



UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

WENDLER LUIS NOGUEIRA MATOS

UTILIZAÇÃO DE SATÉLITE GEOESTACIONÁRIO PARA AVALIAR A INCIDÊNCIA
DE RAIOS EM LINHAS DE TRANSMISSÃO DO
SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL BRASILEIRO

DM 16/2024

BELÉM
2024

WENDLER LUIS NOGUEIRA MATOS

UTILIZAÇÃO DE SATÉLITE GEOESTACIONÁRIO PARA AVALIAR A INCIDÊNCIA
DE RAIOS EM LINHAS DE TRANSMISSÃO DO
SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL BRASILEIRO

DM 16/2024

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica - PPGEE do Instituto de Tecnologia, da Universidade Federal do Pará, como parte dos requisitos necessários para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Dr. Adônis Ferreira Raiol Leal

BELÉM

2024

**Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP) de acordo com ISBD
Sistema de Bibliotecas da Universidade Federal do Pará
Gerada automaticamente pelo módulo Ficat, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)**

M425u Matos, Wendler Luis Nogueira.
Utilização de satélite geoestacionário para avaliar a incidência de raios em linhas de transmissão do sistema interligado nacional brasileiro / Wendler Luis Nogueira Matos. — 2024.
101 f. : il. color.

Orientador(a): Prof. Dr. Adônis Ferreira Raiol Leal
Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal do Pará,
Instituto de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Elétrica, Belém, 2024.

1. Raios. 2. Satélite. 3. GLM. 4. Transmissão de energia. 5.
SIN. I. Título.

CDD 621.3191

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

“UTILIZAÇÃO DE SATÉLITE GEOESTACIONÁRIO PARA AVALIAR A INCIDÊNCIA DE RAIOS EM LINHAS DE TRANSMISSÃO DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL BRASILEIRO”

AUTOR: WENDLER LUIS NOGUEIRA MATOS

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO SUBMETIDA À BANCA EXAMINADORA APROVADA PELO COLEGIADO DO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA, SENDO JULGADA ADEQUADA PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM ENGENHARIA ELÉTRICA NA ÁREA DE SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA.

APROVADA EM: 24/07/2024

BANCA EXAMINADORA:

Prof. Dr. Adônis Ferreira Raiol Leal
(Orientador – PPGEE/ITEC/UFPA)

Prof. Dr. Thiago Mota Soares
(Avaliador Interno – PPGEE/ITEC/UFPA)

Prof. Dr. Reinaldo Corrêa Leite
(Avaliador Externo ao Programa – FEEB/UFPA)

Prof. Dr. Alexandre Piantini
(Avaliador Externo – USP)

VISTO:

Prof. Dr. Diego Lisboa Cardoso
(Coordenador do PPGEE/ITEC/UFPA)

A Deus, pela graça da vida e da sabedoria. Aos meus pais, irmão e minha noiva, por todo amor e companheirismo durante minha vida.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente a Deus, pelas bênçãos e oportunidades ao longo da minha vida, e por sempre fortalecer a minha fé, esperança e amor.

A meus pais, José e Gilmara, e irmão, Guilherme, por me amarem incondicionalmente. Dedico a eles todo o meu trabalho, esforço e estudo. Aos meus avós, Maria e Jerônima, avôs, Galdino e Francisco, e toda a família, por todo apoio e amor nas minhas decisões.

A minha noiva Giovana, pelo amor, cumplicidade, respeito e companheirismo; sua mãe Rosalba e sua família, por me acolherem de braços abertos como parte da família.

Ao professor e amigo Adônis Leal, pelos anos de conhecimento e paciência desde o início da minha graduação, durante o TCC e agora no mestrado, em vários projetos e artigos.

Ao Laboratório de Pesquisa em Descargas Atmosféricas (LPDA), sob orientação do professor Adônis, o qual fui colaborador desde a graduação. Agradecimento ao membro Gabriel Arcaño, pela amizade e ajuda com os códigos computacionais.

Agradeço aos membros da banca, composta por Alexandre, Reinaldo e Thiago, por aceitarem fazer parte e contribuir com a apresentação desse trabalho.

Agradecimento ao professor e amigo Cláudio Mardegan, pelos ensinamentos que contribuíram na escrita dessa dissertação.

Agradeço a Universidade Federal do Pará (UFPA), por me proporcionar uma educação gratuita e de qualidade, e a todos os professores que contribuíram para minha formação.

Agradeço a CAPES pela bolsa de mestrado, que me deu oportunidade de desenvolver a presente dissertação.

Por fim, agradeço a todos que, direta ou indiretamente, contribuíram para esse trabalho.

“Adquire sabedoria, adquiere inteligência, e não te esqueças nem te apartes das palavras da minha boca. Não a abandones e ela te guardará; ama-a, e ela te protegerá. A sabedoria é a coisa principal; adquiere, pois, a sabedoria, emprega tudo o que possuis na aquisição de entendimento. Exalta-a, e ela te exaltará; e, abraçando-a tu, ela te honrará. Dará à tua cabeça um diadema de graça e uma coroa de glória te entregará. Ouve, filho meu, e aceita as minhas palavras, e se multiplicarão os anos da tua vida.”

Provérbios, 4:5-10.

RESUMO

Descargas atmosféricas são responsáveis pela morte de pessoas e animais, além de danos ao sistema elétrico, no âmbito de redes de distribuição e de transmissão. Um dos principais parâmetros para se avaliar a ocorrência de raios é a densidade de descargas em uma determinada região de interesse. O sensor GLM, a bordo do satélite geoestacionário GOES-16, permite um monitoramento contínuo das Américas. Por meio do processamento dos dados, é possível realizar a plotagem da densidade de descargas para qualquer região dentro do campo de visão. A utilização desses dados permite um acompanhamento da ocorrência de raios, auxiliando na identificação de regiões de maior risco de danos associados aos raios. Em se tratando de um país extenso como o Brasil, que possui muitas linhas de transmissão com centenas de quilômetros, formando o Sistema Interligado Nacional (SIN), é imprescindível ter dados atualizados e regionalizados. Dados do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) foram processados, e informações importantes acerca das linhas do SIN foram apresentadas, como a quantidade de linhas por nível de tensão e suas extensões em quilômetros, quantidade de falhas nas linhas por ano, por mês e por nível de tensão, bem como a porcentagem de cada tipo de falha, observando-se que a principal causa de falhas é devido a descargas atmosféricas, com 25%, sendo um dos pontos que fundamentaram a importância do presente trabalho. O objetivo da dissertação é prover dados atualizados de densidade de descargas atmosféricas no período 2019-2023, para todas as linhas de transmissão pertencentes a rede base de transmissão de energia do Brasil, nos seguintes níveis de tensão: 230, 345, 440, 500, 525, 600, 765 e 800 kV. Mapas foram gerados para cada nível de tensão, e também um mapa geral para todo o SIN e para todo o território brasileiro. A quantidade de raios mensal foi comparada com o número de falhas mensal, observando-se que os períodos do ano mais críticos são o primeiro e o último trimestre. Considerando todas as linhas de transmissão, a média de densidade de raios foi de 11,74 raios/ km²/ ano, e para o Brasil foi de 13,17 raios/ km²/ ano, com valor máximo de 57,62 raios/ km²/ ano. Além disso, a quantidade média de raios, durante os 5 anos, foi de 46 milhões para as linhas do SIN e 98 milhões para o Brasil. Por fim, foi observado uma correlação muito forte, de coeficiente 0,91 entre a quantidade mensal de raios e a quantidade mensal de falhas causadas por raios, durante o período de observação.

Palavras-chave: Raios, satélite, GLM, transmissão de energia, SIN.

ABSTRACT

Lightning is responsible for the death of people and animals, in addition to damage to the electrical system, within the scope of distribution and transmission networks. One of the main parameters for evaluating the occurrence of lightning is the lightning density in a given region of interest. The GLM sensor, on board the GOES-16 geostationary satellite, allows continuous monitoring of the Americas. Through data processing, it is possible to plot the lightning density for any region within the field of view. The use of this data allows monitoring the occurrence of lightning, helping to identify regions at greater risk of damage associated with lightning. In the case of a large country like Brazil, that has many transmission lines with hundreds of kilometers, forming the National Interconnected System (SIN), it is essential to have updated and regionalized data. Data from the National Electric System Operator (ONS) were processed, and important information about the SIN lines was presented, such as the number of lines per voltage level and their lengths in kilometers, number of line failures per year, per month and by voltage level, as well as the percentage of each type of failure, noting that the main cause of failures is due to lightning, with 25%, being one of the points that supported the importance of this work. The objective of the dissertation is to provide updated lightning density data in the period 2019-2023 for all transmission lines belonging to Brazil's base power transmission network, at the following voltage levels: 230, 345, 440, 500, 525, 600, 765 and 800 kV. Maps were generated for each voltage level, and also a general map for the entire SIN and the entire Brazilian territory. The monthly amount of lightning was compared with the monthly number of faults, observing that the most critical periods of the year are the first and last quarter. Considering all transmission lines, the average lightning density was 11.74 lightning/km²/year, and for Brazil it was 13.17 lightning/km²/year, with a maximum value of 57.62 lightning/km²/year. Furthermore, the average number of lightning, during the 5 years, was 46 million for the SIN lines and 98 million for Brazil. Finally, a very strong correlation was observed, with a coefficient of 0.91, between the monthly number of lightning and the monthly number of faults caused by lightning, during the observation period.

Keywords: Lightning, satellite, GLM, power transmission, SIN.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Mortes e acidentes por ano (2009 – 2019).....	17
Figura 2 – Número de vítimas fatais e não-fatais decorrentes de descargas atmosféricas. Série histórica 2013-2023.	18
Figura 3 – Quantidade de gado morto por estado (2012 – 2019).....	19
Figura 4 – Alturas de Torres da Linha de Transmissão 500 kV entre Tucuruí e Manaus.....	20
Figura 5 – Classificação de descargas atmosféricas a partir de seu sentido de propagação e polaridade elétrica, sendo (a) descendente negativo, (b) ascendente negativo, (c) descendente positivo e (d) ascendente positivo.	25
Figura 6 – Descarga de retorno conectada com um líder ascendente no solo, e visualização de vários líderes ascendentes não conectados.....	26
Figura 7 – Evolução no tempo dos processos que ocorrem durante uma descarga atmosférica nuvem-solo com polaridade negativa.....	28
Figura 8 – Densidade de descargas atmosféricas NG - Mapa do Brasil (descargas atmosféricas / km ² / ano).....	30
Figura 9 – Formas de ondas típica da (a) corrente de descarga positivas, (b) corrente de descargas negativas (única ou primeira) e (c) corrente de descarga negativa subsequente à primeira.....	32
Figura 10 – Distribuições estatísticas cumulativas de correntes de pico (os valores percentuais no eixo vertical devem ser subtraídos de 100% para obter a probabilidade de exceder o valor de corrente) para descargas negativas primeiras, adotados pelo IEEE e CIGRE.....	33
Figura 11 – Quantidade de sensores da rede de detecção de raios brasileira em (a) 1988, (b) 1999, (c) 2004 e (d) 2005.	36
Figura 12 – Sensores da rede brasileira de detecção de raios BrasilDAT.....	37
Figura 13 – Campo de visão do GLM no satélite GOES-EAST (azul) e no satélite GOES-WEST (vermelho).....	39
Figura 14 – Exemplo de como os dados de evento, grupo e flash (raio) são identificados pelo algoritmo do GLM.	40
Figura 15 – Matriz de energia elétrica, de acordo com dados da ONS, para os anos de (a) 2020, (b) 2021, (c) 2022 e (d) 2023.	44
Figura 16 – Linhas de transmissão da rede básica brasileira, de acordo com dados da ONS presentes no Relatório Anual de 2023.	45
Figura 17 – Raio atingindo o condutor de fase mais alto de uma linha de transmissão (a) em 22 de julho de 2000 e (b) em 9 de julho de 1998.....	49
Figura 18 – (a) Região amazônica com a hidrografia na cor azul e a caixa vermelha em destacando a localização da linha de transmissão de 230 kV e (b) destaque na região de interesse, com células de grade de 0,1° x 0,1° e a região de 50 km ao redor da linha utilizada para filtragem dos dados.	53
Figura 19 – Densidade de raios ao longo da LT 230 kV, no período 2019-2022, utilizando dados do GLM.....	54
Figura 20 – Densidade total de raios na região da linha de 500 kV, na Colômbia, para o período 2019-2021, a partir de dados do GLM. A localização das faltas que houveram na linha estão na forma de quadrados na cor vermelha.....	55
Figura 21 – Sequência de ações desenvolvidas no processamento dos dados do GLM.	57
Figura 22 – Interligação Tucuruí – Manaus – Macapá.	61
Figura 23 – Esquema do processo de lançamento dos cabos na travessia.	62
Figura 24 – Vista das torres 238/1 e 241/1 da linha 500 kV Xingu-Jurupari.....	62
Figura 25 – Geometria do modelo das torres GTS.....	63
Figura 26 – (a) Quantidade e (b) Porcentagem de linhas de transmissão, por cada nível de tensão presente no SIN.	65

Figura 27 – Extensão em quilômetros das linhas de transmissão do SIN por nível de tensão.....	67
Figura 28 – TOP 20 Causas de falhas em linhas de transmissão do SIN, no período 2019-2023.	68
Figura 29 – Ninhos de Curicacas em estrutura de linha de 500 kV.	68
Figura 30 – Número de falhas nas linhas de transmissão do SIN, no período 2019-2023 (a) incluindo todos os tipos de falhas e (b) apenas falhas por descargas atmosféricas.....	70
Figura 31 – Número de falhas nas linhas de transmissão do SIN, classificadas por nível de tensão (kV), no período 2019-2023 (a) incluindo todos os tipos de falhas e (b) apenas por descargas atmosféricas.....	71
Figura 32 – Número de falhas em linhas de transmissão do SIN causadas, classificadas mensalmente, no período 2019-2023 considerando (a) todas as causas de falhas e (b) apenas falhas causadas por descargas atmosféricas.	73
Figura 33 – Quantidade total de raios (milhões), 50 km ao redor das linhas do SIN, de acordo com dados do GLM, durante os anos 2019-2023.....	75
Figura 34 – Densidade de raios, de acordo com dados do GLM, no período 2019-2023, para linhas de 230 kV com buffer de 50 km, (a) sem e (b) com o traçado das linhas.....	76
Figura 35 – Densidade de raios, de acordo com dados do GLM, no período 2019-2023, para linhas de 345 kV com buffer de 50 km, (a) sem e (b) com o traçado das linhas.....	77
Figura 36 – Densidade de raios, de acordo com dados do GLM, no período 2019-2023, para linhas de 440 kV com buffer de 50 km, (a) sem e (b) com o traçado das linhas.....	78
Figura 37 – Densidade de raios, de acordo com dados do GLM, no período 2019-2023, para linhas de 500 kV com buffer de 50 km, (a) sem e (b) com o traçado das linhas.....	79
Figura 38 – Densidade de raios, de acordo com dados do GLM, no período 2019-2023, para linhas de 525 kV com buffer de 50 km, (a) sem e (b) com o traçado das linhas.....	80
Figura 39 – Densidade de raios, de acordo com dados do GLM, no período 2019-2023, para linhas de 600 kV com buffer de 50 km, (a) sem e (b) com o traçado das linhas.....	81
Figura 40 – Densidade de raios, de acordo com dados do GLM, no período 2019-2023, para linhas de 765 kV com buffer de 50 km, (a) sem e (b) com o traçado das linhas.....	82
Figura 41 – Densidade de raios, de acordo com dados do GLM, no período 2019-2023, para linhas de 800 kV com buffer de 50 km, (a) sem e (b) com o traçado das linhas.....	83
Figura 42 – Densidade de raios, de acordo com dados do GLM, no período 2019-2023, para todas as linhas do SIN com buffer de 50 km, (a) sem e (b) com o traçado das linhas.....	84
Figura 43 – Densidade de descargas atmosféricas, de acordo com dados do GLM, para o Brasil no período 2019-2023.	85
Figura 44 – Média mensal da quantidade de raios, de acordo com dados do GLM, no período 2019-2023, para a região 50 km ao redor das linhas de transmissão do SIN.	87
Figura 45 – Quantidade mensal total de raios para o período 2019-2023 (em milhões) e mensal da quantidade de falhas no SIN causadas por raios.	88
Figura 46 – Gráfico de dispersão da quantidade total de raios para o período 2019-2023 (em milhões) e reta de regressão linear simples com coeficiente de determinação.	88
Figura 47 – Densidade de descargas atmosféricas para uma região de 50 km ao redor da linha de transmissão de 500 kV Xingu-Jurupari, considerando os limites municipais dentro da área de plotagem, bem como a hidrografia nas linhas de cor azul (a) mostrando todo o o estado do Pará, (b) com zoom e delimitação do traçado da linha e (c) zoom na travessia do rio Amazonas.	90

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Principais características de uma descarga de retorno negativa.	31
Tabela 2 – Probabilidade de que uma descarga exceda determinados valores de corrente, para descargas negativas primeiras e subsequentes.	34
Tabela 3 – Extensão das linhas de transmissão do SIN, por nível de tensão, para o ano de 2023 e a previsão para o ano de 2028.	45
Tabela 4 – Desempenho de linhas de transmissão por nível de tensão.	50
Tabela 5 – Informações contidas na planilha de dados de falhas no SIN.	58
Tabela 6 – Exemplos de ocorrências de falhas, após filtragem de dados.	59
Tabela 7 – Exemplo de linhas da base de dados dos traçados geográficos.	60
Tabela 8 – Informações sobre as linhas em corrente contínua do SIN.	66
Tabela 9 – Número de falhas nas linhas de transmissão do SIN, por classe de tensão (kV), no período 2019-2023, com os valores totais por ano e por tensão.	72
Tabela 10 – Número de falhas nas linhas de transmissão do SIN causadas por descargas atmosféricas, por classe de tensão (kV), no período 2019-2023, com os valores totais por ano e por tensão.	72
Tabela 11 – Quantidade de raios e parâmetros estatísticos da densidade de raios, para a região de 50 km ao redor dos níveis de tensão de 230, 345, 440, 500, 525, 600, 765 e 800 kV, considerando todas as linhas do SIN e também para o Brasil.	86

LISTA DE ABREVIATURAS

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

Cb – *Cumulonimbus*

CC – Corrente contínua

CFO – *Critical Flashover Voltage* (Tensão Crítica de Flashover)

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

GLM – *Geostationary Lightning Mapper* (Mapeador de Raios Geoestacionário).

IN – Intra-Nuvem

LLS – *Lighting Location Systems* (Sistemas de localização de raios)

LPDA – Laboratório de Pesquisa em Descargas Atmosféricas

LT – Linhas de Transmissão de energia elétrica

MME – Ministério de Minas e Energia

NA – Nuvem-Ar

NBI – Nível Básico de Isolamento

NN – Nuvem-Nuvem

NS – Nuvem-Solo

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico

SIN – Sistema Interligado Nacional

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	16
1.1 Tema e problemática.....	16
1.2 Justificativa.....	21
1.3 Objetivos	21
1.3.1 Objetivo geral.....	21
1.3.2 Objetivos específicos.....	21
1.4 Organização do trabalho	22
2. DESCARGAS ATMOSFÉRICAS E SISTEMAS DE DETECÇÃO	23
2.1 Introdução.....	23
2.2 Conceitos fundamentais	23
2.3 Raio nuvem solo descendente negativo.....	25
2.4 Sistemas de detecção de descargas atmosféricas	35
2.5 Satélite GOES-16.....	38
2.6 Conclusão	41
3. DESCARGAS ATMOSFÉRICAS EM SISTEMAS ELÉTRICOS	42
3.1 Introdução.....	42
3.2 Sistema Interligado Nacional brasileiro	42
3.3 Raios em linhas de transmissão.....	46
3.4 Dados de satélite para avaliar a incidência de raios em linhas de transmissão	52
3.5 Conclusão	55
4. METODOLOGIA	56
4.1 Introdução.....	56
4.2 Obtenção dos dados de raios do GLM.....	56
4.3 Dados de falhas nas linhas de transmissão.....	57
4.4 Localização das linhas de transmissão	60
4.5 Verificação da quantidade anual de raios em um vão da linha Xingu-Jurupari de 500 kV entre NBR-5419 e GLM.....	61
4.6 Conclusão	64
5. RESULTADOS E DISCUSSÕES	65
5.1 Introdução.....	65
5.2 Análise de dados das linhas de transmissão do SIN	65
5.3 Análise de falhas no SIN	67
5.4 Raios no SIN	74
5.5 Conclusão	92

6. CONCLUSÃO	93
7. TRABALHOS FUTUROS	95
REFERÊNCIAS	96

1. INTRODUÇÃO

1.1 Tema e problemática

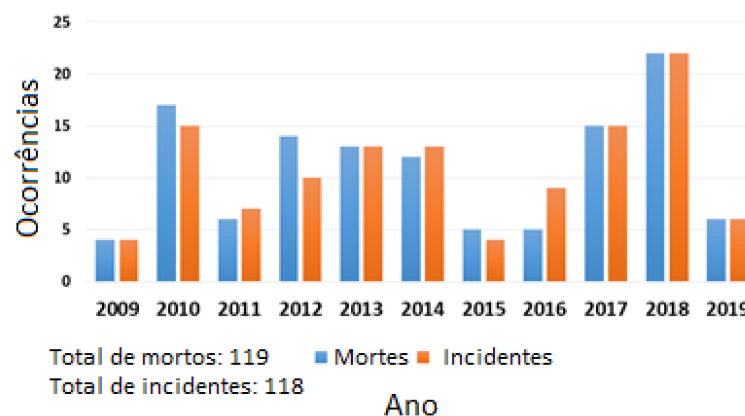
Os raios estão associados a mortes de pessoas e animais, e danos a linhas e torres de transmissão de energia elétrica. O conhecimento da distribuição de ocorrência de raios é importante para diversos setores, empresas privadas e entidades governamentais, como: agricultura, energia e aviação, serviços florestais, concessionárias de energia elétrica e empresas de energias renováveis eólica e solar (LYNN *et al.*, 2012). Estima-se que mais de 2 bilhões de raios atinjam a Terra anualmente (VAISALA, 2022). A ocorrência de raios no mundo aumentará cerca de 50% até o final do século XXI. As alterações climáticas e o aquecimento global afetam a dinâmica da ocorrência de raios. Segundo a NASA - *National Aeronautics and Space Administration* (Administração Nacional da Aeronáutica e Espaço), quando a temperatura da Terra aumenta em 1°C, a incidência de raios aumenta em $12 \pm 5\%$ (ROMPS *et al.*, 2014).

Por ser o país mais extenso na zona tropical, região com maior presença de nuvens do tipo *Cumulonimbus* (Cb), o Brasil possui muita incidência de raios. Segundo o Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE), o Brasil foi o país com maior taxa de raios do mundo no período 2012-2017, com uma média anual de 77,8 milhões de raios. A unidade da federação brasileira com maior densidade de raios é o Tocantins, com 17,1 raios/km²/ano, seguido pelo Amazonas (15,8), Acre (15,8), Maranhão (13,3), Pará (12,4), Rondônia (11,4), Mato Grosso (11,1), Roraima (7,9), Piauí (7,7) e São Paulo (5,2), sendo os 10 estados com maior densidade de raios por quilômetro quadrado por ano (INPE, 2017).

Na China, cerca de 100 pessoas são mortas ou feridas por raios todos os anos (ZHANG *et al.*, 2010). Na Índia, cerca de 5.259 pessoas morreram entre 1979 e 2011 (SINGH; SINGH, 2015). Entre 2001 e 2006, 60 pessoas morreram (75% homens), na região da Polônia, de acordo com o CSO - *Central Statistical Office* (Serviço Central de Estatística). A região da Polônia apresentou uma taxa de 0,81 mortos por milhão de habitantes (LOBODA, 2008). De acordo com o *National Administrative Department of Statistics* (Departamento Administrativo Nacional de Estatística), 757 pessoas morreram, entre 2000 e 2009, na Colômbia, sendo 80,3% homens. A região apresentou uma taxa de 1,78 mortos por milhão de habitantes (ALDANA; COOPER; HOLLE, 2014).

Durante o período de janeiro de 2009 até abril de 2019, houveram 118 incidentes de associados a danos causados por raios em pessoas, na região da Amazônia Legal. Esses eventos foram responsáveis por 119 mortes. A Figura 1 mostra a quantidade de ocorrências e de mortes, ao longo do período de estudo (FERREIRA *et al.*, 2019). O ano de 2018 teve a maior quantidade, tanto de mortos quanto de incidentes, acima de 20. Outros resultados do estudo foram: o mês de outubro teve a maior quantidade de mortos; cerca de 40% das ocorrências envolveram mais de uma pessoa; 40,4% dos mortos eram pessoas adultas entre 29 e 59 anos; aproximadamente 60% das mortes ocorreram na zona rural; 78% das pessoas mortas eram do sexo masculino; o estado com maior quantidade de mortos foi o Maranhão, com 23; a região da Amazônia apresentou uma taxa de 4,15 mortos por milhão de habitantes.

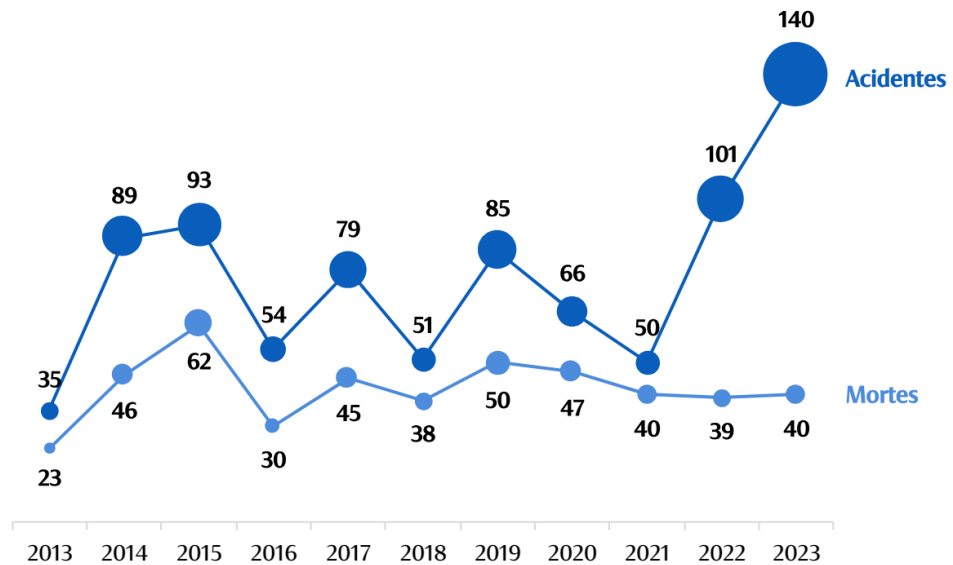
Figura 1 – Mortes e acidentes por ano (2009 – 2019).



Fonte: Adaptado de (FERREIRA *et al.*, 2019).

A Figura 2 mostra a quantidade de vítimas fatais e não-fatais no Brasil, causadas por descargas atmosféricas, durante o período 2013-2023, em pesquisa realizada pela ABRACOPEL – Associação Brasileira de Conscientização para os Perigos da Eletricidade. Durante o ano de 2023, houveram 40 mortes e 140 acidentes. A média aritmética de mortes e acidentes foi de 42 e 77, respectivamente. Observa-se uma crescente na quantidade de acidentes entre 2021 (50), 2022 (101) e 2023 (140).

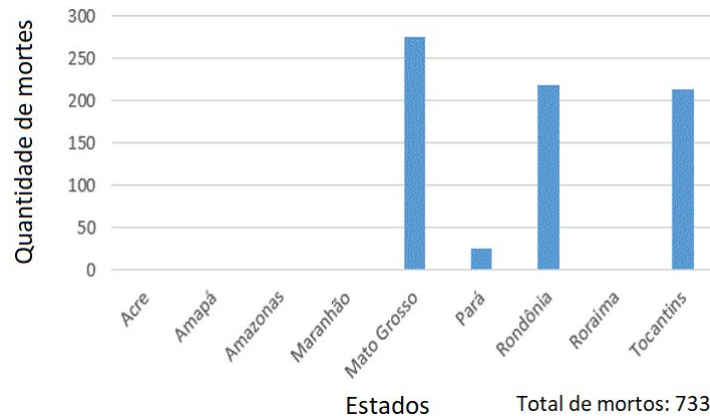
Figura 2 – Número de vítimas fatais e não-fatais decorrentes de descargas atmosféricas. Série histórica 2013-2023.



Fonte: (MARTINHO *et al.*, 2023).

Descargas atmosféricas também estão associadas com a morte de animais. Durante os anos de 2012 até abril de 2019, um total de 20 casos foram catalogados pelo Laboratório de Pesquisa em Descargas Atmosféricas (LPDA), da Universidade Federal do Pará (UFPA), com um total de 733 mortes de animais (MATOS *et al.*, 2019). A maioria dos casos ocorreu nos meses de janeiro e março, com 6 casos cada um. O motivo aparente dos acidentes pode estar relacionado ao comportamento do gado durante as tempestades. Quando começa a chover, o gado tende a ir para debaixo de árvores, ou em alguns casos aproximam-se das cercas (SUÁREZ; CAVIATIVA; ROMÁN, 2017). Em ambos os casos, um único raio que atinja uma árvore ou uma cerca pode matar muitos animais. Isto ocorre porque, em um campo aberto, os raios são mais susceptíveis a atingir o objeto mais alto, sendo geralmente as árvores ou cercas. Quando a descarga ocorre, a corrente do raio dissipa-se no solo e atravessa o corpo do animal, tendo grande chance de matá-lo. A perda total no período 2012-2019 foi de aproximadamente R\$ 1.333.900,00, com uma média anual de R\$ 166.737,50. A Figura 3 mostra a quantidade de animais mortos por estado. Mato Grosso, que foi o estado com maior quantidade de cabeças de gado no Brasil, em 2017, com aproximadamente 30 milhões, ficou em primeiro lugar com mais de 250 mortes (MATOS *et al.*, 2019). Um caso que chamou a atenção, ocorreu em Cacoal - Rondônia, no dia 15 de março de 2018. Neste acidente, 103 cabeças de gado morreram próximos de uma árvore. Possivelmente, o raio atingiu a árvore e a corrente dissipou-se no solo e matou os animais. As perdas estimadas para este evento foram aproximadamente R\$ 191.766,00 (MATOS *et al.*, 2019).

Figura 3 – Quantidade de gado morto por estado (2012 – 2019).



Fonte: Adaptado de (MATOS *et al.*, 2019).

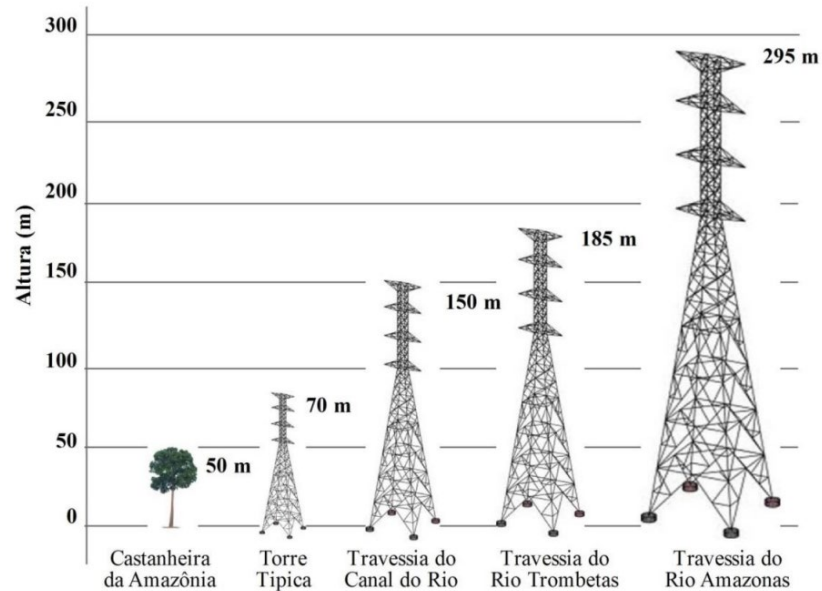
Durante o intervalo de 10 anos, entre 2008 e 2017, 114 bovinos morreram e 54 foram feridos na Colômbia. A perda financeira total dos acidentes foi exposta como 80.000 USD. Entre os mortos, 48,2% estavam debaixo de árvores e, em segundo lugar, 30,6% estavam próximos das cercas (SUÁREZ; CAVIATIVA; ROMÁN, 2017). Então, os raios são responsáveis por uma série de mortes de animais, e metodologias capazes de auxiliar na redução das mortes devem ser avaliadas.

Os raios são responsáveis por cortes de energia no sistema elétrico (MORALES; ORDUÑA; REHTANZ, 2014). Isso ocorre por que, em linhas de transmissão, uma sobretensão gerada por raios pode causar um valor de tensão superior ao Nível Básico de Isolamento (NBI) da linha, caracterizando possivelmente uma falta para a terra. A ocorrência de raios é um dos principais fatores relacionados a interrupção do fornecimento de energia elétrica e sistemas de telecomunicações (SHAFER; FUELBERG, 2006). Durante o período 2005-2014, em uma rede elétrica de uma província na China, mais de 45% das quedas de energia foram provocadas por raios (XIE *et al.*, 2019). No Brasil, cerca de 70% dos desligamentos em linhas de transmissão e entre 30% e 60% em redes de distribuição são causados por descargas atmosféricas (SHIGA; 2008).

