



Capacidade de Corrente em Linhas Aéreas de Subtransmissão Aplicando Conceitos de Risco Térmico da NBR 5422/2024 e Metodologia de Cálculo do IEEE 738/2023 – Conceituação e Aplicação.

Tema: Linhas de Distribuição até 138 Kv aéreas e subterrâneas

Autores: Luis Felipe Benatti

Co-Autores: -

Empresa: CPFL - Companhia Paulista de Força e Luz

Resumo

A capacidade de corrente de linhas aéreas de subtransmissão é altamente influenciada por variáveis ambientais e critérios normativos de segurança. A determinação precisa da temperatura de operação dos cabos condutores é essencial para garantir segurança e eficiência na operação do sistema elétrico. Este trabalho explora a aplicação dos conceitos de risco térmico estabelecidos na NBR 5422/2024 e a metodologia de cálculo do IEEE 738/2023 para analisar a capacidade de corrente dos condutores.

O estudo inclui a coleta e análise de parâmetros climáticos obtidos de uma estação meteorológica automática, considerando variáveis como radiação solar, temperatura ambiente, velocidade e direção do vento. Além disso, são abordadas as equações de equilíbrio térmico que regem a troca de calor no condutor e a necessidade de resolução iterativa para determinar sua temperatura de operação.

Um estudo de caso é apresentado utilizando dados reais de uma estação meteorológica, com gráficos de risco térmico e valores práticos de operação de condutores típicos aplicados em sistemas de subtransmissão. Os resultados destacam a importância do monitoramento climático e do uso de metodologias computacionais eficientes na determinação da capacidade de corrente em sistemas de subtransmissão.

1. Introdução

A segurança e eficiência das redes de transmissão e subtransmissão dependem do correto dimensionamento da capacidade de corrente dos cabos. A sobrecarga pode levar ao superaquecimento, reduzindo a vida útil dos condutores e comprometendo a estabilidade do sistema elétrico. O IEEE 738/2023 fornece uma abordagem para a análise térmica dos cabos, enquanto a NBR 5422/2024 estabelece critérios normativos para mitigar os riscos associados ao aquecimento excessivo.

Este artigo tem como objetivo apresentar uma metodologia para estimar a capacidade de corrente de linhas de subtransmissão considerando a influência de variáveis climáticas e os conceitos de risco térmico. O risco térmico é definido como a probabilidade de que a temperatura superficial do condutor ultrapasse um determinado valor crítico. As temperaturas limites e típicas são associadas tanto às condições normais de operação quanto a situações de sobrecorrente, que são transitórias e não recorrentes.

A abordagem inclui a coleta de dados meteorológicos, a modelagem do equilíbrio térmico do condutor e a avaliação dos impactos das condições ambientais na operação das linhas aéreas. A determinação dos coeficientes térmicos do condutor considera as características finais do material ao longo da vida útil da linha.

Devido a exposição às intempéries e condições climáticas, a temperatura dos condutores é fortemente impactada pelas variáveis ambientais, como temperatura ambiente, vento e irradiação solar. Os dados utilizados neste trabalho são provenientes de estações meteorológicas automáticas do INSTITUTO NACIONAL DE METEOROLOGIA DO BRASIL – INMET, disponíveis em sua página na internet.

2. Desenvolvimento

O desenvolvimento do trabalho está dividido entre as etapas de coleta e avaliação dos parâmetros climáticos em estações meteorológicas automáticas, conceituação do risco térmico conforme a revisão da NBR 5422 de 2024, aplicações da metodologia de equilíbrio térmico conforme IEEE Std 738 de 2023 e a aplicação em um caso típico de subtransmissão.

2.1 Coleta de Parâmetros Climáticos

Uma etapa fundamental da análise é avaliar os dados de parâmetros ambientais disponíveis para verificação de condições seguras de cálculo e determinação de valores que possam ser aplicados com abrangência. Para esse trabalho, foram utilizados os dados de observação da Estação Meteorológica 179 do Instituto Nacional de Meteorologia INMET, cujos dados serão apresentados na sequência.

2.1.1 Estação Meteorológica

Uma estação meteorológica é um local onde são recolhidos dados para análise do tempo meteorológico. Encontram-se equipadas com instrumentos (ou sensores eletrônicos) de medição e registro das variáveis meteorológicas/climáticas. Os seus dados são utilizados para a previsão do tempo e para a caracterização do clima, pelo que também podem ser designadas por estações climatológicas.

A estação utilizada nesse trabalho está situada em Bauru, cidade no interior do estado de São Paulo. Trata-se de uma estação do tipo Automática, que capta dados hora a hora, armazenando os parâmetros ambientais da localidade, como: temperatura, umidade, pressão atmosférica, radiação solar, intensidade de direção de vento e precipitação.

Segunda a NBR 5422/24, a coleta desses dados deve abranger períodos longos, idealmente 10 anos, garantindo a representação adequada das variações sazonais. Caso esse período não esteja disponível, séries de no mínimo 3 anos podem ser consideradas, desde que estudos específicos assegurem sua representatividade climática

