risco de choque elétrico, especialmente luvas isolantes de borracha BT, considerando condições antropométricas, bem como para Vestimentas AR.



**DETERMINAÇÃO DA CORRENTE NOMINAL PRIMÁRIA DE UM TC DE PROTEÇÃO**

Em uma recente conversa sobre a definição da corrente nominal do primário (I_{pr}) de transformadores de corrente (TC) para proteção, discutimos sobre o tipo de cálculo que é hoje utilizado em alguns projetos. Em muitos estudos, aquela corrente é determinada pela expressão: $I_{pr} = I_{cc}/20$ baseado no fato de que o ALF - Fator Limite de Exatidão do TC é definido para uma corrente $20I_n$. Mas será que essa é a melhor maneira? Deve ser notado que esse tipo de cálculo pode, muitas vezes, levar à escolha de uma I_{pr} para o TC inviável para a proteção que deve ser oferecida pelo relé função 51/50.

Vejam um exemplo: seja uma instalação que alimenta um transformador de potência de 300kVA em 13,8kV e com uma corrente eficaz de curto-circuito trifásico de 5kA. Ao determinar a I_{pr} como apresentado na equação acima, concluiremos que a corrente I_{pr} do TC deve ser de $5.000/20 = 250A$. Ocorre que a corrente nominal do transformador de potência de 300kVA em 13,8kV é de 12,6A! Surge então um problema: considerando que a precisão de um TC de proteção é definida a partir de 10% de I_{pr} (no caso 25A), como será possível determinar um ajuste eficaz para a unidade função 51 do relé de proteção?

A ABNT NBR IEC 61869-2:2021 define fator de segurança (ou de sobrecorrente) - FS como sendo a relação entre a corrente primária limite nominal e a corrente primária nominal, e esse fator, é comumente especificado como sendo 20.

No caso em análise, como a corrente nominal em 13,8kV do transformador de potência 300kVA seria de 12,6A, nossa escolha deveria recair em um TC com I_{pr} no valor próximo de 125A pois, os 10% de I_{pr} onde a precisão do TC teria início, seria 12,5A. Definimos então, um TC com relação de transformação 125/5A (RTC=25), classe proteção P, carga nominal 25VA, erro máximo de 10% e FS de 20 vezes: 25VA 125/5A 10P20.

A *tabela 1*, retirada da mesma norma citada anteriormente, apresenta os valores para a potência aparente do TC e a carga (em ohms), representada pelas impedâncias padronizadas, aplicadas no secundário para as diversas potências nominais dos TC. Verificamos então, que o TC escolhido pode fornecer 25VA com uma impedância no secundário de 1,0 Ω devendo saturar, nessa condição de carga, com uma corrente no primário maior do que 2.500A (125×20).

**TABELA 1 – POTÊNCIAS APARENTES E IMPEDÂNCIAS DAS CARGAS NOMINAIS**

Potência aparente VA	Resistência Ω	Resistência indutiva Ω	Impedância Ω
25	0,5	0,866	1,0
50	1,0	1,732	2,0
100	2,0	3,464	4,0

No mesmo subitem da IEC 61869-2:2021, a Nota 1 (apesar de se referir a TC para medição) alerta que se deve prestar atenção ao fato de que o fator de segurança real é **afetado pela carga**. Quando o valor da carga é significativamente menor que o valor nominal, valores de corrente maiores serão produzidos no secundário no caso de curto-circuito.

Esta afirmação se deve ao fato de que, o que conduz um TC a saturação, é o surgimento de uma tensão em seus terminais secundários, maior do que a especificada para o TC, quando a impedância conectada nesses terminais é percorrida pela corrente de curto-circuito. No nosso exemplo, o TC percorrido no secundário por $20 \times 5A$ com uma impedância de 1,0 Ω , resultaria em uma **tensão de saturação acima de 100V**.

Podemos dizer que a impedância existente em um circuito secundário de um TC de proteção é composta: 1) pela própria impedância do secundário do TC; 2) pela impedância dos cabos que interligam o secundário do TC ao relé de proteção (tipicamente 10m - ida e volta); e 3) pela impedância apresentada pelo relé, que, sendo do tipo microprocessado, será muito baixa.

No livro *Analyzing and applying current Transformers* o autor Stanley Zocholl sugere que, quando a impedância do secundário do TC não é conhecida, deve-se utilizar o valor 0,005 Ω /espira para determinar aquele valor para TC com o I_{pr} pequeno (para I_{pr} grande ele sugere 0,0025 Ω /espira). Temos então, $0,005 \times 25 = 125 \text{ m}\Omega$; a impedância dos cabos como sendo $0,02 \times 10\text{m}/2,5\text{mm}^2 = 80 \text{ m}\Omega$ e a impedância do relé como sendo $0,007 \times 2$ (Fase + Neutro) = $14\text{m}\Omega$; resulta em 219 $\text{m}\Omega$.

Para verificar a ocorrência de saturação c.a. no TC escolhido, vamos utilizar como pior caso, uma $I_{cc} = 10\text{kA}$. Deste modo teremos: tensão no secundário (V_s) = $(I_{cc\text{max}}/RTC) \times Z_{\text{carga real}}$, então:

$$V_s = (10.000/25) \times 0,219 = \mathbf{87,6V} < 100V$$

Portanto, podemos garantir que utilizando um TC 25VA 125/5 A 10P20 teremos o relé de proteção recebendo a corrente de curto-circuito sem perigo de saturação até um nível de 10kA. Além disso, como utilizamos uma relação 125/5 A, a menor corrente que poderá ser enviada ao relé com a precisão especificada será 12,5 A.

3 – INFLUÊNCIAS EXTERNAS

Este é um assunto pouco considerado nos projetos de instalações elétricas e que tem influência direta, por exemplo, na especificação dos componentes, na escolha do tipo de linha elétrica e nas medidas de proteção contra choques elétricos. Tanto é que, em 100% dos casos de análise de projeto que fazemos, existe alguma irregularidade.

A omissão da análise das influências externas nos diversos ambientes de qualquer empreendimento pode colocar em risco a segurança das pessoas, da edificação e a integridade de alguns componentes da instalação elétrica.

Ao contrário do que se possa imaginar pela simples análise semântica, o termo “externa” não se refere ao meio externo de uma edificação, mas sim, ao meio que circunda o componente elétrico ou está presente naquele ambiente.

Independentemente do que está prescrito em norma, uma simples análise de engenharia já permite que o profissional identifique alguns desses aspectos. Por exemplo, se uma caixa de passagem será instalada na área externa de uma edificação (sujeita a sol e chuva) é natural pensar que ela não será a mesma que se instala na sala de uma residência.

Como subsídio a essa questão, a norma apresenta 22 grupos de influências externas, com 113 níveis de classificação, divididos da seguinte forma:



- Temperatura ambiente (AA) – 8 níveis;
- Condições climáticas do ambiente (AB) – 8 níveis;
- Altitude (AC) – 2 níveis;
- Presença de água (AD) – 8 níveis;
- Presença de corpos sólidos (AE) – 6 níveis;
- Presença de substâncias corrosivas ou poluentes (AF) – 4 níveis;
- Solicitações mecânicas – impactos (AG) – 3 níveis;
- Solicitações mecânicas – vibrações (AH) – 3 níveis;
- Presença de flora e mofo (AK) – 2 níveis;
- Presença de fauna (AL) – 2 níveis;
- Influências eletromagnéticas, eletrostáticas ou ionizantes (AM) – 36 níveis;
- Radiação solar (AN) – 3 níveis;
- Descargas atmosféricas (AQ) – 3 níveis;
- Movimentação do ar (AR) – 3 níveis;
- Vento (AS) – 3 níveis;
- Competência das pessoas (BA) – 5 níveis;
- Resistência elétrica do corpo humano (BB) – 4 níveis;
- Contato das pessoas com o potencial da terra (BC) – 4 níveis;
- Condições de fuga das pessoas em emergências (BD) – 4 níveis;
- Natureza dos materiais processados ou armazenados (BE) – 4 níveis;
- Materiais de construção (CA) – 2 níveis;
- Estrutura das edificações (CB) – 4 níveis.

Cabe ao projetista observar cada situação existente nos diversos ambientes do seu projeto e adotar a classificação que melhor a representa. Isso irá auxiliar sobremaneira a escolha e a especificação de cada componente elétrico (interruptor, tomada, quadro, caixa de passagem, condutor, conduto etc.).

EM ABRIL INAUGURAÇÃO DA EXPANSÃO DA UNIDADE ZONA LESTE

(São Paulo)

Agora nosso parque fabril
conta com uma área de

5.000m²

Sempre em busca da alta tecnologia,
segurança e respeito ao meio ambiente.

JUNTOS ENERGIZANDO

O MUNDO

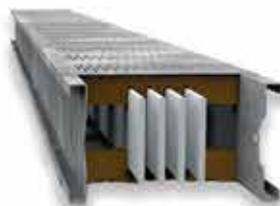


Barra Espaçada
Linha VMAX - IP31



350A até 5000A

Barra Espaçada
Linha FMAX - IP5



250A até 2500A

Barra Colada
Linha CMAX - IP55



1000A até 5000A

Modelo	Material	Comprimento	Seção	Seção	Seção
350A	350A	350A	350A	350A	350A
400A	400A	400A	400A	400A	400A
450A	450A	450A	450A	450A	450A
500A	500A	500A	500A	500A	500A
600A	600A	600A	600A	600A	600A
700A	700A	700A	700A	700A	700A
800A	800A	800A	800A	800A	800A
900A	900A	900A	900A	900A	900A
1000A	1000A	1000A	1000A	1000A	1000A
1200A	1200A	1200A	1200A	1200A	1200A
1500A	1500A	1500A	1500A	1500A	1500A
2000A	2000A	2000A	2000A	2000A	2000A
2500A	2500A	2500A	2500A	2500A	2500A
3000A	3000A	3000A	3000A	3000A	3000A
3500A	3500A	3500A	3500A	3500A	3500A
4000A	4000A	4000A	4000A	4000A	4000A
4500A	4500A	4500A	4500A	4500A	4500A
5000A	5000A	5000A	5000A	5000A	5000A



Modelo	Material	Comprimento	Seção	Seção	Seção
1000A	1000A	1000A	1000A	1000A	1000A
1200A	1200A	1200A	1200A	1200A	1200A
1500A	1500A	1500A	1500A	1500A	1500A
2000A	2000A	2000A	2000A	2000A	2000A
2500A	2500A	2500A	2500A	2500A	2500A
3000A	3000A	3000A	3000A	3000A	3000A
3500A	3500A	3500A	3500A	3500A	3500A
4000A	4000A	4000A	4000A	4000A	4000A
4500A	4500A	4500A	4500A	4500A	4500A
5000A	5000A	5000A	5000A	5000A	5000A



Segunda Chamada Pública de Sandboxes Tarifários recebe cinco propostas de inovação tarifária

PROJETOS ENVIADOS SERÃO AVALIADOS PELA COORDENAÇÃO DO P&D E PELA ANEEL ANTES DE SEREM APROVADOS PARA EXECUÇÃO

Cinco propostas de Sandboxes Tarifários foram apresentadas à Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) na 2ª Chamada Pública do projeto de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) Governança de Sandboxes Tarifários. As iniciativas, enviadas por quatro grupos econômicos que atuam no segmento de distribuição, envolvem experimentos importantes para o sistema elétrico, como a tarifação fixa, um modelo de conta para veículos elétricos e para clientes de alta complexidade social.

O coordenador do P&D, Lindemberg Reis, chama a atenção para a variedade de propostas. “Os projetos são muito ricos. Tem desde a fatura digital, que está sendo proposta pela Cemig, ou até mesmo a questão do faturamento fixo proposto pela Energisa, até a forma de tarifar usuários de alta complexidade social, que está sendo proposta pela Light”, diz ele. E completa: “a gente vê com muito bons olhos essa diversidade de propostas, além das inovações que estão sendo trazidas. Por exemplo, a Copel propôs um projeto-piloto específico para tarifação de veículo elétrico”.

Lindemberg Reis lembra que a ANEEL incentivou propostas sobre tarifação fixa, uma modalidade ainda não experimentada no Brasil e que está presente na segunda chamada. Outro ponto de destaque é a diversificação das áreas de concessão em que os sandboxes serão implementados, uma vez que a primeira chamada teve uma concentração de projetos no estado de São Paulo.

“De certa forma, a gente tem na segunda chamada essa alta diversidade, na qual por meio de duas propostas da Copel, uma proposta da Cemig, uma proposta da Light e uma proposta da Energisa, a gente tem um apanhado de temas que é muito salutar de se fazer projetos-pilotos no tema de tarifação no Brasil”, observa.

PRÓXIMOS PASSOS

O prazo para envio das propostas à ANEEL encerrou este mês, com os cinco projetos em questão. No fim do ano passado, oito grupos econômicos enviaram 14 manifestações de interesse à agência e registraram a intenção de participar do projeto.

As propostas serão analisadas pelo Comitê Gestor do P&D e, em seguida, pelos conselhos de consumidores. Os relatórios completos, com as recomendações necessárias sobre cada projeto, serão

encaminhados à ANEEL no dia 15 de abril, para que sejam avaliados. Em junho, a agência deve divulgar os resultados e a autorização para início da execução.

DESENVOLVIMENTO DA 1ª CHAMADA PÚBLICA

A primeira chamada ocorreu cerca de um ano antes da segunda. Quatro experimentos, propostos pela EDP SP, pela Enel SP, pela Equatorial (Alagoas e CEEE-D, no Rio Grande do Sul), Energisa (Sul-Sudeste, Tocantins e Paraíba), estão em andamento. Eles envolvem testes de resposta da demanda para a baixa tensão, tarifas variáveis de acordo com a hora e o período do ano, além do pré-pagamento.

A ANEEL, com apoio da coordenação do P&D, promoveu um evento sobre os projetos em execução. Além de ouvir as empresas que operam os projetos, representantes da agência, das reguladoras estaduais e dos conselhos de consumidores também puderam questionar, comentar e analisar os projetos.

O evento marcou o início de uma nova etapa do P&D, em que é possível observar de forma objetiva o que cada distribuidora está fazendo para testar tarifas mais modernas. Para os órgãos de regulação nacional e estaduais, assim como para os conselhos de consumidores, é o espaço para fiscalizar e acompanhar, na prática, os experimentos e seus efeitos.

SANDBOXES TARIFÁRIOS

É consenso no setor elétrico que a conta de luz do consumidor residencial, de baixa tensão, precisa ser modernizada. Os sandboxes regulatórios, por definição, são ambientes em que novas regras e modos de operação são testados com flexibilizações das normas vigentes.

Dessa forma, o projeto foi pensado para que possam ser experimentados novos modelos tarifários em ambiente seguro, fiscalizado pela ANEEL e com o menor impacto possível para o consumidor de energia.