Alguns lugares do Brasil apresentam grandes desafios para a construção de linhas de transmissão. Devido à grande extensão do território amazônico, as linhas de transmissão podem ultrapassar mais de 1.000 quilômetros, atravessando densas florestas e grandes rios, com inundações sazonais. Com isso, as torres de transmissão podem atingir entre 79 e 295 metros de altura. Em 2013, foi finalizada a instalação de 1500 km de linha, que interliga a cidade de Manaus (Amazonas) até a hidroelétrica de Tucuruí (Pará) (DENTEL, 2013). Essa linha é de

alta tensão (500 kV), e possui 2870 torres, com altura máxima de 295 metros. A Figura 4 mostra a altura de algumas torres dessa linha de transmissão.

Figura 4 – Alturas de Torres da Linha de Transmissão 500 kV entre Tucuruí e Manaus.



Fonte: (DENTEL, 2013).

É notória a necessidade de avaliar as condições climáticas e ocorrências de descargas atmosféricas, para projeto, construção e manutenção de linhas de transmissão de energia elétrica. Os estudos de coordenação de isolamento e blindagem de torres devem ser realizados com dados atualizados e regionalizados. A densidade de raios e a intensidade da corrente elétrica dos raios, em uma dada região, são parâmetros importantes para determinar o nível de proteção da linha. A geração de mapas de densidade que tenham como foco as linhas de transmissão, de diferentes níveis de tensão, auxiliam na identificação de regiões mais susceptíveis a descargas atmosféricas, colaborando para o correto direcionamento das equipes de manutenção da rede, remanejamento de cargas, apoio a manobras de religamentos e maior precisão na identificação de falhas ocasionadas por raios.

1.2 Justificativa

Devido aos inúmeros problemas e danos que as descargas atmosféricas podem causar, tanto mortes de pessoas e animais quanto danos físicos às estruturas atingidas por raios, como edificações e linhas de transmissão, pretende-se analisar em detalhes o uso do sensor *Geostationary Lightning Mapper* (GLM), a bordo do satélite geoestacionário GOES-16, na avaliação da incidência de raios e geração de mapas de densidade nas linhas de transmissão pertencentes ao Sistema Interligado Nacional (SIN) brasileiro. Com a utilização de dados do GLM, cuja obtenção no momento da escrita desse trabalho ainda é gratuita, sendo uma importante vantagem, é possível ter um monitoramento contínuo das linhas de transmissão, podendo auxiliar na identificação de localidades mais susceptíveis a danos e desligamentos causados por raios, bem como direcionar metodologias de manutenção das linhas.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo geral

Utilizar dados de detecção de raios do sensor óptico *Geostationary Lightning Mapper* (GLM) a bordo do satélite geoestacionário GOES-16, para avaliar a incidência de descargas atmosféricas e plotar mapas de densidade ao longo do Sistema Interligado Nacional (SIN) brasileiro.

1.3.2 Objetivos específicos

- Adquirir dados de raios com o sensor GLM a bordo do satélite geoestacionário GOES-16, cujo acesso é gratuito;
- Obter arquivos de localização das linhas de transmissão do Sistema Interligado Nacional (SIN) brasileiro, com diferentes níveis de tensão;
- Obter dados de falhas das linhas de transmissão do SIN e plotar as principais causas de falhas e também a quantidade de falhas ano e por mês;
- Gerar resultados gráficos sobre as linhas de transmissão, como a quantidade de linhas por nível de tensão e a extensão das linhas;
- Gerar mapas de densidade de raios para cada nível de tensão presente no SIN, e também o mapa com todas as linhas de transmissão e para todo o Brasil;

- Obter estatísticas da densidade de raios nas linhas de transmissão do SIN, como média e valores máximos;
- Analisar a distribuição mensal de ocorrências de falhas e quantidade de raios, verificando quais meses são mais críticos;
- Validar a utilização de dados do GLM com NBR 5419 em um estudo de caso.

1.4 Organização do trabalho

O capítulo 2 trata dos conceitos fundamentais ao entendimento das descargas atmosféricas, como definições sobre a eletrificação das nuvens, tipos e características dos raios. Também trata dos parâmetros importantes dos raios descendentes negativos. Além disso, detalha características de sistemas de detecção de raios, tanto por detecção no solo quanto por satélite, destacando o satélite GOES-16 e o sensor GLM.

O capítulo 3 aborda sobre o Sistema Interligado Nacional (SIN) brasileiro, os desafios da implementação de linhas de transmissão no Brasil e a utilização de dados de satélite na análise de incidência de raios em linhas de transmissão.

O capítulo 4 detalha a metodologia do trabalho, tanto da obtenção dos dados de falhas nas linhas de transmissão, quanto dos dados de raios do GLM e também a localização das linhas por cada classe de tensão. Também apresenta as considerações para o estudo de caso de validação da densidade de raios fornecida pelo GLM.

O capítulo 5 mostra os resultados do trabalho, contendo: quantidade e extensão de linhas de transmissão por nível de tensão, quantidade de falhas no sistema elétrico por nível de tensão, por mês e por ano, mapas de densidade de raios por nível de tensão das linhas, mapa para todo o SIN, mapa para o Brasil, estatísticas da densidade de raios e o estudo de caso.

O capítulo 6 contém as conclusões do trabalho apresentado, com o resumo dos resultados obtidos.

O capítulo 7 contém ideias e sugestões para trabalhos futuros.

Por fim, tem-se as referências bibliográficas.

2. DESCARGAS ATMOSFÉRICAS E SISTEMAS DE DETECÇÃO

2.1 Introdução

Neste capítulo, será apresentada uma base conceitual sobre descargas atmosféricas, como sua definição, formação e tipos. Será comentado sobre os raios nuvem solo descendentes negativos, por estarem mais associados a danos físicos em estruturas no solo. Em seguida, o conceito de densidade de raios é apresentado, e a diferença entre sistemas de localização de descargas atmosféricas no solo e por satélite é discutida. Por fim, define-se os dados que serão usados no trabalho, do satélite geoestacionário GOES-16.

2.2 Conceitos fundamentais

O raio, também denominado de descarga atmosférica, consiste em uma descarga elétrica de curta duração e de alta magnitude, que ocorre na atmosfera. Em um raio que se inicia na nuvem e atinge o solo, a corrente elétrica impulsiva flui através de um canal de plasma por alguns quilômetros e atinge o solo. As dimensões do canal do raio variam entre 2 a 5 cm de diâmetro, podem possuir quilômetros de comprimento e alcançar temperaturas de 30.000°C , com duração de aproximadamente 1 s (PARKER, 1997). Esse aquecimento extremamente rápido resulta em um fenômeno luminoso, conhecido como relâmpago, e um sonoro, conhecido como trovão, causado pela rápida expansão do ar (RAKOV; UMAN, 2003).

A maior parte dos raios tem sua origem nas nuvens de tempestades (Cumulonimbus), que apresentam intensa atividade de convecção, embora também ocorra em outras condições, como durante erupções vulcânicas e em tempestades de areia nos desertos (RAKOV, 2021).

O planeta terra apresenta um comportamento dinâmico do ponto de vista eletromagnético, que garante um equilíbrio das condições ambientais que promovem a manutenção da vida. Denomina-se essa dinâmica de circuito elétrico global. Valores normais de campo elétrico e densidade de fluxo magnético ao nível do solo, se encontram entre 100 e 200 V/m e entre 30 e 60 μT . Simplificadamente, o planeta terra pode ser analisado como duas camadas condutoras, a terra e a ionosfera, separadas por um meio de baixa condutividade (ar), no qual ocorrem as formações das nuvens de tempestades, caracterizadas como geradores elétricos. Os raios são fundamentais para a manutenção do circuito elétrico global, permitindo a circulação de corrente entre as duas camadas (o solo e a ionosfera). Estima-se que, na terra, ocorrem cerca de 2.000 tempestades simultâneas (RAKOV; UMAN, 2003).

A formação das nuvens cumulonimbus ocorre a partir de atividades de convecção na atmosfera, em que o ar quente tem deslocamento ascendente e o ar frio tem deslocamento descendente. Seus diâmetros estão na ordem de 10 km, com a base e o topo alcançando altitudes

na faixa entre 1 e 20 km. Quanto a altitude da base da nuvem, existe uma forte dependência da latitude. Para regiões próximas a linha do Equador, a baixas altitudes, o topo apresenta uma altitude mais elevada, como 3 km. Distanciando-se do Equador, ou seja, aumentando a latitude, a altitude da base da nuvem apresenta uma redução, como 1 km. Quanto ao processo de eletrificação da nuvem de tempestade, de uma maneira simplificada, as correntes ascendentes/descendentes de ar e a interação entre as partículas em suspensão e em precipitação atuam para separar as cargas positivas e negativas nas nuvens, polarizando-as com excesso de cargas positivas na região superior (topo da nuvem) e excesso de cargas negativas na região inferior (base da nuvem). A eletrificação envolve processos microscópicos e macroscópicos. O primeiro faz referência aos mecanismos de geração e separação de cargas por colisão e atrito entre partículas individuais em suspensão e em precipitação ou convecção. Já o segundo trata da separação de cargas em larga escala, que caracteriza o topo positivo e a base negativa. Quanto a temperatura dessas duas regiões, a primeira apresenta valores inferiores a -25°C , enquanto a segunda fica na faixa entre -10°C e -20°C (VISACRO, 2005).

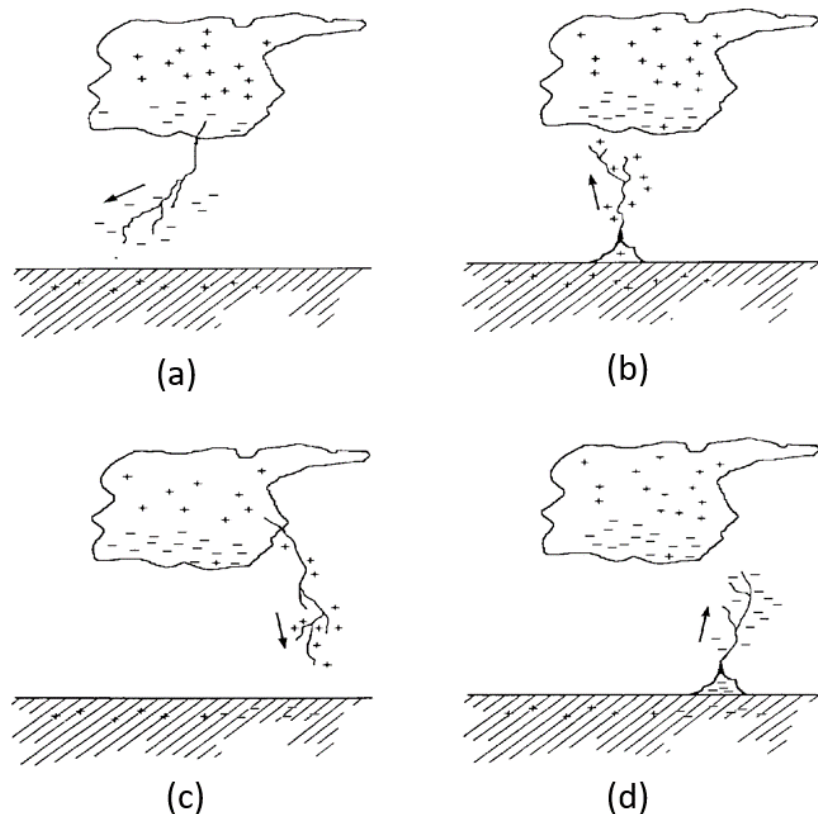
Todo meio dielétrico possui um limite de suportabilidade de campo elétrico, a partir do qual pode haver o rompimento dielétrico através de uma descarga elétrica, sendo este limite denominado de rigidez dielétrica do meio isolante. No caso do ar, o valor é de aproximadamente 3 MV/m (na condição atmosférica padrão de Pressão = 1 atm e Temperatura = 293 K) (COORAY, 2015). Para que ocorra uma descarga atmosférica, que é uma descarga que atravessa o ar, o campo elétrico deve ultrapassar a rigidez dielétrica do ar. Porém, não basta apenas ter superado a rigidez dielétrica do ar para que todo o processo da descarga ocorra, sendo também necessário que o campo elétrico médio ao longo do canal de plasma alcance um valor que sustente a evolução da descarga, tendo um valor próximo de $0,6\text{ MV/m}$ (VISACRO, 2005).

Os raios podem ser classificados, quanto a seu tipo, entre: nuvem-solo (NS), solo-nuvem (SN), intra-nuvem (IN) e nuvem-nuvem (NN). Os raios que atingem ou se iniciam no solo podem ser diferenciados por seu sentido: ascendente (se inicia no solo e parte em direção a nuvem) ou descendente (se inicia na nuvem e parte em direção ao solo), e quanto sua polaridade: positivos ou negativos (UMAN, 1987). A Figura 5 mostra os quatro tipos de raios que envolvem o solo: (a) descendente negativo, (b) ascendente negativo, (c) descendente positivo e (d) ascendente positivo. Deve-se ter atenção ao analisar os ascendentes, pois, por exemplo, a Figura 5 (d) se refere ao ascendente positivo, mas observando a polaridade das cargas do canal do raio, tem-se cargas negativas no sentido ascendente. Porém, a padronização da polaridade de um raio é baseada na carga localizada na nuvem, e não no canal, em que o raio irá se iniciar (ponto de partida) ou se conectar (ponto de chegada). Nesse caso, essa movimentação ascendente de

cargas negativas irá se conectar em um centro de cargas positivo na nuvem, por isso a denominação de raio ascendente positivo. Ao analisar de tal maneira, os 4 tipos descritos podem ser entendidos adequadamente.

Estima-se que a porcentagem de raios nuvem-solo seja inferior a 25%. a grande parcela, portanto, são raios intra-nuvem. Das descargas atmosféricas que envolvem o solo, aproximadamente 90% são descendentes negativos (GOMES, 2021). Os maiores problemas ocasionados por descargas atmosféricas ocorrem devido a incidência direta, seja em prédios, estruturas, sistemas elétricos ou seres vivos. As consequências podem ser: danos físicos, incêndios e até mesmo mortes. Por esses motivos, o raio negativo descendente será detalhado na dissertação.

Figura 5 – Classificação de descargas atmosféricas a partir de seu sentido de propagação e polaridade elétrica, sendo (a) descendente negativo, (b) ascendente negativo, (c) descendente positivo e (d) ascendente positivo.



Fonte: Adaptado de (RAKOV; UMAN, 2003).

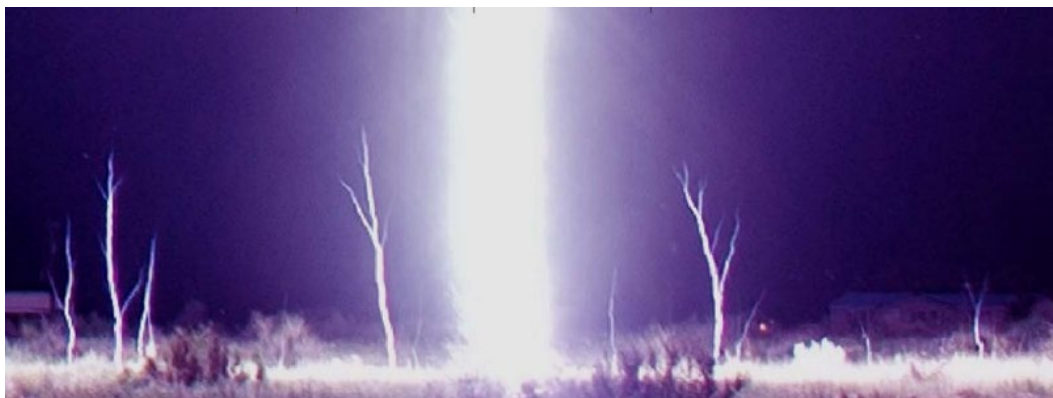
2.3 Raio nuvem solo descendente negativo

A descarga atmosférica mais comum, que envolve o solo, é o raio nuvem-solo descendente negativo. Uma descarga inicia-se na base da nuvem, que possui um excesso de cargas negativas, e se direciona no sentido do solo, que fica com carga positiva pelo princípio

de atração de cargas de polaridade oposta, ramificando-se na maioria das vezes, em busca de encontrar caminhos de menor resistência para chegar ao solo. À medida que o canal negativo descendente se aproxima do solo, aumenta-se a densidade de cargas positivas induzidas no solo e conseqüentemente o campo elétrico associado. A uma certa distância do solo, que pode ser de poucas centenas de metros, inicia-se uma descarga positiva, que parte do solo no sentido ascendente, indo de encontro a descarga negativa descendente, sendo conhecida como líder ascendente, podendo ter comprimento de dezenas de metros. Quando o líder descendente se aproxima suficientemente do líder ascendente, existe um salto final que conecta os dois e permite a passagem de corrente de alta intensidade, denominada de descarga de retorno (ou *return stroke*). Nesse momento, tem-se a formação do raio propriamente dito, com o efeito luminoso (relâmpago) e o efeito sonoro (trovão). Um observador primeiro enxerga a luz (velocidade da luz de $300 \cdot 10^6$ m/s) e depois ouve o trovão (velocidade do som de 343 m/s) (RAKOV; UMAN, 2003).

Quando o líder descendente negativo aproxima-se do solo e tem-se o surgimento do líder positivo ascendente, na verdade pode ocorrer a formação de vários líderes ascendentes, que vão competir entre si para ver quem consegue se conectar ao descendente. Em geral, o vencedor será aquele que primeiro alcançar a distância crítica de salto em relação ao líder negativo. A Figura 6 mostra um canal de descarga de retorno descendente, que se conectou com um líder ascendente, sendo possível visualizar outros líderes ascendentes, que não se conectaram. É possível que mais de um ascendente se conecte ao descendente, simultaneamente, sendo denominado esses casos de raio bifurcado próximo ao solo (BALLAROTTI; SABA; PINTO, 2005).

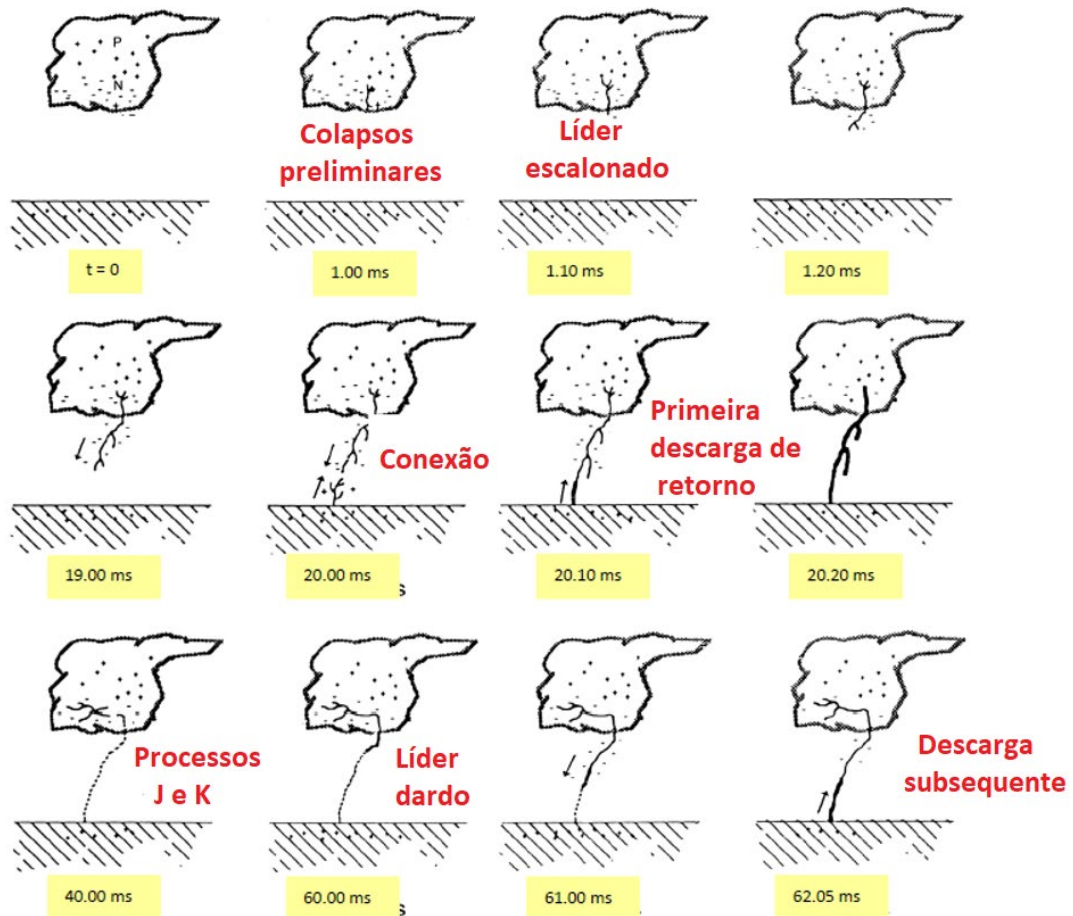
Figura 6 – Descarga de retorno conectada com um líder ascendente no solo, e visualização de vários líderes ascendentes não conectados.



Fonte: Adaptado de (CUMMINS *et al.*, 2018).

Após a ocorrência da descarga de retorno, em aproximadamente 80% dos casos tem-se novas descargas, denominadas de descargas de retorno subsequentes (*subsequent stroke*), sendo alimentadas eletricamente por outros centros de cargas na nuvem. Quanto aos raios de polaridade positiva, cerca de 80% produzem apenas uma descarga de retorno (BALLAROTTI; SABA; PINTO, 2006). O tempo máximo estimado entre duas descargas de retorno é de 100 ms. É possível observar pela Figura 7 que após a primeira descarga de retorno, em que o líder descendente percorre o ar ainda virgem, sendo denominado de *stepped leader*, podem haver outras descargas de retorno. Estas tendem a apresentar uma menor amplitude de pico de corrente, mas menores tempos de frente de onda (maior derivada da corrente no tempo (dI/dt)). Além disso, devido ao fato de o canal do raio ainda estar ionizado (não houve tempo suficiente para o ar recuperar suas propriedades isolantes), o líder descendente para descargas subsequentes, denominado de *dart leader*, encontra menos dificuldade na sua movimentação, por isso tende a apresentar maior velocidade de propagação do que o *stepped leader* (VISACRO, 2005). Isso é uma das características que levou à própria nomenclatura desses líderes, sendo da primeira descarga o *stepped leader* pois o líder se locomove "em passos" enquanto das descargas subsequentes o *dart leader* apresenta locomoção mais suave "como dardos". Isso é possível observar claramente em vídeos de câmeras de alta velocidade. Vale ressaltar que em alguns casos, o líder descendente da descarga subsequente também pode apresentar passos.

Figura 7 – Evolução no tempo dos processos que ocorrem durante uma descarga atmosférica nuvem-solo com polaridade negativa.



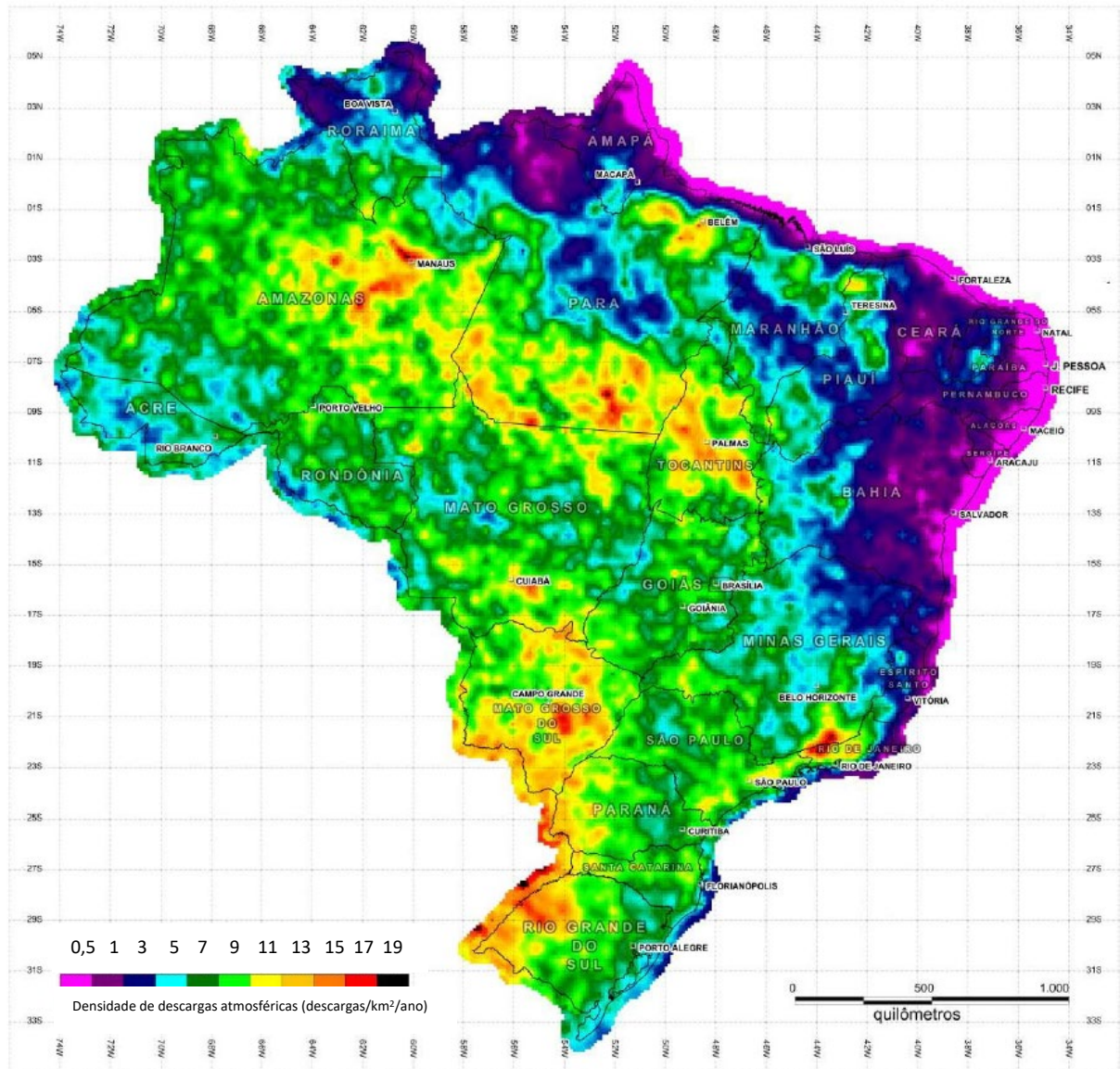
Fonte: Adaptado de (UMAN, 1987).

Em muitos casos, após o fluxo da corrente da descarga de retorno, uma corrente de reduzida magnitude, mas tempos de duração da ordem de dezenas ou até centenas de milissegundos flui pelo canal. Essa corrente continua (*continuing current*), devido ao tempo longo, pode causar efeitos térmicos nas estruturas em que a descarga se conecta.

Uma das informações mais importantes para se iniciar um estudo de proteção contra raios, seja estudos para sistemas de proteção contra descargas atmosféricas (SPDA) de edificações, ou de blindagem de linhas de transmissão de alta e extra alta tensão, é a densidade de raios na região de interesse. Para tal parâmetro, sua representação usual é N_g , caracterizando o número médio de descargas que incidem por unidade de área por ano, sendo raios / km^2 / ano. Conforme mostrado na Figura 7, após a primeira descarga de retorno podem haver descargas subsequentes, ou seja, um raio pode ter várias descargas elétricas. Esse parâmetro trata do número de raios, e não da quantidade de descargas de retorno especificamente. Alguns dos fatores que influenciam nesse parâmetro são: precipitação, latitude e relevo (VISACRO, 2005).

A norma brasileira ABNT NBR 5419-2, Proteção contra descargas atmosféricas Parte 2: Gerenciamento de risco, contém o mapa de densidade de raios para o Brasil, gerado pelo ELAT/INPE (Grupo de Eletricidade Atmosférica do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais), a partir de dados de pulsos luminosos capturados do espaço, pelo Lightning Imaging Sensor (LIS), a bordo do satélite *Tropical Rainfall Measuring Mission* – TRMM, da NASA, no período 1998 até 2011. Houve uma estimativa do percentual de raios nuvem-solo em relação ao total registrado pelo sensor (medição total de nuvem-solo e intra-nuvem), relacionando com rede de detecção de superfície, em que aproximadamente 40% dos dados foram considerados nuvem-solo (SILVA, 2019; NACCARATO; ALBRECHT; PINTO, 2011). As grades do mapa possuem resolução de 12,5 km x 12,5 km, em que cada grade possui o valor médio de densidade. Na legenda do mapa, existe uma escala de cores contendo dez faixas de densidade de descargas atmosféricas (NBR 5419-2, 2015). A Figura 8 mostra o mapa para todo o território nacional brasileiro.

Figura 8 – Densidade de descargas atmosféricas NG - Mapa do Brasil (descargas atmosféricas / km² / ano).



Fonte: Adaptado de (NBR 5419-2, 2015).

De modo a entender adequadamente os parâmetros físicos envolvendo as descargas atmosféricas, é interessante fazer a seguinte classificação: descarga negativa com impulso único ou primeiro impulso de descarga negativa com vários impulsos; descargas negativas subsequentes ao primeiro impulso e descarga positiva, em geral contendo apenas um impulso (VISACRO, 2005). A Figura 9 mostra exemplos de curvas típicas de corrente para esses três grupos de formas de onda. A Figura 9 (a) se refere a corrente de descargas de polaridade positiva, a Figura 9 (b) a negativas únicas ou primeiras (no caso de raios com múltiplas descargas) e a Figura 9 (c) a negativas subsequentes a primeira. As correntes foram normalizadas para que o destaque seja a forma de onda. Nas Figura 9 (b) e (c) existem duas

escalas de tempo, para melhor visualização. Pode-se observar alguns pontos interessantes, descritos abaixo:

- a) A frente de onda da corrente das descargas positivas é a mais lenta dos três tipos de descargas, isso quer dizer que a corrente demora mais tempo para chegar até o pico;
- b) Por outro lado, a frente de onda das descargas negativas subsequentes é a mais rápida dos três tipos de descargas, isso quer dizer que a corrente demora menos tempo para chegar até o pico;
- c) As descargas positivas, em termos simplificados, tem uma forma de onda da corrente “mais larga”, com maior tempo de duração possuindo valores de corrente acima de zero. Isso quer dizer que a carga transferida nessas descargas, e também a energia, tende a ser maior que no caso das descargas negativas;

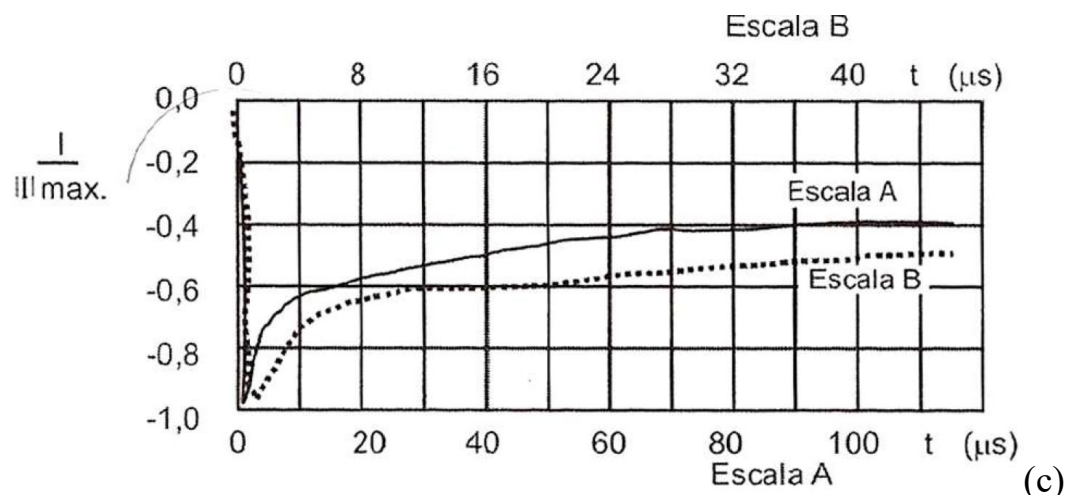
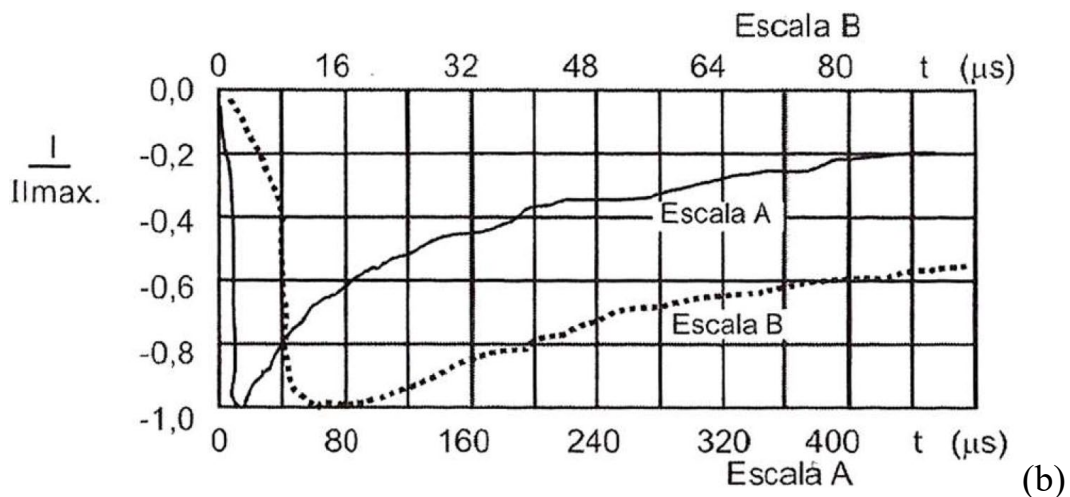
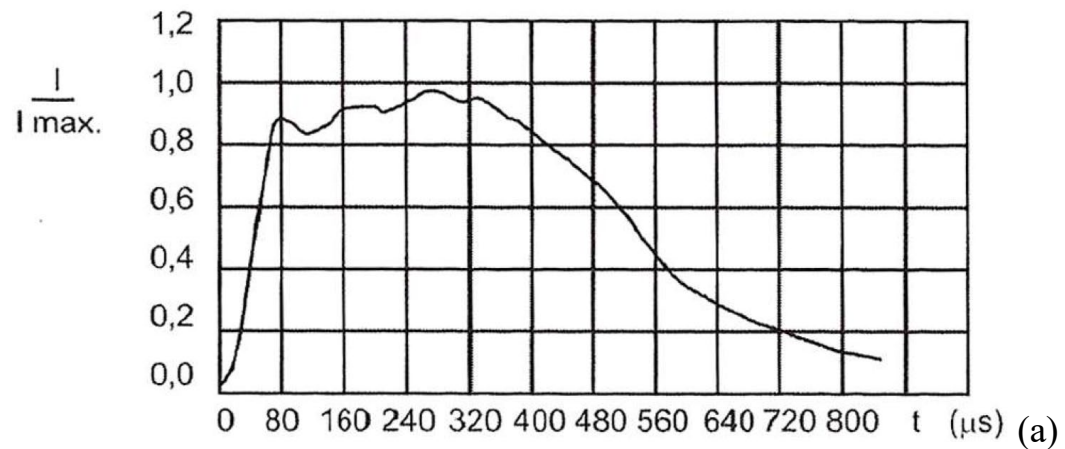
A Tabela 1 mostra valores típicos dos principais parâmetros relacionados com descargas de retorno negativas. As primeiras descargas tendem a possuir amplitude maior de pico e menor taxa de aumento de corrente, quando comparadas com as descargas subsequentes. Quanto a carga elétrica, as primeiras descargas transferem mais carga para o solo.