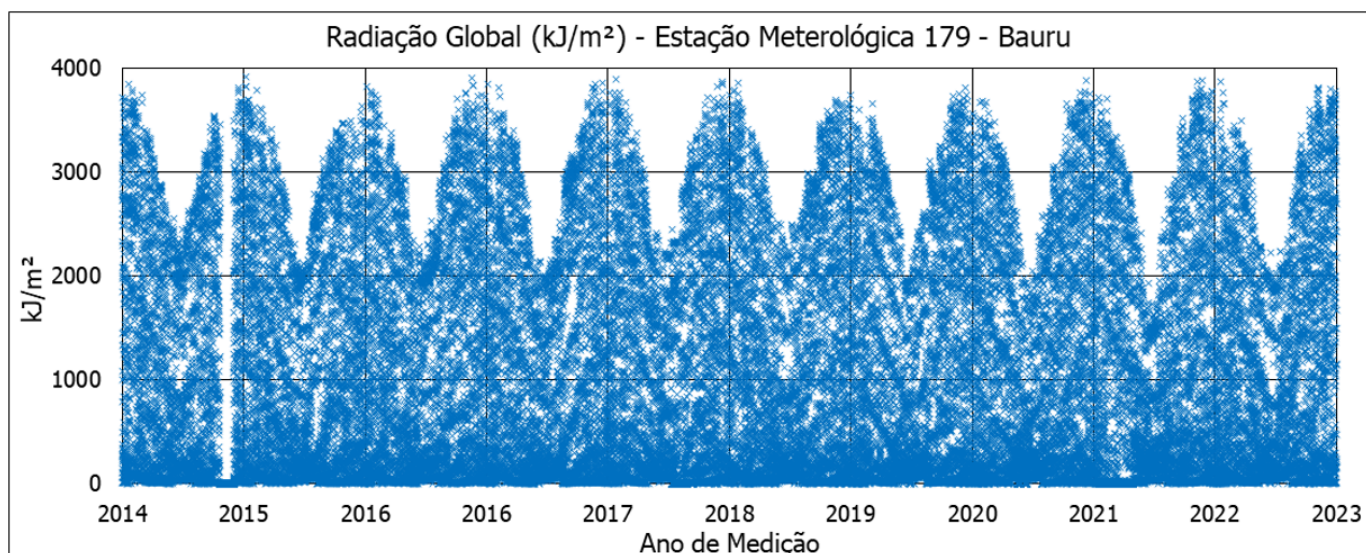


Figura 2 - Medições de Radiação Solar Global entre 2014 e 2023 – Autoria Própria

2.1.3 Vento de Brisa

Nas estações automáticas, a velocidade de vento horária, em m/s, é a medida da velocidade do vento. Este valor é a média dos últimos 10 minutos antes de cada hora cheia. Portanto, apesar da medição ser automática e a frequência ser horária, os valores disponibilizados representam uma amostragem de 16,6% da hora.

O Vento de Brisa, por definição, é um vento de baixa intensidade sem direção predominante. Ocorre principalmente pelas diferenças de temperatura na superfície terrestre, oceanos e lagos. A velocidade e direção do vento são fatores determinantes para a avaliação térmica de cabos em linhas aéreas de energia elétrica, pois compõem o principal mecanismo de resfriamento. Nesse quesito, há referências que avaliam o Risco Térmico dos cabos, considerando a temperatura que o condutor pode atingir se, transportando a corrente elétrica especificada, não houver vento para contribuir com a convecção forçada, atingindo a temperatura de recozimento do alumínio de vergalhão 1350 têmpera H-19, em 93°C.

Recomendações da NBR 5422/1985 apontavam para, se não há estudo específico para identificar a intensidade e direção de brisas na região de interesse, não utilizar intensidade superior a 1m/s. A versão atual da NBR 5422 não possui tal recomendação. Nas principais referências desse tema, destacando IEEE Std 738/2023 e a brochura técnica 601 do CIGRE, há unanimidade em se adotar vento de brisa com efeito transversal não superior a 0,6 m/s. Estudos avaliados pelas instituições concluíram que, grandes são as chances de, em trechos distintos ao longo da linha, não haver vento soprando, ou seja, se apresentar um estado de calmaria.

Para esse trabalho, foram avaliadas as coletas de Intensidade (Velocidade) e Direção de Vento em 10 anos de amostragem, conforme definido anteriormente. Ao apresentar os dados, conforme Figura 3, através de sua frequência relativa de intensidade, no centro da imagem, é possível notar que são baixas as frequência de ventos com velocidade superiores a 2 m/s. Através da curva de probabilidade acumulada, à esquerda da imagem, pode-se notar que 80% da intensidade de vento amostrada encontra-se entre 0 e 2 m/s.

O gráfico de dispersão polar, à direita da imagem na Figura 3, apresenta uma distribuição visual da frequência, direção e intensidade do vento. Nota-se que não há predominância na direção do vento através dessa imagem, porém, em um histograma polar, pode-se notar uma tendência maior na direção de vento no sentido de 90°, que nesse caso, está alinhado ao Leste.

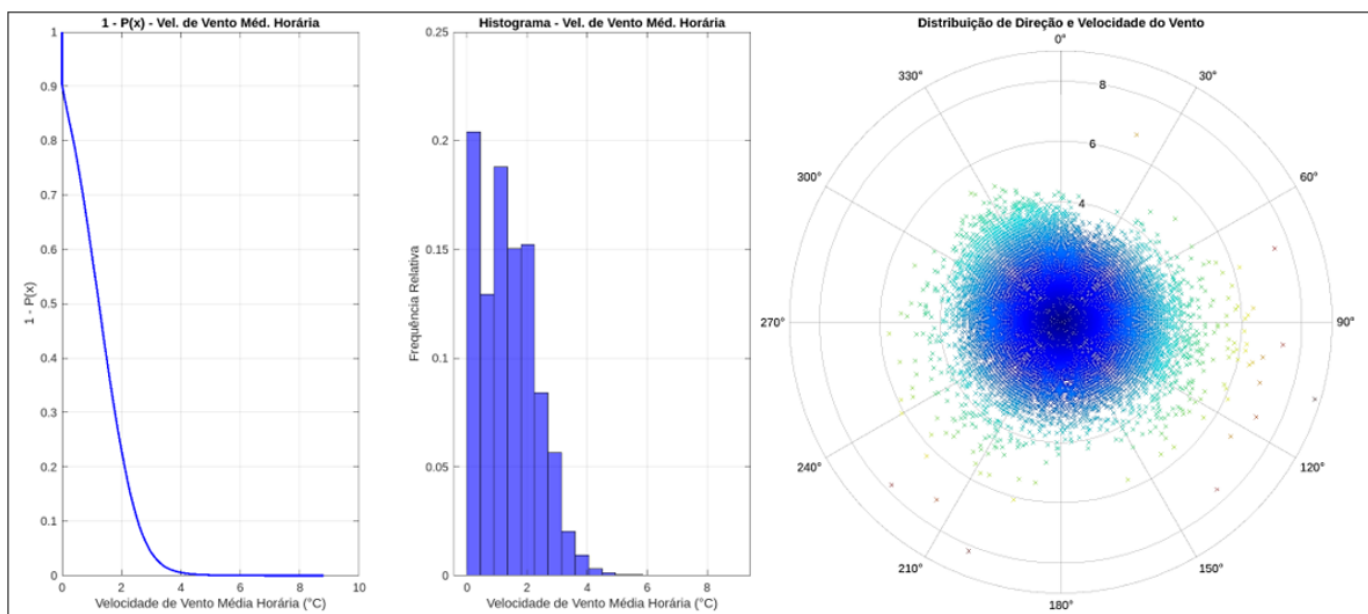


Figura 3 - Medições de Intensidade e Direção de Vento entre 2014 e 2023 – Autoria Própria