O P&D Governança de Sandboxes Tarifários tem a CPFL como proponente e é coordenado pelo Instituto ABRADÉE, da Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica, em parceria com o Instituto Innovare de Pesquisa e a DGBB Comunicação & Estratégia.

Transformando energia em desenvolvimento



Indústria e Assistência Técnica
Cuiabá-MT • Brasil
(65) 3611-6500

Assistência Técnica
Ananindeua-PA • Brasil
(91) 3255-4004



Projeto de sistema de aterramento de parques eólicos



**Paulo Edmundo Freire da Fonseca é engenheiro eletricista e Mestre em Sistemas de Potência (PUC-RJ). Doutor em Geociências (Unicamp), membro do Cigre e do Cobei e também atua como diretor na Paiol Engenharia.*

O projeto de aterramento de um parque eólico deve começar com uma campanha de sondagens geoeletricas, realizadas pelas técnicas de Wenner ou Schlumberger, com até cerca de 200 m de abertura AB, nos locais de construção da subestação coletora e dos aerogeradores (duas linhas de medição em cada locação de torre).

Estas medições devem ser complementadas com o relatório de avaliação das formações geológicas e da litologia local, elaborado por geólogo, e pelos levantamentos e sondagens feitos pelo pessoal da geotecnia para o projeto das fundações das torres.

Com base neste conjunto de informações, e adotando um tratamento estatístico, é possível a construção de um conjunto de modelos geoeletricos que seja representativo dos diferentes solos nas locações das torres, que estarão envolvidos nos processos de dissipação de correntes elétricas de falta para a terra.

A partir dos anteprojetos elétrico e civil do parque, é possível então, a definição das alternativas a serem estudadas de implantação de sistema de aterramento para o parque eólico. Nesta etapa dos trabalhos, faz-se necessária a elaboração do estudo de curto-circuito, contemplando a ocorrência de faltas para a terra na SE Coletora e na rede de média tensão (RMT). Este estudo deve calcular as correntes de falta para a terra nos barramentos da SE Coletora e nos cubículos de MT das torres, assim como as contribuições das linhas que alimentam cada ponto de falta.

Nos solos de resistividade média ou baixa (abaixo de 1000 Ωm), e dependendo das dimensões das fundações da torre, o uso das armaduras das fundações e do padrão básico de aterramento especificado pelo fornecedor do aerogerador (considerando a interligação com o poste de transição da RMT), pode ser suficiente para a obtenção de resistências de aterramento inferiores a 10 Ω , como costuma ser exigido pelos fornecedores dos aerogeradores. Nos solos de resistividade elevada (acima de 1000 Ωm), a utilização de condutores contrapeso se faz necessária e, sempre que possível, com a interligação dos aterramentos das torres, por meio dos cabos

para-raios da RMT ou por condutores enterrados ao longo do eixo da RMT, tendo em vista a obtenção de uma impedância de aterramento abaixo de 10 Ω .

Definidos os modelos geoeletricos aplicáveis e a topologia preliminar de aterramento das torres, pode-se proceder ao estudo do sistema de aterramento do parque eólico, com a realização de simulações de aplicação de faltas para a terra nos barramentos da subestação coletora e nos cubículos de MT das torres, que permitirão a definição final do sistema de aterramento do parque e a obtenção das seguintes informações:

- resistências de aterramento da SE Coletora e das torres dos aerogeradores;
- mapeamento das tensões de passo e de toque na área da SE Coletora e nas bases das torres.

Dentre os objetos deste estudo, cabe definir as geometrias de aterramento das torres situadas em diferentes estruturas geoeletricas, e se é necessária, a interligação dos aterramentos das torres vizinhas (ou de clusters de torres) e, eventualmente, com a malha da SE Coletora.

As simulações para o cálculo do desempenho dos aterramentos podem ser feitas com duas frequências:

- 60 Hz para as simulações de aplicação de falta para a terra na SE Coletora e nas bases das torres, para cálculo das resistências de aterramento e das tensões de passo e de toque;
- 25 kHz para uma estimativa das impedâncias de aterramento das torres frente a descargas atmosféricas.



cobrecom

Sua marca de
confiança



Quando falamos de fios e cabos de cobre, trabalhar com uma marca de confiança não pode ser uma opção, e sim regra, já que apenas um erro pode ser fatal.

Escolha uma marca com história sólida, controles de qualidade nos processos de fabricação, garantia de pureza do cobre e muito mais. **Escolha Cobrecom.**



Acesse
www.cobrecom.com
ou escaneie o código
para mais informações.

CIGRE- Brasil aponta caminhos para o aprimoramento do sistema elétrico brasileiro

Por Diretoria Executiva do CIGRE-Brasil*

O cenário atual do setor elétrico é profundamente marcado por um conjunto de transformações importantes, como as mudanças climáticas e seus efeitos e a nova configuração da cadeia de produção da eletricidade. A intermitência da geração eólica e fotovoltaica e a expansão da geração distribuída (GD) - sem desconsiderar os benefícios que proporcionam ao promover o alinhamento à transição energética - estão impondo importantes desafios aos operadores do sistema elétrico, que têm a missão de manter em equilíbrio a relação entre oferta e a demanda por energia elétrica no sistema.

Os desafios enfrentados diuturnamente pelos técnicos do Operador Nacional do Sistema Elétrica (ONS) são indicadores de que há uma equação ainda a ser resolvida no setor elétrico brasileiro. Se, na ponta da geração, cumprimos a missão de assegurar uma expansão do parque gerador mantendo a hegemonia das fontes renováveis - o que situa o Brasil entre os protagonistas da transição energética -, necessitamos, agora, levar adiante uma transição tecnológica, que assegure que o setor elétrico continue a operar com segurança e eficiência. O CIGRE-Brasil, um think tank do setor elétrico dedicado justamente a contribuir para a evolução do segmento, vem se debruçando sobre essas questões e contribuindo, com propostas embasadas em seu reconhecido apuro técnico, para oferecer alternativas para a superação de obstáculos.

Estudos realizados por diferentes times de especialistas do CIGRE-Brasil, buscam contribuir para as discussões envolvendo

assuntos que permeiam a operação do sistema elétrico interligado. Um exemplo de proposta para endereçar questões importantes está no paper "Estado da arte e tendências das tecnologias de turbinas Francis com ampla faixa operativa", produzido por um fabricante de turbinas no âmbito do Grupo de Estudos de Geração Hidráulica (GGH), que atua no SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, evento do CIGRE-Brasil. A proposta tem como alvo a regulação de carga no sistema elétrico, considerando-se as oscilações provocadas pelo aumento da participação de fontes renováveis intermitentes, como energia solar e eólica, na geração.

A turbina Francis é uma das mais difundidas no parque gerador brasileiro, com uma participação de cerca de 75% da capacidade de geração hidrelétrica. Suas principais características são a flexibilidade e a capacidade de operar em faixas de quedas e com potência nominal diferenciadas. No sistema elétrico brasileiro, contudo, funcionam limitadas a uma faixa operacional entre 50% e 100% de sua potência nominal. Segundo o estudo, se forem projetadas para uma faixa ampla de operação, as turbinas Francis podem funcionar com grande variação, proporcionando flexibilidade e eficiência, embora esta ampliação da faixa operativa de turbinas Francis necessite de um amplo estudo de modificação na sua fabricação, além, naturalmente, da elevação dos custos e da longa duração na modernização destas inúmeras turbinas que já estão em operação em todo o país.

Outro paper que pode contribuir para o aprimoramento da operação, reforçando a importância da automação e da digitalização do sistema elétrico, é “Enia – Assistente inteligente da Eletronorte”, elaborado pelo Grupo de Estudo de Operação de Sistemas Elétricos (GOP). O trabalho descreve a experiência realizada pela Eletronorte com a Enia, uma versão de assistente virtual inteligente projetada para oferecer suporte aos operadores dos Centros de Operação do Sistema Elétrico.

Acionada por voz, a Enia contribui para a execução, em tempo real, de atividades operacionais. A ferramenta permite acesso rápido e seguro a procedimentos, além de permitir a integração com sistemas especialistas de automação, utilizados no controle remoto de usinas, subestações e linhas de transmissão.

Voltado para outro aspecto da operação do sistema elétrico, o paper “Nova metodologia para a determinação de distância mínima de segurança para linhas sujeitas a desligamentos por queimadas: Estudo de caso e aplicação de análise geoestatística”, produzido pelo Grupo de Estudo de Linhas de Transmissão (GLT), também oferece uma proposta interessante. O paper contribui para o enfrentamento do problema causado à rede de transmissão pelas queimadas, que foram a segunda maior causa de desligamentos nos últimos dez anos, ficando atrás somente das descargas atmosféricas. O estudo mostra que, de acordo com pesquisa realizada com transmissoras em 2022, a limpeza de faixa de servidão foi a segunda maior despesa operacional para 43% das companhias consultadas.

O paper oferece, com base em um estudo de caso envolvendo uma linha de transmissão compacta operando em 500 kV no norte do Brasil no período entre 2013 e 2021, um critério para o cálculo de distância de segurança mínima para linhas similares expostas a queimadas. Também traz um comparativo entre esse novo critério e a metodologia vigente.

“ O cenário atual do setor elétrico é profundamente marcado por um conjunto de transformações importantes, como as mudanças climáticas e seus efeitos e a nova configuração da cadeia de produção da eletricidade. ”

Modernizar o sistema elétrico, definindo novas funções para os agentes e promovendo maior integração entre elas, com o apoio indispensável da digitalização, é uma medida indispensável e inadiável. Trata-se de fator determinante para que consigamos colher os frutos dos investimentos realizados com o objetivo de evitarmos os efeitos cada vez mais ameaçadores das mudanças climáticas.

*João Carlos de Oliveira Mello (presidente),
Antonio Carlos Barbosa Martins (diretor técnico),
Maria Alzira Noli Silveira (diretora de assuntos corporativos) e
André Luiz Mustafá (diretor financeiro)*



 Distribuidor autorizado no Brasil

Venda e Locação de Câmeras de Detecção de Descargas Parciais (Efeito Corona)

A Gonzaga agora oferece venda e locação de Câmeras UV para detecção de descargas parciais e efeito corona.

Aumente a efetividade em suas atividades preditivas, reduzindo custos e evitando problemas futuros. Entre em contato para saber mais.

 [gonzaga.imp](https://www.instagram.com/gonzaga.imp) [+55 61 9916-8971](https://api.whatsapp.com/send?phone=556199168971) vendas@gonzagaimportacao.com



RENOVAÇÃO DAS CONCESSÕES DAS DISTRIBUIDORAS: ENTRAVES E DESAFIOS

Ao todo, 20 distribuidoras, que atendem cerca de 62% do mercado nacional, devem solicitar renovação das concessões entre 2025 e 2031

Por Matheus de Paula

A indefinição sobre a renovação das concessões de energia elétrica tem sido uma preocupação para as 20 distribuidoras, cujos contratos estão programados para encerrar entre 2025 e 2031. Desde 2022, o Governo Federal tem atrasado em fornecer diretrizes e regras claras para a renovação ou prorrogação das licitações. No entanto, em janeiro de 2024, houve avanço no processo, quando o Tribunal de Contas da União (TCU) aprovou termos preliminares e deu aval para o Ministério de Minas e Energia (MME) continuar com o trâmite de renovação das distribuidoras de energia, de acordo com as diretrizes submetidas à consulta pública, realizada em julho do ano passado.

No momento, a distribuidora que está com contrato mais perto do vencimento é a EDP Espírito Santo, com término estipulado para julho de 2025. De acordo com as regras estabelecidas entre Governo Federal e as distribuidoras de energia, a empresa capixaba deveria ter recebido uma resposta até janeiro de 2024, ou seja, 18 meses antes do término da licitação vigente, conforme estabelecido em contrato.

Ao todo, somam-se 20 distribuidoras com licitações vencendo até 2031, que correspondem a mais de 55 milhões de consumidores - cerca de 64% do mercado nacional -, que equivalem a uma receita bruta anual de R\$3 bilhões, segundo dados obtidos pela FGV (Fundação Getúlio Vargas).

Para o presidente da Associação Brasileira de Energia Elétrica (ABRADEE), Marcos Madureira, o atraso nos trâmites relacionados à renovação das concessões é maléfico tanto para o consumidor, quanto para as empresas, uma vez que traz incertezas para o segmento. “É um serviço contínuo que demanda investimentos permanentes por parte das distribuidoras, na ordem de bilhões nos últimos anos, então, é importante manter a continuidade dos investimentos. A cada ano, temos uma melhoria na qualidade da energia fornecida para os consumidores, então também é uma vantagem (a renovação) e tem também toda uma questão relacionada à estabilidade e segurança para as distribuidoras”, explica Madureira.

PROCESSO DE CONCESSÃO

Com duração entre 20 e 30 anos, os contratos de concessão das distribuidoras de energia elétrica são feitos por meio de um processo de licitação, que é regido pela Lei das Concessões (Lei nº 8.987/1995) e pelas normas da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Em julho de 2024, o MME lançou uma consulta pública para propor diretrizes de renovação de 20 distribuidoras de energia elétrica privatizadas na década de 90, cujos contratos expiram entre 2025 e 2031.

20 distribuidoras de energia estão com a concessão para vencer

Companhias privatizadas na década de 1990 obtiveram os contratos por 30 anos.

Juntas, as 20 distribuidoras atendem a mais de 55 MILHÕES DE CLIENTES e têm receita bruta anual de mais de R\$ 3 bilhões.

As demais concessões só vencerão a partir de 2045.

UF	Distribuidora	Clientes (milhões)	Ano de Vencimento
ES	EDP ES*	1,62	2025
RJ	Light	3,91	2026
RJ	Enel RJ	2,75	2026
MS	Energisa MS	1,07	2027
MT	Energisa MT	1,51	2027
SE	Energisa SE	0,81	2027
RN	Neoenergia Cosern	1,49	2027
BA	Neoenergia Coelba	6,17	2027
RS	RGE Sul*	2,95	2027
SP	CPFL Paulista*	4,64	2027
CE	Enel CE	2,81	2028
SP	Enel SP	7,45	2028
PA	Equatorial PA	2,73	2028
SP/MG	Neoenergia Elektro	2,77	2028
SP	EDP SP*	1,98	2028
SP	CPFL Piratininga*	1,81	2028
PB	Energisa BO	0,23	2030
PE	Neoenergia PE	3,80	2030
MA	Equatorial MA	2,60	2030
PB	Energisa PB	1,48	2031

As distribuidoras têm 36 meses antes do fim do contrato de concessão para pedir a renovação.