Tabela 1 – Principais características de uma descarga de retorno negativa.

Parâmetros		Unidades	Valores típicos
Pico de corrente	Primeira descarga	kA	30
	Subsequentes		12
Máxima taxa de aumento de corrente	Primeira descarga	kA/ μ s	12
	Subsequentes		40
Tempo de subida da corrente, 10-90%	Primeira descarga	μ s	5,5
	Subsequentes		1,1
Tempo de cauda	Primeira descarga	μ s	75
	Subsequentes		32
Carga transferida	Primeira descarga	C	5,2
	Subsequentes		1,4

Fonte: Adaptado de (RAKOV; UMAN, 2003).

Figura 9 – Formas de ondas típica da (a) corrente de descarga positivas, (b) corrente de descargas negativas (única ou primeira) e (c) corrente de descarga negativa subsequente à primeira.



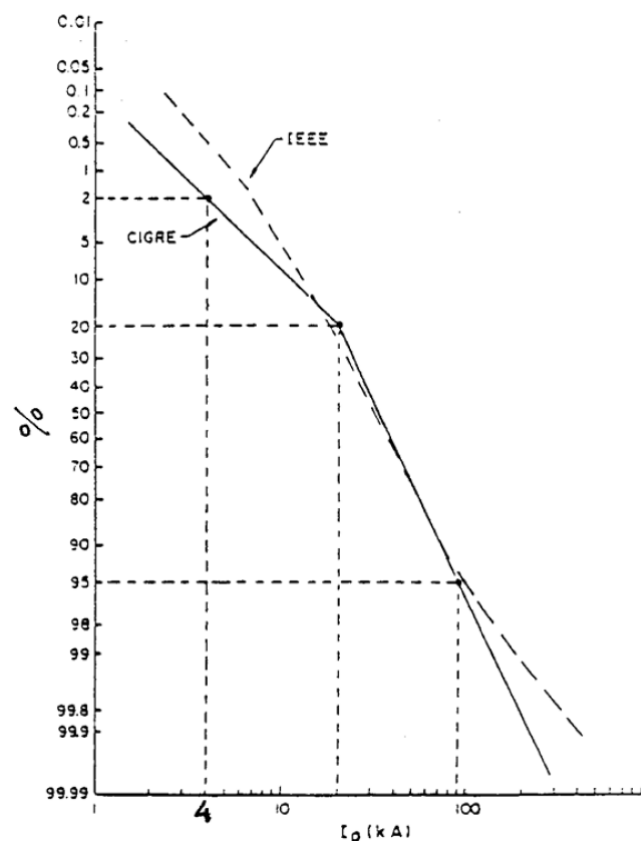
Fonte: (BERGER; ANDERSON; KRÖNINGER, 1975; ANDERSON; ERIKSSON, 1980).

Quanto a amplitude de corrente dos raios, objetivando aumentar o tamanho da amostra dos dados de Berger (BERGER, 1972; BERGER; ANDERSON; KRÖNINGER, 1975), dados complementares foram adicionados de medições diretas de corrente na África do Sul e por

medições indiretas de correntes obtidas em diferentes países usando ligações magnéticas, para gerar curvas de distribuições estatísticas cumulativas de corrente de pico. Existem duas distribuições principais de correntes de pico de raios para descargas negativas primeiras, adotadas pelos padrões de proteção contra raios: a distribuição IEEE e a distribuição CIGRE (CIGRE WG 33.01, 1991). Ambas as “distribuições globais” são apresentadas na Figura 10. É possível estimar a probabilidade $P(I)$ de a corrente do raio (I) exceder um determinado valor, através da Equação 1. Essa equação é válida para valores de corrente até 200 kA.

$$P(I) = \frac{1}{1 + \left(\frac{I}{31}\right)^{2,6}} \quad (1)$$

Figura 10 – Distribuições estatísticas cumulativas de correntes de pico (os valores percentuais no eixo vertical devem ser subtraídos de 100% para obter a probabilidade de exceder o valor de corrente) para descargas negativas primeiras, adotados pelo IEEE e CIGRE.



Fonte: (CIGRE WG 33.01, 1991).

A probabilidade $P(I)$ de a corrente do raio (I) exceder um determinado valor, para correntes de pico de descargas negativas subsequentes, pode ser calculada através da Equação 2, adotada pelo IEEE (CIGRE WG 33.01, 1991). A Tabela 2 mostra a probabilidade tanto para

descargas negativa primeiras quanto para as subsequentes, para a faixa de corrente entre 5 kA e 200 kA. O valor da mediana, ou seja, probabilidade de 50% para a corrente do raio exceder o valor determinado, para primeiras descargas negativas é de 31 kA e para subsequentes é de 12 kA.

$$P(I) = \frac{1}{1 + \left(\frac{I}{12}\right)^{2,7}} \quad (2)$$

Tabela 2 – Probabilidade de que uma descarga exceda determinados valores de corrente, para descargas negativas primeiras e subsequentes.

Corrente (kA)	Probabilidade (%)	
	Primeira descarga	Subsequentes
5	99,14	91,40
10	94,99	62,06
12	92,18	50,00
20	75,76	20,11
30	52,13	7,77
31	50,00	7,16
40	34,01	3,73
50	22,39	2,08
60	15,23	1,28
70	10,74	0,85
80	7,84	0,59
90	5,89	0,43
100	4,54	0,33
110	3,58	0,25
120	2,88	0,20
130	2,35	0,16
140	1,95	0,13
150	1,63	0,11
160	1,38	0,09
170	1,18	0,08
180	1,02	0,07
190	0,89	0,06
200	0,78	0,05

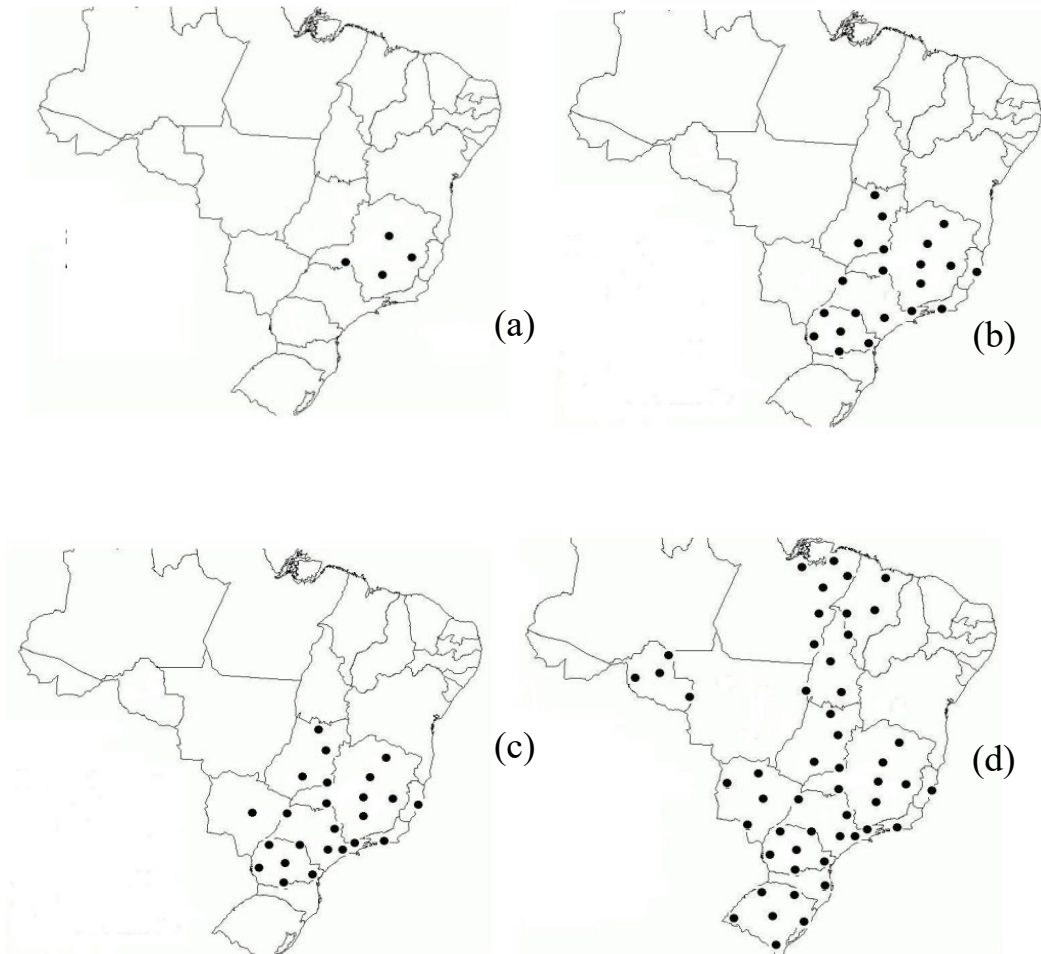
Fonte: Autor.

2.4 Sistemas de detecção de descargas atmosféricas

Informações sobre raios, como densidade e distribuição de corrente de pico, são importantes para critérios de proteção (DIENDORFER *et al.*, 2009). Esses parâmetros podem ser fornecidos por *Lightning Location Systems* (LLS). Os LLS são essencialmente divididos em LLS terrestres, aqueles em que os sensores estão localizados na superfície terrestre da Terra, e LLS baseados no espaço, aqueles em que os sensores estão localizados no espaço orbitando a Terra (NAG, 2015). Os LLS terrestres são capazes de distinguir entre *flashes* (outra denominação para ‘raios’ ou ‘descargas atmosféricas’) intra-nuvem (IN) e nuvem-solo (NS) e relatar estimativas relativamente boas para as correntes de pico da descarga de retorno. No entanto, seu desempenho depende muito do número de sensores (densidade de sensores), configuração da rede, nível de ruído e sensibilidade do sensor. Em alguns lugares também existem dificuldades de acessibilidade ao território, como por exemplo na região da Amazônia devido à densa floresta tropical e sua extensa rede de drenagem, que tornam uma tarefa difícil a implantação e manutenção de sensores. Para esses tipos de regiões, objetivando encontrar soluções práticas, o uso de LLS baseado em dados provenientes do espaço pode ser uma boa abordagem (LEAL; MATOS; FERREIRA, 2023).

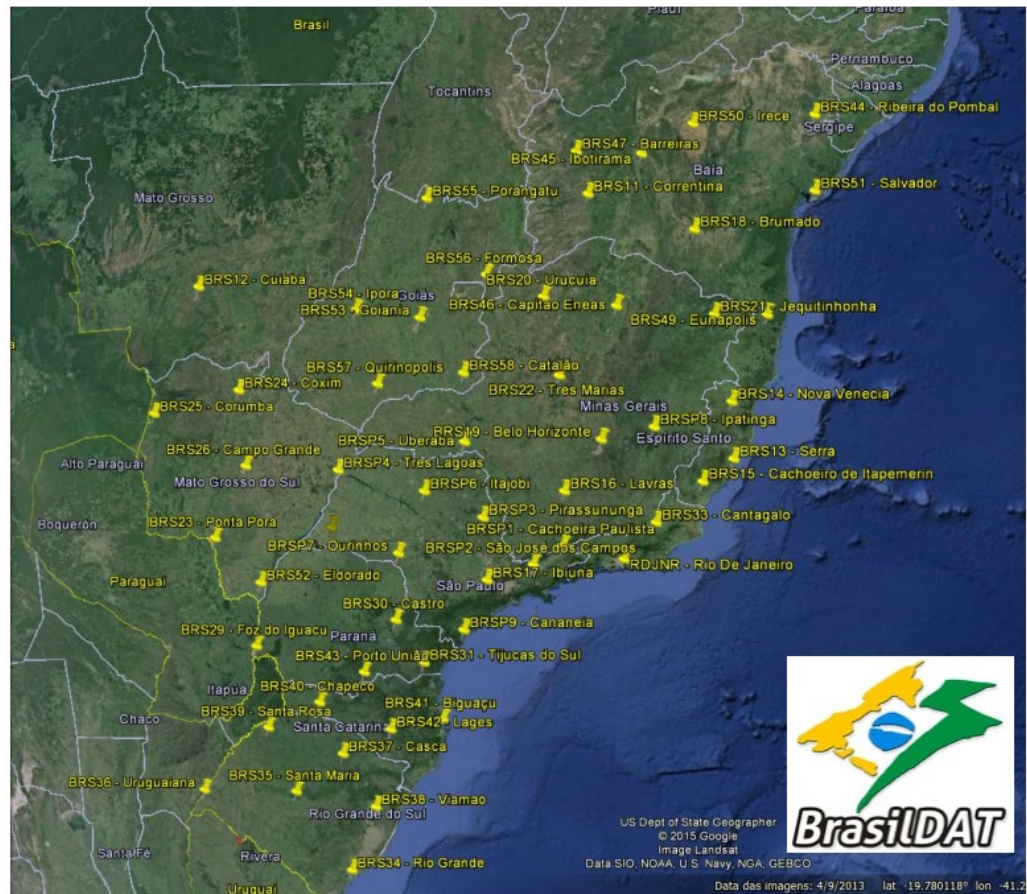
No Brasil, a primeira rede de detecção operando em baixa frequência possuía apenas 4 sensores, sendo implementada pela Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG) em 1988, com baixa eficiência de detecção devido à pequena área de cobertura. Posteriormente, duas redes de detecção regionais foram integradas, formando em 1999 a Rede Integrada Nacional de Detecção de Descargas Atmosféricas (RINDAT) (PINTO *et al.*, 2006). A rede tinha área de cobertura de aproximadamente $\frac{1}{4}$ do país, com 21 sensores, 5 IMPACT (*Improved Accuracy from Combined Technology*) e 16 LPATS (*Lightning Positioning and Tracking System*). De 2000 a 2004, mais 3 sensores impact foram adicionados, melhorando a eficiência de detecção na região sudeste, e cobrindo parte da região central do Brasil. No final de 2005, houve adição de 27 sensores (14 impact e 13 LPATS), instalados no Sul, Norte e Nordeste. Com essa configuração, a RINDAT se tornou a maior rede de detecção nos trópicos e a terceira maior rede nacional do mundo. A Figura 11 mostra a evolução da quantidade de sensores da rede brasileira de detecção, entre 1988 e 2005, no território brasileiro. Em 2011, o INPE passou a operar com a ENTLS (*Earth Networks Total Lightning System*) no Brasil, sendo denominada de BrasilDAT. Em 2016, a rede era composta por 56 sensores (NACCARATO *et al.*, 2016), como mostrado na Figura 12.

Figura 11 – Quantidade de sensores da rede de detecção de raios brasileira em (a) 1988, (b) 1999, (c) 2004 e (d) 2005.



Fonte: Adaptado de (PINTO *et al.*, 2006).

Figura 12 – Sensores da rede brasileira de detecção de raios BrasilDAT.



Fonte: (NACCARATO *et al.*, 2016).

As primeiras observações ópticas de raios por satélite ocorreram com os satélites OSO 2, OSO 5 e DMSP. Em seguida, o *Optical Transient Detector* (OTD), a bordo do satélite OV-1 forneceu detecção de raios em todo o mundo desde 1995 a 2000, em uma órbita terrestre baixa com uma inclinação de 70°. O OTD tinha um campo de visão de 1300 x 1300 km² com resolução espacial de 10 km e eficiência de detecção maior que 50%. Após o OTD, teve-se o *Lightning Imaging Sensor* (LIS), que operou de 1997 a 2015 a bordo do satélite TRMM, em órbita terrestre baixa com 35° de inclinação e campo de visão de 600 x 600 km² com resolução de 4 km no nadir (direção vertical imediatamente abaixo ao sensor). Tanto o OTD quanto o LIS tinham resolução de tempo de 2 ms (500 fps). Após o LIS no TRMM, um segundo instrumento LIS foi montado na Estação Espacial Internacional em 2017 e permanece em operação (MONTANYÀ *et al.*, 2022).

O primeiro satélite a observar raios que possui órbita geostacionária foi o GOES 16, com o sensor óptico *Geostationary Lightning Mapper* (GLM) que iniciou sua operação em 2017. Devido sua característica orbital, O GLM fornece observações contínuas sobre as Américas entre 54° S e 54° N latitude com resolução de tempo de 2 ms. Atualmente, O GLM

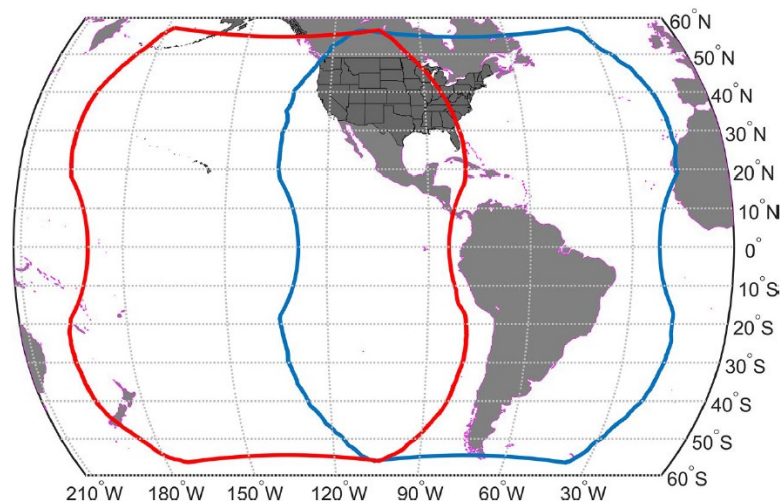
possui dois instrumentos, um a bordo do satélite GOES-16 e um no satélite GOES-18, estendendo a cobertura além do continente americano, incluindo grande parte dos oceanos Atlântico e Pacífico (GOODMAN *et al.*, 2013). Na Ásia, desde 2017, o *Lightning Mapping Imager* (LMI) no satélite Feng-Yun-4 (FY-4A) fornece detecções de raios em uma região da China e Austrália. O LMI fornece imagens a cada 2 ms com resolução espacial de 7,8 km no nadir. Nos próximos anos, espera-se que a Europa e a África sejam cobertas por um *Lightning Imager* (LI) a bordo do satélite *Meteosat Third Generation* (MTG) (STUHLMANN *et al.*, 2005). A resolução de pixels do MTG-LI será de 4,5 km com uma taxa de quadros de 1 kHz (1 ms) (MONTANYÀ *et al.*, 2022).

2.5 Satélite GOES-16

O *Geostationary Lightning Mapper* (GLM) é um LLS espacial e iniciou sua operação em 2016, a bordo do satélite GOES-16 (GOES-Leste a 75,2° W), com resolução espacial de 8 km no nadir, resolução temporal de 2 ms e uma eficiência mínima de detecção de relâmpagos de 70%. Está localizado a aproximadamente 35.786 km acima da linha do equador (GOES-R, 2019). Há também um GLM a bordo do satélite GOES-17 (GOES-Oeste a 137,2° W) (GOODMAN *et al.*, 2013). Porém, o GOES-18 foi lançado em 2022, tendo como objetivo substituir o GOES-17, que foi danificado devido a uma anomalia em seu tubo de calor (*loop heat pipe*). Entrou em serviço operacional como GOES-West em 4 de janeiro de 2023, substituindo o GOES-17, que servirá como reserva em órbita (GOES R, 2023). A Figura 13 mostra o campo de visão do GLM a bordo dos dois satélites. O GLM a bordo do GOES-16 cobre todo o continente da América do Sul. Uma das vantagens de detectar a atividade total de raios no espaço ao longo de uma grande área é determinar a exposição dos sistemas de energia elétrica ao perigo dos raios. Os raios típicos nuvem-solo têm correntes de pico em torno de 20-30 kA, cobrindo distâncias horizontais inferiores a 10 km dentro das nuvens de trovoadas e tendo uma duração inferior a um segundo (PINTO, 2009). O uso de observações do satélite GLM descobriu que alguns raios podem irradiar energia óptica mais de 1.000 vezes a medida em raios comuns. Esses eventos geralmente são produzidos em longos raios horizontais (PETERSON; LAY, 2020). Com o GLM, a bordo do satélite GOES-16, é possível identificar ocorrências de raios em toda a América do Sul. O GLM pode ser usado para avaliar a proteção contra descargas atmosféricas em sistemas de energia. Com os dados do GLM também é possível identificar a presença de CC em raios. Nesse ponto, a vantagem do GLM sobre o LLS terrestre de detecção em *Very Low Frequency* (frequência muito baixa) / *Low Frequency* (baixa frequência) é a dificuldade desses sistemas em detectar a CC (MONTANYÀ *et al.*, 2022). Uma das grandes

vantagens em se utilizar dados do GLM, em relação a dados de redes de detecção de solo de empresas privadas, é que até o momento da escrita desse trabalho, o acesso aos dados do GLM é gratuito, permitindo com que empresas privadas, entidades governamentais, pesquisadores e consultores de engenharia utilizem para monitorar a proteção de linhas de transmissão ou de qualquer estrutura/região dentro do campo de visão do GLM.

Figura 13 – Campo de visão do GLM no satélite GOES-EAST (azul) e no satélite GOES-WEST (vermelho).

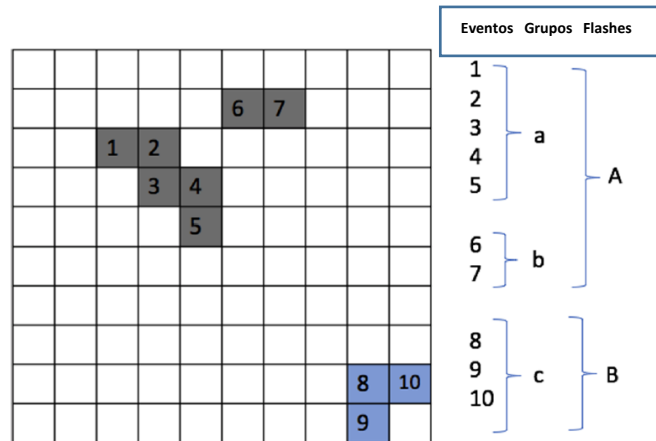


Fonte: (BATEMAN; MACH; STOCK, 2021).

O GLM possui diferentes níveis de processamento de dados, de 0 a 2. Os eventos, grupos e *flashes* (raios), calculados com o *Lighting Cluster Filter Algorithm* (LCFA) são considerados dados de nível 2 (GOES-R, 2012). Os eventos correspondem a detecções de pixel único de luminosidade de raio que excedem o limite de fundo durante um quadro de integração de 2 ms. Um grupo pode consistir em apenas um evento ou em vários eventos adjacentes entre si no mesmo quadro. O flash é definido como um conjunto de grupos separados sequencialmente no tempo até 330 ms e no espaço no máximo por 16,5 km. As localizações dos grupos e flashes são determinadas pelo cálculo das posições dos centroides ponderadas pela radiância. Os dados do GLM podem ser usados para fornecer detecções da atividade total de raios (nuvem-solo e intra-nuvem) continuamente porque possuem uma órbita geoestacionária. Assim, é possível obter muitos parâmetros importantes da atividade dos raios nas regiões dentro do Campo de Visão (*Field of View* - FOV) (GOODMAN *et al.*, 2013). A Figura 14 mostra um exemplo de como os dados de evento, grupo e flash são identificados. Os eventos de 1 a 10 ocorreram em um mesmo frame (quadro) de 2 ms. Eventos adjacentes são classificados em grupos. Os eventos de 1 a 5 ocorreram em pixels vizinhos, por isso formaram o grupo 'a'. Grupos que ocorreram a

no máximo 16,5 km e separados no tempo até 330 ms são classificados em flashes, como o grupo ‘a’ e o grupo ‘b’ que formaram o flash ‘A’. Como existe uma distância grande entre esse flash e o grupo ‘c’, este último foi classificado como um outro flash, ‘B’ (MONTANYÀ *et al.*, 2022).

Figura 14 – Exemplo de como os dados de evento, grupo e flash (raio) são identificados pelo algoritmo do GLM.



Fonte: Adaptado de (MONTANYÀ *et al.*, 2022).

Dados do GLM no período 2019-2022 foram utilizados para avaliar a ocorrência de raios em rotas de aviões de baixa altitude, utilizadas por aeronaves privadas de menor porte, na região amazônica brasileira e também ao longo do rio Amazonas. A Amazônia possui cerca de 697 aeródromos privados que realizam voos de baixa altitude, a partir dos quais as viagens de helicópteros e pequenas aeronaves são vitais para o transporte rápido de ajuda humanitária, especialmente para apoiar os territórios indígenas. Portanto, compreender a ocorrência de raios nas vias aéreas é importante para fornecer melhores caminhos para os pilotos. Foi identificado que 63 milhões de raios ocorrem todos os anos, de acordo com a média de 2019-2022 dos dados do GLM (intra-nuvem e nuvem-solo), e em aerovias de baixa altitude esse número foi de 22,5 milhões. As localidades com maior densidade de raios foram Manaus, capital do Estado do Amazonas, e Belém, capital do Estado do Pará. Essas duas cidades apresentam os dois principais aeroportos da região amazônica, com mais de 38.000 e 42.000 movimentações (partidas ou chegadas de aeronaves) anuais na média entre 2019 e 2022. Esses e outros resultados foram obtidos com dados do GLM, confirmando a importância do monitoramento contínuo promovido pelo satélite geoestacionário GOES-16 (LEAL *et al.*, 2023).

Dados do GLM também podem ser utilizados para avaliação de corrente contínua (CC), que transfere mais carga do que as descargas de retorno e causa danos térmicos mais elevados, ameaçando sistemas elétricos, aviação e causando incêndios florestais. Os sistemas de localização de raios terrestres de frequência VLF ou LF tem sérias dificuldades em detectar CC.

Dados do GLM de nível 2 foram utilizados para verificar raios que irradiam energia óptica durante um período sustentado de 5 quadros consecutivos (10 ms), assumindo que o raio possui CC. Duas regiões no Brasil foram analisadas, sudeste, no estado de São Paulo, e norte, no estado do Pará. O período de observação foi entre 2019 e 2022. Foram encontrados focos de densidade de raios para descargas com CC com cerca de 0,9 descargas/km²/ano para ambas as regiões. Para as cidades de Belém (Pará) e São Paulo (São Paulo), o maior número de CC por raio foi 11 e 10, respectivamente. São Paulo teve a maior duração de CC, com 180 ms, contra 129 ms de Belém. O número de CC longa (duração superior a 40 ms) para Belém foi de 2,1% e para São Paulo foi de 4,6% (MATOS; LEAL; SABA, 2023).

2.6 Conclusão

Neste capítulo, foi definido que aproximadamente 25% dos raios são nuvem-solo, e destes 90% são descendentes negativos. Ademais, em 80% dos casos esses raios negativos produzem mais de uma descarga de retorno. O mapa atual de descargas atmosféricas do Brasil foi apresentado, e consta na norma ABNT NBR 5419-2, sendo gerado com dados do satélite TRMM, entre 1998 e 2011. Será utilizado no trabalho dados do sensor GLM, a bordo do primeiro satélite geoestacionário, o GOES-16, para geração de mapas de densidade.

3. DESCARGAS ATMOSFÉRICAS EM SISTEMAS ELÉTRICOS

3.1 Introdução

Neste capítulo, será apresentada a definição do Sistema Interligado Nacional (SIN) brasileiro, bem como de algumas das instituições/organizações que regularizam e fiscalizam o setor elétrico do Brasil. Será comentado sobre a matriz energética brasileira nos últimos anos e sobre o mapa do SIN, gerado pela ONS. Em seguida, os danos que os raios podem causar nas linhas de transmissão de energia, seja por incidência da descarga no condutor de fase ou por incidência no condutor de blindagem são discutidos. Define-se também conceitos fundamentais para a avaliação da proteção de linhas de transmissão, como raio e área de atração, e frequência de incidência de raios. Por fim, exemplos da utilização de dados do GOES-16 para avaliação de densidade de raios em linhas de transmissão são comentados.

3.2 Sistema Interligado Nacional brasileiro

O setor energético brasileiro possui uma alta complexidade, principalmente devido a grande extensão territorial do país. Por este motivo, muitas instituições/organizações foram criadas para manter o bom funcionamento do sistema. Seguem algumas definições das principais, para um correto entendimento de suas funções:

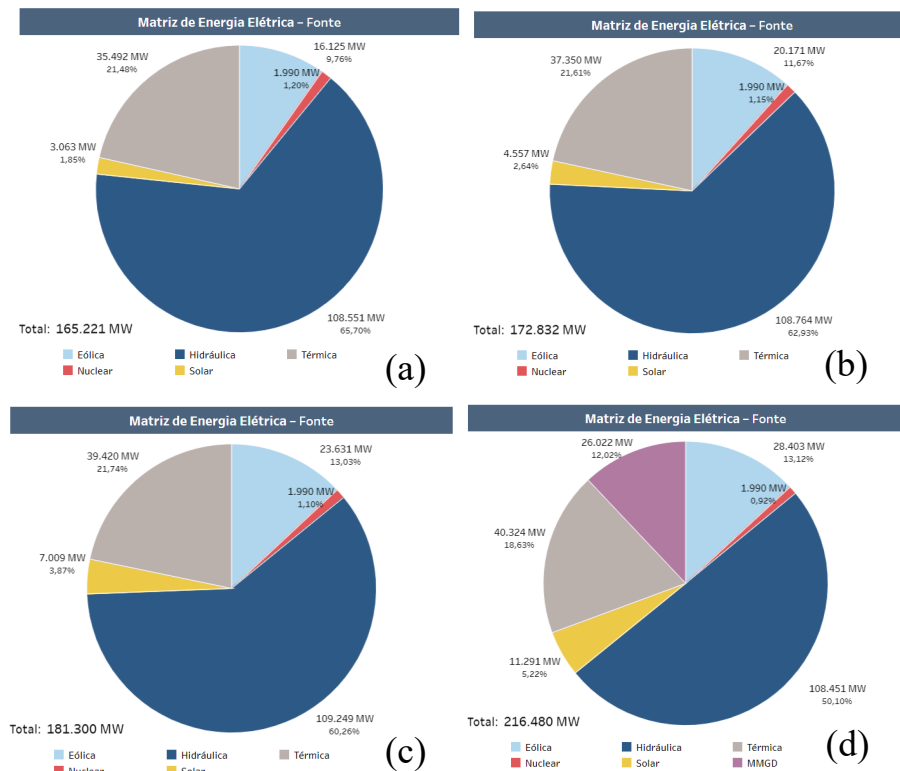
- a) ANEEL – “Autarquia sob regime especial, vinculada ao MME, que tem a finalidade de regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica criada pela Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996.” (ONS, 2020).
- b) EPE – “Empresa pública vinculada ao MME, cuja finalidade é prestar serviços na área de estudos e pesquisas relativos à energia elétrica, petróleo, gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, entre outras, para subsidiar o planejamento do setor energético. Foi criada pela Lei 10.847, de 15 de março de 2004.” (ONS, 2020).
- c) ONS – “Pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, mediante autorização do Poder Concedente, fiscalizado e regulado pela ANEEL, a ser integrado por titulares de concessão, permissão ou autorização e consumidores que tenham exercido a opção prevista nos arts. 15 e 16 da Lei no 9.074, de 7 de julho de 1995, e que sejam conectados à Rede Básica.” (ONS, 2020).