2.1.4 Temperatura Ambiente

A temperatura ambiente afeta a troca de calor entre o cabo e o meio, portanto, constitui-se de um parâmetro fundamental para encontrar o equilíbrio térmico de cabos em linhas aéreas de energia elétrica, além de ser um parâmetro mais estável que a velocidade do vento de brisa e com maior previsibilidade. Em estudos convencionais de ampacidade, utilizando dados típicos, de forma geral, somente a temperatura ambiente recebe uma avaliação estatística. Os demais parâmetros climáticos ou são calculados em função desta temperatura, ou são adotados baseados em estudos específicos, como é o caso da velocidade de vento de brisa e da incidência de radiação solar.

Se considerarmos, portanto, que as variáveis de incidência de radiação solar e vento de brisa são constantes, é possível abordar o risco térmico, em uma análise mais simplificada, como a probabilidade da temperatura ambiente superar o valor determinado como a temperatura da condição nominal de cálculo, para a estimativa de temperatura do condutor em regime normal e de sobrecorrente. Além disso, numa abordagem prática, a variação marginal na temperatura superficial do cabo, quando operando em temperaturas inferiores a 80°C, é equivalente à variação da temperatura ambiente, simplificando a análise de risco para a abordagem estatística da temperatura ambiente.

Como esse trabalho abordou dados de medições horárias, estas é que serão utilizadas, hora a hora, para determinar a temperatura dos cabos nos diferentes regimes de operação, as medições amostradas nos 10 anos de período de coleta de dados estão representadas na Figura 4.

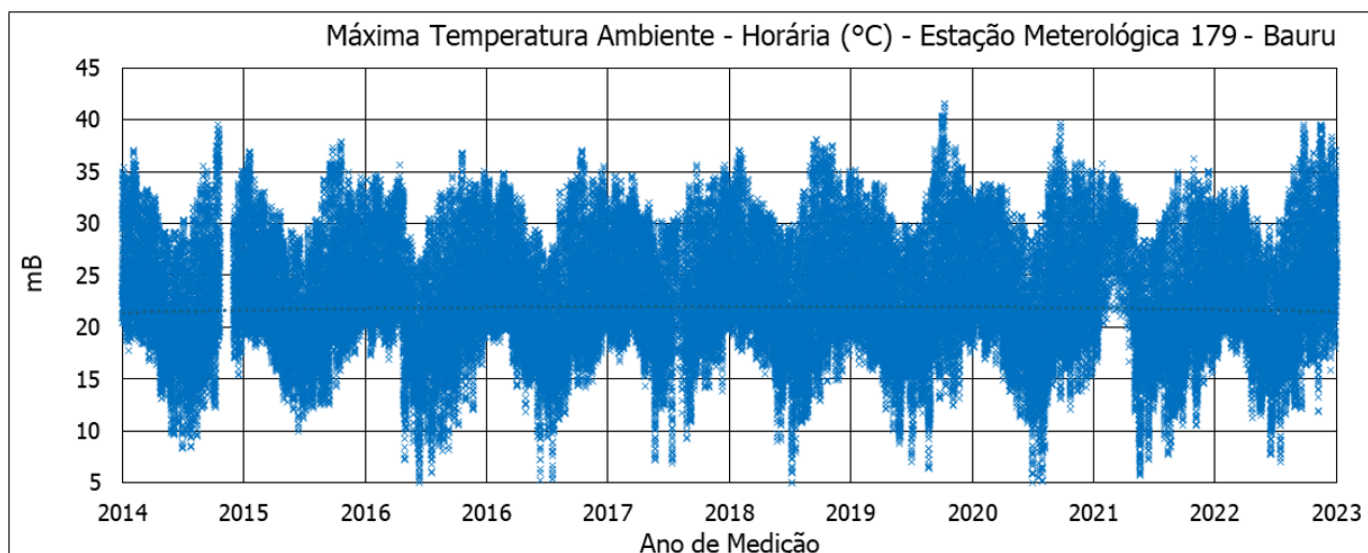


Figura 4 - Medições de Temperatura Ambiente Máxima Horária entre 2014 e 2023 – Autoria Própria

2.1.5 Pressão Atmosférica

A densidade do ar, que depende da pressão atmosférica, afeta a capacidade de resfriamento convectivo do cabo. Em altitudes mais elevadas, onde a pressão é menor, a dissipação térmica por convecção é reduzida, resultando em temperaturas operacionais mais altas para a mesma corrente elétrica.

O efeito da pressão atmosférica deve ser considerado em cálculos de resfriamento convectivo, especialmente para linhas de transmissão instaladas em regiões montanhosas. A equação de equilíbrio térmico do IEEE 738/2023 leva esse fator em consideração ao definir coeficientes específicos para diferentes altitudes.

Nota-se também, da análise gráfica na Figura 5, como a pressão atmosférica varia ao longo.