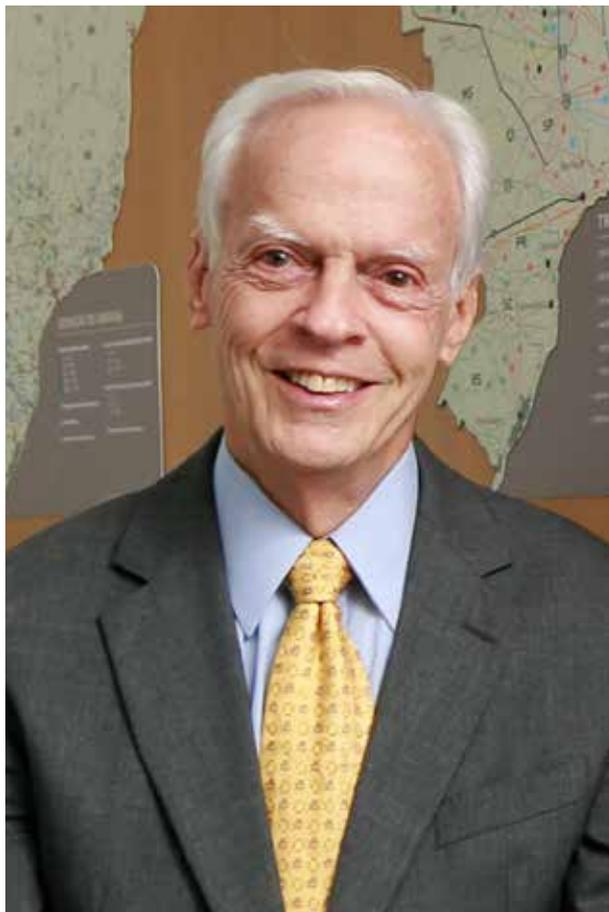
obs.: dados de consumidores referentes a 2021

*EDP (Energias Portugal); RGE (Rio Grande Energia); CPFL (Companhia Paulista de Força e Luz)

Fonte: FGV (Fundação Getúlio Vargas)



Marcos Madureira, Presidente da Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE)



Claudio Jose Dias Sales, Presidente do Instituto Acende Brasil

Meses depois, em dezembro de 2023, o TCU adiou a deliberação sobre a análise das diretrizes do ministério para as concessionárias com término de contrato nos próximos anos, sob a vontade e pedidos do ministro da Casa Civil, Rui Costa, do presidente da Câmara dos Deputados, Arthur Iria, e de deputados da Comissão de Minas e Energia da Câmara.

Dessa forma, a resolução foi aprovada em janeiro de 2024 pelo TCU. Com isso, o Ministério de Minas e Energia comunicou, em nota, que “iniciará discussões com a Casa Civil para estabelecer diretrizes para eventual renovação das concessões”. Na época, também em nota, a ABRADEE elogiou a iniciativa e afirmou que a medida “sinaliza para o prosseguimento dos processos de prorrogação das concessões de distribuição de energia elétrica, com vencimento entre 2025 e 2031”.

“Pelas diretrizes propostas na Nota Técnica 19/2023 do MME, a empresa deve submeter requerimento de prorrogação 36 meses do advento do termo contratual. A ANEEL deve instruir quanto à avaliação do atendimento dos critérios para prorrogação até 24 meses do final do contrato e o MME deve emitir a decisão sobre a prorrogação em

até 18 meses do final do contrato. No caso da EDP Espírito Santo, todos estes prazos já foram superados, já que o contrato de concessão da empresa vence em 17 de julho de 2025. Uma vez apresentado o termo aditivo de prorrogação da concessão, a concessionária tem 90 dias para aceitar ou não as condições do aditivo contratual”, esclarece Claudio Jose Dias Sales, Presidente do Instituto Acende Brasil.

IMPACTOS PARA OS CONSUMIDORES

A demora na conclusão da renovação das distribuidoras de energia pode gerar prejuízos também ao consumidor final. Para Ariane Paixão, Head de Assuntos Regulatórios na Thymos Energia, “o atraso na definição sobre quais serão as condições para prorrogação das concessões impacta a sociedade, visto que são os consumidores finais os mais afetados com as alterações contratuais que podem refletir em tarifas de energia mais elevadas. Seria interessante, enquanto o Decreto não é editado, que ocorressem discussões para definir parâmetros e melhorias para o processo de renovação das concessões como, por exemplo, a melhora na qualidade do serviço

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



- ✕ Luminárias públicas LED;
- ✕ Cabos de cobre nu, flexíveis e isolados;
- ✕ Preformados;
- ✕ Cabos de alumínio nu, multiplexados, protegidos e isolados;
- ✕ Isoladores, chaves, para-raios, cruzetas, dutos corrugados;
- ✕ Rede de distribuição aérea e subterrânea.

(31) 3317-5150
(31) 3331-1333

Rua Agenério Araújo 366 - Camargos - BH/MG
vendas@exponencialmg.com.br

 [exponencialmg](#)

www.exponencialmg.com.br

Produtos Homologados **CEMIG**

Compre com seu cartão
BNDES



Ariane Paixão, Head de Assuntos Regulatórios na Thymos Energia

prestado ao consumidor que poderia ser um parâmetro a ser usado como indicador para a renovação da concessão”.

Por outro lado, na avaliação do Acende Brasil, a indefinição de critérios claros de renovação das concessões pode afetar a captação de recursos financeiros no mercado de capitais. “A indefinição do Estado em relação à política de renovação das concessões prejudica a captação de recursos financeiros no mercado de capitais. No mínimo, o atraso eleva o custo de captação, encarecendo o serviço prestado, e em situações extremas, inviabiliza a captação de recursos requeridos para os investimentos na expansão do sistema, a fim de atender ao crescimento do consumo, atender a novas áreas, melhorar o atendimento, repor ativos em fim de vida útil, ou para lidar com contingências”, alerta Claudio Jose Dias Sales.

IMPACTO DAS MUDANÇAS CLIMÁTICAS NA DISTRIBUIÇÃO

Assim como em outros países mundo afora, o fornecimento de energia elétrica vem sendo fortemente impactado por eventos naturais extremos. A cada ano, acontecimentos como tempestades,

vendavais, enchentes, tornados e deslizamentos, estão sendo cada vez mais frequentes em diversos estados brasileiros, a exemplo das chuvas severas com vento registradas em São Paulo, em novembro do ano passado, em que mais de 3 milhões de consumidores foram prejudicados e ficaram dias sem energia elétrica, devido aos danos causados à rede elétrica, principalmente pela queda de árvores nos ativos das distribuidoras. Casos semelhantes também foram registrados em estados como Bahia, Espírito Santo, Minas Gerais, Rio de Janeiro, Rio Grande do Sul, Paraná e Santa Catarina e muitos outros, incluindo novas ocorrências em São Paulo, em 2024.

Com isso, insatisfeita com a frequência de interrupções e principalmente com a demora no restabelecimento dos serviços de energia elétrica, consumidores residenciais e comerciais, assim como os gestores estaduais e municipais, vem pressionando as autoridades para que tomem providências contra as falhas na prestação de serviço no setor elétrico, em especial nos segmentos de distribuição e transmissão.

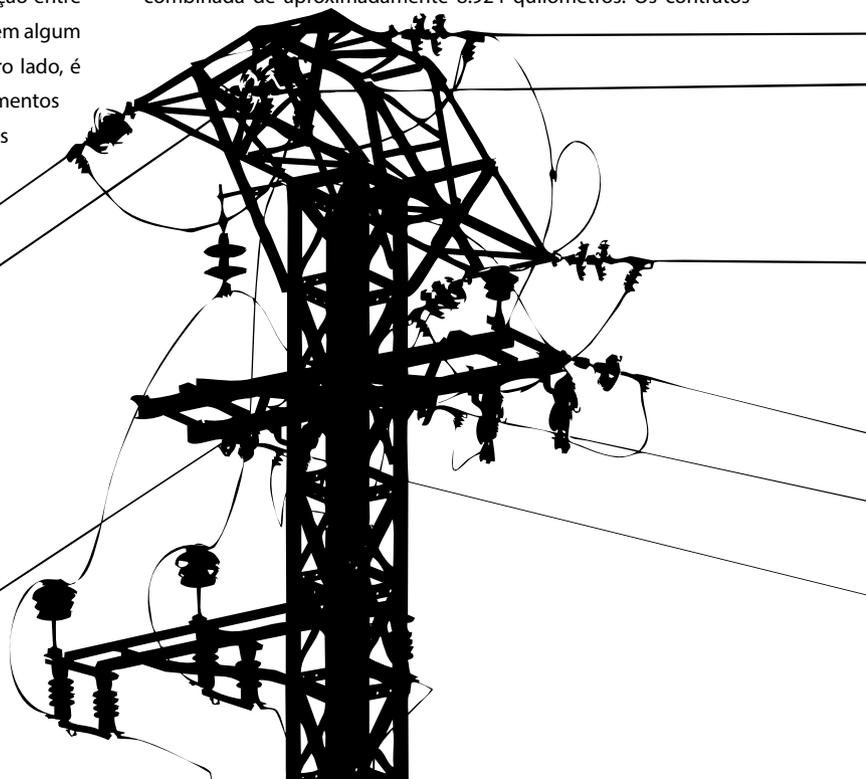
Do lado das distribuidoras, a principal justificativa, está ligada justamente ao aumento das ocorrências de eventos climáticos extremos. “A gente tem visto, por exemplo, que não dá para dimensionar os recursos de uma distribuidora em função de um evento climático extremo, que acontece a cada dez, cinco ou um ano. Nós estamos trabalhando para ver o que outros países têm feito, como os Estados Unidos, que estão apostando na integração entre as empresas de uma mesma região, e isso pode aumentar, em algum momento, a capacidade de reação do segmento. Por outro lado, é fundamental, que a gente evolua mais ainda nos procedimentos de contingência que envolvam não só a distribuição, mas também a Defesa Civil e outras outras empresas que atuam na região, para que a gente possa ter ações conjuntas de forma mais adequada e melhorar a capacidade de reação para as mudanças climáticas”, afirma o presidente da ABRADEE.

A falta de clareza nas regras de renovação d a s

concessões, bem como o atraso no processo, na avaliação do Instituto Acende Brasil, também pode influenciar na capacidade de reação das distribuidoras, quanto aos distúrbios ambientais, que afetam o fornecimento de energia. “A indefinição da política de renovação das concessões torna-se ainda mais problemática quando as concessionárias sofrem choques que pressionam o caixa da empresa como, por exemplo, a ocorrência de eventos climáticos extremos que danificam grande parte das redes, que precisam, literalmente serem reconstruídas, em poucos dias. Outro aspecto que provocou impacto na distribuição, foi a pandemia de Covid-19, que de forma repentina, resultou na redução das receitas, devido a queda do consumo, provocada pelas medidas de isolamento social, somadas à forte elevação da inadimplência”, completa Claudio Jose Dias Sales.

RENOVAÇÃO DAS CONCESSÕES NA TRANSMISSÃO

Assim como as distribuidoras, os contratos das linhas de transmissão de energia elétrica também estão em processo de renovação das suas concessões. Em 29 de dezembro de 2022, o Governo Federal promulgou o Decreto nº 11.314/2022, que estabelece diretrizes para a prorrogação dessas concessões. Este processo abrange 24 linhas de transmissão, com uma extensão combinada de aproximadamente 8.924 quilômetros. Os contratos



PENSOU DISJUNTOR, LIGOU PARA A APS!



Disjuntor caixa aberta de 400A a 6300A

Versões Fixa e Extraível
Relé com medição de corrente
e tensão incorporado

Disjuntor de Média tensão a vácuo VD4 ABB

Versões Fixa e Extraível
Para tensão até 36KV e
correntes até 4000A



Disjuntor caixa moldada de 25A a 1600A

Versões Fixa e Extraível
Relé com medição de corrente
e tensão incorporado

TODAS AS LINHAS DE
DISJUNTORES ABB

À PRONTA- ENTREGA

PARA TODO O BRASIL

ATENDIMENTO E VENDAS

Geral: (11) 5645-0800 | 5555-3800

Nordeste: (81) 98191-0303

PLANTÃO 24 HORAS

Geral: (11) 97096-2326

Nordeste: (81) 98191-0303

Minas Gerais: (31) 99692-4146

Toda gama de acessórios disponíveis!



ABB EcoSolutions™ é um selo que expressa a transparência do
compromisso ambiental dos produtos ABB



têm vencimento programado entre os 2025 e 2032.

Dos 24 contratos das transmissoras de energia, três deles foram inicialmente estabelecidos por meio de privatização durante a década de 90 e representam as primeiras concessões a expirarem, são elas: Evrecy, Light e Afluente. A partir de 1999, os contratos começaram a ser concedidos por licitações de lotes, para a implantação e exploração de novas linhas de transmissão e subestação. Gliender Mendonça, Gerente Executivo Regulatório e Institucional da Taesa, explica o atual funcionamento dessas licitações.

“O processo de concessão para construção, instalação, operação e manutenção no setor de transmissão de energia elétrica no Brasil ocorre por meio dos leilões de transmissão, em que o Poder Concedente, representado pela ANEEL, licita lotes de empreendimentos compostos por linhas de transmissão, subestações e outras infraestruturas para garantir a integração sistêmica, bem como o escoamento da energia produzida pelas usinas de diversas matrizes, até os consumidores. Vence o certame os participantes que oferecerem os maiores deságios em face das receitas anuais permitidas, conforme estabelecido pela ANEEL”, detalha.

Para a Taesa, existe uma falta de estudos e direcionamentos do Governo Federal no processo de renovação das transmissoras de energia, na medida em que não houve profundidade no assunto, após o Decreto nº 11.314/2022.

“Atualmente, os principais desafios que o segmento de transmissão enfrenta no âmbito de prorrogação das concessões é a incerteza das condições que serão definidas e praticadas, bem como a falta de clareza no tratamento dos contratos próximos do vencimento, seja pela prorrogação e/ou relicitação. Em dezembro de 2022, foi publicado o Decreto Presidencial nº 11.314/2022, que definiu como premissa a licitação de concessões de transmissão vincendas, e a renovação/prorrogação em caso de inviabilidade do processo licitatório. Entretanto, o setor sentiu falta da divulgação de estudos sólidos e aprofundados que direcionaram a decisão pela licitação. Neste sentido, é de extrema relevância que os principais órgãos envolvidos no tema façam uma análise detalhada dos termos do Decreto, apresentando os devidos estudos e análises de impacto regulatório, a fim de que os agentes e investidores tenham conhecimento das oportunidades e riscos inerentes aos empreendimentos que terão seus prazos encerrados”, completa Gliender.