- d) MME – “Órgão do Poder Executivo responsável por assegurar o cumprimento das diretrizes e políticas governamentais para o setor de energia elétrica. Foi criado pela Lei nº 8.422, de 13 de maio de 1992.” (ONS, 2020).

A denominação SIN – Sistema Interligado Nacional, é uma terminologia que se refere as instalações responsáveis pelo suprimento de energia elétrica a todas as regiões do país, interligadas eletricamente. Em resumo, o ONS é responsável pelo planejamento, operação e controle das instalações de geração e transmissão de energia elétrica do SIN, sob fiscalização da ANEEL. A principal característica do setor elétrico brasileiro é o hidrotérmico, fortemente caracterizado pela presença de hidrelétricas que possuem grandes reservatórios com regimes hidrológicos que complementam o sistema, e estão localizadas em diversas bacias diferentes, distantes das regiões industrializadas e urbanizadas. O sistema é conectado por extensas linhas de transmissão e a capacidade hidráulica é complementada por geração de energia térmica, nuclear, bioeletricidade, eólica e, mais recentemente, solar (PEREIRA *et al.*, 2013). O governo do Brasil enfatiza que há orgulho nacional no país como sendo uma referência em energia renovável. A rede elétrica é majoritariamente alimentada por energia renovável que representou 83,8% em 2020, sendo composta por fontes como a hídrica (60,7%), biomassa (9,0%), eólica (8,7%), gás natural (9,1%), solar (1,6 %) e carvão (2,7%) (EPE, 2021). Em 2021, o mix elétrico reduziu para 78,1%, devido à escassez hídrica causada pela diminuição do nível do reservatório das principais hidrelétricas do país e a consequente redução na oferta de hidroeletricidade que representou em 2021 (53,4%), biomassa (8,20%), eólica (10,6%), gás natural (12,8%), solar (2,5%) e carvão (3,4%) (EPE, 2022).

O SIN finalizou o ano de 2023 com cerca de 216 GW de geração, sendo 26 GW de potência instalada de Micro e Mini Geração Distribuída (MMGD). São aproximadamente 171.640 km de linhas de transmissão da Rede Básica (tensão igual ou superior a 230 kV). A Figura 15 mostra a matriz de energia elétrica brasileira, obtida do site da ONS, sendo Figura 15 (a) para o ano de 2020 (dados de janeiro de 2021), Figura 15 (b) para o ano de 2021 (dados de janeiro de 2022), Figura 15 (c) para o ano de 2022 (dados de janeiro de 2023) e Figura 15 (d) para o ano de 2023 (dados de janeiro de 2024) (ONS,2024b). É possível observar a evolução de fontes renováveis como solar, que passou de 1,85% em 2020 para 5,22% em 2023, e também da eólica, evoluindo de 9,76% em 2020 para 13,12% em 2023. Ainda sendo a matriz nacional de maior porcentagem, as fontes hidráulicas vêm reduzindo sua participação ao longo dos anos, diminuindo de 65,7% em 2020 para 50,1% em 2023.

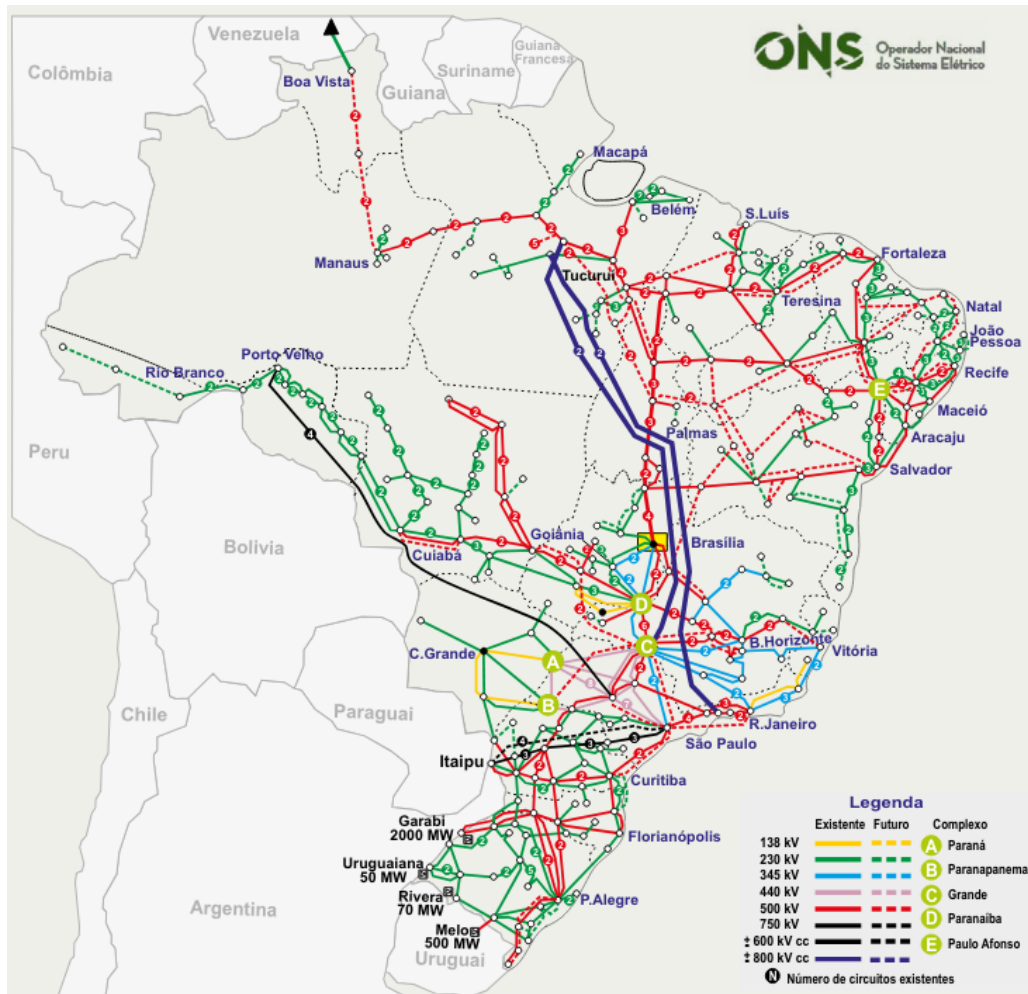
Figura 15 – Matriz de energia elétrica, de acordo com dados da ONS, para os anos de (a) 2020, (b) 2021, (c) 2022 e (d) 2023.



Fonte: (ONS, 2024b).

A Figura 16 mostra o mapa do SIN no Brasil, para o ano de 2023. Cada cor representa uma classe de tensão, como é possível visualizar na legenda interna da figura. As linhas contínuas se referem a linhas de transmissão existentes, enquanto as linhas tracejadas se referem a linhas previstas para implementação. O maior nível de tensão de transmissão em Corrente Alternada (CA) é de 750 kV. Existem linhas em 800 kV, porém em Corrente Contínua (CC) (ONS, 2024a). A linha Xingu (PA) – Rio (RJ) possui 2.543 km de extensão e 4.448 torres, com capacidade de transmissão de potência de 4.000 MW (STATE GRID, 2023). A Tabela 3 mostra o comprimento das linhas de transmissão, em km, para os níveis de tensão existentes no SIN, tanto para o ano de 2023 quanto a previsão para 2028. Nota-se o planejamento de crescimento das linhas de classe 500 kV e/ou 525 kV, com aumento de 31,69 % previsto.

Figura 16 – Linhas de transmissão da rede básica brasileira, de acordo com dados da ONS presentes no Relatório Anual de 2023.



Fonte: (ONS, 2024a)

Tabela 3 – Extensão das linhas de transmissão do SIN, por nível de tensão, para o ano de 2023 e a previsão para o ano de 2028.

Nível de Tensão (kV)	Extensão (km) por ano	
	2023	2028 (previsto)
230	64.265	69.07
345	10.597	10.744
440	7.061	7.072
500/525	69.247	91.192
600	9.544	9.544
750	1.722	1.722
800	9.204	10.671
Total (km)	171.64	200.015

Fonte: Autor, dados de (ONS, 2024b).

3.3 Raios em linhas de transmissão

As Linhas de Transmissão (LT) são um componente essencial do sistema elétrico de potência, pois são responsáveis pelo transporte de energia elétrica da usina até as subestações de distribuição e, eventualmente, até os consumidores finais que são atendidos com níveis de tensão mais elevados. No Brasil, muitas usinas hidroelétricas de alta capacidade de geração estão localizadas na região amazônica devido aos abundantes cursos de água e à geografia favorável. As LT's nessa região escoam energia tanto para locais próximos quanto para demais localidades mais distantes do país. Porém, a implementação de linhas nesta região envolve muitos desafios de engenharia, devido aos grandes rios e densas florestas, exigindo que as torres tenham grandes alturas (PEREIRA *et al.*, 2015).

Danos causados por raios em sistemas de energia estão relacionados tanto a falhas de isolamento, normalmente causadas por correntes de retorno (alta amplitude), quanto a longas correntes contínuas (CC). Correntes contínuas estão associadas a danos térmicos em materiais elétricos (VISACRO, 2018). Portanto, é importante proteger as linhas contra danos causados por raios. Devido ao aquecimento global e às mudanças climáticas, é essencial monitorar a densidade e os parâmetros das descargas atmosféricas (LIU; WANG; LIU, 2010).

Quando um raio atinge uma LT, a sobretensão pode ser superior ao NBI – Nível Básico de Isolamento, que é o valor de tensão que possui uma probabilidade de 10% de causar descargas disruptivas, e também pode ser superior à Tensão Crítica de Flashover (CFO), na qual o isolador apresenta apenas 50% de probabilidade de suportar a solicitação de sobretensão (D'AJUZ, 1987). A análise da densidade de raios ao longo da LT é fundamental para a compreensão deste parâmetro e permite definir zonas de maior risco de falha. O flashover causado por um raio é um dos principais fatores de falta de energia (PEREIRA *et al.*, 2015). Exemplificando, mais de 36% das interrupções nas linhas de transmissão estão relacionadas à atividade de raios na Malásia (RAWI; KADIR; IZADI, 2017).

Quando uma descarga atmosférica atinge uma linha, uma elevada sobretensão é desenvolvida através dos equipamentos e da isolação das linhas. Todo sistema de isolação possui um limite de suportabilidade, o qual se for excedido haverá uma descarga disruptiva. Esse arco elétrico será alimentado pela fonte de tensão do sistema de potência, até o momento que algum dispositivo de proteção atue, eliminando a falta elétrica. No caso de linhas de transmissão, o arco elétrico ocorre pelo ar, não percorrendo a cadeia de isoladores diretamente. Como o ar é um isolante gasoso, auto-regenerativo, quando o arco é eliminado, o sistema poderá operar novamente sem problemas. Os raios podem atingir diretamente os condutores de fase ou então elementos aterrados do sistema, como os cabos para-raios (cabo de blindagem ou cabo

guarda) e as torres metálicas. Linhas sem cabo para-raios sofrem diretamente com o fenômeno de *flashover*, sendo a incidência direta dos raios nos cabos de fase, com alta probabilidade de ocorrência da disrupção na cadeia de isoladores, devido a elevada sobretensão imposta as cadeias de isoladores, com a formação do arco elétrico e conseqüente curto-circuito. Linhas com presença de cabo para-raios podem sofrer com o fenômeno de *backflashover*, sendo a incidência dos raios nos cabos para-raios, também chamados de cabos de blindagem, ou nas próprias torres da linha, que também tem como conseqüência um arco elétrico na cadeia de isoladores, tendo início na estrutura aterrada (torre ou cabo para-raios) e indo em direção ao cabo de fase, sentido oposto ao *flashover*, em que o arco inicia no condutor de fase e se propaga em direção a torre, que é a estrutura aterrada. O desempenho da linha vai depender muito do comportamento transitório do sistema de aterramento nesses casos. Mesmo com a presença de para-raios, também existe uma probabilidade de ter uma falha da blindagem (*shielding failure*) da linha, em que mesmo com a presença dos cabos para-raios, o raio atinge o condutor de fase. Além dos casos descritos acima, em que o raio incide diretamente em um condutor ou estrutura pertencente a linha de transmissão, também se tem os efeitos advindos por tensões induzidas, em que a descarga atinge uma estrutura próxima a linha ou o solo, gerando tensões na linha por indução eletromagnética, podendo causar sobretensões consideráveis. Em geral, esses casos são analisados para as classes de média tensão, não constituindo um grande problema na alta e extra alta tensão. Para linhas de tensão igual ou superior a 69 kV, pode ser considerada desprezível a probabilidade de um *flashover* ser causado por descarga induzida (D'AJUZ, 1987).

Quando uma descarga incide na linha, provoca o aparecimento de ondas viajantes, com conseqüentes reflexões e refrações em decorrência de pontos de descontinuidade (mudança de impedância característica). No caso de a descarga atingir diretamente um cabo de fase, assumindo a corrente 'I' do raio de 30 kA, com impedância de surto típica 'Z' de 400 ohms, o surto de tensão 'V' que irá se propagar na linha será determinado pela Equação 3 (D'AJUZ, 1987).

$$V = \frac{I \cdot Z}{2} \quad (3)$$

Aplicando os valores, obtém-se:

$$V = \frac{I \cdot Z}{2} = \frac{30.000 \cdot 400}{2} = 6MV$$

Ou seja, uma amplitude de surto de 6 MV, irá se propagar na linha. Conforme comentado anteriormente, nesses casos existe alta probabilidade de ocorrência do fenômeno de *flashover*, pois as linhas e equipamentos elétricos não suportam sobretensões dessa ordem. O

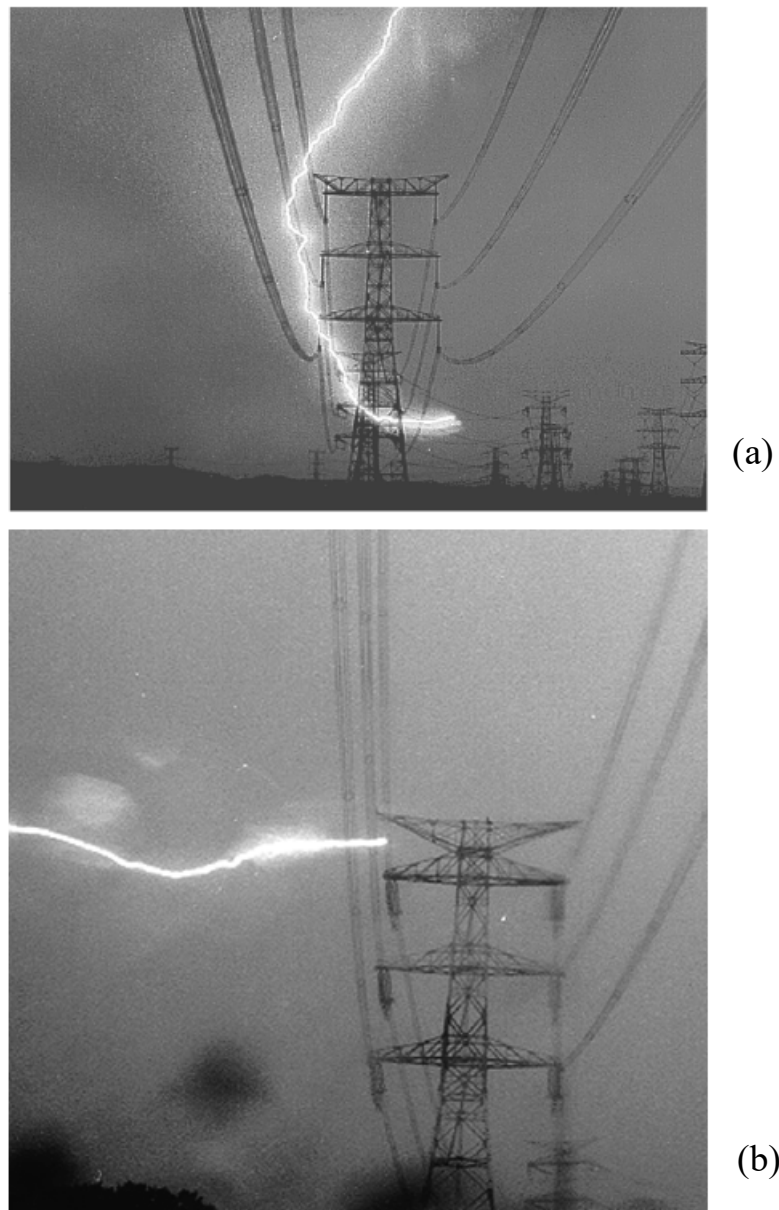
número '2' no denominador, se refere ao fato de, quando a descarga atinge a linha, a corrente se divide para ambos os lados do condutor.

Vários parâmetros dos raios são importantes para estudos de proteção e blindagem de linhas de transmissão, como: polaridade, valor de pico da corrente, duração da frente de onda e taxa de crescimento, carga associada e etc (D'AJUZ, 1987). O problema das descargas atmosféricas atingindo linhas de transmissão de alta e extra alta tensão se agrava para regiões com alta atividade elétrica e/ou maior resistividade do solo. Quando o raio atinge a linha e provoca um *flashover*, o consequente curto-circuito e afundamento de tensão pode causar o desligamento de cargas elétricas na rede em decorrência do transitório eletromagnético na linha. As Figura 17 (a) e (b) mostram casos de incidência direta de descarga atmosférica no condutor de fase de maior altura, na linha de transmissão Minami-Iwaki, no Japão, que possui nível de tensão de 500 kV e extensão de 195 km, com circuito duplo e dois cabos de blindagem. É interessante observar o comportamento de propagação horizontal do canal do raio, no estágio final antes de atingir o condutor (TAKAMI; OKABE, 2007).

É fundamental o estudo de resposta transitória do sistema elétrico frente às descargas atmosféricas, pois cada nível de tensão tem estruturas típicas diferentes de torres, e cada projeto de linha terá características de condutores de fase, condutores de blindagem, número de condutores, configurações de aterramento de pé de torre etc, e cada sistema irá apresentar uma resposta particular quando um raio incidir na linha. No estudo do *backflashover*, o mínimo valor de corrente capaz de produzir o *flashover* é denominado de corrente crítica. Os seguintes parâmetros têm capacidade de influenciar nesse valor (CIGRE, 2013):

1. Pico da primeira descarga de retorno;
2. Presença de para-raios de linha em alguns ou todos os isoladores;
3. Impedância de surto e coeficientes de acoplamento entre os condutores de fase e os cabos de blindagem, avaliada a partir de modelos de linhas de transmissão e considerando o acoplamento adicional se tiver para-raios nos isoladores;
4. Taxa de crescimento da corrente (di/dt);
5. Forma de onda da corrente, tanto o tempo para atingir o pico quanto para atingir metade do valor de pico na cauda;
6. Impedância de aterramento de pé de torre, influenciada por efeitos de ionização do solo e altas frequências;
7. Impedância de surto da torre;
8. Representação de torres próximas e seus sistemas de aterramento;
9. Representação de equipamentos nas proximidades, como transformadores.

Figura 17 – Raio atingindo o condutor de fase mais alto de uma linha de transmissão (a) em 22 de julho de 2000 e (b) em 9 de julho de 1998.



Fonte: (TAKAMI; OKABE, 2007).

Usualmente, o desempenho das linhas de transmissão, frente as descargas atmosféricas, é expresso pelo máximo número de *flashover* (causado por raios) que podem ocorrer na linha por cada 100 km por ano, ou seja, seria *flashover* / 100 km / ano. A partir de um raio, com uma determinada corrente de pico em kA, conforme aumenta-se o nível de tensão de uma LT, também se eleva a suportabilidade da linha, ou seja, sua isolação se torna maior, e o raio tem menos probabilidade de causar uma interrupção na cadeia de isoladores. Neste ponto, os surtos provocados por chaveamentos, transitórios de manobra, ganham maior relevância de estudo (PAPAILIOU, 2017). A Tabela 4 contém o desempenho de algumas linhas de transmissão.

Como esperado, a taxa de *flashover* é maior para linhas de menor valor nominal de tensão. Ou seja, quando menor o nível de tensão da linha, maior a probabilidade de sofrer danos causados por raios.

Tabela 4 – Desempenho de linhas de transmissão por nível de tensão.

Tensão nominal (kV)	Flashovers / 100 km / ano
11-22	20,3
42	21,9
88	11,9
132	5
275	1,9
400	0,6
500	0,5
765	0,3

Fonte: (PAPAILIOU, 2017).

Os efeitos das descargas atmosféricas em linhas de transmissão são de suma importância para a engenharia elétrica. Estando relacionado com as seguintes áreas: proteção contra surtos, coordenação de isolamento, blindagem de linhas, proteção de equipamentos, segurança de pessoas e continuidade do fornecimento de energia (DAS, 2010). O primeiro passo é estimar a área de atração e a quantidade de raios que vão incidir sob uma linha de transmissão.

Como comentado em tópicos anteriores, quando o líder descendente se aproxima de um objeto ou do próprio solo, surgem líderes ascendentes que objetivam se conectar com o líder descendente. A altura e a geometria do objeto, como as torres de linhas de transmissão, influenciam na intensidade do campo elétrico. Ao exceder 3 MV/m (na condição atmosférica padrão de Pressão = 1 atm e Temperatura = 293 K), uma zona de corona é criada, com desenvolvimento do *streamer* ascendente. O parâmetro *striking distance* se refere a distância entre a ponta do líder descendente e a estrutura quando isso ocorre (distância de indução do canal ascendente). O *attractive radius* (raio de atração) ‘ r_a ’, que seria a distância crítica entre o canal descendente e a estrutura a partir do qual se espera que haja a conexão e a consequente descarga de retorno, pode ser calculado pela Equação 4 (ERIKSSON, 1987), dependendo da altura efetiva da estrutura ‘ h_s ’. No caso de linhas de transmissão, essa altura pode ser determinada pela Equação 5, sendo h_{gw} a altura do condutor de blindagem (*ground wire*) e ‘*midspan sag*’ a flecha do condutor (ANDERSON; ERIKSSON, 1980). Em geral, o raio de atração é inferior a distância de indução do canal ascendente (VISACRO, 2005).

$$r_a = 14 \cdot h_s^{0,6} \quad (4)$$

$$h_s = h_{gw} - \frac{2}{3} \cdot \text{midspan sag} \quad (5)$$

Quanto a frequência de incidência direta de raios em linhas de transmissão, os mesmos podem atingir tanto os condutores de fase, quanto a torre ou o cabo de blindagem. A sobretensão consequente pode superar o CFO da linha, que é o nível de tensão com probabilidade de 50% em causar o flashover. É importante calcular a quantidade esperada de raios que vão incidir na linha. Uma vez tendo conhecimento da densidade de raios N_g , a frequência de incidência N_d pode ser calculada de acordo com a Equação 6, sendo necessário encontrar a área de exposição A_e (ANDERSON; ERIKSSON, 1980).

$$N_d = N_g \cdot A_e \quad (6)$$

Para definir a área de exposição, em km^2 , utiliza-se a Equação 7 (ANDERSON; ERIKSSON, 1980), que depende do raio de atração r_a em metros, distância horizontal 'w' em metros, entre os condutores de blindagem (caso existir mais de um) e comprimento da linha 'l' em quilômetros. Para fins de exemplificação, considerando uma altura de 10 metros, distância horizontal entre os cabos de blindagem de 3 metros, densidade de descargas de 1,5 raios / km^2 / ano e comprimento da linha de 20 km, o raio de atração resulta em 56 metros, a área de exposição em 2,29 km^2 e a frequência de raios na linha será de 3,43, aproximadamente 3 raios.

$$A_e = 0,001 \cdot (2 \cdot r_a + w) \cdot l \quad (7)$$

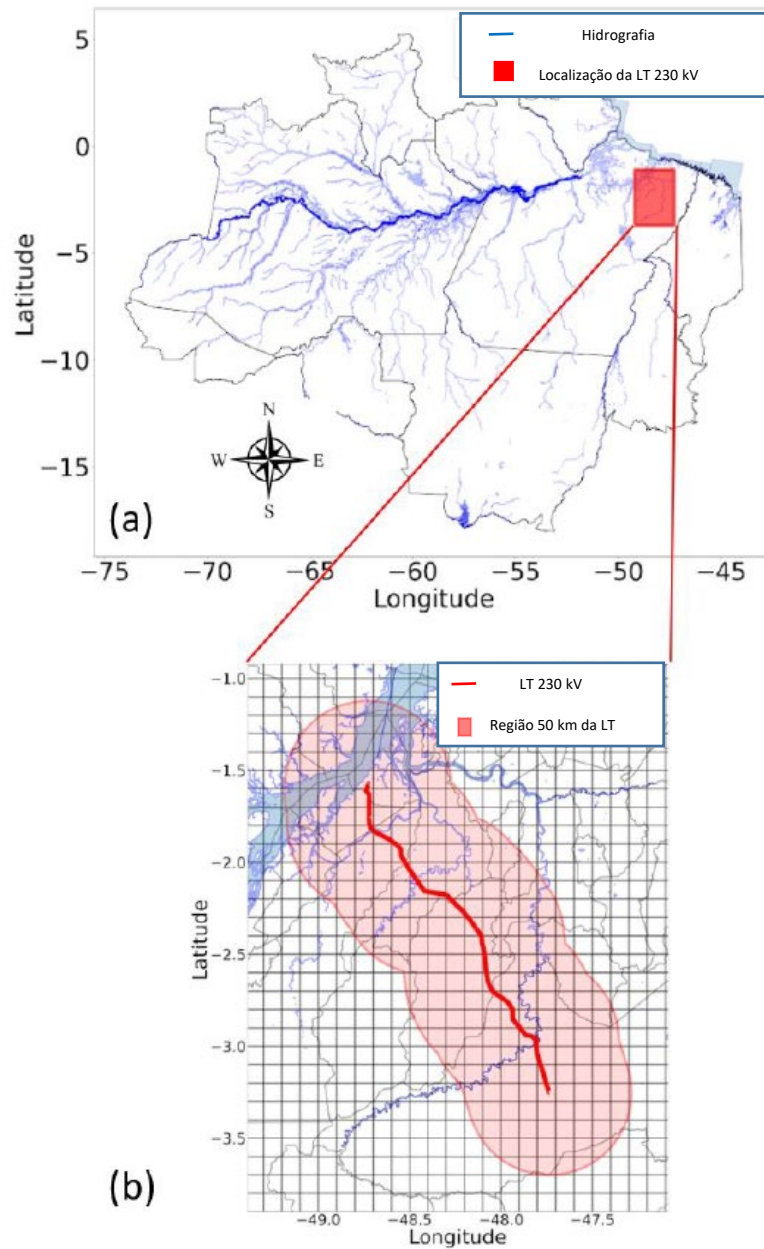
É comum representar a frequência de incidência de raios em uma linha de transmissão como raios/ 100 km/ ano. Para tal, é utilizada a Equação 8 (ANDERSON; ERIKSSON, 1980). Se a linha tiver 500 km de extensão, por exemplo, a quantidade estimada de raios que vão incidir nessa linha por ano será o valor calculado multiplicado por 5.

$$N_d = \frac{N_g \cdot (2 \cdot r_a + w)}{10} \quad (8)$$

3.4 Dados de satélite para avaliar a incidência de raios em linhas de transmissão

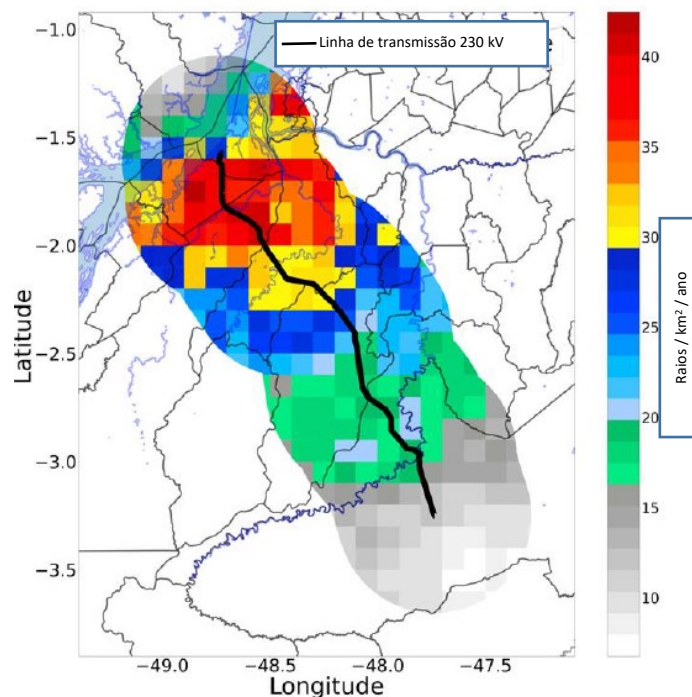
Dados do GLM foram utilizados para avaliar a incidência de raios em uma linha de transmissão de 230 kV localizada na região amazônica, com extensão de 237 km e possuindo 562 torres. O terreno é relativamente plano ao longo da LT e a altura das torres é de cerca de 50 metros. Também foi avaliado a distribuição sazonal e a presença de corrente contínua nos raios. O período de análise foi entre 2019 e 2022. A região de estudo está localizada no estado do Pará, Brasil. Foi utilizada uma grade de $0,1^\circ \times 0,1^\circ$ para processar os mapas de densidade de raios. Uma extensão de 50 km ao redor da linha, em todo seu comprimento, foi aplicada para filtragem dos dados de raios. A Figura 18 (a) mostra a região amazônica, com a hidrografia da região na cor azul e o Rio Amazonas destacado em linhas na cor azul de maior espessura, e a região onde está localizada a Linha de Transmissão de 230 kV é mostrada na caixa delimitada em vermelho. A Figura 18 (b) mostra a LT, a grade $0,1^\circ \times 0,1^\circ$ e a região de 50 km ao longo da LT (LEAL; MATOS; FERREIRA, 2023).

Figura 18 – (a) Região amazônica com a hidrografia na cor azul e a caixa vermelha em destacando a localização da linha de transmissão de 230 kV e (b) destaque na região de interesse, com células de grade de $0,1^\circ \times 0,1^\circ$ e a região de 50 km ao redor da linha utilizada para filtragem dos dados.



A Figura 19 mostra a densidade de raios na região analisada de 50 km ao redor da LT, destacando o percurso da LT em cor preta. Valores na ordem de 40 raios / km² / ano foram observados no início da LT, na região superior esquerda da linha. Esse valor se refere a quantidade de raios total (intra-nuvem e nuvem-solo). Um detalhe interessante é que ao longo do percurso da linha, no sentido esquerda para direita e de cima para baixo, a densidade vai reduzindo. Esse perfil pode ajudar os projetistas a identificar regiões mais vulneráveis de linhas de transmissão frente a descargas atmosféricas. Como demais resultados interessantes, tem-se: o período do ano com maior ocorrência de raios, analisando todo o período 2019-2022, foi em setembro, o que pode auxiliar no planejamento de manutenção da LT; considerando a presença de corrente contínua (CC) com duração mínima de 10 ms, 13% dos raios tiveram ao menos uma CC, sendo janeiro o mês com maior porcentagem de CC (30%); considerando apenas raios com ao menos uma CC, a densidade de raios foi plotada novamente, encontrando-se valores máximos na ordem de 10 raios / km² / ano no início da LT (LEAL; MATOS; FERREIRA, 2023).

Figura 19 – Densidade de raios ao longo da LT 230 kV, no período 2019-2022, utilizando dados do GLM.