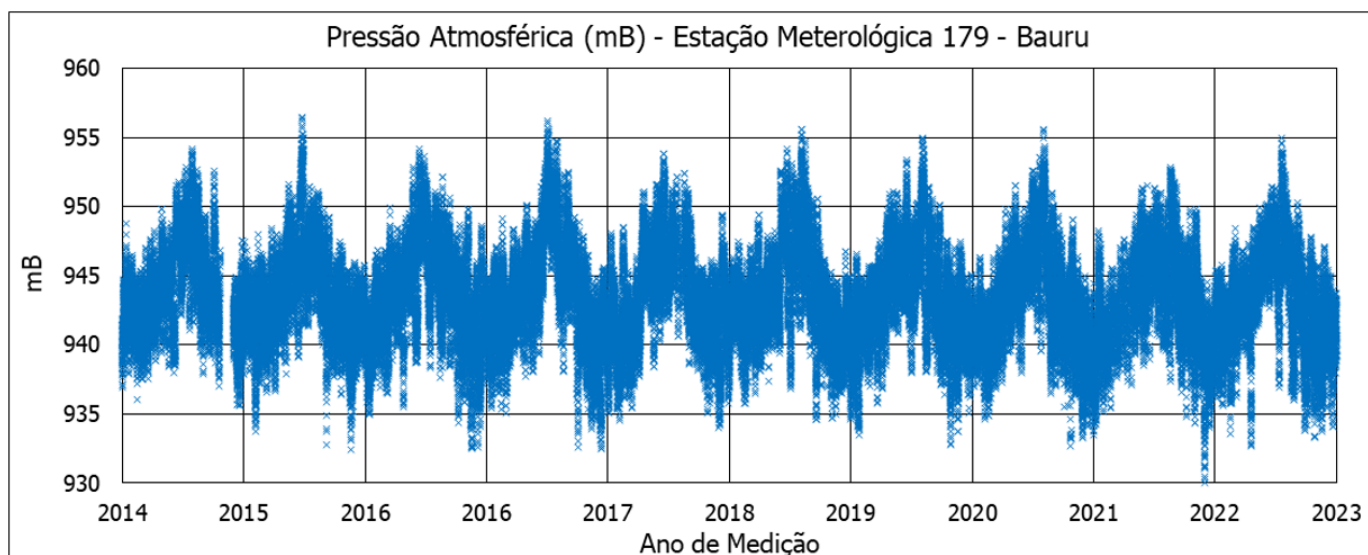


Figura 5 - Medições de Pressão Atmosférica ao Nível da Estação entre 2014 e 2023 – Autoria Própria

2.1.6 Umidade Relativa do Ar

A umidade relativa do ar pode influenciar a troca térmica do condutor ao modificar as propriedades termodinâmicas da atmosfera. O aumento da umidade do ar pode alterar a capacidade térmica do meio e, consequentemente, influenciar a dissipação de calor do condutor. Esse efeito pode ser mais significativo em locais onde a umidade varia sazonalmente.

Além disso, a umidade pode influenciar a formação de névoas e condensação sobre a superfície do condutor, o que pode impactar a troca de calor por radiação e convecção. No entanto, o efeito da umidade relativa no cálculo da capacidade de corrente não é tão expressivo quanto outras variáveis como a radiação solar e o vento.

Para uma modelagem térmica mais precisa, é recomendável que séries históricas de umidade relativa sejam analisadas em conjunto com outros parâmetros meteorológicos, assim como esse trabalho, garantindo que todas as variáveis sejam devidamente consideradas na equação de equilíbrio térmico do condutor.

2.2 Risco térmico

2.2.1 Conceituação pela NBR 5422/2024

Por definição da própria norma, o risco térmico constitui a probabilidade de que uma determinada temperatura superficial do cabo condutor venha a ser superada. A probabilidade de superação pode ser avaliada através do equacionamento de equilíbrio térmico de condutores nus em linhas aéreas ou por medição direta em um condutor com corrente constante, compatível com as características da corrente nominal e sobrecorrente avaliadas.

Conforme Tabela 4 da NBR 5422/24, há 4 condições de risco térmico a serem avaliados, sendo as condições típica e limite para o regime nominal de operação, com risco térmico máximo admitido de 15% e 1% respectivamente e condições típica e limite para o regime de operação em sobrecorrente, com risco térmico máximo admitido de 5% e 1% respectivamente.

O cálculo dessas temperaturas deve ser baseado em séries de medições meteorológicas ao longo da linha de transmissão. Para cada regime de operação e período climático, a maior temperatura calculada deve ser considerada como referência.

2.2.2 A Função de Risco Térmico

A função de risco térmico do condutor, $P(t)$, é definida a partir da distribuição estatística da temperatura do condutor ao longo do tempo. O risco térmico para uma temperatura de referência é obtido por:

$$P(t \geq t_{ref}) = 1 - F(t) = 1 - \int f(t)dt$$

onde $f(t)$ representa a densidade de probabilidade da temperatura do condutor, que depende de variáveis como temperatura ambiente, vento e radiação solar. A norma apresenta um histograma e uma curva típica de risco térmico em seu Anexo B.2, conforme apresentado na Figura 6:

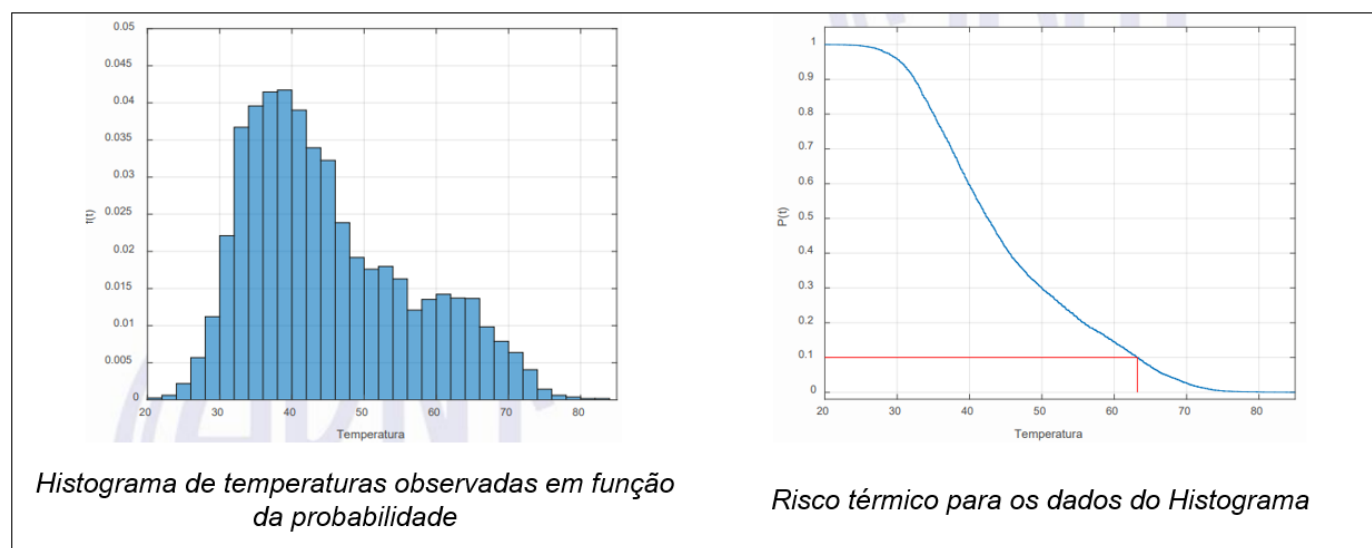


Figura 6 – Exemplo de Aplicação de Risco Térmico de 10% - Anexo B.2, NBR 5422/2024

2.3 Equação de Equilíbrio Térmico conforme IEEE Std 738/2023

A equação de equilíbrio térmico do IEEE 738/2023 modela a temperatura do cabo considerando:

$$q_j + q_s = q_r + q_c$$

Onde:

- q_j = calor gerado por efeito Joule (W/m)
- q_s = calor absorvido por radiação solar (W/m)
- q_r = calor dissipado por radiação térmica (W/m)
- q_c = calor dissipado por convecção (W/m)

O calor gerado por efeito Joule é dado por:

$$q_j = I^2 R(T_c)$$

A dissipação de calor por radiação térmica é modelada por:

$$q_r = 17.8 \times D_0 \times \varepsilon \times \left[\left(\frac{T_c + 273}{100} \right)^4 - \left(\frac{T_a + 273}{100} \right)^4 \right]$$

A dissipação de calor por convecção é dada por:

$$q_c = \max(q_{cn}, q_{c1}, q_{c2})$$

Sendo:

$$q_{cn} = 3.645 \times pf^{0.5} \times D_0^{0.75} \times (T_c - T_a)^{1.25}$$

$$q_{c1} = K_{angle} \times [1.01 + 1.35 \times N_{Re}^{0.52}] \times k_f \times (T_c - T_a)$$

$$q_{c2} = K_{angle} \times 0.754 \times N_{Re}^{0.6} \times k_f \times (T_c - T_a)$$

O número de Reynolds é definido como:

$$N_{Re} = \frac{D_0 \times \rho_f \times V_w}{\mu_f}$$

Onde:

$$T_{film} = \frac{T_c + T_a}{2}$$

$$\mu_f = \frac{1.458 \times 10^{-6} \times (T_{film} + 273)^{1.5}}{T_{film} + 383.4}$$

$$\rho_f = \frac{(1.293 - 1.525 \times 10^{-4} \times H_c + 6.379 \times 10^{-9} \times H_c^2)}{(1 + 0.00367 \times T_{film})}$$

$$k_f = 2.424 \times 10^{-2} + 7.477 \times 10^{-5} \times T_{film} - 4.407 \times 10^{-9} \times T_{film}^2$$

Dado o caráter não linear dessas equações e a dependência com a temperatura do condutor em diversos termos da equação de equilíbrio térmico, a equação se torna transcendental, determinada iterativamente.

Métodos numéricos como Newton-Raphson são empregados na solução desse problema.

2.4 Aplicação

Para exemplificar e consolidar os conceitos de aplicação da metodologia, foram utilizados dados reais de uma estação meteorológica, conforme descrito em 2.1 e um condutor com as características de um cabo ACSR (Aluminum Conductor Steel Reinforced) 336,4 kCM Linnet, muito aplicado em sistemas de subtransmissão no Brasil. A análise inclui: Cálculo do Risco Térmico para um condutor padrão de subtransmissão, determinação das condições de risco para diferentes períodos do ano, geração de histogramas e gráficos de risco térmico.

Um algoritmo implementado em MatLab foi utilizado para resolver o processo de cálculo, de forma eficiente e para a criação de gráficos elaborados que contribuem com a demonstração da metodologia e interpretação dos resultados.

2.4.1 Temperaturas de Operação

Para esse trabalho foram adotadas as seguintes condições: 30 anos de vida operativa mínima para o cabo; 10% de máxima degradação da capacidade mecânica dos fios condutores, formados por vergalhões de alumínio 1350 têmpera H19.

Os limites térmicos de operação foram definidos conforme abaixo:

a) Operação em Regime Nominal: O cabo condutor, nesse regime de operação, deve conduzir de forma eficiente, com baixas perdas, não apresentar flechas excessivas e não pode assumir uma temperatura tal que o coloque-o num processo de degradação de sua resistência mecânica. Para fins desse trabalho, assume-se, portanto, que a temperatura típica não deve ser superior a 75°C e na condição limite não deve ser superior 90°C.

b) Operação em Regime Sobrecorrente: O cabo condutor, nessa condição, deve operar em caráter temporário, não repetitivo e não programado, sendo decorrente de uma contingência no sistema elétrico, que necessite de tal carregamento acima do nominal para diminuir a necessidade de corte ou grandes remanejamentos de cargas. Pode também ser denominada como Operação em Regime de Emergência. De acordo com a NBR 5422/2024, essa condição não pode ultrapassar 5% do tempo anual de operação da linha, ou seja, 438 horas anuais, para uma linha que opera ininterruptamente. Considerando a vida útil mínima de 30 anos, poderá, portanto, estar submetida à 13.140 horas acumuladas ao regime de operação em sobrecorrente.