De acordo com o texto do decreto, as novas licitações serão regidas pelo critério de menor valor de receita anual para prestação do serviço público, a chamada “modicidade tarifária”. Assim, segundo o mesmo documento, os ativos não realizados pela licitação



Gliender Mendonça - Gerente Executivo Regulatório e Institucional da Taesa

antiga serão quitados pela concessionária vencedora, como forma de indenização à antiga e também para a assinatura do novo contrato. Para iniciar o processo de renovação, as concessionárias de transmissão devem fazer uma solicitação à ANEEL, com prazo mínimo de 36 meses para o fim do contrato.

**O Ministério de Minas e Energia (MME) foi consultado pela reportagem da Revista O Setor Elétrico, que inclusive, enviou uma série de perguntas à assessoria da Pasta, sobre o processo de renovação das concessões. No entanto, até a publicação desta reportagem, o retorno não foi enviado. A EDP Espírito Santo, também foi consultada, mas optou por não responder às perguntas, neste momento.*

BR6 Painel Compacto SF6 até 36kV Testado conforme NBR IEC 62271-200

Uso abrigado

Uso ao tempo



G2 SLIM Painel isolado à AR até 17,5kV Testado conforme NBR IEC 62271-200

Uso abrigado

Uso ao tempo



ACESSE AQUI!
DESENHOS E TÉCNICOS ANUÁLIZADOS



BRVAL
ELECTRICAL

Atendimento ao Cliente | Vendas:

Av. Pastor Martin Luther King Jr. 126 Bl. 09 Torre 2 - Salas 1108 a 1111
Del Castilho (Shopping Nova América Condomínio Offices) - Rio de Janeiro - RJ
CEP 20.765-000 | ☎ 21 3812-3100 | ☎ 21 97105-6853 | vendas@brval.com.br

Fábrica Sede:

Rodovia RJ 145, nº 27.295 - Canteiro - Valença - RJ
CEP 27.605-034 | 24 2453-5004 | 2453-5394 | sac@brval.com.br

Nova Unidade SP:

Rua Ribeirão Preto, nº 46 - Jardim Leocadia - Sorocaba - SP
CEP 18.085-380 | 15 3327-3866 | 15 99243-1717 | brvalsr@brval.com.br

✉ vendas@brval.com.br | 🌐 www.brval.com.br | 🌱 brvalelectrical

Eficiência energética: um vetor da transição

Por Claubert Leite*

A transição dos países para economias de baixo carbono é considerada uma das principais alternativas para o enfrentamento das mudanças climáticas, com a substituição de fontes fósseis de energia por renováveis, como eólica e solar. Mas, além das condições da oferta, o aumento da eficiência no uso final da energia pode ser uma forma complementar competitiva e relativamente simples para se lidar com o problema. Os desafios, para tanto, passam por questões como o custo das tecnologias e as exigências normativas.

No caso das indústrias, os motores elétricos respondem, em média, por quase 70% da energia elétrica utilizada. Felizmente, esses equipamentos têm evoluído de maneira constante, graças ao desenvolvimento tecnológico, as formas de construção e aos materiais utilizados. Estimativas indicam que, entre 1960 e 2016, a eficiência energética desses equipamentos saltou de uma média de 6,3%, para 96,5%. Além disso, mesmo entre os mais novos, a diferença entre aqueles de alto rendimento chega a 6% na comparação com os de pequeno porte e de 2% em relação àqueles maiores.

A lógica é semelhante no caso das lâmpadas, cuja diferença ao longo das últimas décadas se deu principalmente devido à mudança tecnológica, com a passagem dos modelos incandescentes para as fluorescentes e, mais recentemente, para a popularização das unidades de LED, que produzem mais lúmens por watt consumido. Com a melhor relação custo-benefício atualmente, essas lâmpadas chegam a representar uma economia de 50% a 80% na comparação com as similares da categoria anterior, as fluorescentes.

Em paralelo, os consumidores observaram uma evolução semelhante no caso das geladeiras, com os refrigeradores dando lugar a aparelhos com separação entre o congelador e a geladeira, seguidos





pela tecnologia de frost free e, agora, pelos sistemas inverters. Mais moderna, aparelhos com essa tecnologia chegam a consumir até 30% menos de energia elétrica, na comparação com versões mais antigas.

O desafio é que, por mais significativo que seja o aumento de eficiência energética dos equipamentos, o comportamento dos usuários influencia diretamente na quantidade de energia efetivamente usada. O fato é que, ao mesmo tempo em que a iluminação ficou mais eficiente, a lâmpada de 60W que reinava isolada no centro do cômodo, por exemplo, deu lugar a várias unidades alinhadas, compondo a decoração do ambiente, de acordo com o gosto ou necessidade de cada consumidor. O resultado é que o gasto de energia certamente é inferior, mas não na mesma proporção que o aumento de eficiência verificado, uma vez que agora, na prática, os ambientes estão muito mais iluminados.

No caso do ar-condicionado, a maior preocupação diz respeito à perspectiva de aumento do uso, tendo em vista inclusive o aumento da frequência das ondas de calor causadas pelas mudanças climáticas. Nesse contexto, estimativas da Agência Internacional de Energia indicam que, se não houver avanços regulatórios e tecnológicos relevantes, a demanda por eletricidade para climatização deve crescer cerca de 50% até o ano de 2030.

Além disso, no caso dos refrigeradores, a evolução da renda e a redução relativa dos preços dos eletrodomésticos permitiram que, em paralelo à mudança tecnológica, muitas famílias pudessem adquirir equipamentos de maior porte. Além disso, boa parte da população brasileira ainda está longe de poder participar plenamente dessa evolução: em muitos casos, as famílias mais pobres têm acesso apenas a equipamentos de segunda mão, tecnologicamente defasados.

O custo das novas tecnologias também tem um impacto importante nas melhorias do parque industrial, principalmente nas pequenas e médias empresas, com pesquisas mostrando que a idade

média das instalações industriais nacionais é de 17 anos. Os motores elétricos acompanham essa média.

Outro problema é que o aproveitamento pleno dos benefícios tecnológicos depende diretamente das condições de uso. Ainda no caso dos motores, não basta a indústria dispor dos equipamentos mais modernos disponíveis. Se a carga estiver subdimensionada, ou seja, muito abaixo do que o motor pode aguentar, ele pode apresentar baixa eficiência, consumindo mais energia do que o necessário. Por outro lado, se houver excesso de carga, é grande a possibilidade de sobreaquecimento e diminuição da vida útil do motor, de forma que a eficiência também é prejudicada. Outro fator a ser considerado é a ventilação do motor: a obstrução do sistema de refrigeração leva a um aquecimento desnecessário, aumentando as perdas. Reparos mal executados também podem ser prejudiciais.

Uma das principais alternativas para garantir que a evolução da eficiência energética dos equipamentos reflita no consumo final de energia, é a exigência de padrões mais rigorosos de desempenho para os equipamentos vendidos no país. Atualmente, itens considerados obsoletos em vários países do resto do mundo, não só ainda são usados em muitas residências e empresas brasileiras, como continuam a ser vendidos, prejudicando tanto o meio ambiente quanto a competitividade empresarial, além de impactar nos gastos das famílias com a conta de luz.

No mais, uma transição energética efetiva, por parte dos consumidores, exige uma estratégia mais inclusiva, que envolva a atualização, mais investimentos em pesquisa e inovação, campanhas educativas e outros estímulos para a adoção de tecnologias mais eficientes. Apenas com uma abordagem integrada poderemos enfrentar, na ponta do consumo, os desafios impostos pelas mudanças climáticas de maneira mais eficiente e sustentável.

** Claubert Leite é coordenador técnico do Instituto E+ Transição Energética.*

Energia por assinatura, geração compartilhada e venda de energia: o que pretende o TCU, afinal?



Frederico Carbonera Boschin é Diretor Executivo da Noale Energia e Sócio da Ferrari Boschin Advogados. Conselheiro da ABGD; Conselheiro Fiscal do Sindienergia RS e Professor do Curso de MBA da PUC/RS, UCS/RS e PUC/MG.

Recentemente, o Tribunal de Contas da União (TCU), através da Representação TC 005.710/2024-3, direcionada à Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), solicitou informações sobre possível comercialização ilegal de créditos de energia elétrica no âmbito da micro e minigeração distribuída (MMGD), o que caracterizaria descumprimento do art. 28, caput, da Lei 14.300, de 6/1/2022. Se confirmados os indícios, a prática pode acarretar, dentre outras coisas, na concessão de subsídios indevidos para determinados grupos específicos de consumidores e na majoração das tarifas para o restante, com distorção de um dos princípios fundamentais da política pública de MMGD, qual seja: a produção de energia elétrica para consumo próprio e não para comercialização.

De início, cabe ressaltar que o TCU é um órgão independente e autônomo, ou seja, não pertencendo a nenhum dos poderes, conforme define a própria Constituição Federal de 88, no artigo 33, § 2º, e no artigo 71, com competências próprias e privativas, dentre elas a de fiscalizar e controlar as contas e a gestão dos recursos públicos federais. Sua atuação tem como objetivo principal garantir a transparência, a legalidade, a eficiência e a eficácia na aplicação dos recursos públicos.

No caso em tela, a atuação do TCU se aplica indiretamente à Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), e muito embora a ANEEL tenha autonomia decisória em questões regulatórias, ela ainda está sujeita à supervisão e ao controle externo exercidos pelo TCU, no que diz respeito à utilização dos recursos públicos e à legalidade de suas ações. Portanto, a atuação do TCU, tem o objetivo de promover boas práticas de gestão, prevenir irregularidades, visando a melhoria da eficiência e da qualidade dos serviços públicos.

Segundo suscita o TCU, em linhas gerais, há indícios de que

diversas empresas, inclusive algumas ligadas a distribuidoras de energia elétrica, estejam desenvolvendo arranjos empresariais ou modelos de negócios utilizados indevidamente para burlar a proibição de comercialização de energia, situação vedada para o mercado cativo, que deve tratar apenas com as concessionárias de distribuição¹.

Os modelos de negócio a que se refere o TCU ganharam no mercado a nomenclatura de energia por assinatura, que nada mais é que um modelo de negócio que permite aos consumidores pagarem uma taxa fixa mensal por uma quantidade predeterminada de energia elétrica, em vez de pagar pelo consumo real de energia. Esse modelo tem sido debatido no Brasil como uma forma de promover a previsibilidade nos gastos com energia e incentivar a eficiência energética.

A dita Representação não parece mencionar diretamente a energia por assinatura ou formatos de geração compartilhada previstos na Lei 14.300/22² como irregulares, a meu ver. Nem haveria como. No entanto, o modelo de negócio da energia por assinatura poderia, potencialmente, se encaixar nas preocupações levantadas na Representação, dependendo de como é implementado.

Sabidamente, é desautorizada, pelos normativos vigentes³, a venda de energia diretamente de geradores aos consumidores cativos, bem como a venda de créditos de energia gerada no contexto da MMGD. Portanto, o entendimento legal é que fica vedado ao cliente regular fornecer energia a terceiros. Caso isto aconteça, fica a concessionária autorizada a efetuar a suspensão do fornecimento.

Parece nos que a Representação destaca uma preocupação específica relacionada ao mercado de energia elétrica no Brasil, no que tange a venda direta de energia elétrica de geradores para

¹ Lei 10.848, artigo 1º - A comercialização de energia elétrica entre concessionários, permissionários e autorizados de serviços e instalações de energia elétrica, bem como destes com seus consumidores, no Sistema Interligado Nacional - SIN, dar-se-á mediante contratação regulada ou livre, nos termos desta Lei e do seu regulamento, o qual, observadas as diretrizes estabelecidas nos parágrafos deste artigo, deverá dispor sobre (...)

consumidores cativos, através de formatos de geração compartilhada previstos na Lei 14.300/22, contornando as distribuidoras de energia elétrica, em uma prática vedada, como já referido.

Segundo o TCU, essa prática pode distorcer o funcionamento do mercado, afetando a competição e potencialmente aumentando os custos para os consumidores que permanecem no mercado cativo, fato que no médio prazo pode resultar no encarecimento das tarifas para os consumidores que não aderirem a essa modelagem.

Sem entrar no mérito dos formatos de geração compartilhada, visto que possuem previsão legal, bem como o de locação de usinas (que inclusive conta com CNAE próprio⁴), vamos nos ater ao que de fato é vedado neste mercado: a comercialização de energia e/ou excedentes (créditos). A Lei 14.300/22⁵ e a RN 1000⁶ vedam explicitamente o aluguel ou arrendamento de terrenos, lotes e propriedades em condições nas quais o valor cobrado seja em reais por unidade de energia elétrica. Mas o que afinal representa a venda de energia? Em princípio, são relações comerciais com remuneração em R\$/kWh.

Ademais, conforme tratado no item 17 Voto do Diretor Relator da revisão da REN nº 482/2012, transcritos abaixo no Parecer nº 542/2015/PFANEEL/PGF/AGU:

17. Nesse ponto, a Procuradoria por meio do Parecer nº 542/2015/PFANEEL/PGF/AGU, conclui pela impossibilidade normativa de os consumidores cativos optarem pela contratação direta de energia elétrica, como se consumidores livres fossem, inclusive mediante contrato de aluguel ou arrendamento de terrenos e equipamentos com contraprestação pecuniária expressa em unidades monetárias por unidades de energia.

18. Por outro lado, como visto acima, não há a mesma restrição normativa para que os consumidores cativos exerçam a atividade

de autoprodução de energia elétrica (ou de autoconsumo, conforme a nomenclatura da Resolução Normativa nº 482, de 2012, que busca enfatizar a característica de consumidor de quem optou por instalar a micro e minigeração distribuída), podendo os mesmos exercerem a posse do terreno e dos equipamentos de geração por meio de contratos de aluguel e de arrendamento cuja contrapartida não seja, fundamentalmente, o pagamento pela energia produzida. Em outras palavras, os contratos de equipamentos podem possuir cláusulas definindo o pagamento de parcelas variáveis associadas ao rendimento e à performance técnica dos equipamentos, mas o valor da parcela principal deve ser fixo de modo a não caracterizar a comercialização de energia elétrica.” (grifo nosso)

Assim, entendemos que a questão de fundo, ou seja, a venda de energia depende da avaliação, caso a caso, de todos os contratos estabelecidos no formato de energia por assinatura e/ou formatos compartilhados de geração distribuída. Não cabe ao TCU avaliar o nível de governança estabelecido nos veículos de geração compartilhada, se cooperativa, associação ou consórcio, pois é relação privada de livre adesão.

No entanto, é importante ressaltar que o modelo de energia por assinatura é legítimo se estiver em conformidade com as leis e regulamentações do setor elétrico, como no caso colocado acima, sem o estabelecimento de relação R\$/kWh.

Portanto, a energia por assinatura pode não ser necessariamente problemática em si mesma, mas a representação ao TCU destaca a importância de garantir que todos os modelos de negócio no setor de energia elétrica estejam em conformidade com as leis e regulamentações aplicáveis, protegendo assim os interesses dos consumidores e a integridade do mercado elétrico.