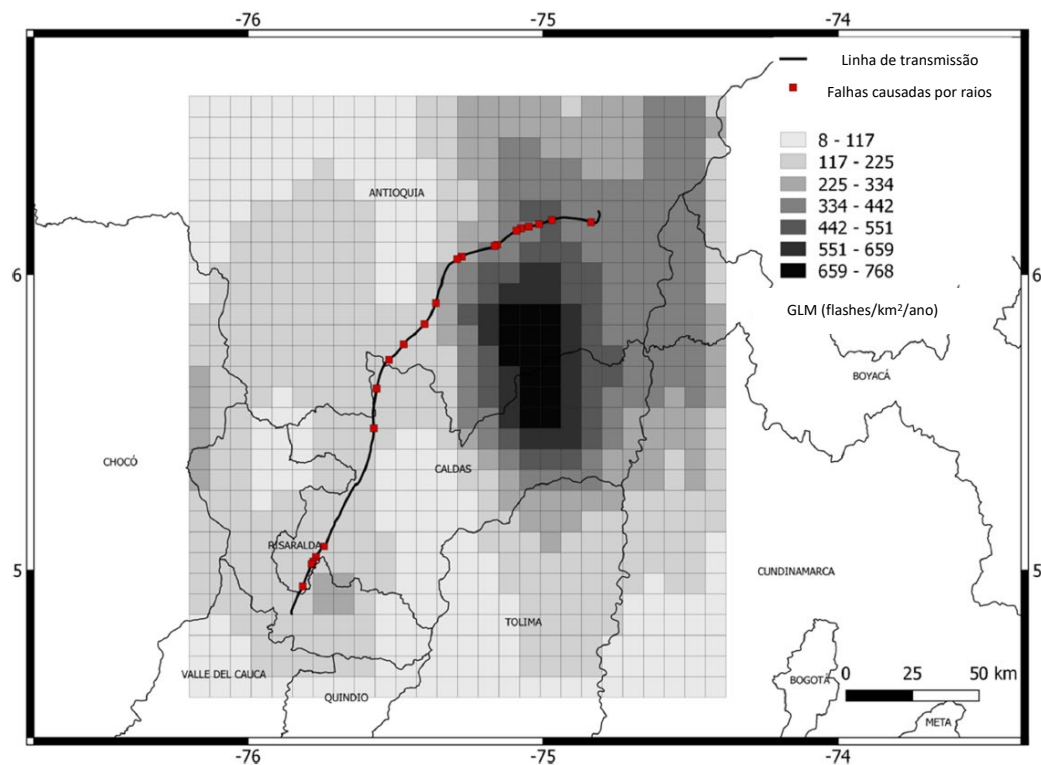


Fonte: Adaptado de (LEAL; MATOS; FERREIRA, 2023).

Dados do GLM foram utilizados para analisar a ocorrência de descargas atmosféricas em objetos altos, como turbinas eólicas e linhas de transmissão aéreas, e também para identificar a presença de correntes contínuas (CC) que podem causar sérios danos nas pás das

turbinas eólicas (MONTANYÀ *et al.*, 2016). É possível, além disso, estimar o número de flashes (raios) ascendentes que ocorrem a partir de objetos com altura elevada e são desencadeados por um flash próximo anteriormente ocorrido. É mostrado um exemplo de avaliação de ocorrência de raios ao longo de uma linha de 500 kV na Colômbia, com 214 km e 425 torres. A Figura 20 mostra a densidade de raios para o período 2019-2021. Os ‘quadrados’ na cor vermelha representam a localização de algumas falhas que houveram na linha, no período de interesse, causadas por raios. A maior densidade foi nos primeiros 70 km da linha, que corresponde as regiões de maior complexidade orográfica e menores valores de corrente de pico críticas para flashover. O maior valor obtido foi de 450 flashes/km²/ano no quilômetro 20.

Figura 20 – Densidade total de raios na região da linha de 500 kV, na Colômbia, para o período 2019-2021, a partir de dados do GLM. A localização das faltas que houveram na linha estão na forma de quadrados na cor vermelha.



Fonte: Adaptado de (MONTANYÀ *et al.*, 2022).

3.5 Conclusão

Neste capítulo, foi definido que a incidência de raios em linhas, podem acarretar em sobretensões superiores ao CFO da linha, podendo causar flashover e o consequente curto-circuito e desligamento. Além disso, quanto menor o nível de tensão da linha, maior a taxa de ocorrência de flashover / 100 km / ano, sendo mais suscetíveis a desligamentos. Por fim, para determinar a frequência de incidência de raios por ano em uma linha, é necessário ter a

densidade de raios na região, e dados do GLM, a bordo do GOES-16, estão sendo utilizados para obtenção desse parâmetro.

4. METODOLOGIA

4.1 Introdução

Neste capítulo, será apresentada a metodologia adotada neste trabalho. Será comentado sobre como foi realizado o processamento dos dados do GLM. Em seguida, os dados de falhas em linhas de transmissão do SIN são comentados. Apresenta-se também os dados de localização geográficas das linhas. Por fim, a escolha de um estudo de caso para utilizar a densidade de raios calculada a partir dos dados processados do GLM é discutida.

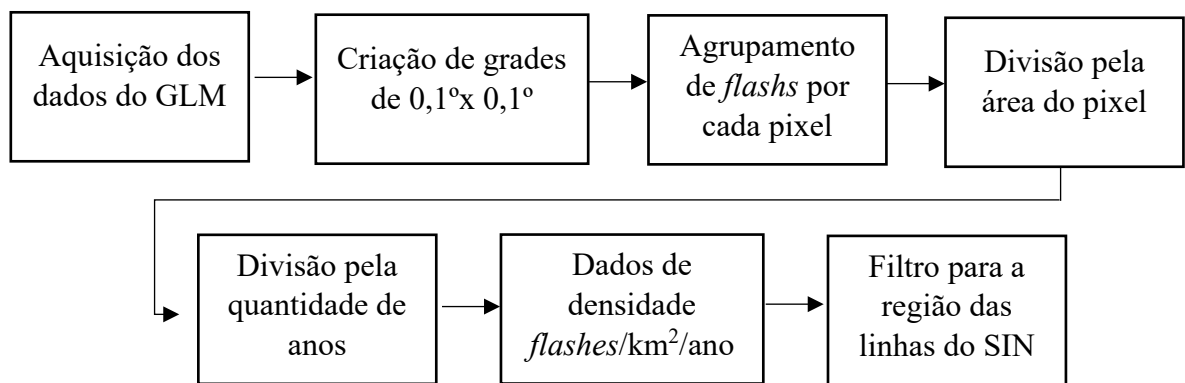
4.2 Obtenção dos dados de raios do GLM

Os códigos de processamento de dados do GLM foram desenvolvidos pela equipe do Laboratório de Pesquisa em Descargas Atmosféricas (LPDA), da Universidade Federal do Pará (UFPA). Os dados do GLM podem ser obtidos do site oficial da NOAA - *National Oceanic and Atmospheric Administration* (Administração Nacional Oceânica e Atmosférica) (NOAA, 2024). Como comentado anteriormente, o GLM disponibiliza dados de eventos, grupos e flashes. Na presente dissertação, foram utilizados dados de flashes, que correspondem a denominação de ‘raios’ no sentido geral, com o conjunto de processos elétricos. Vale ressaltar novamente que os dados de raios do GLM são de raios totais, pois o GLM não faz distinção entre raio intra-nuvem e nuvem-solo. O programa desenvolvido permite selecionar as coordenadas de latitude e longitude para delimitação da região em que se quer obter os dados, bem como a estampa de tempo na forma: hora, dia, mês e ano de início e fim do processamento, que caracteriza a janela temporal de download dos dados.

A Figura 21 contém a sequência de ações ao utilizar o programa. Como a resolução dos dados do GLM é de cerca de 8 km, utilizou-se pixels (pontos de grade) de $0,1^\circ \times 0,1^\circ$, que corresponde a aproximadamente 10 km x 10 km. Os dados de *flashes*, que possuem uma latitude e longitude calculadas pelo *Lightning Cluster and Filter Algorithm* (LCFA) (MACH, 2020), são agrupados em cada pixel da grade utilizada para plotar os mapas de densidade. Esse agrupamento é feito de modo simples, pois cada pixel da grade vai ter uma delimitação de latitude e longitude, então se as coordenadas do flash estiverem contidas no pixel, será contabilizado um *flash* para o pixel. É gerado um arquivo de ponto de grade por dia, ou seja, a menor resolução temporal para os dados em ponto de grade é diária. Como o objetivo é plotar a densidade de ocorrência de raios, na forma $\text{flashes}/\text{km}^2/\text{ano}$, a quantidade de raios é dividida pela área dos pixels, e a depender de qual mapa se queira plotar, a quantidade de raios em cada

pixel é também dividida pela quantidade de anos, para obtenção do valor médio anual. O último passo é filtrar para a região de interesse de plotagem do mapa, como nos *buffers* ao redor das linhas de transmissão. Um *buffer* é uma definição no estudo de mapas que se refere a uma zona ou região criada ao redor de um objeto específico, como uma linha, um ponto ou um polígono. Como cada pixel é de aproximadamente 10 km x 10 km, foram utilizados *buffers* de 50 km (5 pixels) ao redor das linhas do SIN, para visualização das proximidades das linhas.

Figura 21 – Sequência de ações desenvolvidas no processamento dos dados do GLM.



Fonte: Autor.

Ressalta-se alguns pontos importantes do uso do GLM para o presente trabalho. Por se tratar de dados de satélite, que observa a luminosidade do topo das nuvens, raios de menor intensidade, que não geram luminosidade suficiente no topo das nuvens, ou raios que ocorrem na base de nuvens muito densas, podem não ser detectados pelo GLM (LEAL; RAKOV, 2024). Além disso, o processamento do GLM não diferencia raios intra-nuvem dos raios nuvem-solo.

4.3 Dados de falhas nas linhas de transmissão

Os dados de falhas em linhas de transmissão pertencentes ao SIN foram obtidos do portal da ONS (ONS, 2024c), em que foi feito o download dos dados em formato de planilha para posterior tratamento em Python para plotar os resultados desejados. A planilha contém informações sobre vários tipos de falhas no sistema elétrico, como é possível observar na Tabela 5, como caráter informativo, sendo possível filtrar falhas por equipamento, como disjuntores, transformadores ou linhas de transmissão, este último sendo interesse dessa dissertação. Tem-se dados no período de 2012 até 2023, pois é atualizado periodicamente. Optou-se por utilizar dados no período 2019-2023 (5 anos), devido aos dados do GLM. As principais classes de tensões do SIN são, em kV: 230, 345, 440, 500, 525, 600, 765 e 800. Algumas destas são em corrente contínua, sendo 600 kV e 800 kV. Como exemplos de causas de falhas em LTs, pode-

se citar: descargas atmosféricas, interesse da dissertação, queimada/fogo sob linha, pássaro curicaca, vandalismo, vegetação, acidental durante serviços/testes, vento forte e outros.

Tabela 5 – Informações contidas na planilha de dados de falhas no SIN.

Ano	Tensão	Corrente	Local da falha	Falhas em linhas
2012,2013,2014,2015, 2016,2017,2018,2019, 2020,2021,2022 e 2023	230,345,440, 500,525,600, 765 e 800	Alternada (CA) e Contínua (CC)	Banco de capacitores, capacitor série, conversores, disjuntores, filtros, linha CC, linha de transmissão, reator, reator série, secção de barra, transformador, unidade geradora e etc	Descarga atmosférica, Queimada/Fogo sob linha, Pássaro curicaca, Vandalismo, Vegetação, Acidental - Serviços/testes, vento forte e etc

Fonte: Autor, dados de (ONS, 2024c).

A Tabela 6 mostra alguns exemplos de ocorrências de falhas no SIN, após etapas de processamento e filtragem. Durante o processamento de dados de falhas em linhas de transmissão, da coluna “Equipamento”, foram selecionadas as colunas “Linha de Transmissão” e “Linha DC”, pois o foco é analisar as falhas apenas em linhas de transmissão, tanto AC quanto DC. Da coluna “Tensão”, havia os seguintes níveis: 69, 138, 230, 345, 440, 500, 525, 600, 765 e 800 kV, e como o objetivo é avaliar as classes de tensão da rede base, com tensão igual ou superior a 230 kV, foram excluídos os dados referentes as tensões de 69 e 138 kV. O próximo filtro foi do período de observação, da coluna “Ano”, pois a base de dados contém informações entre 2012 e 2023. Selecionou-se os seguintes anos: 2019, 2020, 2021, 2022 e 2023, totalizando 5 anos de observação. Em seguida, na coluna “Tipo de rede”, existe a seguinte classificação: básica, complementar, supervisão e “fictício”. A quantidade de ocorrências foi de 11.701, 41, 7 e 1, respectivamente. Apenas ocorrências do tipo de rede “BÁSICA” foram selecionadas. Logo, o total de falhas registradas é de 11.701. Também se observa a coluna “Causas de perturbações”, que foi utilizada para avaliar as principais causas de falhas nas linhas.

Tabela 6 – Exemplos de ocorrências de falhas, após filtragem de dados.

Equipamento	Dia	Mês	Ano	Hora	Minuto	Causas de perturbações	Tipo de rede	Tipo	Tensão
Linha DC	25	10	2019	16	41	Indeterminada	BASICA	CC	600
Linha DC	2	11	2019	14	45	Descarga Atmosférica	BASICA	CC	800
Linha DC	2	11	2019	11	30	Descarga Atmosférica	BASICA	CC	600
Linha DC	21	10	2019	15	36	Descarga Atmosférica	BASICA	CC	600
Linha DC	9	12	2019	12	36	Descarga Atmosférica	BASICA	CC	600
Linha de Transmissão	25	12	2019	14	20	Queimada / Fogo sob a Linha - Fora da Faixa	BASICA	LT	525
Linha de Transmissão	29	10	2019	12	30	Queimada / Fogo sob a Linha - Fora da Faixa	BASICA	LT	230
Linha de Transmissão	10	4	2019	8	16	Acidental - Serviços/Testes	BASICA	LT	230
Linha de Transmissão	12	12	2019	11	26	Acidental - Serviços/Testes	BASICA	LT	500
Linha de Transmissão	10	1	2019	17	16	Descarga Atmosférica	BASICA	LT	230
Linha de Transmissão	18	2	2019	2	35	Descarga Atmosférica	BASICA	LT	500
Linha de Transmissão	23	7	2021	9	2	Vegetação	BASICA	LT	500
Linha de Transmissão	23	7	2021	10	9	Vegetação	BASICA	LT	500
Linha de Transmissão	23	7	2021	10	35	Vegetação	BASICA	LT	500
Linha de Transmissão	24	11	2021	13	10	Vegetação	BASICA	LT	500
Linha de Transmissão	22	2	2021	13	9	Vegetação	BASICA	LT	230
Linha de Transmissão	8	5	2021	12	4	Vegetação	BASICA	LT	230

Fonte: Autor, dados de (ONS, 2024c).

Com os dados de falhas em linha de transmissão, o processamento incluiu a geração de gráficos, como: quantidade de linhas de transmissão e extensão em quilômetros, em cada um dos níveis de tensão, principais causas de falhas nas linhas, quantidade de falhas por nível de tensão, por ano e por mês, incluindo todas as causas e também considerando apenas as falhas causadas por descargas atmosféricas.

4.4 Localização das linhas de transmissão

Para plotar o mapa das linhas de transmissão, foi preciso obter o arquivo .shp (*shapefile*), que é um formato de dados geoespacial e vetorial utilizado para localização geográfica, contendo informação sobre posição, forma e atributos geográficos. Os dados são disponibilizados pela EPE, a partir de uma plataforma que permite visualização interativa do mapa do sistema energético brasileiro. São apresentados oito grupos de camadas geográficas: sistema elétrico planejado, sistema elétrico existente, biocombustíveis, infraestrutura de combustíveis líquidos, infraestrutura de gás natural, exploração e produção de petróleo e gás, meio ambiente e estudos da EPE e recursos energéticos. Nesses grupos, pode-se localizar, no território nacional, Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH), Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGH) e Usinas Hidrelétricas de Energia (UHE), termelétricas, parques eólicos, usinas fotovoltaicas, linhas de transmissão e subestações de energia, campos de petróleo e gás, unidades de biocombustíveis e infraestruturas de gás natural e combustíveis líquidos, recursos energéticos, dentre outras geoinformações (EPE, 2024).

A Tabela 7 mostra algumas linhas da base de dados. Após os dados terem sido baixados, como o objetivo é avaliar linhas de transmissão da rede básica, ou seja, de tensão igual ou superior a 230 kV, esse filtro foi feito no Python, no processamento dos dados. Além disso, o mapeamento foi realizado apenas para linhas existentes até junho de 2024, não sendo consideradas as localizações de linhas previstas para construção. Como observado, na base de dados tem o nome da linha, a empresa que possui a concessão, o nível de tensão, a extensão em quilômetros e a coluna “*geometry*” contém a geometria da linha, as coordenadas que são usadas para plotar o traçado no mapa.

Tabela 7 – Exemplo de linhas da base de dados dos traçados geográficos.

Nome	Concessão	Tensão	Extensão	geometry
LT 500 kV Ribeiro Gonçalves - São João do Piauí C1	TAESA - TRANSMISSORA ALIANÇA DE ENERGIA ELÉTRICA S A	500	343,47	LINestring (-45.2045, -7.6336...)
LT 230 kV Castanhal - Utinga C1	ELETRONORTE - Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A	230	68,54	LINestring (-48.3799, -1.3344...)
LT 500 kV Tucuruí - Vila do Conde C2	ETEP - Empresa Paraense de Transmissão de Energia S.A.	500	329,31	LINestring (-49.6547, -3.8235...)
LT 230 kV Castanhal - Vila do Conde C1	ERTE - Empresa Regional de Transmissão de Energia S.A.	230	130,37	LINestring (-47.7872, -1.2957...)
LT 230 kV Monte Claro - Nova Prata 2 C1	ELETROSUL - ELETROSUL Centrais Elétricas S.A.	230	29,58	LINestring (-51.5354, -29.0129...)

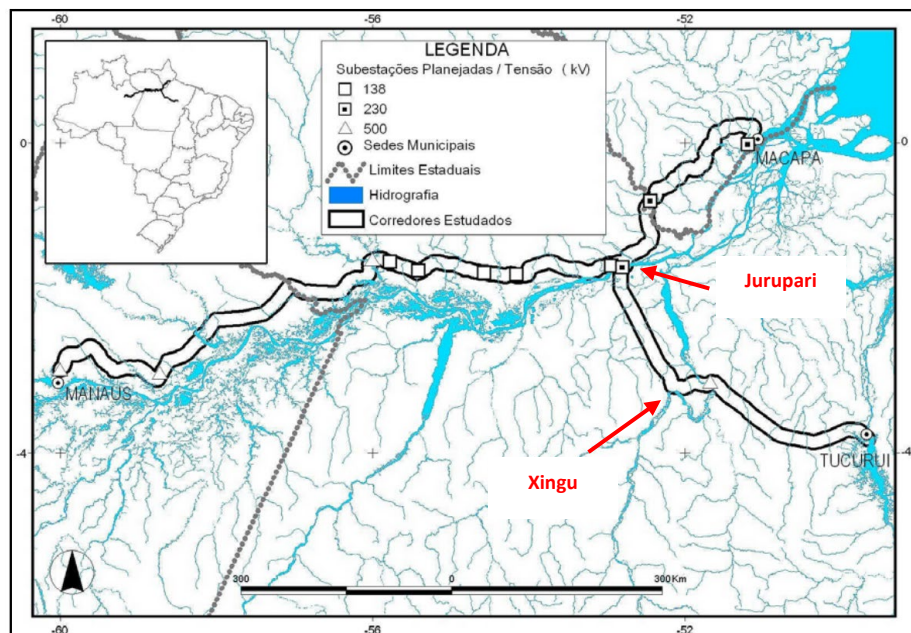
Fonte: Autor, dados de (EPE, 2024).

4.5 Verificação da quantidade anual de raios em um vão da linha Xingu-Jurupari de 500 kV entre NBR-5419 e GLM

Para exemplificar a utilização dos dados de densidade de descargas atmosféricas obtidos pelo processamento dos dados do GLM, escolheu-se uma linha de transmissão específica, Xingu-Jurupari, de 500 kV, para verificar a quantidade estimada de raios que incidem em um vão dessa linha, anualmente, a partir dos dados de densidade da NBR-5419 e os dados do GLM. O motivo da escolha dessa linha foi devido ao fato de possuir a maior torre de transmissão do Brasil, com 295 metros. Com o mapa de densidade, será verificado se o pixel que contém essa torre tem uma densidade de raios maior do que outros pixels da linha.

As obras dessa linha foram objetos do leilão 04/2008 da ANEEL, e fazem parte do projeto de interligação Tucuruí (PA)– Manaus (AM) – Macapá (AP), com 1.829 km. A Figura 22 mostra as linhas de transmissão dessa interligação. Ressalta-se que a interligação Oriximiná-Manaus não fez parte desse leilão. Um dos grandes desafios associados a linha Xingu-Jurupari foi a travessia do rio Amazonas, estando localizada no quilômetro 238, município de Almeirim. Essa travessia possui mais de 2 km e as alturas das torres nas margens do rio foram definidas de modo a atender as distâncias mínimas de segurança previstas pela norma ABNT NBR-5422 (Projeto de Linhas Aéreas de Transmissão de Energia Elétrica) (AZEREDO, 2019).

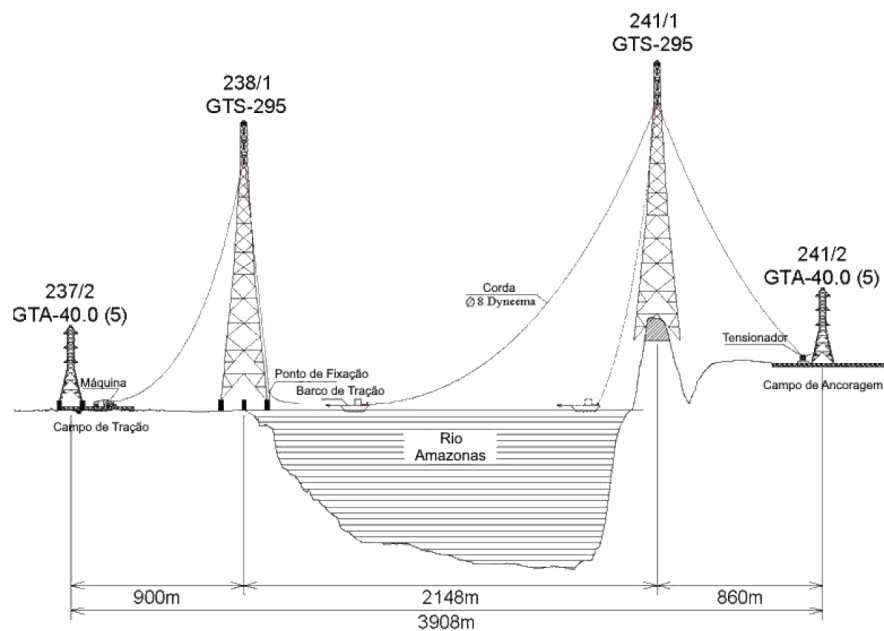
Figura 22 – Interligação Tucuruí – Manaus – Macapá.



Fonte: Adaptado de (IBAMA, 2009).

Devido ao comprimento longo do vão, foi necessário a instalação de torres de transmissão, conhecidas como GTS 238/1 e GTS 241/1, com circuito duplo, de aproximadamente 295 metros de altura, sendo a torre 238/1 instalada na margem junto a Ilha de Jurupari e a torre 241/1 no morro da margem oposta. A Figura 23 mostra a representação das duas torres, e do rio Amazonas, com o vão de 2,148 km. Já a Figura 24 mostra um registro das duas torres.

Figura 23 – Esquema do processo de lançamento dos cabos na travessia.



Fonte: (AZEREDO, 2019).

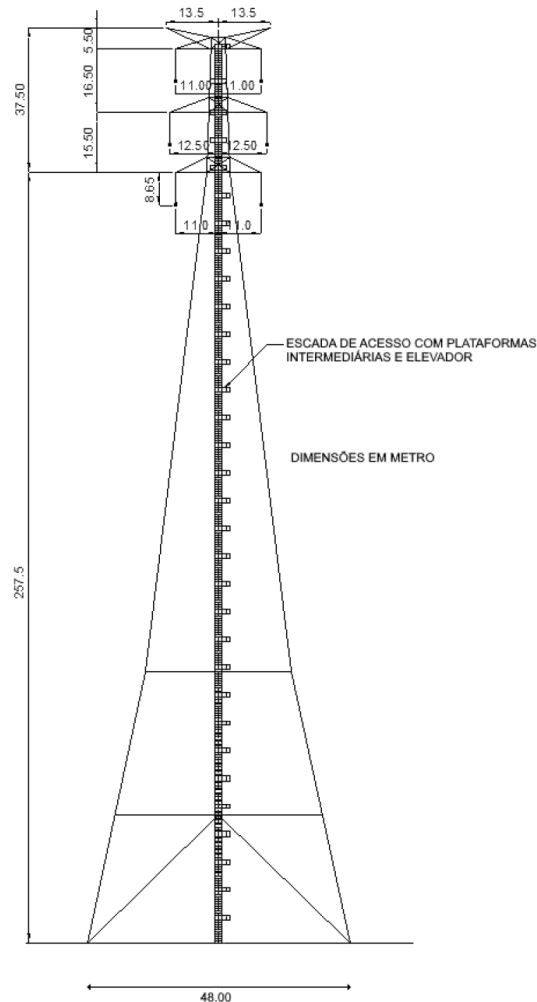
Figura 24 – Vista das torres 238/1 e 241/1 da linha 500 kV Xingu-Jurupari.



Fonte: (WIKIPEDIA, 2023).

A geometria das torres, com suas dimensões (em metros) verticais e horizontais, é mostrada na Figura 25. A altura é de 295 metros da base da torre até os cabos de blindagem, e a distância horizontal entre os dois cabos de blindagem é de 27 metros.

Figura 25 – Geometria do modelo das torres GTS.



Fonte: (AZEREDO, 2019).

Com o comprimento desse vão, a altura da torre (será feita uma aproximação, desconsiderando a flecha do condutor), a distância entre os cabos de blindagem e a densidade de descargas atmosféricas (N_g) obtida do mapa da norma NBR 5419, será calculada a quantidade de raios estimada para incidir no vão da linha Xingu-Jurupari, conforme Equação 6. Escolheu-se essa metodologia devido a maior exatidão, por se ter a geometria da torre, do que considerar a linha inteira, em que teria que usar uma média da altura das torres. Com a quantidade de raios calculada, o mapa será plotado pelos dados processados do GLM e será feita a verificação da densidade de raios, e conseqüentemente da quantidade de raios.

4.6 Conclusão

Neste capítulo, foi definido o passo a passo do processamento dos dados do GLM, em que se utilizou uma grade de pixels de $0,1^\circ \times 0,1^\circ$. Um *buffer* de 50 km ao redor das linhas de transmissão foi utilizado. Avaliou-se as falhas em linhas do SIN no período entre 2019 e 2023. Além disso, o GLM não diferencia raios intra-nuvem de nuvem-solo. Os dados de falhas no SIN e de localização das linhas foram discutidos. Por fim, um vão da linha Xingu-Jurupari, de 500 kV, que possui as maiores torres de transmissão de energia do Brasil, foi escolhido para avaliação da densidade de raios, de acordo com o GLM.

5. RESULTADOS E DISCUSSÕES

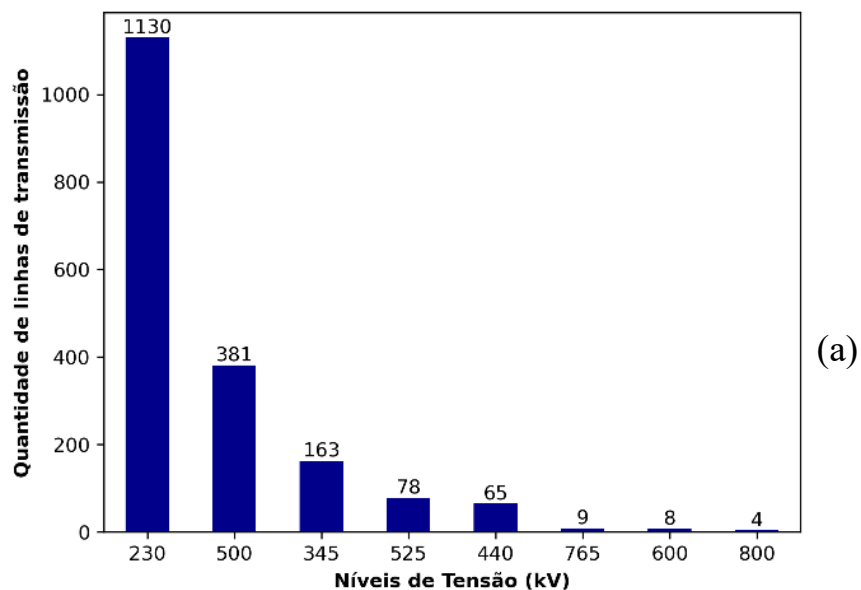
5.1 Introdução

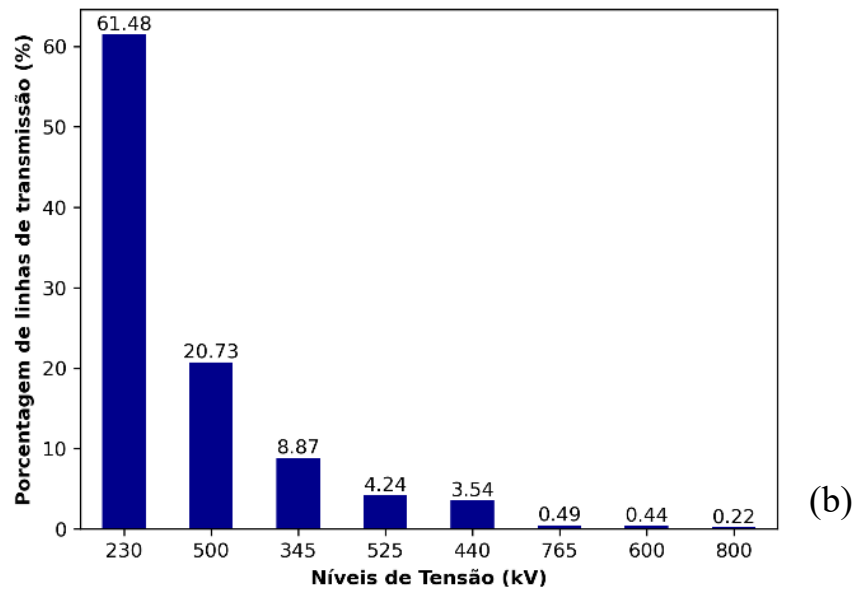
Neste capítulo, serão apresentados os resultados obtidos neste trabalho. As falhas que ocorreram no SIN, no período entre 2019 e 2023, são verificadas tanto por sua distribuição anual e mensal quanto por cada nível de tensão das linhas de transmissão. As principais causas de falhas foram encontradas. É possível verificar os mapas de densidade de raios para cada nível de tensão e para todo o SIN. O mapa para todo o Brasil também foi plotado. Além disso, estatísticas sobre os mapas foram calculadas. Ademais, uma relação entre falhas mensais causadas por raios e quantidade mensal de raios foi estabelecida. Por fim, é comentado sobre um estudo de caso de verificação de densidade de raios pelo GLM.

5.2 Análise de dados das linhas de transmissão do SIN

A quantidade de linhas de transmissão no SIN, com tensões igual ou superior a 230 kV, contando tanto sistemas em corrente alternada quanto em corrente contínua, é de 1838. As Figura 26 (a) e (b) mostram, respectivamente, a quantidade e a porcentagem de linhas por cada nível de tensão. A maior quantidade da transmissão no Brasil, em termos de número de linhas, ocorre em 230 kV, com 61,48 %, e em segundo lugar em 500 kV, com 20,73 %. A menor quantidade de linhas são as de 800 kV, com apenas 0,22 %.

Figura 26 – (a) Quantidade e (b) Porcentagem de linhas de transmissão, por cada nível de tensão presente no SIN.





Fonte: Autor, dados de (EPE, 2024).

Do total de linhas do SIN, 12 linhas são em corrente contínua, sendo 2 linhas com 4 circuitos e 2 linhas com dois circuitos. Informações sobre as linhas CC estão contidas na Tabela 8, como o nome da linha, a detentora da concessão, o nível de tensão e o número de circuitos.

Tabela 8 – Informações sobre as linhas em corrente contínua do SIN.

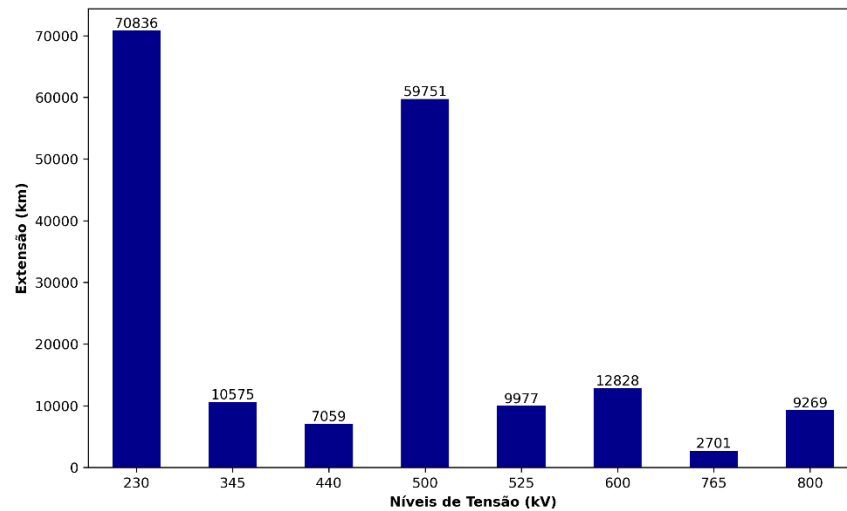
Nome	Tensão	Concessão	Número de circuitos
LT 800 kV CC Xingu - Estreito	800	BMTE - BELO MONTE TRANSMISSORA DE ENERGIA SPE S.A.	2
LT 800 kV CC Xingu - Terminal Rio	800	XRTE - XINGU RIO TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	2
LT 600 kV Coletora Porto Velho - Araraquara 2	600	IEM - INTERLIGAÇÃO ELETRICA DO MADEIRA S.A	2
LT 600 kV Coletora Porto Velho - Araraquara 2	600	NORTE BRASIL - NORTE BRASIL TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A	2
LT 600 kV Foz do Iguaçu - Ibiúna	600	FURNAS CENTRAIS ELÉTRICAS S.A.	4

Fonte: Autor, dados de (EPE, 2024).