Nesse período acumulado, considerando os riscos térmicos nas condições típica e limite de 5% e 1%, respectivamente, deve-se escolher a menor corrente para esse regime que atenda à 657 horas ou 131 horas, respectivamente, às condições típica e limite, visando a degradação máxima de 10% da capacidade mecânica dos fios condutores ao final de sua vida operativa. Isso corresponde a valores próximos de 110°C para condição típica e 125°C para condição limite, segundo a Figura 7, extraída de Aluminum Electrical Conductor Handbook.

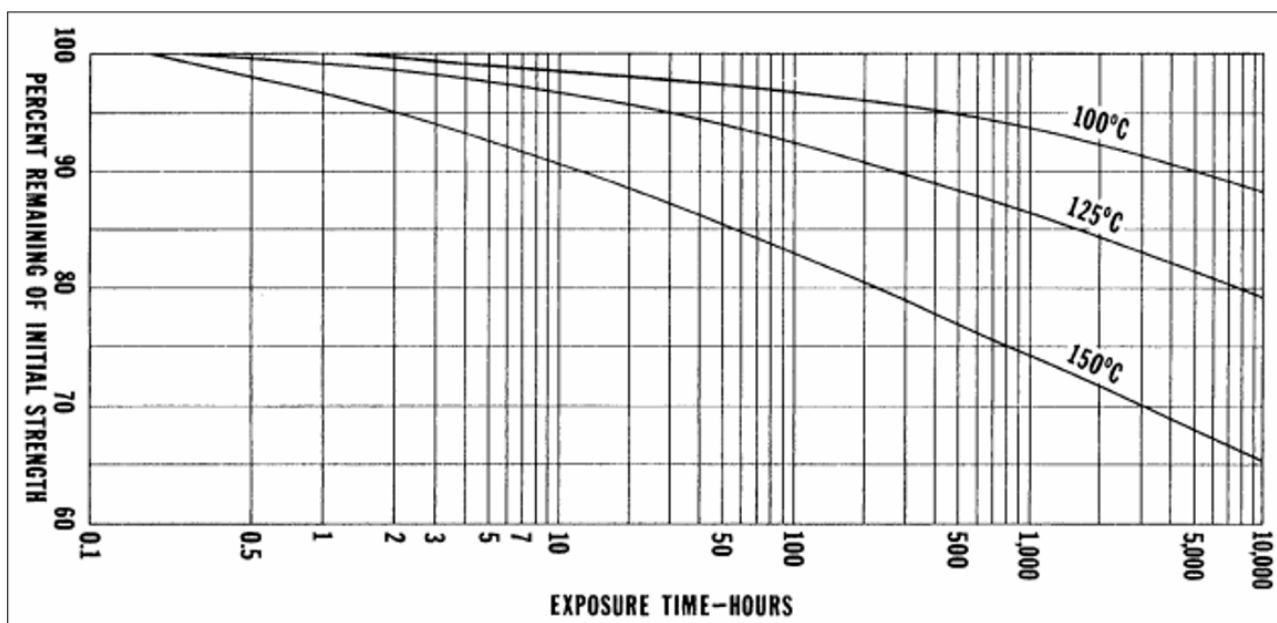


Figura 7 – Curva de Degradação da Resistência Mecânica de Fios de Alumínio 1350-H19 em função da temperatura de operação – Aluminum Electrical Conductor Handbook

2.4.2 Cálculo do Risco Térmico

Considerando as 81.354 amostras horárias, respectivas às coletas dos parâmetros meteorológicos pela estação automática, conforme definido no item 2.1.1 e aplicando o equacionamento de determinação da temperatura de um condutor submetido a uma corrente específica, conforme IEEE Std 738/2023, foi possível plotar as curvas de frequência de temperaturas de operação e a probabilidade acumulada de frequência das temperaturas, configurando a análise de risco térmico conforme abordados pela NBR 5422/2024, para uma corrente nominal de 478 A e 585 A, respectivamente.

Tais valores, que atendem às condições de operação preconizadas pelo item 2.4.1, foram estabelecidos após um processo iterativo, avaliando os resultados e observando os limites estabelecidos. A Figura 8 demonstra que a corrente nominal de 478 A representará uma faixa de operação entre 50 °C e 60 °C, sendo considerada a temperatura típica de 75°C, enquanto a limite atingirá 87°C.

Para a operação em regime de sobrecorrente, apresentada na Figura 8 pela cor vermelha, a temperatura típica de 110 °C foi estabelecida, enquanto a temperatura limite 115 °C. Apesar das altas temperaturas envolvidas, a probabilidade de temperaturas superiores a 90 °C, quando percorrer por esse condutor uma corrente de 585 A é de aproximadamente 20%.