² Art. 1º. X – geração compartilhada: modalidade caracterizada pela reunião de consumidores, por meio de consórcio, cooperativa, condomínio civil voluntário ou edílio ou qualquer outra forma de associação civil, instituída para esse fim, composta por pessoas físicas ou jurídicas que possuam unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída, com atendimento de todas as unidades consumidoras pela mesma distribuidora;

³ RN 1000 da ANEEL

Art. 351. A distribuidora deve interromper imediatamente a interligação se constatar o fornecimento de energia elétrica a terceiros por aquele que não possua outorga federal para distribuição de energia elétrica.

Art. 655-M - § 5º É vedada a comercialização de créditos e excedentes de energia, assim como a obtenção de qualquer benefício na alocação dos créditos e excedentes de energia para outros titulares, aplicando-se as disposições do art. 655-F caso isso seja constatado. (Incluído pela REN ANEEL 1.059, de 07.02.2023)

⁴ CNAE 7739-0/99 – PAINEL, PAINÉIS, PLACAS SOLARES FOTOVOLTAICAS; LOCAÇÃO DE

⁵ Art. 10. A concessionária ou permissionária de distribuição de energia elétrica não pode incluir consumidores no SCEE quando for detectado, no documento que comprova a posse ou propriedade do imóvel onde se encontra instalada ou será instalada a microgeração ou minigeração distribuída, que o consumidor tenha alugado ou arrendado terrenos, lotes e propriedades em condições nas quais o valor do aluguel ou do arrendamento se dê em real por unidade de energia elétrica.

⁶ Art. 655-D

§ 3º É vedada a inclusão de consumidores no SCEE nos casos em que for detectado, no documento que comprova a posse ou propriedade do imóvel onde se encontra instalada ou será instalada a microgeração ou minigeração distribuída, que o consumidor tenha alugado ou arrendado terrenos, lotes e propriedades em condições nas quais o valor do aluguel ou do arrendamento se dê em reais por unidade de energia elétrica. (Incluído pela REN ANEEL 1.059, de 07.02.2023).



Dimensionamento de TCs de Cabinas Primárias



Cláudio Mardegan é CEO da EngePower Engenharia, Membro Sênior do IEEE, Membro do Cigrè | claudio.mardegan@engepower.com

OBJETIVO DO ARTIGO DESTA COLUNA

O objetivo desta matéria é auxiliar tanto as concessionárias como as empresas de projeto e instaladoras de média tensão.

Vou começar a abordagem deste assunto fazendo uma indagação: será que o pessoal ainda acredita que para dimensionar a corrente nominal primária de um TC é necessário dividir a corrente de curto-circuito por 20? O motivo da pergunta é que ainda se encontra algumas concessionárias que adotam este critério para cabinas primárias, e pior, reprovam um projeto que não tenha sido feito neste formato. Na verdade, atualmente, isso é INCONCEBÍVEL!

OBJETIVO DO ENGENHEIRO DE PROTEÇÃO EM RELAÇÃO AO TC

O objetivo do engenheiro de proteção em relação ao TC de proteção não é saber se o TC vai ou não saturar, mas sim garantir que a proteção vai atuar adequadamente, com ou sem saturação. Caso sature e a proteção não atue adequadamente, aí sim, teremos que tomar alguma medida mitigatória.

Na maior parte das cabinas de entrada o elemento instantâneo é ajustado. A única coisa que o Engenheiro tem que garantir é que o valor RMS da corrente que chega no relé/IED seja maior do que o ajuste do elemento de sobrecorrente instantâneo. Lembrem-se: somos engenheiros e não cientistas!

O valor exato da corrente primária referida ao secundário não irá mudar em nada a atuação do relé. Certa vez, um cliente me falou: "mas eu quero saber o valor correto da corrente de falta no primário". Eu respondi a ele, "Então o seu projeto está errado, você deveria ter usado uma bobina de Rogowski ao invés de um TC".

DE ONDE VEM ESSE VALOR DE 20 QUE DIVIDE A CORRENTE DE CURTO-CIRCUITO?

Provavelmente, quem adota este padrão não irá conseguir explicar. O fator 20 da norma NBR-6856 (já não está mais em vigor) é conhecido como Fator de Sobrecorrente (FS). A norma brasileira segue agora a IEC-61869-2, e nesta norma corresponde ao ALF (Accuracy Limit Factor).

Nesta norma, o ALF pode ser especificado como sendo 5, 10, 20 ou 30. Este fator representa até quantas vezes a corrente nominal secundária o TC mantém o erro (10% na NBR-6156, ou 5% (5P) ou 10% (10P) na norma IEC)

Nesta norma é apresentada uma equação que mostra como ALF deve ser alterado, quando o burden imposto ao secundário é menor que o nominal.

Quando o burden imposto no secundário do TC for menor do que o burden nominal, deve-se utilizar a equação abaixo, pois o TC irá conseguir manter o erro para fatores maiores do que o ALF nominal:

$$ALF' = ALF \times \frac{R_{2_TC} + Z_{BN}}{R_{2_TC} + Z_B}$$

O exemplo seguinte esclarece a utilização desta equação:

EXEMPLO

Numa cabina de entrada o nível de curto-circuito é de 10 kA e tem um TC com ALF (ou FS) de 20 e uma exatidão de 10B50 (ABNT), que corresponde a um $Z_{BN} = 0.5 \Omega$. Admitindo uma impedância do TC igual $Z_{2TC} = 0.2 \Omega$, calcular o novo ALF ou fator de sobrecorrente. Admita a impedância da fiação igual a 0.0532Ω e a do relé de fase 8 m Ω e a terra mais 8 m Ω . Assim o burden total imposto no secundário do TC é de 0.0692Ω .

O novo ALF será:

$$ALF' = 20 \times \frac{0.2 + 0.5}{0.2 + 0.0692}$$

$$ALF' = 20 \times 2.6$$

$$ALF' = 52$$

Num caso como este onde o TC mínimo deveria ser de 500-5 A, pode-se utilizar agora um TC de 200-5 A, que é muito mais próximo das correntes demandadas destas cabinas.

Se você deseja aprofundar mais no tema de Saturação de TCs, basta adquirir o livro "Proteção e Seletividade em Sistemas Elétricos Industriais". Mande e-mail para treinamentos@engepower.com e obtenha mais detalhes.

CONHEÇA AS SOLUÇÕES EM DPS DA **EMBRASSTEC**



ECOBX

Material antichamas (V0);
Diversas opções de corrente e tensão;
Disponível nas Classes I+II e II;
Encapsulado para evitar arcos voltaicos.



DPS Plug-In

DPS composto de base e módulo;
Sinalização visual de final de vida útil,
com opção de sinalização remota;
Disponível nas versões
monofásico, bifásico e trifásico;
Atende as exigências da norma
técnica ABNT NBR IEC 61643-11.



DPS VDC

Para proteção de circuitos de
corrente contínua (CC)
Disponível em várias tensões;
Sinalização visual de final de
vida útil, com opção de sinalização remota;
Corrente de surto máxima (I_{max})
de 20KA (8/20 μ s) ou 45KA(8/20 μ s).



DPS Spark Gap

Classe I+II
Atende as exigências da norma
técnica ABNT NBR IEC 61643-11;
Fixação no painel em trilho
padrão DIN TS 35;
Disponível em várias
tensões e correntes;
Sinalização visual de final de vida útil,
com opção de sinalização remota.



DPS SAD

Limita a tensão residual em
valores muito baixos
Disponível nas tensões
nominais de 175V e 275V
Correntes de surto de
10KA (8/20 μ s) e 20KA (8/20 μ s)
Sinalização visual de final de vida útil
Limita a tensão residual em
valores muito baixos



**ESCANEIRE O QR CODE
E GARANTA PROTEÇÃO
PARA SUA ENERGIA.**

**EMBRASETEC,
REFERÊNCIA EM PROTEÇÃO
de energia no Brasil.**

Conheça nossa linha de proteção
contra surtos elétricos em

EMBRASETEC.COM.BR



Proteção para
seus equipamentos



Light + Building 2024 – Minhas percepções



Luciano Rosito é engenheiro electricista, especialista em iluminação e iluminação pública. Professor de cursos de iluminação pública no Brasil e exterior.

Dos dias 03 a 08 de março de 2024 foi realizada em Frankfurt, na Alemanha, a L+B 2024 (Light+Building), um dos maiores eventos de iluminação do ocidente. Foi minha primeira vez nesta feira, na qual tive oportunidade de visitar, durante os seis dias de evento, todos os pavilhões, onde também estava o estande da B.E.G, empresa da qual faço parte no Brasil.

Falando de iluminação pública, pude perceber, nos diversos estandes de fabricantes deste segmento, a preocupação com o uso de temperaturas de cor mais baixas e a questão do espectro controlado dos LEDs. O branco dinâmico, ou seja, o uso de mais de uma temperatura de cor nas luminárias públicas chegou com força e já é uma realidade, assim como o uso de telegestão e postes inteligentes com diversas funções. O que demonstra que passamos do tempo de falar de melhoria de eficácia dos LEDs, para melhoria das condições do sistema de iluminação como um todo.

Um dos fabricantes presentes estava demonstrando sistemas de controle de iluminação pública utilizando-se de câmeras integradas para que comando e programações fossem feitas de acordo com a ocupação do espaço e o tipo de trânsito de veículos. Tudo isto controlado por um software que permite programar os parâmetros e monitorar o que acontece no sistema.

A preocupação com sustentabilidade e uso de materiais mais eficientes e reutilizáveis também fez parte da feira, incluindo a concepção do produto levando em conta os requisitos da economia circular. Deixa-se de falar de um início e fim de vida de um produto com seu descarte, mas um melhor aproveitamento de todas as fases da cadeia produtiva e de sua reutilização. Estes aspectos também precisam ser considerados para que esta mudança seja efetiva e vire realidade, caso contrário, o produto poderá ser classificado como “Greenwashing”, por não atender aos princípios sustentáveis.



Na feira, os grandes players globais apresentaram novas soluções e aplicações das mais diversas. As empresas especializadas em sistemas de controle de iluminação, por sua vez, mostraram ao mundo novas interfaces, que permitem a utilização de controladores capazes de gerir um prédio inteiro. Além disso, foram apresentadas ainda tecnologias de controle sem fio como o ambiente CASAMBI, que é baseado em Bluetooth Low Energy. Outro protocolo de destaque foi o KNX, instalado em um grande estande onde era possível aos visitantes interagirem com as suas funcionalidades. No Brasil, este tipo de tecnologia vem crescendo e sendo utilizada em larga escala por empresas diversas. A boa notícia é que os sistemas adotados já são “a prova do futuro”, ou seja, estão dentro dos parâmetros ambientais esperados para o segmento.

Chama a atenção a quantidade de empresas globais presentes na feira que ainda não despertaram para o potencial que o Brasil tem e com a sinergia com outras empresas que já estão no país. Por outro lado, o ambiente de negócios e maturidade do segmento de iluminação precisa melhorar para que possamos utilizar mais tecnologia oferecida por estas empresas. Um exemplo é o protocolo DALI que na Europa é amplamente conhecido e utilizado, e no Brasil, há poucos profissionais e empresas habilitadas a trabalharem com este protocolo. Por já ter participado de outras feiras nos Estados Unidos, em anos anteriores, percebo também, no mundo da iluminação, uma ruptura entre os continentes e o Brasil buscando se adequar às diferenças tecnológicas. Enquanto as normas Internacionais IEC buscam unificar padrões e tornar os sistemas mais globalizados,

Chama a atenção a quantidade de empresas globais presentes na feira que ainda não despertaram para o potencial que o Brasil tem e com a sinergia com outras empresas que já estão no país.

as normas regionais e de cada país, muitas vezes limitam a utilização e impedem a unificação de tecnologias.

Ter esta vivência prática na L+B 2024, acrescentou muito na minha percepção de negócios de iluminação. Aos colegas da área que tiverem a oportunidade futura de participar de eventos semelhantes, recomendo um planejamento prévio para que aproveitem ao máximo o conhecimento disponível, participando das atividades dos estandes e na feira. Além disso, desejo que, assim como eu, retornem ao Brasil com ideias e soluções inovadoras, aplicáveis ao nosso segmento.

MARCA LÍDER DE MERCADO ELÉTRICO!

Dedicação e Competência para entregar **CONFIANÇA e QUALIDADE!**



GRUPO



PRODUTO MAIS VENDIDO DO BRASIL!

CONECTOR DERIVAÇÃO PERFORANTE - CPP

CONFIRA NOSSOS PRAZOS DE ENTREGA!

Produto resistente a água, testado e aprovado pelo nosso laboratório!



PORCA COM FERROLHO LIMITADOR DE TORQUE

LÂMINA EM LIGA DE COBRE

MARCA NÚMERO 1 EM QUALIDADE & RESISTÊNCIA!

CONECTOR PARAFUSO FENDIDO SIMPLES



CONECTOR PARAFUSO FENDIDO SIMPLES BRONZE BIMETÁLICO



CONECTOR DE ESTRIBO DE PRESSÃO



CONECTOR DE CRUZAMENTO



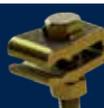
CONECTOR CUNHA DE ALUMÍNIO (LINHA OTIMIZADA)



GRAMPO PARA ATERRAMENTO DÚPLO



GRAMPO TERRA BARRAMENTO



GRAMPO PARALELO DE ALUMÍNIO



GRAMPO DE LINHA VIVA



GRAMPO PARA ATERRAMENTO



TAMBÉM TEMOS COM 2 FUROS E A OPÇÃO DE BRONZE CONHEÇA NOSSO CATALOGO

PARA OUTROS PRODUTOS mci metalurgica.com.br
ENTRE EM CONTATO: [mci metalurgica](https://www.instagram.com/mci metalurgica)

“Nada é permanente, exceto a mudança”



Daniel Bento é engenheiro eletricista. Membro do Cigré, onde representa o Brasil em dois grupos de trabalho sobre cabos isolados. É diretor executivo da Baur do Brasil | www.baurbrasil.com.br

Os ensinamentos de Heráclito, filósofo pré-socrático conhecido como o pai da dialética e autor da citação acima, demonstram que, assim como tudo na vida, também o setor elétrico está em constante mudança e transformação. Em tempos de transição energética e de eventos cada vez mais intensos causados pelas mudanças no clima, algo que não tem evoluído ou evoluído pouco, são as nossas redes de distribuição de energia.

Em minha primeira coluna do ano publicada nesta revista, comentei sobre 2024 ter o potencial de ser o ano das redes subterrâneas no Brasil. No entanto, isso dependia de um debate jurídico coordenado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) sobre o tema, trazendo para a discussão também a Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT), a fim de desenvolver padrões com arranjos específicos e critérios técnicos muito bem definidos para a ampliação das redes subterrâneas.