A Figura 27 mostra a extensão, em quilômetros, das linhas de transmissão do SIN. As linhas de 230 kV, que são a maioria no sistema elétrico brasileiro, também possuem a maior extensão, de 70.836 km. As linhas de 500 kV, que ocupam o segundo lugar em número de linhas, também ficam em segundo lugar quanto a extensão, com 59.751 km. Embora as linhas de 600 kV e 800 kV fiquem nas últimas posições de quantidade de linhas, ambas possuem extensões consideráveis, tendo maior comprimento do que as classes de tensões de 440 kV e

765 kV em corrente alternada. O total de quilômetros de linhas de tensão igual ou superior a 230 kV é de 182.996 km.

Figura 27 – Extensão em quilômetros das linhas de transmissão do SIN por nível de tensão.

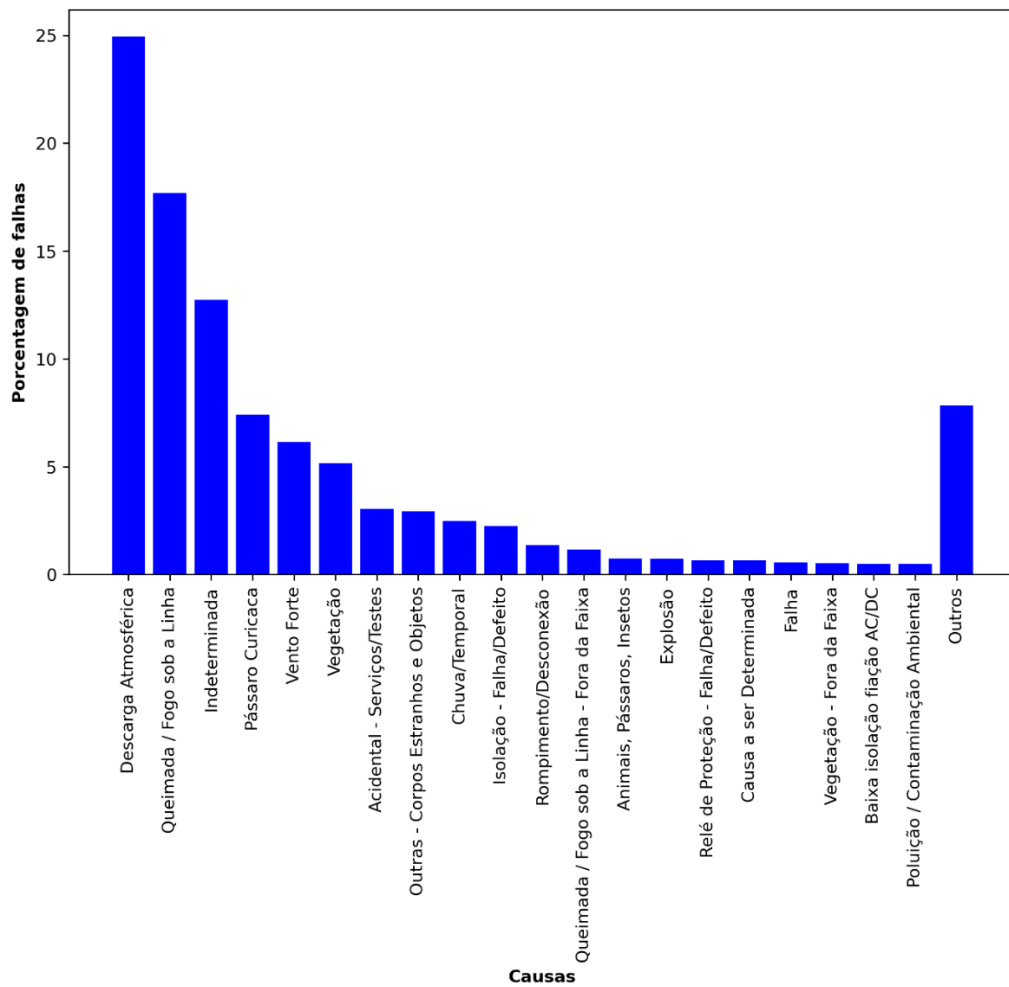


Fonte: Autor, dados de (EPE, 2024).

5.3 Análise de falhas no SIN

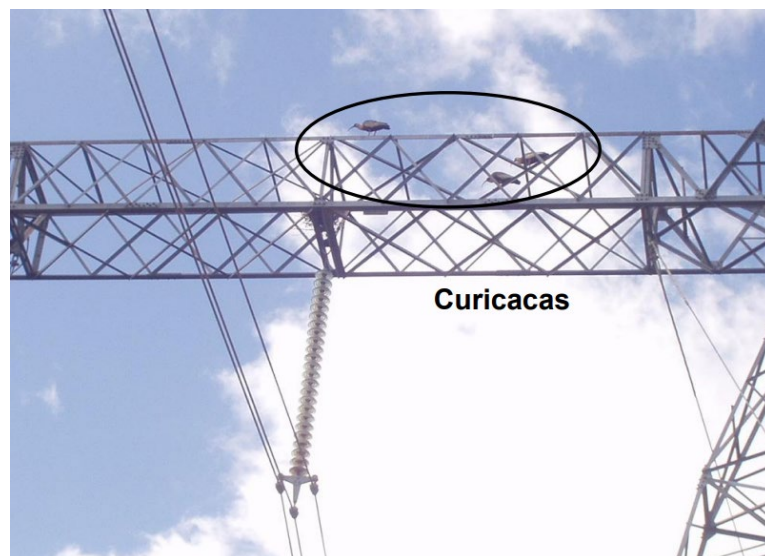
Existem, na base de dados, 96 causas de falhas em linhas de transmissão. A Figura 28 mostra as 20 causas principais de falhas, em porcentagem. As demais 76 causas, para manter uma boa visualização, foram agrupadas na categoria “outros”, que representou 7,85%. Manteve-se a descrição exatamente na forma como encontra-se na base de dados da ONS, devido ao desconhecimento da diferença de algumas causas, como por exemplo é possível observar a causa “Indeterminada” e “Falha”, não sendo caracterizada a diferença entre as mesmas na base de dados do ONS. A principal causa de falha no sistema elétrico brasileiro são as descargas atmosféricas, com 25%. Em segundo e terceiro lugar estão as queimadas/fogo sob as linhas, e “Indeterminada”, com 18% e 13%, respectivamente. Outras causas presentes foram: pássaro curicaca, vegetação e animais/pássaros/insetos. Quanto ao pássaro curicaca, é um pássaro em extinção que, não encontrando árvores altas para fazer seus ninhos, fazem nas torres de transmissão, principalmente de 500 kV. As fezes desse pássaro são então depositadas nos isoladores, que, associado a umidade, causam curto-circuito, pois facilitam a ocorrência do arco elétrico na cadeia de isoladores (OLIVEIRA, 2011). A Figura 29 mostra os pássaros sob uma torre de transmissão, e também é possível observar o isolador.

Figura 28 – TOP 20 Causas de falhas em linhas de transmissão do SIN, no período 2019-2023.



Fonte: Autor, dados de (ONS, 2024c).

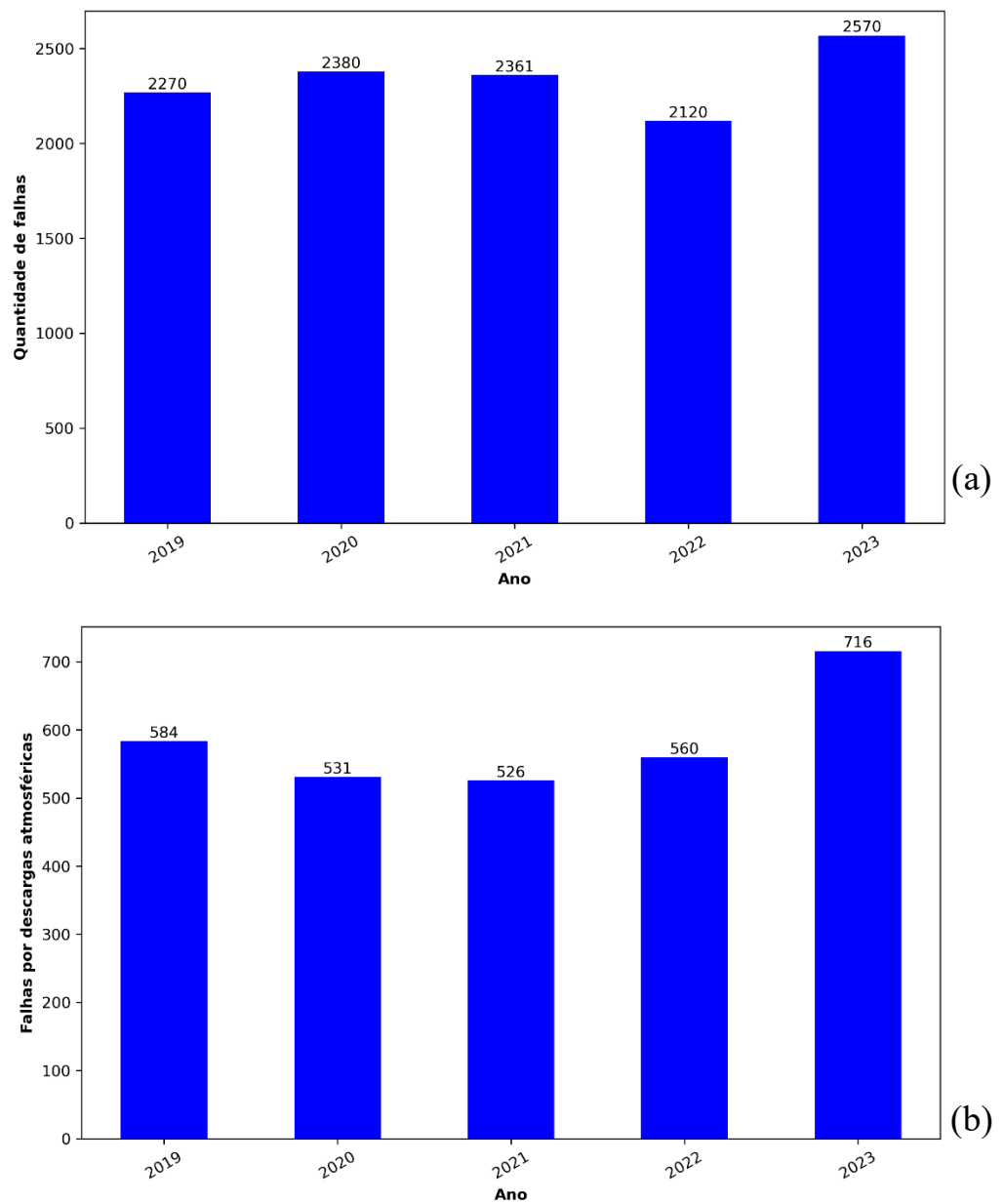
Figura 29 – Ninhos de Curicacas em estrutura de linha de 500 kV.



Fonte: (OLVEIRA, 2011).

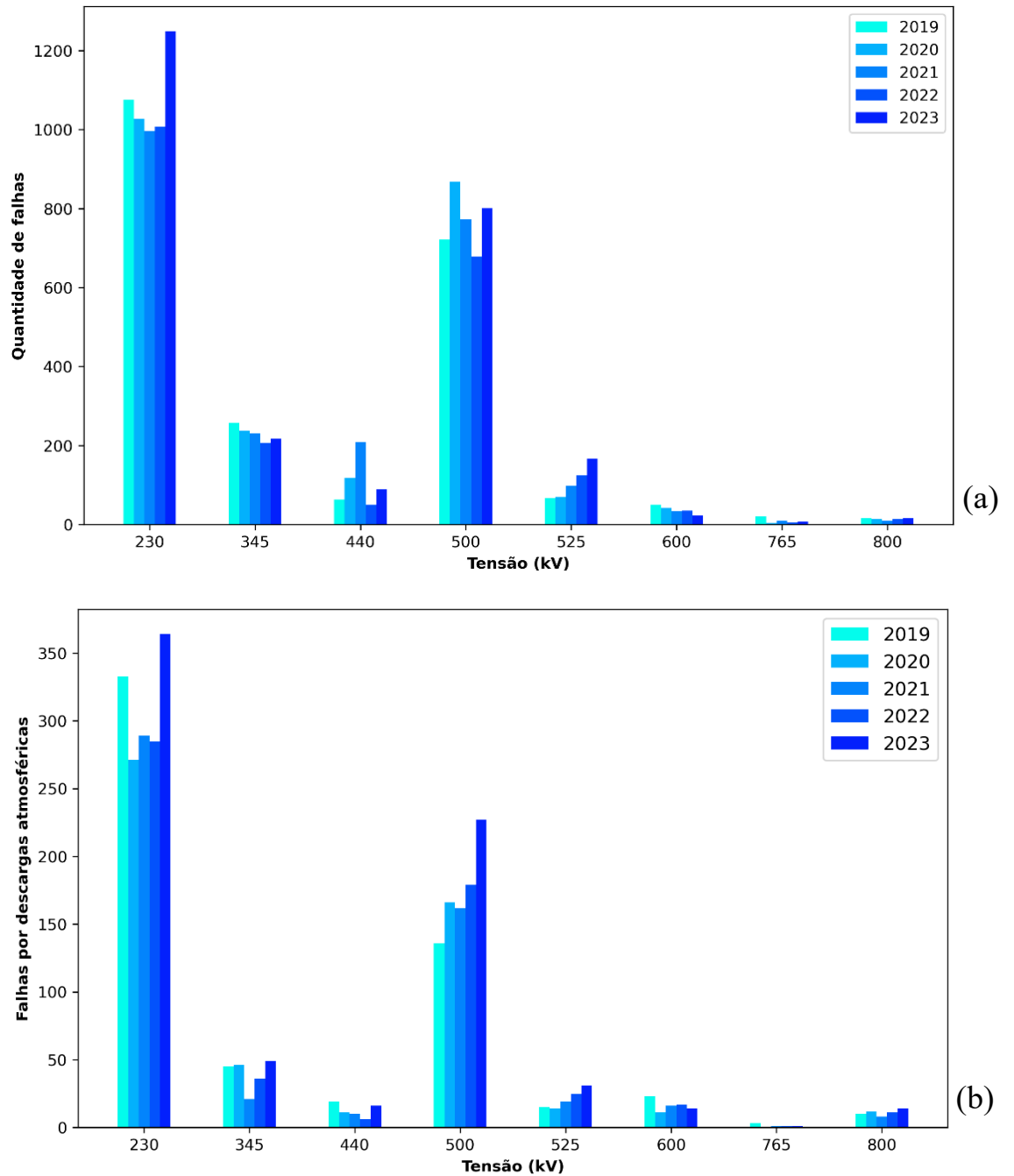
A Figura 30 (a) mostra a quantidade de falhas no SIN, anualmente, entre 2019 e 2023. O ano com maior quantidade de ocorrências foi 2023, com 2570, seguido de 2020, com 2380. O ano com menos ocorrências foi 2022, com 2120. A média de falhas durante os 5 anos foi de 2340. A Figura 30 (b) mostra uma plotagem similar, porém considerando apenas as falhas por descargas atmosféricas, com 2023 sendo o ano com mais falhas, 716, e 2019 em segundo lugar com 584 ocorrências. O ano com menos falhas por raios registradas foi 2021, com 526. A média de falhas causadas por raios durante os 5 anos foi de 583. A Figura 31 (a) contém o número de falhas classificadas por nível de tensão em kV, sendo: 230, 345, 440, 500, 525, 600, 765 e 800, durante o período 2019-2023. Em todos os anos, as linhas de 230 kV apresentaram a maior quantidade de ocorrências, associado ao fato de existirem mais linhas nesse nível de tensão e também por apresentar maior extensão quilométrica de linhas. Além disso, por ser o menor nível de tensão dentre as linhas analisadas, são mais suscetíveis a falhas causadas por raios. Em segundo lugar, com análise similar, encontra-se o nível de tensão de 500 kV, em todos os anos analisados. A Figura 31 (b) contém resultados similares, mas plotando apenas as falhas causadas por descargas atmosféricas. A Tabela 9 mostra os dados de falhas no SIN, para todas as causas, enquanto a Tabela 10 mostra os dados de falhas causadas apenas por raios. São apresentados o número de falhas, com os valores de cada ano e de cada nível de tensão. O total de falhas no período analisado foi de 11.701, e o total de falhas causadas por descargas atmosféricas foi de 2917. Os únicos casos com quantidade de falhas inferior a 10, durante um ano, foi para o nível de tensão de 765 kV em corrente alternada, em 2020, 2022 e 2023, com 4, 6 e 8, respectivamente.

Figura 30 – Número de falhas nas linhas de transmissão do SIN, no período 2019-2023 (a) incluindo todos os tipos de falhas e (b) apenas falhas por descargas atmosféricas.



Fonte: Autor, dados de (ONS, 2024c).

Figura 31 – Número de falhas nas linhas de transmissão do SIN, classificadas por nível de tensão (kV), no período 2019-2023 (a) incluindo todos os tipos de falhas e (b) apenas por descargas atmosféricas.



Fonte: Autor, dados de (ONS, 2024c).

Tabela 9 – Número de falhas nas linhas de transmissão do SIN, por classe de tensão (kV), no período 2019-2023, com os valores totais por ano e por tensão.

Ano	Tensão								Total
	230	345	440	500	525	600	765	800	
2019	1075	258	64	721	66	50	20	16	2270
2020	1027	238	118	868	70	42	4	13	2380
2021	996	231	209	773	99	33	10	10	2361
2022	1007	206	50	679	124	35	6	13	2120
2023	1249	217	89	801	167	23	8	16	2570
Total	5354	1150	530	3842	526	183	48	68	11.701

Fonte: Autor, dados de (ONS, 2024c).

Tabela 10 – Número de falhas nas linhas de transmissão do SIN causadas por descargas atmosféricas, por classe de tensão (kV), no período 2019-2023, com os valores totais por ano e por tensão.

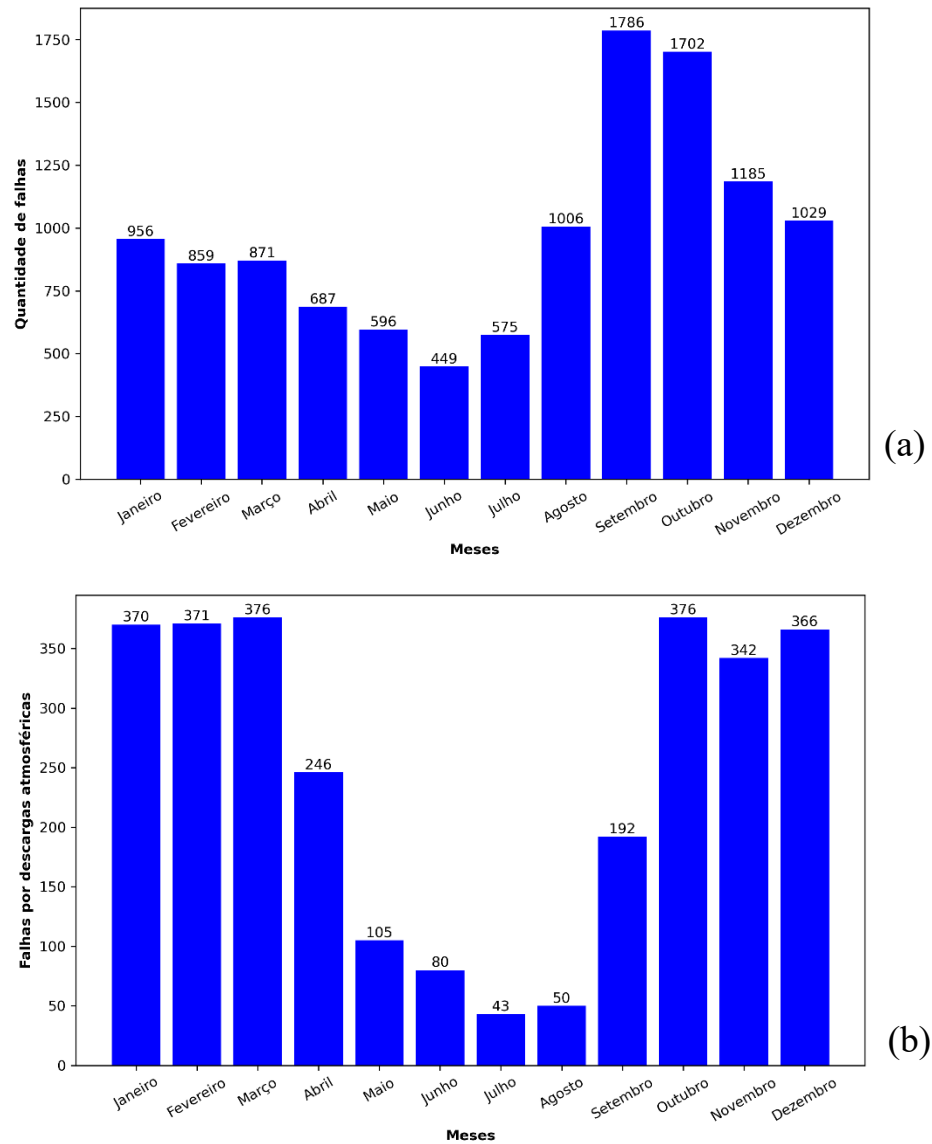
Ano	Tensão								Total
	230	345	440	500	525	600	765	800	
2019	333	45	19	136	15	23	3	10	584
2020	271	46	11	166	14	11	0	12	531
2021	289	21	10	162	19	16	1	8	526
2022	285	36	6	179	25	17	1	11	560
2023	364	49	16	227	31	14	1	14	716
Total	1542	197	62	870	104	81	6	55	2.917

Fonte: Autor, dados de (ONS, 2024c).

A Figura 32 (a) mostra a quantidade de falhas no SIN, durante todo o período de observação 2019-2023, mensalmente. Todas as causas estão incluídas nessa plotagem. O mês com maior ocorrência de falhas foi setembro, com 1786, seguido por outubro e novembro, com 1702 e 1185, respectivamente. O mês com menor quantidade de falhas foi junho, com 449. É possível observar, em critério simplificado, uma divisão em três períodos do ano, sendo o primeiro entre janeiro e março, com quantidade entre 800 e 1000, o segundo entre abril e julho, com quantidade inferior a 700, e o terceiro entre agosto e dezembro, com mais de 1000 falhas por mês. A Figura 32 (b) mostra uma plotagem similar, mas apenas com dados de falhas causadas por descargas atmosféricas. Observa-se uma distribuição mais uniforme do que na Figura 32 (a). Os meses com mais ocorrências foram março e outubro, com 376, seguidos por fevereiro, com 371, janeiro, com 370, dezembro, com 366 e novembro, com 342. O mês com menor quantidade foi julho, com apenas 43. Também se tem três períodos no ano, o primeiro entre janeiro e março, entre 300 e 400, o segundo entre abril e setembro, com valores inferiores a 300, e o terceiro entre outubro e dezembro, na faixa 300-400 novamente. Ressalta-se que as

distribuições mensais são para todo o SIN brasileiro, ou seja, abrange as diversas regiões do país, com particularidades climáticas e geográficas que resultaram nos valores apresentados por mês.

Figura 32 – Número de falhas em linhas de transmissão do SIN causadas, classificadas mensalmente, no período 2019-2023 considerando (a) todas as causas de falhas e (b) apenas falhas causadas por descargas atmosféricas.



Fonte: Autor, dados de (ONS, 2024c).

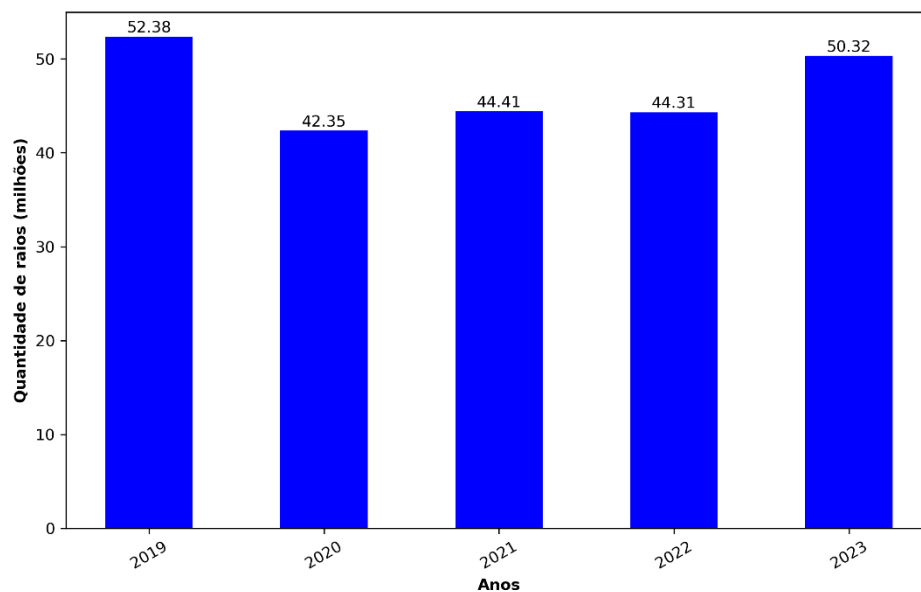
5.4 Raios no SIN

Dados do GLM foram utilizados para plotar de mapas de densidade de raios ao longo do SIN brasileiro. A partir da Figura 34 até a Figura 41 são mostrados os mapas por nível de tensão obtidos como resultados da pesquisa atual. Os dados são apresentados, inicialmente, na escala geográfica do Brasil, sem delimitação das linhas de transmissão, e em seguida plotando também as linhas de transmissão, em escala de cor individualizada para cada nível de tensão. As Figura 34 (a) e (b) focam nas linhas de 230 kV, Figura 35 (a) e (b) focam as de 345 kV, Figura 36 (a) e (b) as de 440 kV, Figura 37 (a) e (b) as de 500 kV, Figura 38 (a) e (b) as de 525 kV, Figura 39 (a) e (b) as de 600 kV, Figura 40 (a) e (b) as de 765 kV e a Figura 41 (a) e (b) as de 800 kV. A Figura 42 (a) e (b) mostra o mapa de densidade de raios ao redor de todas as linhas de transmissão pertencentes ao SIN. Todos os mapas tem um *buffer* de 50 km em relação as linhas. Para cada nível de tensão, é possível visualizar *hotspots*, ou seja, pontos quentes, que são *pixels* de maior densidade de raios, representando regiões mais críticas, onde possivelmente se espera mais ocorrências de falhas por *flashover/backflashover* nas linhas de transmissão.

Na Figura 34, com linhas de 230 kV, pode-se observar uma região crítica nas proximidades da cidade de Belém, capital do estado do Pará, com valores de 40 *flashes* / km²/ ano. Na Figura 35, com linhas de 345 kV, pode-se observar uma região crítica na fronteira entre o estado de Minas Gerais e Rio de Janeiro, com valores de 30 *flashes* / km²/ ano. Na Figura 36, com linhas de 440 kV, tem-se uma distribuição sem ponto quente específico. Importante destacar a presença de uma linha de pixels horizontal, que aparece em vários mapas plotados, e nesse é claramente visível no mapa. Os valores de densidade ao longo dessa linha têm sua análise prejudicada devido a um efeito que tinha no GLM, que foi posteriormente minimizado com filtros, denominado de *artifacts*, que ocasionavam eventos falsos, ou seja, o GLM contava uma detecção de raios quando não houve. Algumas fontes desses eventos falsos são: brilho de rios, lagos e oceanos que ocorrem quando ângulos específicos do Sol se combinam com corpos de água relativamente calmos. Exemplos mais aparentes ocorrem ao longo do Equador no Oceano Pacífico e em regiões mais a leste do campo de visão do GLM, uma ao Norte e outra ao Sul (RUDLOSKY *et al.*, 2019). Na Figura 37, com linhas de 500 kV, pode-se observar regiões críticas na cidade de Belém, estado do Pará, e também em parte do estado de Tocantins, com valores próximos a 40 *flashes* / km²/ ano. Na Figura 38, com linhas de 525 kV, pode-se observar uma região crítica no estado do Rio Grande do Sul, próximo à fronteira com a Argentina, com valores próximos a 35 *flashes* / km²/ ano. Na Figura 39, com linhas de 600 kV - CC, pode-se observar duas regiões críticas, a primeira próximo à fronteira entre os estados de Mato Grosso e Goiás, e a segunda no estado do Paraná, na fronteira com a Argentina, com

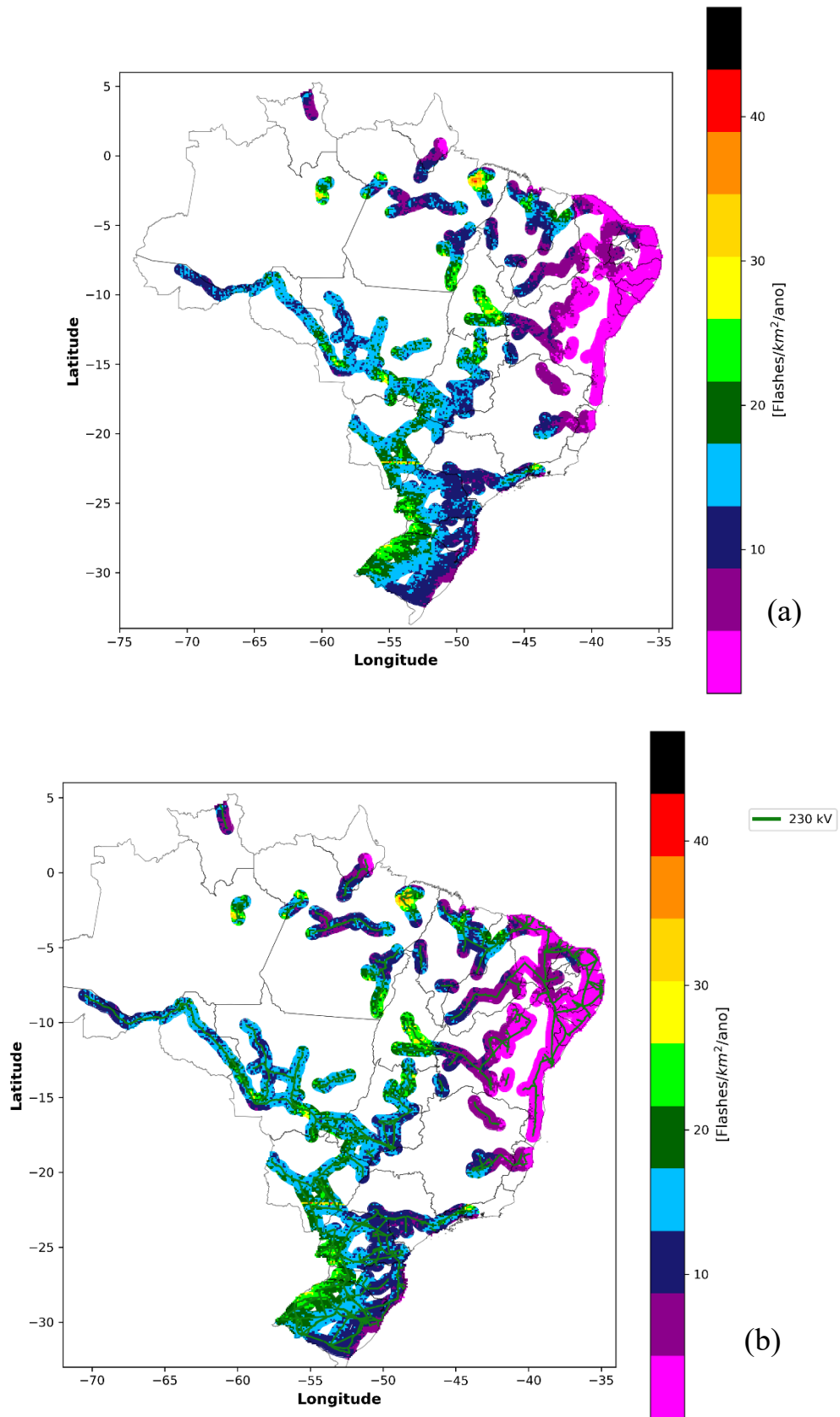
valores próximos a 30 *flashes* / km²/ ano. Na Figura 40, com linhas de 765 kV, pode-se observar uma região crítica, na fronteira do estado do Paraná com a Argentina, com valores próximos a 25 *flashes* / km²/ ano. Na Figura 41, com linhas de 800 kV - CC, pode-se observar uma extensa região crítica, localizada no estado de Tocantins. Uma outra região se encontra no estado do Rio de Janeiro, com valores próximos a 30 *flashes* / km²/ ano. A Figura 42 (a) plota a densidade de raios ao redor das linhas de transmissão do SIN, sem delimitação do traçado das linhas, para visualização melhor da escala de cores de densidade. Em seguida, a Figura 42 (b) contém também a densidade ao longo das linhas, mas agora plotando o traçado de todas as linhas, com cor individualizada para cada nível de tensão. A Figura 33, que mostra a quantidade total de raios (em milhões), de acordo com o GLM, para o período de observação entre 2019 e 2023, permite comparação com a Figura 30 (b). O ano com maior quantidade de raios foi 2019, com 52,38 milhões, seguido de 2023, com 50,32 milhões. No caso da quantidade mensal de falhas causadas por raios, o primeiro lugar foi o ano de 2023, com 716, e 2019 em segundo lugar com 584 ocorrências.