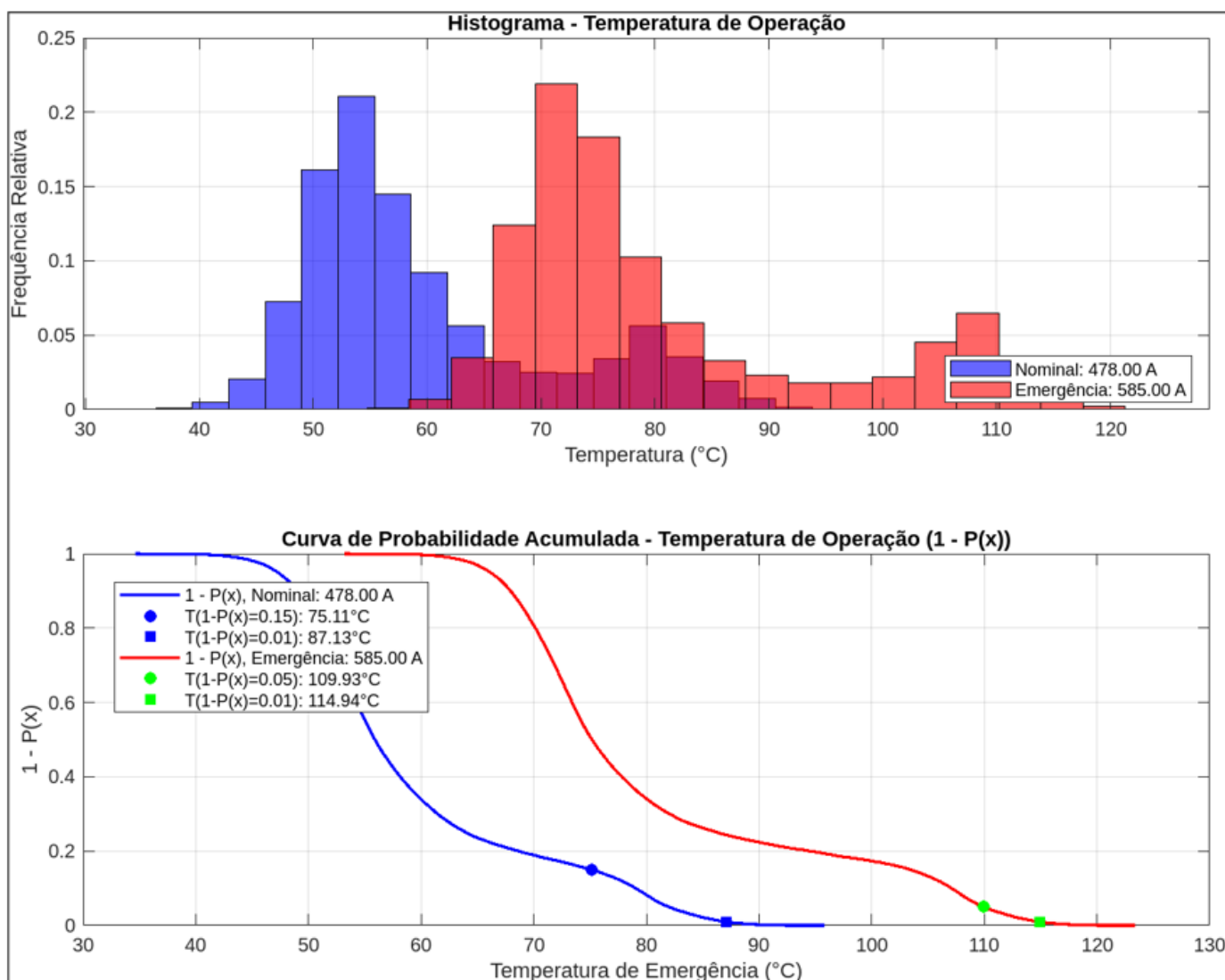


Figura 8 – Frequência de Temperaturas de Operação (Histograma) e Curva de Probabilidade Acumulada (1-P(x)) aplicados aos dados meteorológicos da região entre 2014 e 2023 – Autoria Própria

2.4.3 Representação da Sazonalidade

Para um aproveitamento otimizado da linha de transmissão e para uma avaliação mais detalhada do risco térmico desse condutor, devem ser avaliadas as temperaturas compatíveis com os riscos típico e limite, em cada regime de operação e períodos diferentes (noturno e diurno) para cada estação do ano, ou podem ser determinadas as correntes sazonais para os diferentes regimes, visando risco térmico igual em todas as sazonalidades.

Nas figuras a seguir, respectivamente de 9 a 12, são apresentadas as distribuições de probabilidade de temperaturas de operação diurnas e noturnas, para os regimes nominais e de emergência, distintos entre as estações da Primavera, Verão, Outono e Inverno.

É possível verificar que há variações das temperaturas típicas e limite quando comparado ao caso geral, apresentado na Figura 8. Como esperado, a distribuição das temperaturas do Verão são superiores ao do invernos, por exemplo, em função da variação das médias nas máximas temperaturas diárias e pelos índices de radiação global que chegam à atmosfera, conforme apresentando nos itens 2.1.2 e 2.1.4.

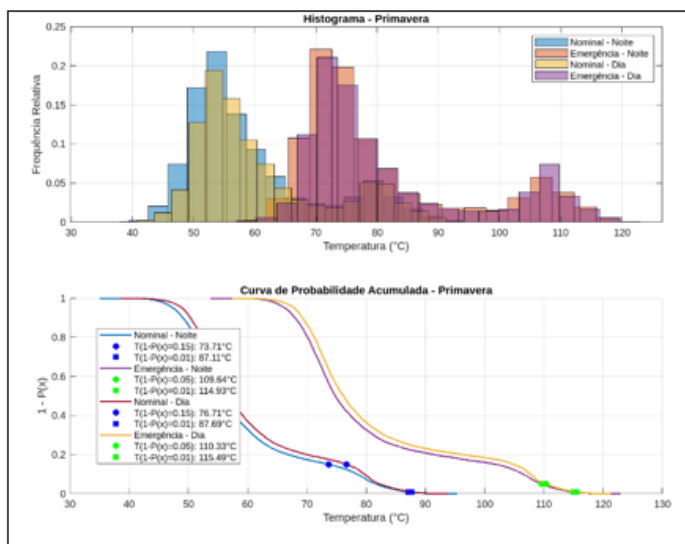


Figura 9 – Histograma e Probabilidade Acumulada ($1-P(x)$), na estação da Primavera entre 2014 e 2023

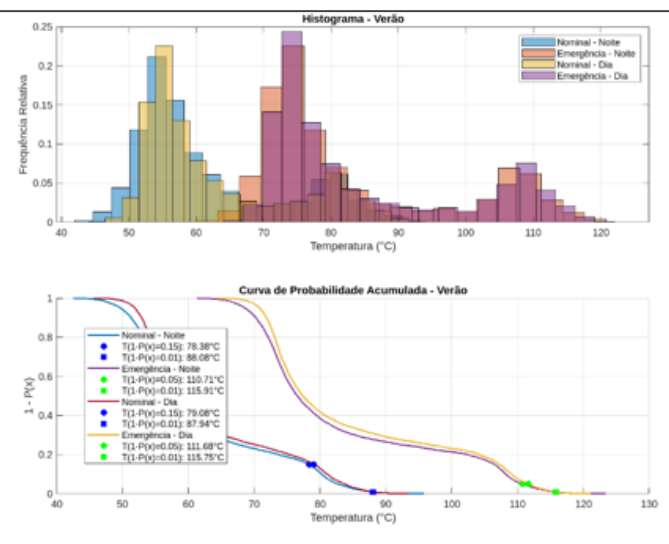


Figura 10 – Histograma e Probabilidade Acumulada ($1-P(x)$), na estação do Verão entre 2014 e 2023