Em março deste ano, recebi com empolgação a notícia de que a ANEEL abriu uma tomada de subsídios com o objetivo de avaliar a necessidade de intervenção regulatória para fortalecer os sistemas de distribuição e de transmissão de energia no Brasil, frente ao impacto dos eventos climáticos extremos que temos vivenciado, como o fatídico 3 de novembro de 2023, em São Paulo.

Apesar da animação e de acreditar que iniciativas como essas possam ser um bom ponto de partida para entrarmos em uma discussão devidamente técnica sobre o tema, este é um momento em que precisamos, mais do que nunca, cuidar das informações tendenciosas que circulam ao redor do tema. A exemplo de uma fala do diretor-geral da Agência sobre o enterramento dos cabos, dita para a imprensa: “Uma rede subterrânea custa cerca de dez vezes mais que uma rede aérea”. Será?

Outros países já têm se movimentado para diminuir significativamente os custos associados à construção de redes subterrâneas. Exemplo disso é a iniciativa do Departamento de Energia dos Estados Unidos (DOE), anunciada recentemente, para fortalecer e modernizar os sistemas de transmissão e de distribuição de energia em 11 estados norte-americanos. Com o investimento de US\$ 34 milhões, empresas,

laboratórios e universidades selecionadas vão desenvolver tecnologias capazes de reduzir custos, acelerar a construção e aprimorar a segurança das operações na implementação de redes subterrâneas de distribuição.

Em outras palavras, verba na mesa só para pensar em alternativas de redução de custo para o enterramento de redes. Um dos projetos selecionados para receber esses investimentos é de autoria da Prysmian, que irá desenvolver uma máquina automática de emenda de cabos com o objetivo de reduzir as perdas elétricas decorrentes de emendas malfeitas.

No campo das pesquisas, a Power Delivery Intelligence Initiative (PDI2), um grupo de trabalho norte-americano formado com o objetivo de impulsionar as infraestruturas subterrâneas de energia, divulgou um interessantíssimo guia projetado para ajudar as empresas de serviços públicos a avaliar e escolher segmentos de linha estritamente definidos onde o subterrâneo representa o menor custo de ciclo de vida e alcançará metas de resiliência e de confiabilidade, chamado “Utility Undergrounding Life-Cycle Cost Guide”.

No documento, um dos principais mitos sobre a conversão de redes caiu por terra. Na verdade, segundo o guia, o diferencial real de custo inicial é de 2 a 3 vezes maior para as redes subterrâneas que visam a capturar o menor custo de ciclo de vida e alcançar metas de resiliência e de confiabilidade em segmentos críticos de linha. Vários programas subterrâneos estratégicos bem-sucedidos estão atingindo esse referencial, a exemplo do Programa de Subterrâneo da Fase II da Dominion Energy, que concluiu 249 milhas subterrâneas a um custo médio de US\$ 422.496 por milha - significativamente abaixo do máximo exigido por legislação, que é de US\$ 750.000 por milha.

Iniciativas como essas, da DOE e da PDI2, elevam a um patamar estratégico e extremamente técnico a conversão das redes de distribuição de energia, investindo em iniciativas para redução de custos e colocando os “pingos nos i’s” sobre os principais mitos que propagam sobre as linhas subterrâneas. Com a transição energética e os eventos climáticos extremos batendo na porta, não deveríamos trilhar um caminho rumo ao aumento da resiliência das nossas redes, adequando práticas como essas à realidade brasileira?



Barramentos blindados: por que algumas concessionárias dizem não?

Nunziane Graziano é engenheiro electricista, e diretor da Gimi Pogliano Blindosbarra Barramentos Blindados e da GIMI Quadros elétricos. | nunziane@gimipogliano.com.br

Em algumas regiões do Brasil, o uso de barramentos blindados vem sendo limitado pelas concessionárias. Mas qual é a verdadeira razão para essa restrição? De fato, ao longo da história, muitas tecnologias novas enfrentam barreiras para sua aplicação, no entanto, devido às suas vantagens técnicas e econômicas, no final das contas, acabam transpondo essas proibições.

Assim como um dia os cubículos blindados sofreram imensa resistência por parte das distribuidoras, e com o passar do tempo, uma a uma, foram cedendo às suas vantagens, o mesmo pode acontecer com os barramentos blindados. No caso das “cabines primárias blindadas”, ela possui inúmeras vantagens, quando comparadas às construídas em alvenaria, mas somente quando a segurança operacional falou mais alto, foi que as cabines de alvenaria perderam força e as blindadas tiveram suas vantagens mais evidenciadas.

Explico melhor: por décadas, as cabines primárias eram construídas em casas de alvenaria (e ainda o são), com seus barramentos, disjuntores, seccionadoras, TC's e TPs instalados sobre suportes metálicos, tudo isso cercado por telas metálicas, mas que os operadores tinham que se expor ao risco para operá-los, assim como os leituristas para aferir a medição do consumo e os profissionais de manutenção.

Porém, foram as fraudes minimizadas com o uso dos cubículos blindados que trouxeram à luz essa solução, tanto pela impossibilidade de fazer-se fraudes em cubículos blindados, como pela segurança de se operar um equipamento, cuja performance é conhecida e reconhecida, através de ensaios de tipo, em especial, o ensaio de arco interno, devido à falha interna, que consagraram as blindadas, que hoje, já representam mais da metade das novas ligações em média tensão.

Para os barramentos blindados, além da drástica redução dos espaços ocupados pelos sistemas de medição, que na tecnologia tradicional, com distribuição por cabos, utiliza enormes salas para acomodar uma infinidade de medidores, shafts com ou sem número de cabos, cujo manejo é muito complexo, tanto na instalação, manutenção e retrofit, a aplicação dos barramentos blindados viabiliza a entrega de energia com qualidade e dentro dos padrões

normativos de queda de tensão e de segurança elétrica, em edifícios mais altos.

Mas não é só isso! Os barramentos blindados oferecem a possibilidade do sistema de medição eletrônica centralizada, ou seja, os medidores ficam instalados nos andares, próximos das unidades consumidoras, reduzindo a perda técnica para o consumidor por queda de tensão, mas trazendo ao conhecimento público as perdas técnicas pelo lado da distribuidora, que pela legislação, já cobra na sua fatura mensal uma parcela relativa à essa perda por queda de tensão.

Esse mesmo sistema de medição eletrônica, elimina a figura do leiturista, que não mais se expõe ao risco diário de postar-se diante de um sistema elétrico energizado, sabe-se lá em que condições de manutenção. Neste modelo, a leitura de todos os medidores eletrônicos é feita através de redes de dados que se conectam às centrais de controle das concessionárias ou distribuidoras de energia, sem a intervenção humana. Tudo isso automaticamente, eletronicamente, por um sistema auditável e completamente seguro.

De fato, a maior qualidade dos barramentos blindados, e que os torna insubstituíveis em relação aos cabos, é a capacidade de se entregar energia em edifícios residenciais e comerciais, acima de 30 metros de altura. Com cabos, um sistema desse chega a ser, no mínimo, 30% mais caro, quando comparados com barramentos blindados de alumínio. Isso mesmo!!! O barramento blindado é 30% mais barato e ainda tem vantagens técnicas (queda de tensão e redução drástica de espaço) e operacionais (inviabilização de fraudes e segurança de operação e manutenção).

Mas então por que algumas distribuidoras e concessionárias ainda não permitem sua aplicação? Grandes cidades estão sendo privadas dessa tecnologia, o que em muitos casos, inviabiliza empreendimentos, levando esses investimentos para cidades próximas, onde se possa aplicar o que existe de mais moderno, mais barato e mais seguro, sem a restrição da distribuidora.

Se você, investidor, projetista ou instalador, está enfrentando essa situação em algum lugar do Brasil, junte-se a nós nessa luta pelo fim da proibição do uso de barramentos blindados na medição de energia em edifícios comerciais e residenciais.

Por que é difícil descarbonizar a navegação?



Danilo de Souza é professor na Universidade Federal de Mato Grosso, sendo membro do Núcleo Interdisciplinar de Estudos em Planejamento Energético – NIEPE, e é Coordenador Técnico do CINASE – Circuito Nacional do Setor Elétrico. Danilo também é Pesquisador no Instituto de Energia e Ambiente da USP | www.profdanilo.com

A prática de compra de produtos pela internet (e-commerce) tornou-se rotineira no mundo globalizado. Atualmente, a China tem se destacado na liderança das vendas desse tipo de comércio, representando mais de 50% de toda a comercialização no varejo em todo o mundo.

Não só o e-commerce, mas aproximadamente 80% das mercadorias comercializadas globalmente são transportadas em navios. Esse transporte representa, atualmente, cerca de 14% das emissões anuais (incluindo gases não-CO₂) e aproximadamente um quarto das emissões de CO₂ provenientes da queima de óleo diesel. Então, quais são os maiores desafios para descarbonizar o transporte marítimo?

Tendo em vista que a eletrificação dos meios de transporte terrestres surge como a melhor forma de descarbonização do setor, uma pergunta quase óbvia emerge em um primeiro momento: por que

não adotamos navios contêineres elétricos? A ideia parece promissora à primeira vista, especialmente quando consideramos os avanços significativos alcançados em outros meios de transporte, como trens, metrô, ônibus e carros. A expectativa cresceu ainda mais desde que o Yara Birkeland lançou um navio autônomo de porta-contêineres de mesmo nome, com capacidade para 1,7 mil toneladas, especializado no transporte de fertilizantes, navegando entre os portos noruegueses de Herøya e Brevik. O Yara Birkeland, além de ser o primeiro navio contêiner elétrico do mundo, também pode ser considerado o primeiro veículo comercial autônomo nesta modalidade.

Contudo, esse navio contêiner elétrico ainda possui uma série de limitações. Por exemplo, os navios de carga médios tradicionais podem carregar mais de 290 mil toneladas, cruzando os oceanos com velocidades de aproximadamente 28 km/h, enquanto o Yara Birkeland viaja a 11 km/h.

Avançando para a matemática da questão nos deparamos com números ainda mais desanimadores. Os modernos navios a diesel, em uma única viagem transcontinental, consomem uma quantidade de combustível que carrega uma densidade energética quase 40 vezes maior do que as melhores baterias de lítio disponíveis hoje. Para um navio elétrico cobrir a mesma distância com a mesma carga, ele precisaria transportar uma quantidade de baterias que ocuparia uma parcela significativa de sua capacidade de carga, tornando a operação economicamente inviável.

Essa realidade nos leva a uma conclusão inescapável: para que os navios elétricos possam competir de igual para igual com os gigantes a diesel de hoje, precisamos de uma revolução tecnológica nas baterias que as torne capazes de armazenar energia numa densidade mais de dez vezes superior à atual. Tal proeza, embora desejável, enfrenta o duro teste da viabilidade técnica, considerando que a densidade energética das melhores baterias comerciais que,





mesmo aumentando 8x nos últimos 15 anos, apesar de todos os nossos esforços, ainda assim, estão muito longe de serem o suficiente para a navegação de carga.

Assim sendo, esse panorama nos coloca diante de um paradoxo: embora o desejo por uma indústria marítima mais limpa e sustentável seja grande, as limitações tecnológicas atuais nos obrigam a navegar com cautela rumo a esse futuro ideal. O caminho à frente exige não apenas inovação em baterias, mas também uma reconstrução das práticas e estruturas que sustentam o comércio global marítimo. À medida que buscamos soluções, o Yara Birkeland surge como um exemplo de que talvez o caminho não seja por aí.

Dessa forma, a questão continua colocada: Qual pode ser a alternativa para descarbonizar a navegação?

A ideia de navios nucleares navegando os mares do mundo não é mais uma visão restrita aos poderosos arsenais das marinhas militares (apenas submarinos, porta-aviões e alguns navios quebra-gelo possuem propulsão nuclear). Um estudo conduzido recentemente pela American Bureau of Shipping (ABS) e pela Herbert Engineering Corp. (HEC) se aprofundou na pauta da propulsão nuclear em navios comerciais.

Nesse contexto, a pesquisa explorou o impacto da implementação de reatores modernos de alta tecnologia em dois tipos de embarcações: um navio porta-contêineres de 300 mil toneladas e um petroleiro Suezmax. A descoberta de que tais embarcações, quando equipadas com propulsão nuclear, não só poderiam de baixa emissão de CO₂ na etapa de uso, mas também aumentar a capacidade de carga e a velocidade operacional, ressalta o potencial transformador da tecnologia nuclear. Esses benefícios vão além das questões ambientais, abordando eficiências operacionais e reduzindo a necessidade de reabastecimento, o que pode significar uma revolução na logística marítima global.

Entretanto, o caminho para a adoção generalizada da propulsão nuclear em navios comerciais está longe de ser direto. Desafios significativos permanecem, tanto em termos de aceitação pública quanto de regulamentações. A utilização de fissão nuclear para produção de energia para usos finais, apesar de suas vantagens

em termos de capacidade de geração de energia de baixa emissão, ainda enfrenta preocupações significativas relacionadas à segurança, ao tratamento de resíduos nucleares e aos custos iniciais de implementação.

Além disso, para que essa visão de navios comerciais nucleares se torne uma realidade prática, são necessários um apoio significativo do setor público e um compromisso contínuo da indústria marítima. Isso inclui não apenas investimentos em pesquisa e desenvolvimento, mas também a criação de um quadro regulatório internacional que possa acomodar a operação segura dessas embarcações em águas globais. A colaboração internacional será essencial, dadas a natureza transfronteiriça da navegação marítima e a necessidade de normas consistentes que regulem a segurança, a operação e o descarte de resíduos.

A iniciativa da ABS, reconhecida pelo Departamento de Energia dos EUA (DOE) através de contratos para investigar as barreiras à adoção da propulsão nuclear, representa um passo promissor nessa direção. A parceria com instituições acadêmicas, como a Universidade do Texas, para pesquisar a integração termoeletrica de sistemas de propulsão nuclear em embarcações comerciais é um exemplo de associação entre indústria e universidade para aumento da produtividade do trabalho que pode resultar em ganhos coletivos.

Outras soluções para redução das emissões na navegação também estão em pauta, como por exemplo, o Gás Natural (seriam emitidos entre 70% e 85% menos poluentes que a gasolina e a diesel) como combustível de transição, Hidrogênio a partir de fontes renováveis, biocombustíveis etc. Todas estas soluções possuem seus desafios intrínsecos, sendo que no caso da propulsão nuclear para a navegação, já existe uma indústria desenvolvida para fins militares.

A possibilidade de navios comerciais navegarem com baixa emissão de CO₂ graças à propulsão nuclear não é apenas uma oportunidade para a indústria marítima reduzir sua pegada de carbono; é uma declaração audaciosa de compromisso com um futuro menos impactante, até o desenvolvimento de tecnologias que culminarão na fusão nuclear.