Figura 33 – Quantidade total de raios (milhões), 50 km ao redor das linhas do SIN, de acordo com dados do GLM, durante os anos 2019-2023.



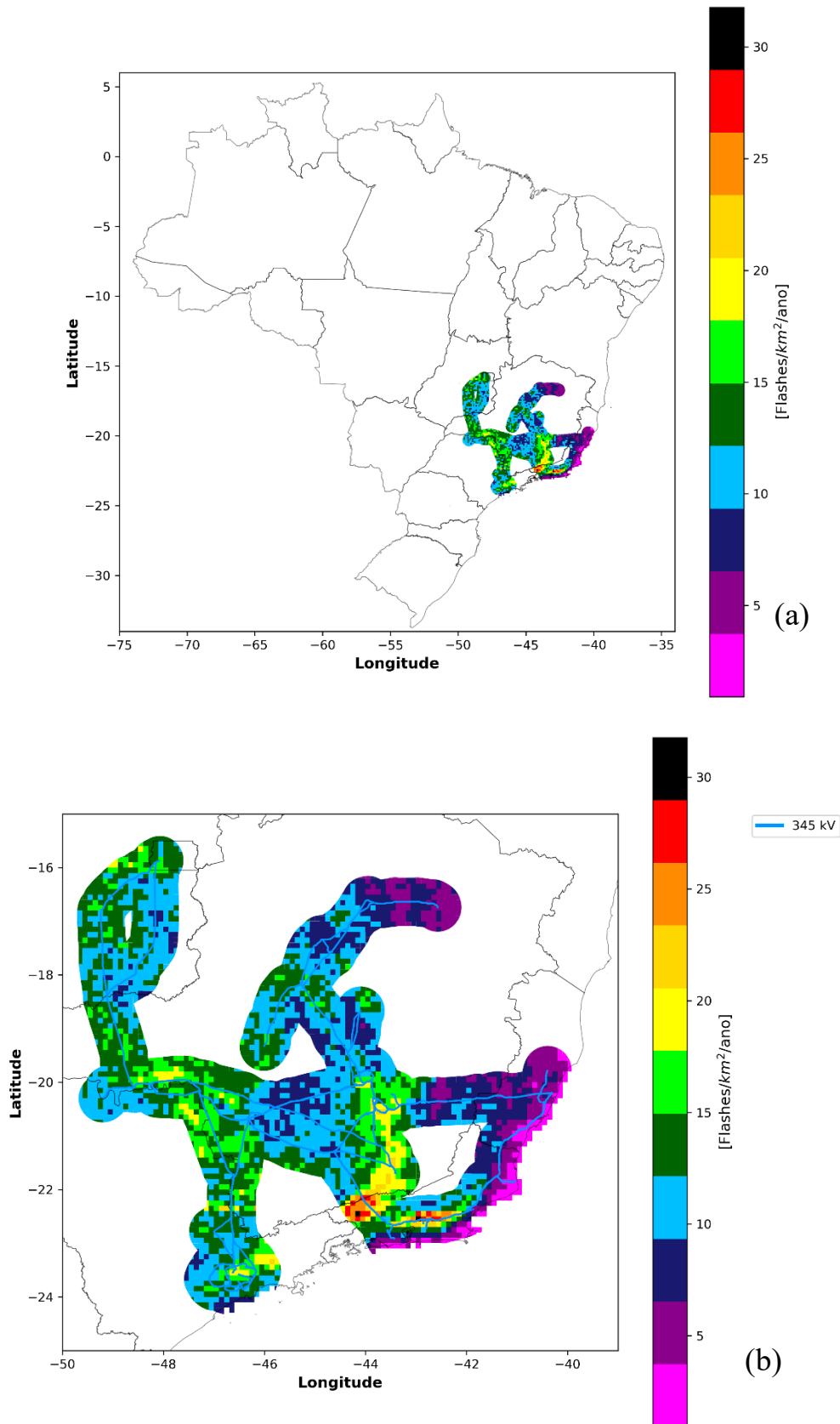
Fonte: Autor.

Figura 34 – Densidade de raios, de acordo com dados do GLM, no período 2019-2023, para linhas de 230 kV com buffer de 50 km, (a) sem e (b) com o traçado das linhas.



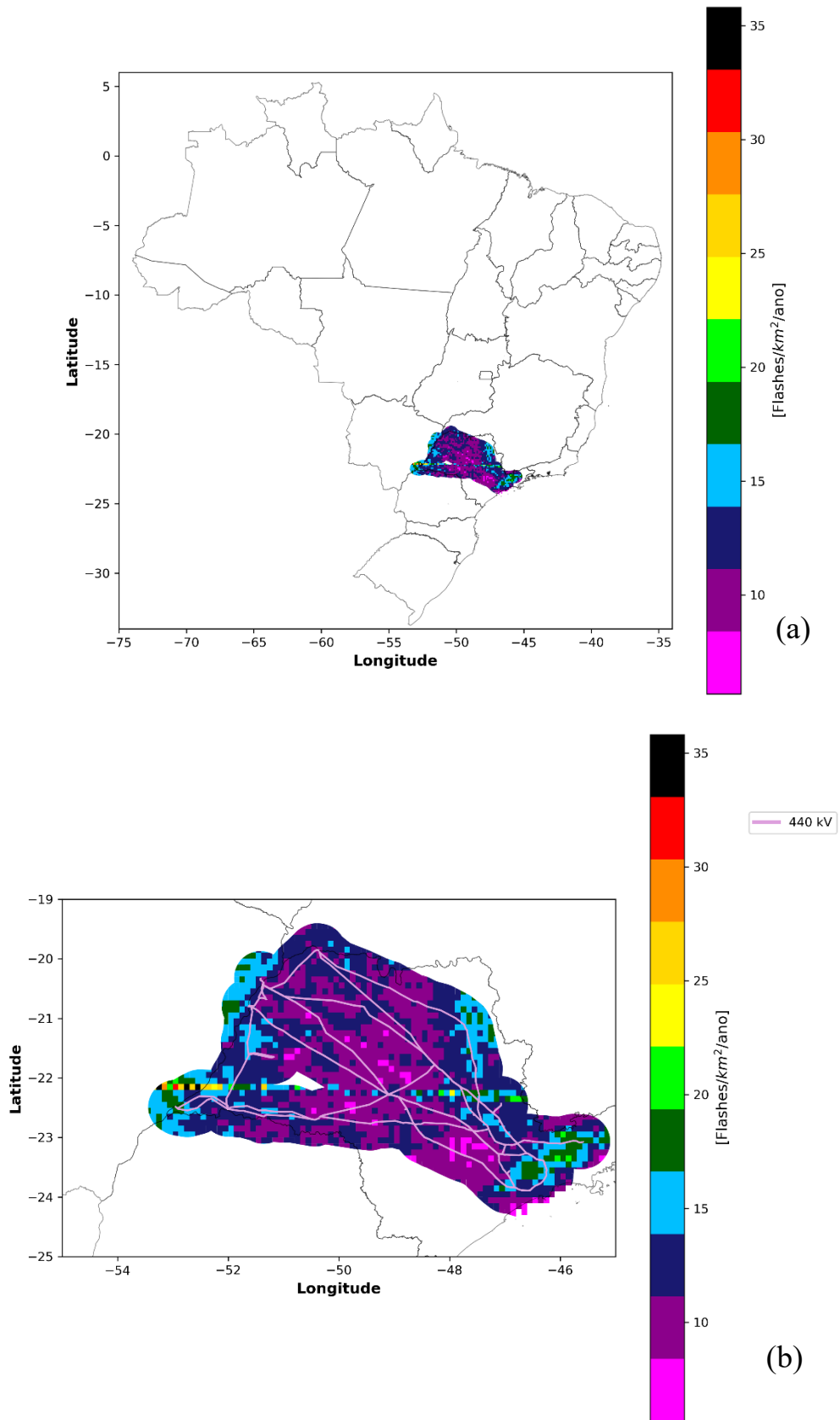
Fonte: Autor.

Figura 35 – Densidade de raios, de acordo com dados do GLM, no período 2019-2023, para linhas de 345 kV com buffer de 50 km, (a) sem e (b) com o traçado das linhas.



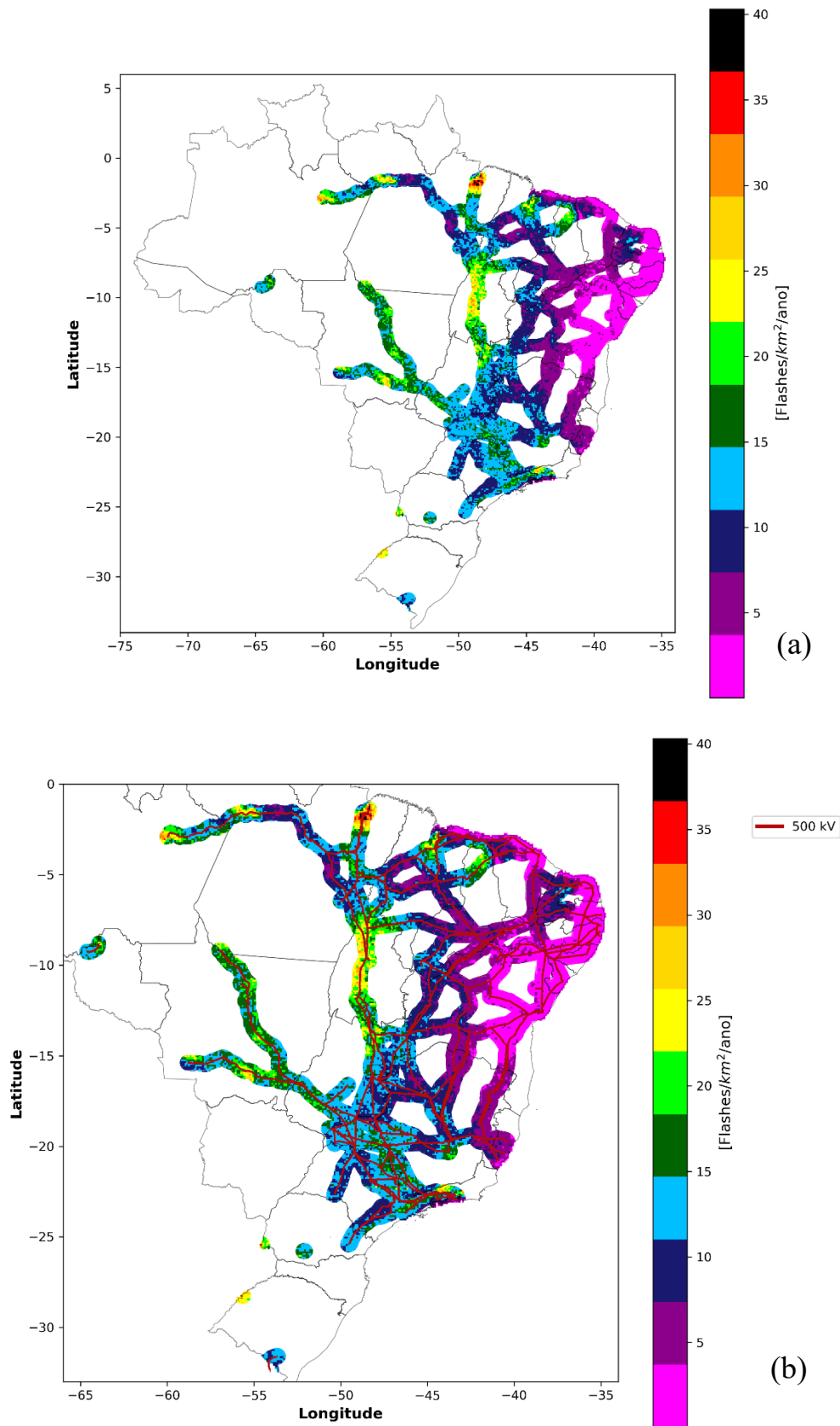
Fonte: Autor.

Figura 36 – Densidade de raios, de acordo com dados do GLM, no período 2019-2023, para linhas de 440 kV com buffer de 50 km, (a) sem e (b) com o traçado das linhas.



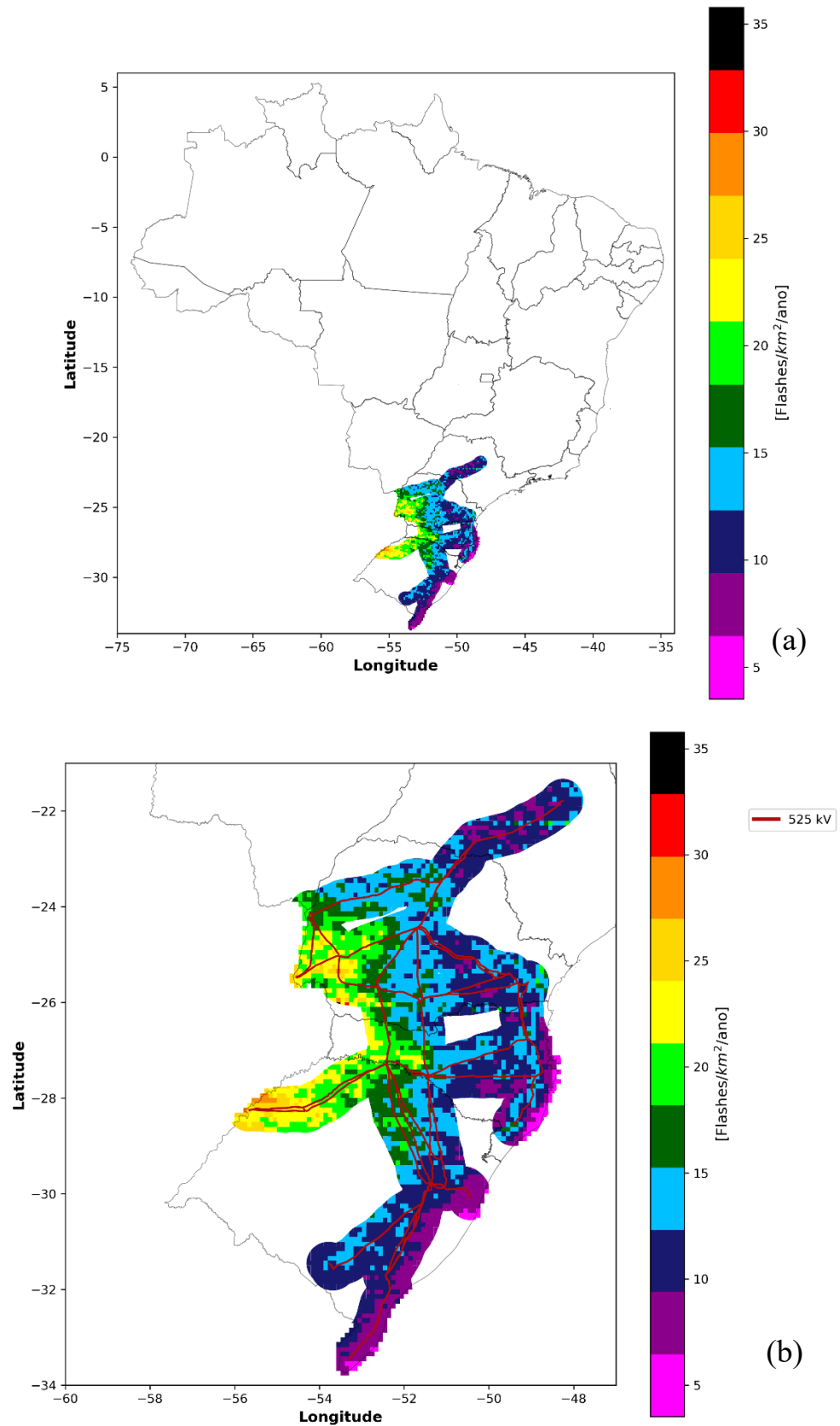
Fonte: Autor.

Figura 37 – Densidade de raios, de acordo com dados do GLM, no período 2019-2023, para linhas de 500 kV com buffer de 50 km, (a) sem e (b) com o traçado das linhas.



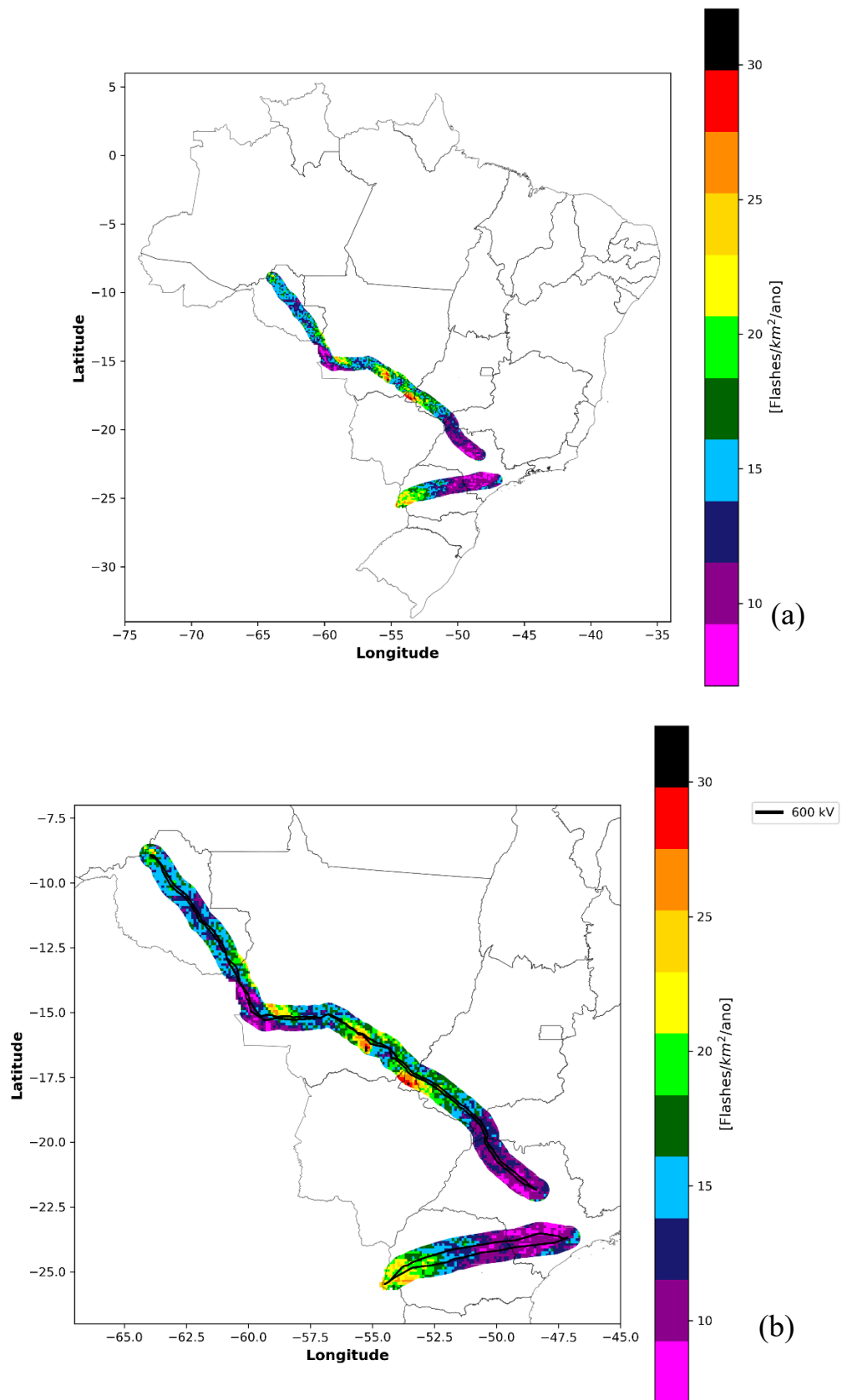
Fonte: Autor.

Figura 38 – Densidade de raios, de acordo com dados do GLM, no período 2019-2023, para linhas de 525 kV com buffer de 50 km, (a) sem e (b) com o traçado das linhas.



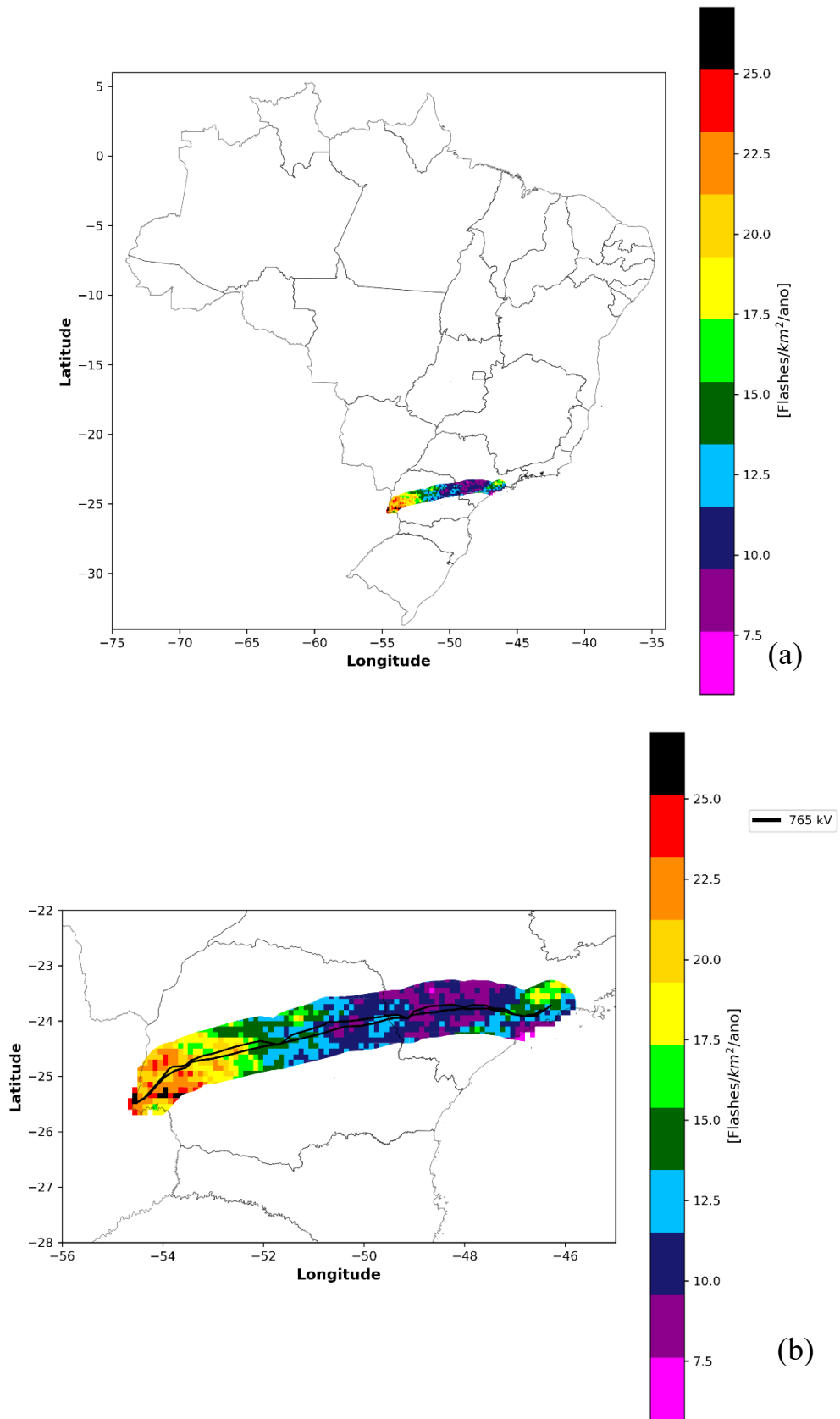
Fonte: Autor.

Figura 39 – Densidade de raios, de acordo com dados do GLM, no período 2019-2023, para linhas de 600 kV com buffer de 50 km, (a) sem e (b) com o traçado das linhas.



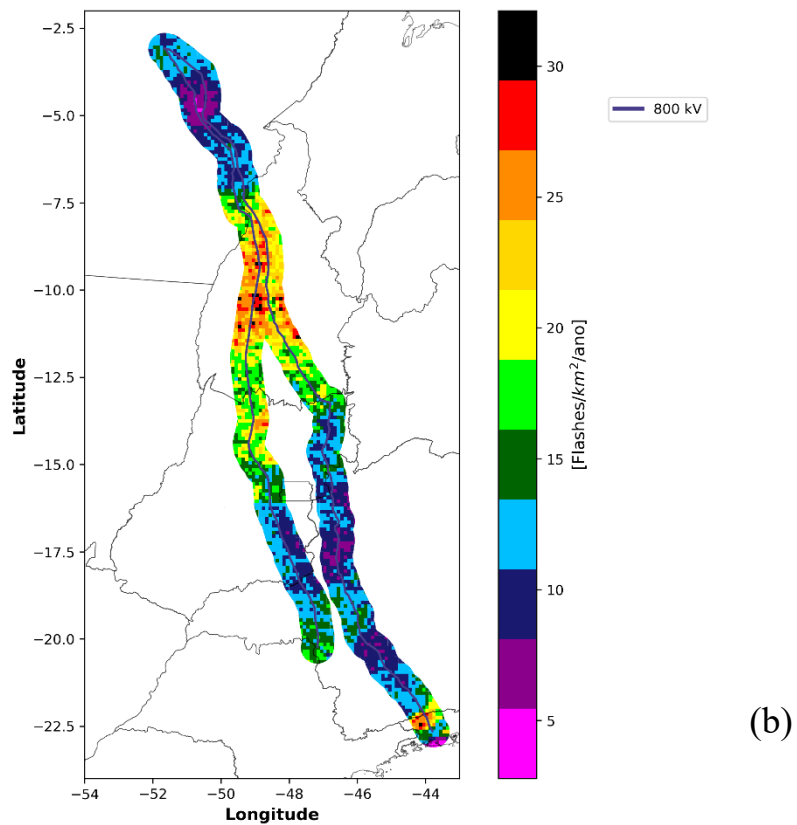
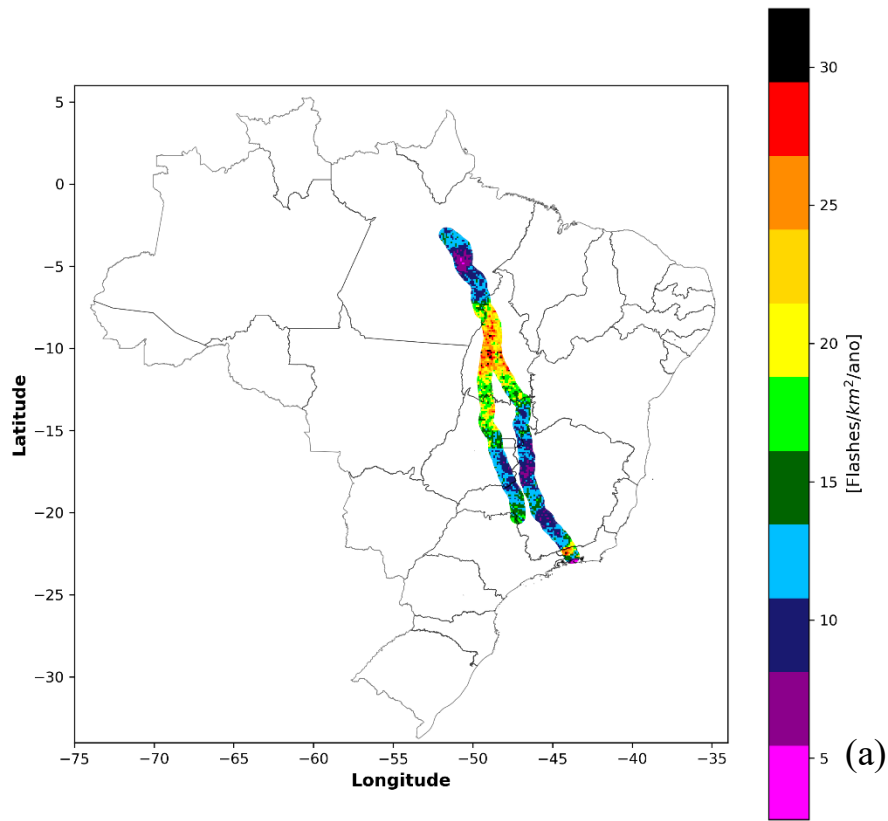
Fonte: Autor.

Figura 40 – Densidade de raios, de acordo com dados do GLM, no período 2019-2023, para linhas de 765 kV com buffer de 50 km, (a) sem e (b) com o traçado das linhas.



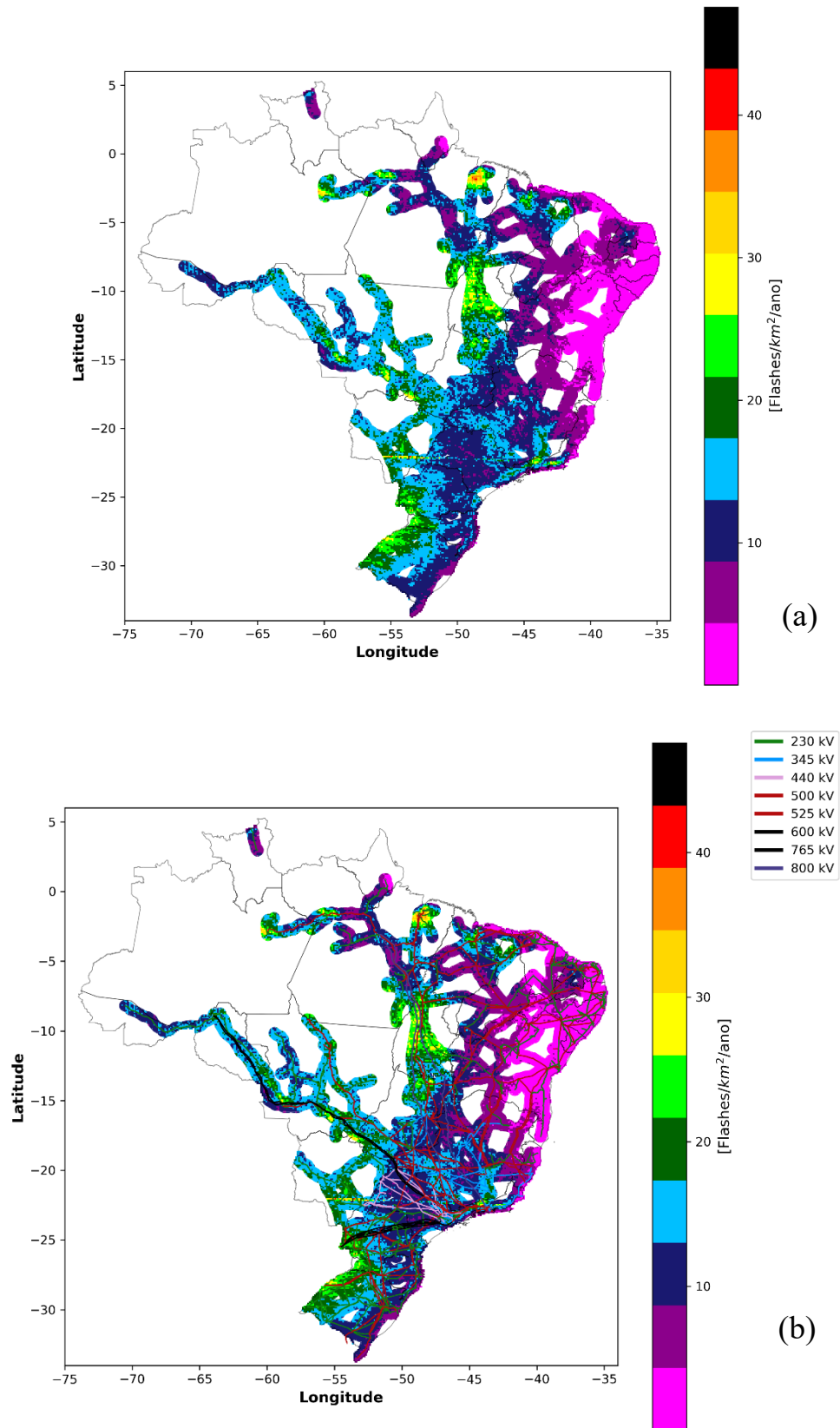
Fonte: Autor.

Figura 41 – Densidade de raios, de acordo com dados do GLM, no período 2019-2023, para linhas de 800 kV com buffer de 50 km, (a) sem e (b) com o traçado das linhas.



Fonte: Autor.