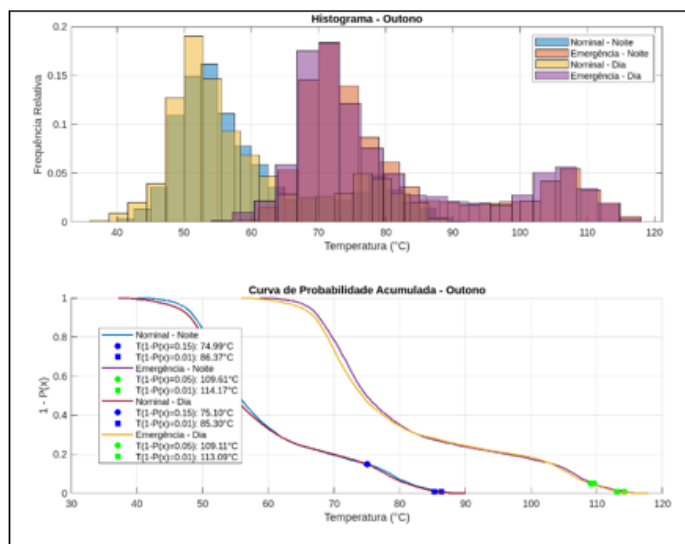


Figura 11 – Histograma e Probabilidade Acumulada ($1-P(x)$), na estação do Outono entre 2014 e 2023

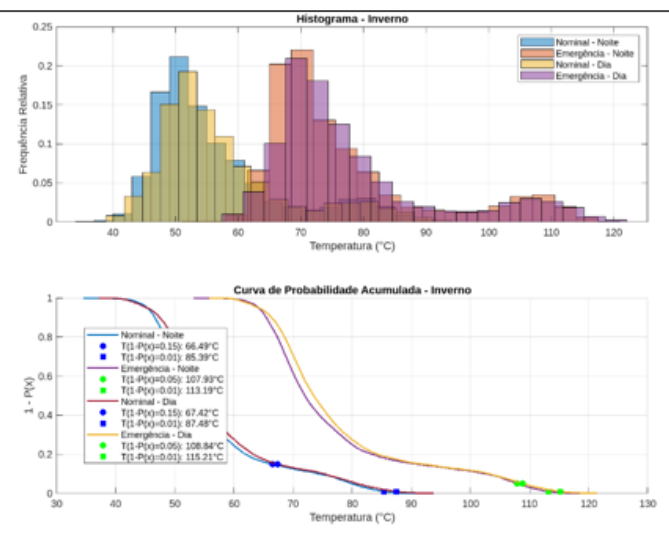


Figura 12 – Histograma e Probabilidade Acumulada ($1-P(x)$), na estação do Inverno entre 2014 e 2023

Da análise das figuras 9 – 12, pode-se perceber que valores de corrente superiores poderiam ser praticados no período de inverno, para o regime de operação normal, enquanto no período de verão um valor de corrente nominal e emergencial ligeiramente menores enquadrariam os valores de corrente estabelecidos dentro do risco da norma.

3. Conclusão

Este trabalho apresentou uma abordagem sucinta e prática sobre a aplicação da nova metodologia de cálculo para capacidade de corrente em linhas aéreas de distribuição e transmissão de energia elétrica, conforme a versão da NBR 5422 publicada em 2024, seguindo o critério de risco térmico.

Apresentou uma proposta e exemplo para considerações na escolha das temperaturas de operação em razão da perda da degradação da resistência dos fios condutores de liga 1350-H19.

A metodologia baseada na NBR 5422/2024 e IEEE 738/2023 permite uma análise de risco precisa da capacidade de corrente de linhas aéreas de subtransmissão. Os principais pontos observados foram: Importância da coleta de dados climáticos para uma avaliação realista e a necessidade de modelagem computacional para solução eficiente dos cálculos térmicos.

A consideração do risco térmico na definição das temperaturas limite e típica contribui para uma operação segura e eficiente das linhas aéreas de subtransmissão

Por fim, foram apresentadas conclusões sobre a aplicação dessa avaliação no segmento de subtransmissão da CPFL, incluindo a capacidade de um cabo padronizado no segmento e dados meteorológicos de uma estação automática da região de concessão da distribuição CPFL Paulista, resumidamente representado na Tabela 1, a seguir.

Tabela 1 – Resumo de Resultados para Aplicação da Metodologia de Risco Térmico conforme NBR 5422/2024 e Equilíbrio Térmico conforme IEEE 738/2023.

Condutor	Regime	Corrente	Condição	Risco Limite	Anual	Primavera		Verão		Outono		Inverno	
						Dia	Noite	Dia	Noite	Dia	Noite	Dia	Noite
ACSR 336,4 kCM Linnet	Nominal	478	Típica	15 %	75	77	74	79	78	75	75	67	66
			Limite	1 %	87	88	87	88	88	85	86	87	85
	Sobrecorrente	585	Típica	5 %	110	110	110	112	111	110	110	109	108
			Limite	1 %	115	115	115	116	116	113	114	115	113

4. Referências bibliográficas

IEEE Std 738/2023 – Standard for Calculating the Current-Temperature of Bare Overhead Conductors;

*INSTITUTO NACIONAL DE METEOROLOGIA DO BRASIL – INMET. Banco de Dados Meteorológicos.
Disponível em <https://bdmep.inmet.gov.br/>;*

ABNT NBR 5422/1985 – Projeto de Linhas Aéreas de Transmissão de Energia Elétrica – Procedimento;

ABNT NBR 5422/2024 EMENDA 1 – Projeto de Linhas Aéreas de Energia Elétrica – Critérios Técnicos;

Aluminum Electrical Conductor Handbook, third edition, 1989. The Aluminum Association, Washington, D. C.