DPS na entrada da linha elétrica



José Barbosa é engenheiro eletricista, relator do GT-3 da Comissão de Estudos CE: 03:064.010 - Proteção contra descargas atmosféricas da ABNT / Cobei responsável pela NBR5419. | www.eletrica.app.br

A aplicação de Dispositivo de proteção contra surtos (DPS) na NBR5419:2015 é separada em dois contextos que podem ser aplicados individualmente ou integrados. O DPS na entrada das linhas de energia e sinal em uma estrutura está tipicamente relacionado à possibilidade de ocorrência de descarga direta na estrutura ou nas linhas elétricas. Ele tem a capacidade de lidar com a energia associada à corrente da descarga atmosférica. Para isso, o DPS deve ser classe I, ou seja, produzido e testado para suportar correntes com forma de onda 10/350µs, que é a forma de onda padronizada para ser a mais próxima da forma de onda real da descarga atmosférica. No entanto, essa forma de onda é muito irregular no caso real, principalmente devido ao fato de a descarga atmosférica ser composta por vários impulsos consecutivos, cada um com suas características.

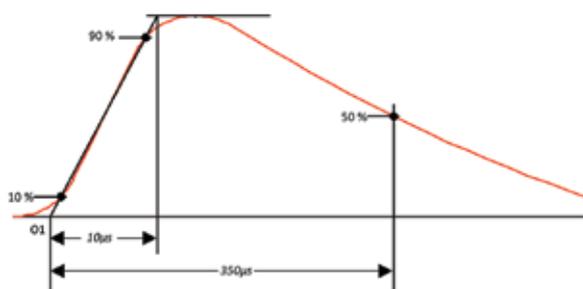


Figura 1 - Forma de onda 10/350µs

A necessidade de DPS classe I nas entradas das linhas elétricas é determinada na análise de risco, cuja estrutura de cálculo é definida na parte 2 da NBR5419:2015. Se na análise de risco for necessário um sistema de proteção contra descargas atmosféricas (SPDA) para controlar os riscos associados à descarga direta na estrutura,

será necessário instalar DPS classe I na entrada das linhas elétricas. Essa necessidade surge devido à elevação abrupta do potencial no eletrodo de aterramento, que estará interligado ao barramento de terra (PE) do quadro de distribuição principal (QDP). Esse potencial no QDP pode facilmente exceder a capacidade de isolamento dos componentes instalados nesse ponto, resultando no rompimento dessa isolamento, gerando centelhamento, e possivelmente causando incêndio e danos que podem levar à perda de vidas humanas. O DPS terá a capacidade de promover a interligação do barramento de terra aos condutores vivos de entrada, limitando o potencial a um valor menor do que a suportabilidade dos componentes no QDP.

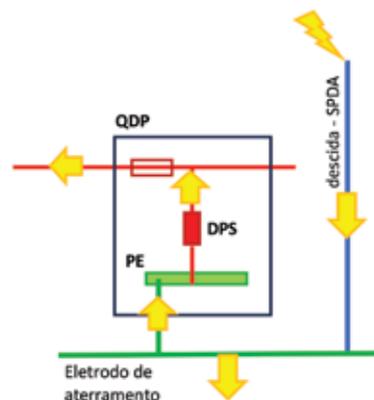


Figura 2 – DPS na entrada da linha de energia

A suportabilidade dos componentes (U_w) é definida pela NBR5410, no caso da instalação elétrica em baixa tensão, em função da tensão nominal e do local da instalação. Por exemplo, para um sistema trifásico 127/220V, na entrada da instalação, o U_w é igual a 4kV. Nesse exemplo, teríamos que limitar a tensão entre fase e

terra, por exemplo, em 4kV. Essa limitação irá determinar um dos parâmetros de especificação do DPS classe I. Todo fabricante de DPS classe I apresenta impresso no dispositivo e em seus dados técnicos o valor de U_p como a tensão de proteção. Essa tensão, no caso do DPS à base de varistor (limitador de tensão), é estabelecida nos seus terminais na sua atuação. No caso do DPS à base de centelhador (comutador de tensão), é a tensão até a sua atuação.

As limitações impostas na instalação do DPS podem influenciar a escolha entre um DPS com base em varistor ou centelhador. Quando a corrente da descarga atmosférica é conduzida pelo DPS, ela também circula pelos seus condutores de ligação. Essa corrente impulsiva passa pela indutância desses condutores e pode gerar uma tensão (U_i) elevada da ordem de 1kV por metro. Se a tensão de proteção do DPS (U_p) for de 2,5kV, como no exemplo dado anteriormente de U_w , aparentemente não teríamos problema, já que U_p é menor que U_w . No entanto, se a ligação do DPS for realizada com um condutor de 2 metros (a+b na figura 3), teríamos a seguinte condição em função do tipo de DPS: Se for um DPS com base em centelhador, a maior tensão entre o condutor fase e terra seria de 2,5kV, mantendo a instalação

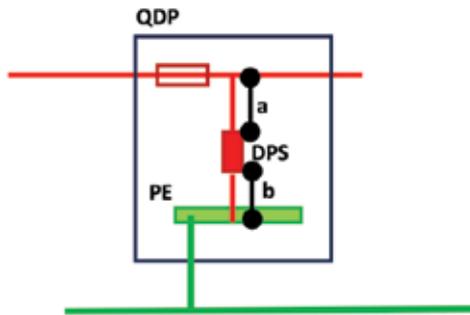


Figura 3 – Ligação do DPS

segura ($U_p < U_w$). No entanto, se o DPS for à base de varistor, a tensão entre fase e terra seria a soma da tensão U_p (2,5kV) e a tensão nos condutores de ligação (2kV), resultando em uma condição insegura, onde $U_p + U_i$ (4,5kV) não seria menor que U_w (4kV).

Nesse exemplo prático, seria necessário utilizar um DPS classe I à base de centelhador. Para a utilização de um varistor, seria necessário limitar o comprimento da ligação a um valor inferior a 1,5 metros. Uma maneira de alcançar isso é fazendo a ligação conforme mostrado na figura 4. Assim, o comprimento seria apenas de 1 metro (b), tornando a instalação segura, já que $U_p + U_i$ (3,5kV) seria menor que U_w (4kV).

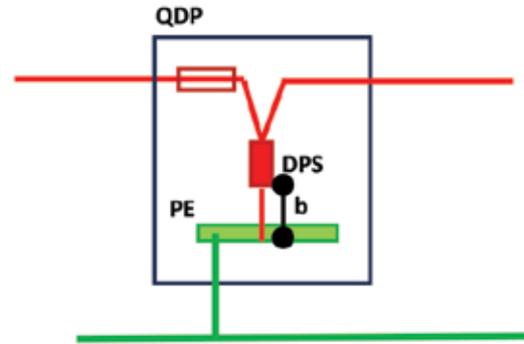


Figura 4 – Ligação alternativa do DPS

Assim como os demais componentes da instalação elétrica, o DPS exige o conhecimento de suas especificidades para uma adequada especificação. Aqui, aprendemos como selecionar o DPS pela sua tecnologia e pela escolha apropriada de U_p . No futuro, trataremos das demais características que são fundamentais para sua correta especificação, como é o caso da corrente impulsiva (I_{imp}). Acompanhe esta coluna para obter um entendimento completo.

RELPROT Inteligência em Proteção

Empresa brasileira com sede em São Paulo especializada em relés de proteção para cabines primárias com ou sem Geração de Energia

REMP-GD

Relé para geração distribuída renovável, fotovoltaica, eólica, micro PCH, biogás, compensação ou geração de energia.

- ANSI: 50/51 - 50N/51N - 50GS/51GS 50AFD - 2x67 - 2x67N - 51V - 2x27 - 2x59 2x32 - 37 - 2x81U - 2x81O 2x81R - 78 59N - 25 - LVBM - 47 46 - 74 - 86 - 79V 08 - 27-0;
- Eventos;
- Oscilografia;
- Software gratuito.

REMP 100

Relé para cabines primárias com ou sem rearme automático.

- ANSI: 50/51 - 50N/51N - 50GS/51GS - 50AFD - 27 - 59 - 47 - 74 86 - 79V - 27-0;
- Software gratuito.

www.relprot.com.br
E-mail: contato@relprot.com.br
Tel.: (11) 2667-6575

Av. Álvaro Ramos, 1810 - Quarta Parada
São Paulo/SP - CEP: 03330-000



EBT: interpretação da interface da NR-10 e NR-12 – Parte 1/3



Aginaldo Bizzo de Almeida é engenheiro eletricista e atua na área de Segurança do trabalho. É membro do GTT – NR10 e inspetor de conformidades e ensaios elétricos ABNT – NBR 5410 e NBR 14039, além de conselheiro do CREA-SP.

Inquestionavelmente, o emprego da Extra-baixa tensão (EBT) é uma medida de controle excelente para proteção ao risco de choque elétrico, que deve ser priorizada conforme a NR-10 e as demais normas técnicas aplicáveis.

Ocorre que, predomina, entre profissionais da área elétrica e de segurança do trabalho, inúmeras dúvidas quanto à interpretação e aplicação dessa medida, considerando o disposto nas NR-10 e NR-12. As principais dúvidas são: “quando e como” devo considerar as premissas estabelecidas nestas normas, uma vez que a NR-10 define em seu item 10.4.6 que a referida norma “não é aplicável a instalações elétricas alimentadas por EBT”; enquanto que a NR-12 – Máquinas e Equipamentos, estabelece, em “gênero”, no item 12.4.13, a obrigatoriedade do emprego da EBT em componentes de partida, parada, acionamento e controles que compõe a interface de operação das máquinas, considerando a idade das instalações. Datada de 24 de março de 2012, a referida norma passou por mudanças em 2016, que passaram a permitir a adoção de outra medida de controle de proteção contra choque elétrico, conforme Normas Técnicas vigentes, especialmente a NBR 5410 – BT.

Dessa forma, para a correta interpretação e aplicação, é necessário conhecimento básico de conceitos técnicos relativos ao tema, descritos em Normas Técnicas aplicáveis.

A “exclusão” citada na norma NR-10 ocorre devido a EBT, também

conhecida como “tensão de segurança”, ser considerada como uma medida de controle que “se aplicada corretamente”, conforme a NBR 5410-BT, a “severidade do dano” em possíveis eventos de choque elétrico, poderá ser tratada como “suportável” pelo corpo humano, ou seja, não acarretará danos às pessoas. Dessa forma, em instalações elétricas energizadas, é uma medida de controle para proteção ao risco de choque elétrico tratada como prioritária na hierarquia dessas medidas, que estão previstas na NR-10 e NR-1, onde a caracterização do nível de risco será tratado como “mínimo”, considerando a severidade do dano.

Conforme premissas da NR-10, a definição da aplicação da EBT deve ser definida no memorial descritivo das instalações elétricas, vide item 10.3.9 - O memorial descritivo do projeto deve conter, no mínimo, os seguintes itens de segurança: alínea e) precauções aplicáveis em face das influências externas.

Assim, o emprego da EBT, deve considerar o disposto na NBR 5410 BT, considerando as Influências Externas BB- Resistência Elétrica do Corpo Humano e BC -Contato com o Potencial de Terra, conforme condições descritas abaixo, em conformidade com a NBR 5410 BT.

No próximo artigo, continuaremos com a análise das premissas estabelecidas na NR-12 para o emprego da EBT e sua interface com a NR-10, e, principalmente, os equívocos interpretativos que estão ocorrendo.

TABELA 1 – VALORES DE TENSÃO DE CONTATO LIMITE UL (V) NA NBR5410 -BT

NATUREZA DA CORRENTE	SITUAÇÃO 1	SITUAÇÃO 2	SITUAÇÃO 3
Alternada 15 Hz -1 000 Hz	50	25	12
Continua sem ondulação	120	60	30

TABELA 2 – APLICAÇÃO “SITUAÇÃO 2” NA NBR5410 - BT

TIPO INFLUÊNCIA EXTERNA	CONDIÇÃO DE INFLUÊNCIA EXTERNA	CLASSIFICAÇÃO	CARACTERÍSTICAS	APLICAÇÕES E EXEMPLOS
Resistência Elétrica do Corpo Humano	BB3	Baixa	Condições molhadas	Passagem de corrente elétrica entre as duas mãos e os dois pés, estando as pessoas com os pés molhados ao ponto de se poder desprezar a resistência da pele e dos pés.
Contato das Pessoas com Potencial de Terra	BC4	Contínuo	Pessoas em contato permanente com paredes metálicas e com pequena possibilidade de poder interromper o contato	Locais como caldeiras ou vasos metálicos, cujas dimensões sejam tais que as pessoas que neles penetrem estejam continuamente em contato com as paredes. A redução da liberdade de movimentos das pessoas pode, por um lado, impedi-las de romper voluntariamente o contato e, por outro, aumentar os riscos de contato involuntário.

sil.com.br

SE É SIL,
PODE CONFIAR!
SIL, CONECTADA
COM PEQUENAS
E GRANDES
OBRAS.



Pensou nos cabos grossos para o padrão de entrada do seu projeto, use os **Cabos Flexíveis Silnax 0,6/1 kV HEPR 90°C**, que podem ser utilizados em todos os métodos de instalações descritos da tabela 33 - Tipos de Linhas Elétricas, da norma NBR 5410 - Instalações Elétricas de Baixa Tensão.

SIL, energia e proteção de qualidade.



SIL ESTÁ NA REDE!
SIGA-NOS

SIL

Conectada com o futuro.

Evolução da gestão de ativos: Implementação de condição em tempo real através de dados históricos online



Parte 2/2

Caio Huais é engenheiro industrial, especialista em Engenharia Elétrica e Automação com MBA em engenharia de manutenção e gestão de negócios. Atualmente, ocupa posição de gerente corporativo de manutenção no Grupo Equatorial, respondendo pelo desempenho da Alta Tensão de 7 concessionárias do Brasil.

Por Fernanda Alves de Souza* e Caio Huais

Antes de desenhar uma solução de monitoramento de condição, é necessário definir uma ferramenta ou conjunto de ferramentas capazes de possibilitar a convergência IT-OT, através dos 5 pontos listados a seguir.

- 1) Gerir eficientemente dados em tempo real, oriundos de uma grande variedade de fontes operacionais;
- 2) Capturar e armazenar dados de fluxo contínuo, de forma fidedigna;
- 3) Fornecer um diretório de dados, capaz de organizar fluxos de dados e informações de processo. É recomendável que essa estrutura esteja organizada conforme a árvore de ativos e a topologia da planta;
- 4) Ser capaz de análises avançadas, capaz de converter fluxos de dados brutos em eventos e informações significativas;
- 5) Possibilitar a visualização dos dados de forma clara e multiplataforma, a fim de possibilitar a democratização dos dados.

C - Passos para Data Science e projetos de CBM

O advento da Indústria 4.0 traz entre seus pilares, a internet das coisas, o big data, o processamento em nuvem e a inteligência artificial. A coleta de dados aliada ao aumento da capacidade de armazenamento e processamento, permite que modelos e algoritmos de aprendizado de máquina se tornem cada vez mais populares em um contexto industrial.

O Cross Industry Standard Process for Data Mining, CRISP-DM, representado na Figura 5, pode ser definido como uma metodologia recorrente entre cientistas de dados para análise de dados.

A implementação de uma solução CBM deve ser encarada como um processo de melhoria contínua e não um projeto de curto prazo. É possível estabelecer um paralelo ao ciclo PDCA e à metodologia CRISP-DM, sendo as etapas de Entendimento do Negócio, Compreensão dos Dados e Preparação dos Dados relacionadas à fase de Planejar; Modelagem relacionada à Fazer; Avaliação relacionada à Verificar e Implementação relacionada a ajustar. Deste modo, mesmo que exista um volume limitado de informações referentes ao ativo, é possível iniciar um projeto de CBM, pois este será refinado e o modelo será retreinado.

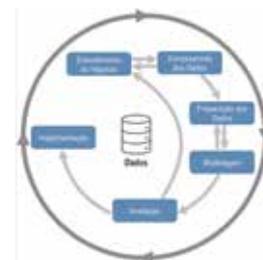


Figura 5 - Metodologia CRISP-DM

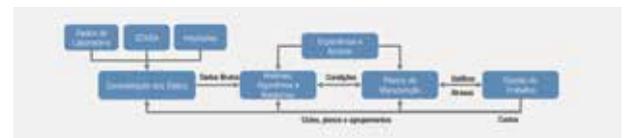


Figura 6 - Fluxo de Informações

II - IMPLEMENTANDO O CBM

O processo de CBM inicia-se com o monitoramento de parâmetros específicos de ativos; considerando a avaliação desses parâmetros em relação a seus limites e tendências. A conclusão deste processo está na integração da solução a uma ferramenta de gerenciamento de manutenção, como um CMMS, Computerized Maintenance Management System.

A Figura 6 ilustra o fluxo de dados em tempo real, oriundos tanto dos sensores em campo, armazenados em um historiador, quanto das atividades de manutenção executadas, planos de manutenção vigentes e do FMEA, Failure Modes and Effect Analysis. O processo de monitoramento do ativo evolui à medida que novos dados são coletados e percepções de especialistas são aplicadas ao modelo.

Para a implementação de um monitoramento baseado em condição, é necessária a aplicação dos passos descritos a seguir.

A - Defina um piloto

Os critérios de escolha de um piloto convergem para uma análise de custo/benefício, levando em consideração a representatividade do ativo nos custos totais de manutenção, os custos adicionais do

Índices de proteção: para que servem?



Por: Eng José Starosta – Diretor da Ação Engenharia e Instalações Ltda
jstarosta@acaoenge.com.br

O grau de proteção dos equipamentos elétricos, conhecido como Índices de Proteção (IP), são definidos pelas normas NBR IEC 60529 e NBR IEC 60529. Essas certificações estão ligadas à construção de um invólucro contra o acesso às partes energizadas de objetos sólidos estranhos ou contra o ingresso de água. Também possuem o objetivo de proteger o contato direto de pessoas ou animais domésticos com as partes “vivas” dos equipamentos elétricos.

Essa classificação dos graus de proteção são providas aos invólucros dos equipamentos elétricos com tensão nominal até 72,5kV. O código que define o grau de proteção IP é composto por 2 dígitos, sendo o primeiro referido às partículas sólidas, e o segundo, ao meio líquido. O código pode ser expresso, por exemplo, das seguintes formas: IP 01, IP 21 ou IP 42.

O Primeiro dígito, partículas sólidas é assim definido:

- 0 - Não protegido
- 1 - Proteção contra objetos sólidos com 50 mm de diâmetro ou mais
- 2 - Proteção contra objetos sólidos com 12,5 mm de diâmetro ou mais
- 3 - Proteção contra objetos sólidos com 2,5 mm de diâmetro ou mais
- 4 - Proteção contra objetos sólidos com 1,0 mm de diâmetro ou mais
- 5 - Proteção contra poeira e areia sem depósito prejudicial
- 6 – Totalmente protegido de poeira;

O segundo dígito, de proteção à água, é definido como:

- 0 - Não protegido
- 1 - Protegido contra gotas que caem na vertical
- 2 - Protegido contra gotas que caem na vertical com corpo inclinado a até 15°
- 3 - Protegido contra borriço de água
- 4 - Protegido contra jorro de água
- 5 - Protegido contra jatos de água
- 6 - Protegido contra jatos potentes de água
- 7 - Protegido contra imersão temporária em água de até 1 metro por 30 minutos
- 8 - Protegido contra a imersão contínua em água

O código IP pode ser aplicado a painéis elétricos, linhas elétricas, circuitos, luminárias, ferramentas manuais e tantas outras aplicações.

O objetivo aqui não é discutir os critérios e conceitos das definições

ou o grau de proteção, afinal, as comissões de normalização, o fazem constantemente em função da importância do tema, relacionado a segurança de pessoal e confiabilidade operacional das instalações e equipamentos.

A questão aqui apresentada considera o necessário equilíbrio que se deve aplicar nas especificações dos invólucros dos equipamentos e sistemas, que em primeira análise, de forma intuitiva, parecem associar o aumento do grau de proteção (sólidos e líquidos) à robustez da instalação e equipamentos. Assim, um painel elétrico IP54, seria mais robusto e confiável que um IP 40.

Do ponto de vista construtivo, a resposta pode ser positiva: uma estrutura IP54 pode ser mais “blindada” que uma IP 40.

Contudo, as questões de operação de equipamentos e instalações, exigem dos componentes instalados internamente aos invólucros, comportamentos térmicos com dissipação dificultada com o aumento do grau de proteção.

Assim, um painel elétrico com barramentos, disjuntores, chaves seccionadoras, TCs, TP's e todas as conexões, produzirão taxas de aquecimentos proporcionais ao produto das resistências pelo quadrado das correntes dos componentes e necessariamente essas perdas geradas em forma de calor devem ser dissipadas, mantendo o equilíbrio térmico do equipamento e componentes, respeitando os limites térmicos de cada componente.

A situação fica mais grave quando, no interior desses painéis, são instalados elementos de controle como: contatores e suas bobinas; sistemas controlados por elementos estáticos; semicondutores como os drivers / inversores de frequência dos motores com altas taxas de produção de calor; e outros componentes como retificadores ou UPS. Nesses casos, as soluções devem considerar sistemas de ventilação forçada, com filtros dificultando a operação adequada com alta taxa de intervenção em manutenção e causando falhas de operação.

Parece claro que a solução da construção de subestações, seja em alvenaria, eletrocentros, skids ou contêineres, se bem planejadas, considerando o controle térmico, pressão positiva e outros detalhes, permitem seguras e substanciais reduções nos investimentos efetuados em transformadores, painéis elétricos, linhas elétricas, iluminação, capacitores e acessórios diversos.

Essa análise, é sempre importante, antes da resposta imediata na especificação, e pode valer muito.

PROTEÇÃO PARA QUADROS ELÉTRICOS



Linha **CLAMPER** Front

CLAMPER Front V - **CLAMPER** Front Classe II - **CLAMPER** Front Classe I/II - **CLAMPER** Connect



DPS criados e fabricados por **ESPECIALISTAS** que **realmente entendem** do assunto.



www.clamper.com.br
(31) 3689.9500



CLAMPER

Novos requisitos sobre competências pessoais “Ex” para profissionais envolvidos com serviços em atmosferas explosivas



Roberval Bulgarelli é engenheiro eletricista e consultor sobre equipamentos e instalações em atmosferas explosivas.

Foi publicado em 28/11/2023, o documento IEC TS 60079-44, contendo requisitos para a avaliação da conformidade de competências pessoais “Ex” para profissionais envolvidos com serviços em equipamentos e instalações de instrumentação, automação, telecomunicações, elétricos e mecânicos “Ex” em atmosferas explosivas.

Este documento, na forma inicial de uma “Especificação Técnica”, tem como objetivo proporcionar orientação para estabelecer critérios mínimos recomendados para determinar funções, estabelecer expectativas das habilidades necessárias e evidências de competência para avaliar e gerenciar as competências pessoais “Ex” dos profissionais que executam, conduzem, supervisionam, fiscalizam, gerenciam ou auditam trabalhos em equipamentos e instalações em áreas classificadas.

O objetivo deste documento é fornecer orientação para estabelecer critérios mínimos recomendados para determinar funções, expectativas das habilidades necessárias, e evidência das competências pessoais, de forma a avaliar e gerenciar a competência do pessoal envolvido com serviços em equipamentos e instalações “Ex”.



Este documento apresenta exemplos e recomendações de níveis mínimos de competência pessoais “Ex” para funções “típicas” associadas a áreas classificadas, abordando as qualificações, conhecimentos, experiências, treinamentos, habilidades ou as competências que se espera das pessoas envolvidas com serviços “Ex”. Além disso, são apresentados exemplos de evidências de competências pessoais “Ex” esperadas para cada função de trabalho, como por exemplo, operação, manutenção, projeto, montagem, comissionamento, inspeção, recuperação, classificação de áreas ou auditorias de equipamentos e instalações em atmosferas explosivas.

As competências para conduzir trabalhos em áreas classificadas são adicionais a quaisquer competências que possam ser aplicadas ao tipo geral de trabalho que está sendo realizado, como por exemplo, credenciais profissionais, operações de equipamentos elétricos, operações de equipamentos não elétricos, projeto, montagem, comissionamento, inspeção, manutenção, recuperação, auditorias ou gestão de equipamentos e instalações “Ex”.

Este documento se aplica a instalações de instrumentação, automação, telecomunicações, elétricas e mecânicas em atmosferas explosivas.

A publicação identifica o nível mínimo de conhecimentos e habilidades necessárias para trabalhar em áreas classificadas e a competência específica necessária para o trabalho a equipamentos e instalações em atmosferas explosivas, bem como os padrões aos quais as competências pessoais “Ex” devem ser avaliadas e atribuídas.

Seu objetivo é proporcionar orientações para estabelecer critérios mínimos recomendados para determinar funções, expectativas das habilidades necessárias e evidência de competências pessoais “Ex”.



Exemplo de área de risco por conta da presença de atmosferas explosivas

A principal aplicação deste documento é para profissionais que estão envolvidos com execução, supervisão, fiscalização ou auditorias de equipamentos e instalações de instrumentação, automação, telecomunicações, elétricas ou mecânicas “Ex”, incluindo os seguintes serviços:

- Classificação de áreas;
- Produzir, processar ou realizar funções de manutenção em áreas classificadas, estando ou não diretamente envolvido com serviços de instalação, manutenção ou recuperação de equipamentos e instalações “Ex”;
- Projetar, comissionar e manter estratégias para equipamentos e instalações “Ex”;
- Selecionar, instalar, testar e manter equipamentos e instalações “Ex”;
- Inspecionar equipamentos e instalações “Ex”;
- Revisão, reparo, recuperação e modificação de equipamentos “Ex”;
- Aspectos de gestão de ativos e de instalações “Ex”.

De acordo com o IEC TS 60079-44, no que diz respeito à certificação de competências pessoais “Ex”, é reconhecido que as competências pessoais podem evoluir com o passar

do tempo, mas também pode deteriorar-se, nos casos em que estas não forem rotineiramente aplicadas. Portanto, para uma adequada avaliação da conformidade das competências pessoais “Ex” são requeridas a formação ou a educação continuada bem como avaliações periódicas. Quando for necessária formação ou avaliação de competências pessoais “Ex”, é esperado que os profissionais que realizam essas atividades tenham pelo menos o mesmo nível de competências pessoais “Ex” daqueles profissionais que estão sendo treinados ou avaliados. Estes e outros processos e requisitos específicos podem também ser definidos em Documentos Operacionais aplicáveis para sistemas de certificação de competências pessoais “Ex”.

Os participantes da Comissão de Estudo CE 003.031.006 do Subcomitê SCB 003.001 (Atmosferas explosivas) da ABNT/CB-003 (Eletricidade) acompanharam todo o processo e etapas de elaboração, comentários, votação, aprovação e publicação deste documento. Aquela Comissão de Estudo já iniciou os trabalhos de elaboração da respectiva ABNT IEC TS 60079-44, tendo como base os requisitos da DIRETIVA 3 da ABNT: Adoção de documentos técnicos internacionais.

Mais informações sobre a IEC TS 60079-44 podem ser encontradas em <https://webstore.iec.ch/publication/59779>



I.O.S.E

INSTITUTO O SETOR ELÉTRICO
EDUCAÇÃO E NEGÓCIOS

Torne-se o profissional de energia que o mundo precisa!

Automação de subestações • Aterramento de SE e LTs • Aterramento e PDA em UFV • Energia incidente • OpenDSS • O&M de subestações • O&M de parques eólicos • Projeto de subestações • Proteção de SEP • Proteção e seletividade de cabines MT • Qualidade de Energia e a Geração Distribuída • Transformadores de potência



Treinamentos técnicos e encontros de negócios com conteúdo da mais alta qualidade apresentado por verdadeiros mestres em suas áreas de atuação.

www.institutosetoreletrico.com.br

Índice de anunciantes

APS	47
Brval	49
Clamper	71
Cobrecom	39
Condumax	25
Dominik	3ª capa
Embrastec	57
Exponencial	45
Gonzaga	41
Grupo Gimi	2ª capa e 21
Intelli	4ª capa
Itaipu	19
KRJ	5
MaxBar	35
MCI	59
Minuzzi	29
Mitsubishi	7
Pextron	31
Relprot	65
Romagnole	27
SIL	67
Strahl	9
Trael	37
Varixx	13

SIGA-NOS:



GRUPO
DOMINIK +70

MÁQUINAS PARA MEDIR E FRACIONAR FIOS E CABOS.

SISTEMA DE CORTE (OPCIONAL)



+55 (48)33813333

+55 (48) 98403-9291

VISITE NOSSO SITE:

mdk.dominik.com.br

DOMINIK
TECNOLOGIA INDUSTRIAL

N O V O

**CONECTOR PERFURANTE
PARA REDES SUBTERRÂNEAS**

CDPS



INT

PORCA FUSÍVEL

Garantia de torque correto e confiabilidade.



IP68

Siga-nos nas redes sociais.

 /grupo-intelli  /grupointelli  /grupo_intelli  /grupointelli

GRUPO
INTELLI 
WWW.GRUPOINTELLI.COM.BR