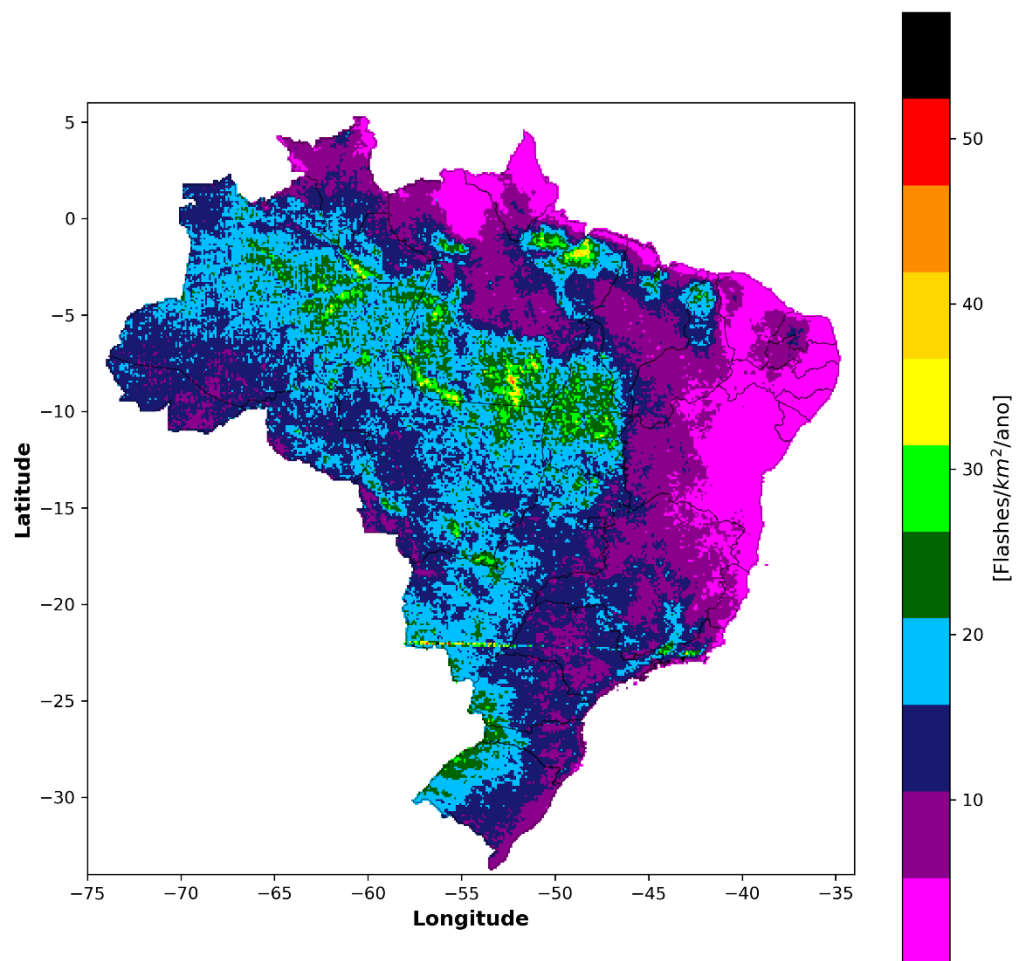
Figura 42 – Densidade de raios, de acordo com dados do GLM, no período 2019-2023, para todas as linhas do SIN com buffer de 50 km, (a) sem e (b) com o traçado das linhas.



Fonte: Autor.

A Figura 43 mostra a densidade de descargas atmosféricas, para todo o território brasileiro, durante o período entre 2019 e 2023. O maior valor de densidade foi próximo de 60 *flashes* / km² / ano. Regiões críticas podem ser identificadas no estado do Pará, na cidade de Belém, e também na região sudeste do estado. No geral, percebe-se densidades de aproximadamente 20 *flashes* / km² / ano em parte da região norte e região central do Brasil. Na região nordeste, baixas densidades são identificadas. É importante reforçar que, no mapa da NBR 5419, foi considerado que 40% da quantidade de raios total era de raios nuvem-solo, (SILVA, 2019; NACCARATO; ALBRECHT; PINTO, 2011). Utilizando esse mesmo critério, a densidade mostrada na escala de cores, com valores de 10, 20, 30, 40 e 50, altera para 4, 8, 12, 16 e 20. Nessa escala modificada, o valor máximo de 20 *flashes* / km² / ano é praticamente o mesmo do valor máximo de 19 *flashes* / km² / ano apresentado no mapa da NBR 5419, Figura 8.

Figura 43 – Densidade de descargas atmosféricas, de acordo com dados do GLM, para o Brasil no período 2019-2023.



Fonte: Autor.

Após apresentação dos gráficos de densidade para cada nível de tensão, para todas as linhas do SIN e também para o Brasil, a Tabela 11 contém o resumo estatístico da densidade de raios (flashes/ km²/ ano) para cada nível de tensão, para todas as linhas do SIN, considerando a região de 50 km ao redor das linhas e para o Brasil. Além disso, a quantidade de raios total no período 2019-2023 também está presente. A classe de tensão de 600 kV apresentou a maior média, de 14,69 raios/ km²/ ano; a classe de tensão de 230 kV apresentou o maior desvio padrão, de 6,2 raios/ km²/ ano; o menor valor de densidade pertenceu às classes de tensão de 230 kV e 500 kV, com apenas 0,04 raios/ km²/ ano; o maior valor de densidade pertenceu à classe de tensão de 230 kV, com 47,56 raios/ km²/ ano. Considerando todas as linhas de transmissão, a média de densidade de raios foi de 11,74 raios/ km²/ ano e para o Brasil, a média foi de 13,17 raios/ km²/ ano, com valor máximo de 57,62 raios/ km²/ ano. Também são apresentados os valores dos quartis, sendo 25%, 50% e 75%. A quantidade média de raios, durante os 5 anos, foi de 46 milhões para as linhas do SIN e 98 milhões para todo o Brasil.

Tabela 11 – Quantidade de raios e parâmetros estatísticos da densidade de raios, para a região de 50 km ao redor dos níveis de tensão de 230, 345, 440, 500, 525, 600, 765 e 800 kV, considerando todas as linhas do SIN e também para o Brasil.

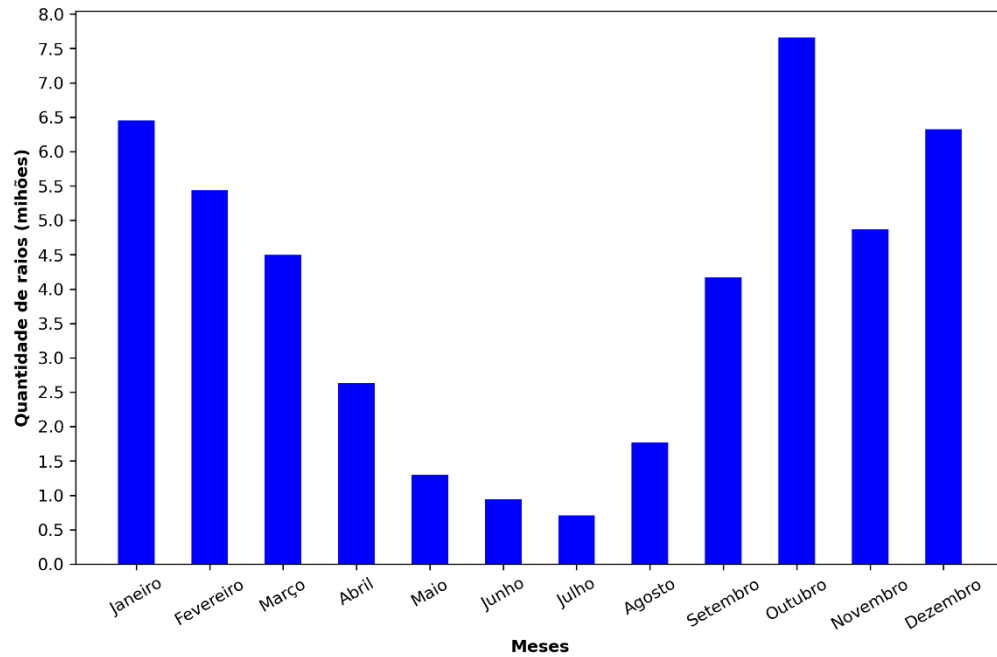
Região	Quantidade de raios	Média	Desvio padrão	Mínimo	25%	50%	75%	Máximo
				raios / km ² /ano				
230 kV	1,641E+08	11,89	6,20	0,04	7,41	12,07	16,08	47,56
345 kV	2,305E+07	11,52	3,89	0,91	9,09	11,59	13,79	31,78
440 kV	1,384E+07	12,21	2,75	5,66	10,49	11,79	13,34	35,82
500 kV	1,174E+08	10,40	5,91	0,04	5,98	10,14	13,96	40,32
525 kV	2,915E+07	13,88	4,45	3,53	10,81	12,77	16,42	35,78
600 kV	2,717E+07	14,69	4,10	6,94	11,53	14,17	17,00	32,08
765 kV	7,055E+06	13,92	4,41	5,66	10,39	12,53	17,20	27,07
800 kV	2,862E+07	14,64	5,37	2,78	10,45	13,14	18,29	32,12
Linhas SIN	2,338E+08	11,74	5,90	0,04	7,66	11,69	15,56	47,56
Brasil	4,949E+08	13,17	6,15	0,04	9,05	13,34	17,25	57,62

Fonte: Autor.

A Figura 44 mostra a média mensal da quantidade de raios, de acordo com o GLM, para o período de observação 2019-2023, para a região do *buffer* de 50 km ao redor das linhas de transmissão do SIN. Pode-se observar a maior ocorrência de raios nos primeiros meses do ano, entre janeiro e março, depois valores menores até agosto, e em seguida uma crescente até atingir o valor máximo mensal em outubro com 7,66 milhões de raios, reduzindo em novembro e

aumentando novamente em dezembro. Nota-se um comportamento similar à quantidade de falhas mensal, mostrada na Figura 32 (b). No geral, os meses de maio, junho, julho e agosto apresentaram as menores quantidades de raios para o período de observação, e também as menores quantidades de falhas reportadas.

Figura 44 – Média mensal da quantidade de raios, de acordo com dados do GLM, no período 2019-2023, para a região 50 km ao redor das linhas de transmissão do SIN.

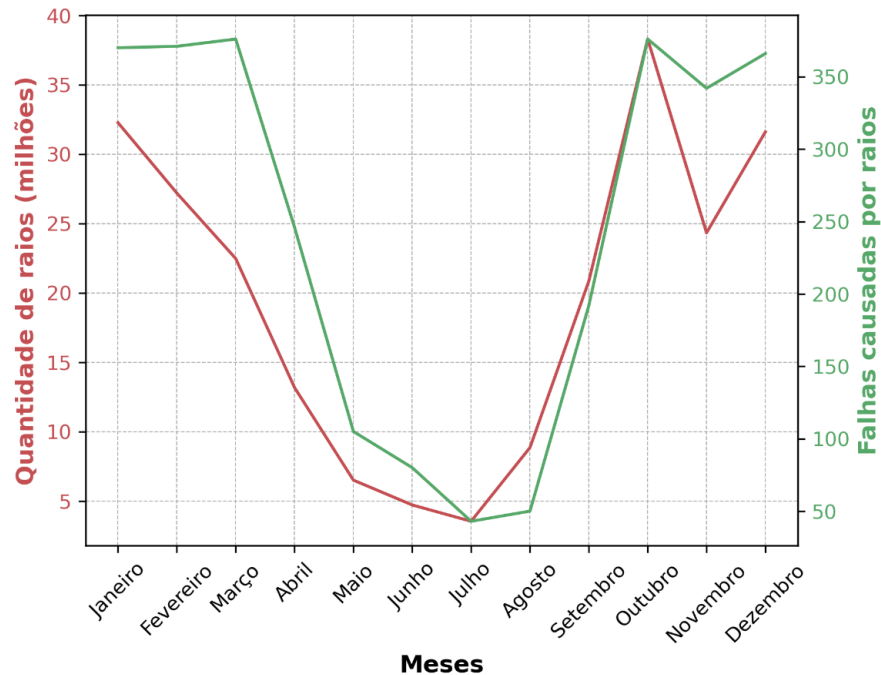


Fonte: Autor.

A Figura 45 mostra, ao mesmo tempo, para melhor visualização, a quantidade de raios total entre 2019-2023 (em milhões), para o *buffer* de 50 km ao redor das linhas, correspondendo aos dados da Figura 44 multiplicados por 5, e a quantidade de falhas causadas por raios, sendo os dados da Figura 32 (b), em escalas diferentes. Visualmente, a quantidade de falhas causadas por raios, na cor verde, apresenta uma tendência de acompanhar as variações crescentes e decrescentes da quantidade de raios, na cor vermelha. Para validar o comportamento similar entre essas duas variáveis, tem-se a Figura 46, que representa um gráfico de dispersão entre as duas variáveis, juntamente com a reta obtida a partir da regressão linear simples, com a equação correspondente e o valor do coeficiente de determinação R^2 , que simboliza uma medida da proporção de aproximação modelo de regressão. No geral, quanto mais próximo do valor '1', maior a parcela da variável do eixo Y dependente, sendo a quantidade de falhas, que é explicada linearmente pela variável do eixo X independente, quantidade de raios. Esse coeficiente pode ser utilizado como uma medida da qualidade do ajuste da regressão (DANIEL; CROSS, 2016). Obteve-se um coeficiente de determinação de 0,84 e pela correlação linear de Pearson, que é

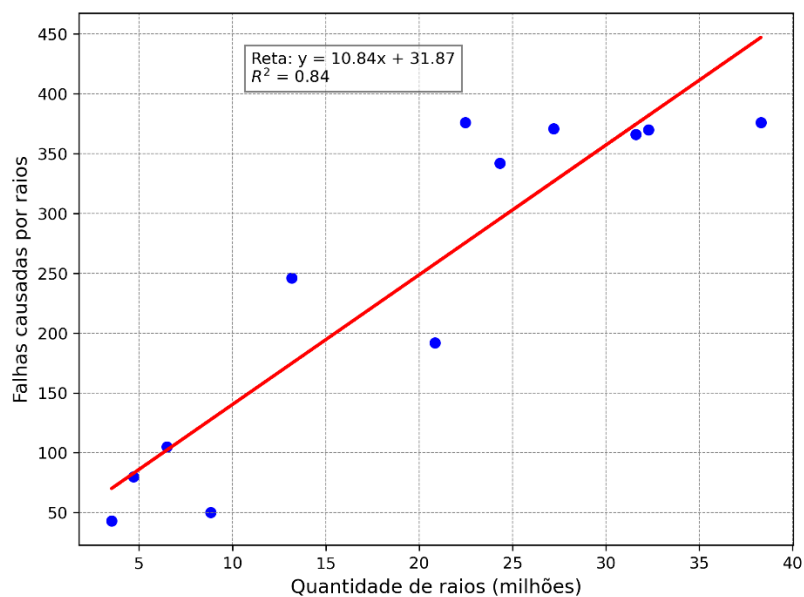
uma medida que permite avaliar a força de associação entre duas variáveis lineares, o coeficiente de correlação foi de 0,9145, indicando uma correlação muito forte entre as variáveis analisadas (CAPP; NIENOV, 2020). Ou seja, como esperado, existe uma relação forte entre a quantidade de raios e quantidade de falhas registradas ocasionadas por raios.

Figura 45 – Quantidade mensal total de raios para o período 2019-2023 (em milhões) e mensal da quantidade de falhas no SIN causadas por raios.



Fonte: Autor.

Figura 46 – Gráfico de dispersão da quantidade total de raios para o período 2019-2023 (em milhões) e reta de regressão linear simples com coeficiente de determinação.



Fonte: Autor.

Para verificar a quantidade de raios anual que incidem no vão da linha Xingu-Jurupari, de 500 kV, inicialmente verificou-se a densidade de raios na região da travessia do rio Amazonas, pela norma NBR 5419. Pela Figura 8, estima-se o valor de 4 *flashes* / km² / ano. Aplicando a Equação 6, calcula-se a quantidade estimada de raios que vão incidir no vão da linha. Foram considerados as seguintes variáveis: altura da torre $h_s = 295$ metros (aproximação dessa altura como sendo a altura equivalente da linha, não considerando a flecha), distância entre os cabos de blindagem $w = 27$ metros, e comprimento do vão de 2,14 km. É estimado que 8 raios atinjam esse vão de linha em um ano.

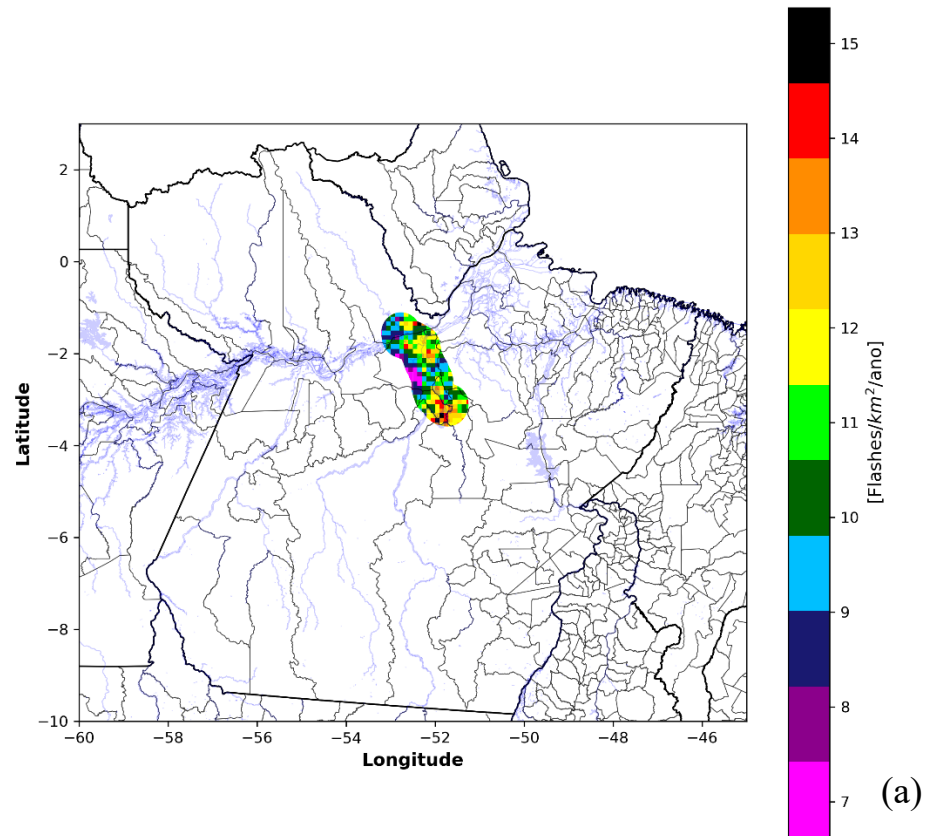
$$r_a = 14 \cdot h_s^{0,6} = 14 \cdot 295^{0,6} = 424,64 \text{ metros}$$

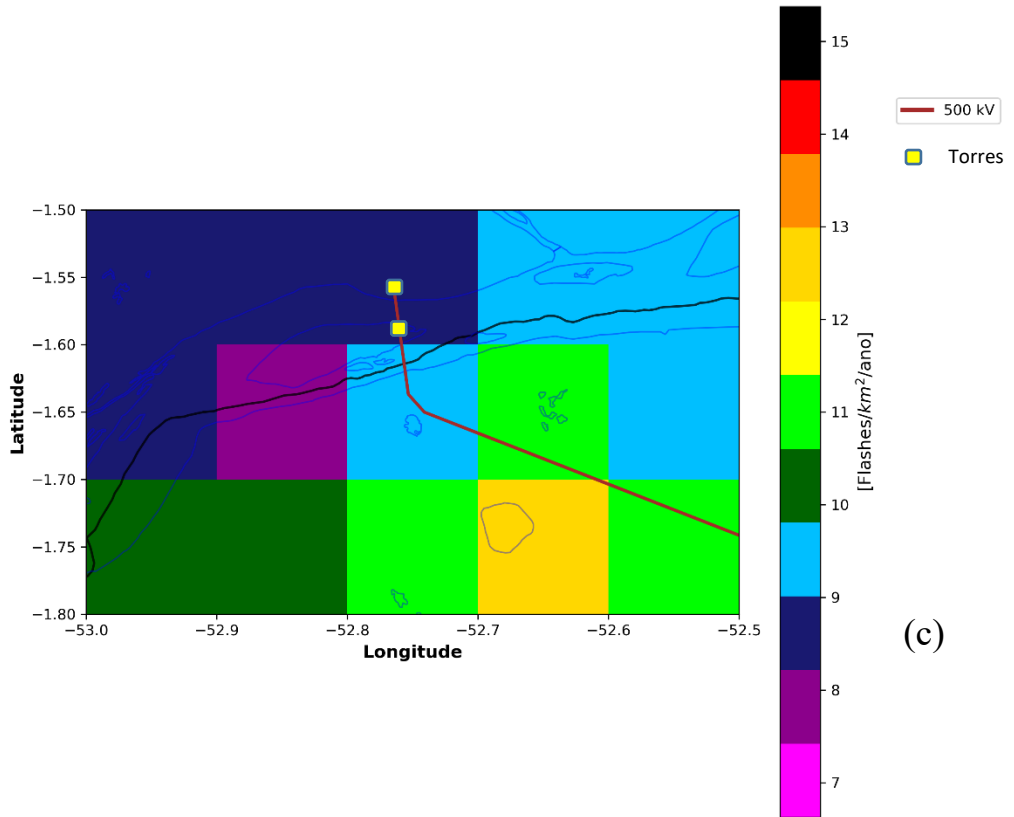
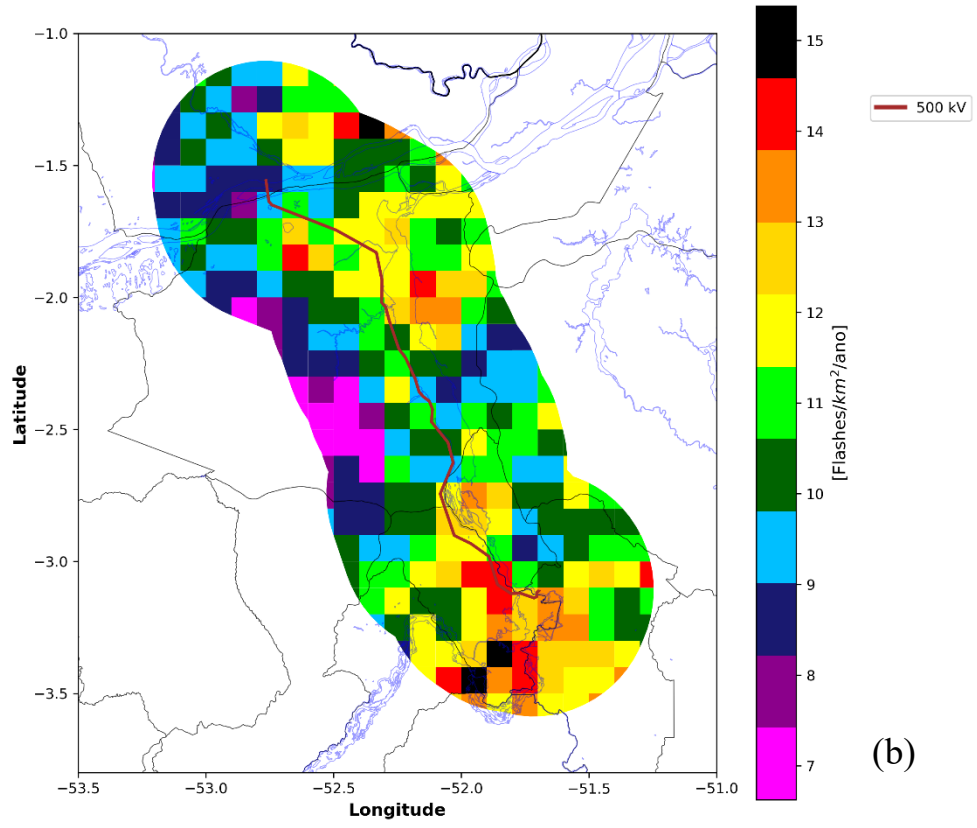
$$A_e = 0,001 \cdot (2 \cdot 424,64 + 27) \cdot 2,14 = 1,875 \text{ km}^2$$

$$N_d = N_g \cdot A_e = 4 \cdot 1,875 = 7,5 \cong 8 \text{ raios}$$

A Figura 47 (a) mostra a densidade de raios, de acordo com o GLM, em uma região de 50 km ao redor da linha de transmissão Xingu-Jurupari. Os dados foram referentes ao período 2019-2023. A Figura 47 (b) aplica um zoom na região da linha, mostrando seu traçado na cor marrom. A Figura 47 (c) aplica um zoom na região da travessia do rio Amazonas, onde se encontram as duas torres, 238/1 e 241/1. Pela Figura 47 (c), a travessia de interesse se encontra em um pixel de cor azul escura, na fronteira com um pixel de cor azul clara. A densidade média desses dois pixels foi calculada e resultou em 10,4 *flashes* / km² / ano. Aplicando o fator de 40%, a densidade seria de 4,16 *flashes* / km² / ano, que é um valor bem próximo ao considerado da norma NBR 5419. Refazendo os cálculos da quantidade estimada anual de raios, obtém-se 7,8, que aproximando também representa 8 raios. Não se observou uma densidade mais elevada nesse pixel que contém torres de elevada altura, em comparação com demais pixels dessa linha. Ao contrário, pela Figura 47 (b) a densidade de raios foi maior nas proximidades da subestação de Xingu, parte inferior da linha, no lado oposto de onde se encontram as torres altas, próximas da subestação Jurupari. Um dos motivos é que são apenas duas torres, 238/1 e 241/1 com altura 295 metros, se outras torres mantivessem essa altura talvez um comportamento maior de densidade pudesse ser observado. Além disso, fatores geográficos e/ou climáticos podem estar associados a esse perfil de densidade menor na região da travessia. Outros testes devem ser realizados, similar a esse, para validar a densidade para todo o território nacional, comparando com a NBR 5419, para tomada de decisão sobre a possibilidade de adotar os dados do GLM em processamentos futuros de densidade de descargas atmosféricas.

Figura 47 – Densidade de descargas atmosféricas para uma região de 50 km ao redor da linha de transmissão de 500 kV Xingu-Jurupari, considerando os limites municipais dentro da área de plotagem, bem como a hidrografia nas linhas de cor azul (a) mostrando todo o estado do Pará, (b) com zoom e delimitação do traçado da linha e (c) zoom na travessia do rio Amazonas.





5.5 Conclusão

Neste capítulo, foram apresentados os resultados obtidos no trabalho. Destaca-se a importância da utilização de dados do GLM, pois está em um satélite geoestacionário, no caso o GOES-16 que monitora a América do Sul em sua totalidade, além do fato de os dados serem de acesso gratuito até o momento em que esse trabalho foi escrito. Com isso, é possível plotar a densidade de raios para qualquer região dentro de seu campo de visão. No caso do presente trabalho, o foco foi todas as linhas de transmissão do SIN brasileiro. Com a utilização apenas de filtros geográficos, pode-se plotar para linhas de um estado específico, de um município ou até mesmo uma linha individualizada, como foi mostrado no estudo de caso, sendo muitas as possibilidades de utilização dos dados fornecidos pelo GLM.

6. CONCLUSÃO

O presente trabalho teve como objetivo utilizar dados de ocorrências de descargas atmosféricas, registradas pelo GLM, a bordo do satélite GOES-16, para geração de mapas de densidade de raios ao longo das linhas de transmissão do Sistema Interligado Nacional (SIN) brasileiro, abrangendo todos os níveis de tensão (kV) da rede básica, sendo: 230, 345, 440, 500, 525, 600, 765 e 800. Desses, os níveis de 600 kV e 800 kV são de transmissão em corrente contínua. Mapas de densidade para cada nível de tensão foram apresentados, e também o mapa geral para todo o SIN, com o objetivo de auxiliar projetistas de novas linhas de transmissão, e também equipes de manutenção de linhas existentes, para identificar quais as regiões mais críticas de maior probabilidade de ocorrência de *flashover*, haja vista a maior densidade de raios. O mapa de densidade de raios no período 2019-2023 para todo o Brasil também foi apresentado. Informações estatísticas a respeito da densidade de raios, para cada nível de tensão, para todas as linhas em conjunto e também para o Brasil foram discutidas. Além disso, estão contidas informações importantes das linhas, com base em dados do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), como a quantidade de linhas de transmissão por nível de tensão, bem como suas extensões em quilômetros, e também a quantidade de falhas por ano, mês e nível de tensão, considerando todas as causas de falhas e apenas as falhas causadas por descargas atmosféricas. As principais causas de falhas em linhas de alta e extra alta tensão também foram expostas. Para validar o valor de densidade de raios obtido pelo GLM, fez-se um estudo de caso para um vão da linha de 500 kV Xingu-Jurupari, que possui a maior torre de transmissão de energia elétrica do Brasil, com 295 metros.

A seguir, são descritos alguns pontos relevantes: a) a maior quantidade de linhas de transmissão do SIN é da classe de tensão 230 kV em corrente alternada, com 1130 linhas, sendo 61,5% do total; b) a classe de tensão que apresenta maior extensão em quilômetros construídos de linha de transmissão, é a de 230 kV, com 70.836 km; c) a maior causa de falhas em linhas de transmissão do SIN, são as descargas atmosféricas, representando 25%, o que traz a necessidade de reavaliar os projetos de proteção contra descargas atmosféricas; d) o ano com maior quantidade de ocorrência de falhas foi 2023, com 2.570, sendo 716 causadas por raios; e) em todo o período de observação, 2019-2023, considerando todas as falhas, a maior quantidade foi em linhas de 230 kV, seguido da classe de 500 kV; f) em todo o período de observação, 2019-2023, considerando apenas as falhas causadas por raios, a maior quantidade foi em linhas de 230 kV, seguido da classe de 500 kV; g) o mês com maior quantidade de falhas

foi setembro, com 1786, seguido por outubro, com 1702; h) os meses com maior quantidade de falhas causadas por raios foram março e outubro, com 376; i) a classe de tensão de 600 kV apresentou a maior média de densidade, de 14,69 raios/ km²/ ano; j) o maior valor de densidade pertenceu à classe de tensão de 230 kV, com 47,56 raios/ km²/ ano; k) considerando todas as linhas de transmissão, a média de densidade de raios foi de 11,74 raios/ km²/ ano e l) para o Brasil, a média de densidade de raios foi de 13,17 raios/ km²/ ano, com valor máximo de 57,62 raios/ km²/ ano; m) a quantidade média de raios, durante os 5 anos, foi de 46 milhões para as linhas do SIN e n) a quantidade média de raios, durante os 5 anos, foi de 98 milhões o Brasil e o) uma correlação linear muito forte foi encontrada, de coeficiente 0,91 entre a quantidade de raios total mensal e a quantidade total mensal de falhas causadas por raios no período 2019-2023.

Logo, é extremamente importante fazer o acompanhamento da ocorrência de raios ao longo das linhas, e o uso de dados do GLM torna possível um monitoramento contínuo, pois é um satélite geostacionário. Com as informações presentes, espera-se contribuir para o avanço na proteção do sistema elétrico brasileiro frente as descargas atmosféricas.

7. TRABALHOS FUTUROS

Objetivando melhorar a avaliação de ocorrência de raios ao longo das linhas de transmissão do Brasil, alguns pontos são relevantes para trabalhos futuros, como:

- Desenvolver e aplicar algoritmos de aprendizado de máquina, para classificação de raios em intra-nuvem e nuvem-solo, a partir dos dados do GLM, para permitir a criação de mapas de densidade de raios nuvem-solo;
- Verificar a possibilidade de utilização de dados do GLM para identificação de raios com corrente contínua, associada a danos térmicos em cabos e torres de transmissão e também de pás de turbinas eólicas;
- Validar a densidade de raios obtida pelo GLM, comparando com o mapa da norma NBR 5419 para variados estudos de caso, e também utilizando outros instrumentos de auxílio, como câmeras de alta velocidade para registro de raios em determinadas localidades sob longos períodos de observação;
- Uso do GLM para plotar mapas de densidade para regiões com baixa eficiência de detecção de raios com sistemas de localização terrestres de baixa frequência, em qualquer localidade dentro do seu campo de visão;
- Desenvolver trabalhos em parcerias com transmissoras de energia elétrica, com planejamento conjunto de acompanhamento de incidência de raios e registros de ocorrências de falhas causadas por raios;
- Acompanhamento em tempo real da evolução de tempestades elétricas nas proximidades de linhas de transmissão, a partir do GLM, para verificar a possibilidade de realizar manobras na rede e desviar potência transmitida para grandes centros de cargas para outras linhas de transmissão, que não estejam com risco potencial de ocorrência de *flashover* naquele determinado momento;

REFERÊNCIAS

- ALDANA, N. N. COOPER, M. A. HOLLE, R. L. Lightning fatalities in Colombia from 2000 to 2009. International Conference on Lightning Protection. 2014, pp. 40-46, doi: 10.1109/ICLP.2014.6971992.
- ANDERSON, R. B. ERIKSSON, A. J. Lightning parameters for engineering applications. 1980. *Electra*, n 69, pp 65-101, march.
- AZEREDO, L. M. S. Efeitos do carregamento de vento nas estruturas e fundações de torres de linhas de transmissão. Trabalho de Conclusão de Curso de Engenharia Civil. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro. 2019.
- BALLAROTTI, M. G. SABA, M. M. F. PINTO, O. High-speed camera observations of negative ground flashes on a millisecond-scale. *Geophysical Research Letters*, vol.32. 2005. doi:10.1029/2005GL023889.
- BALLAROTTI, M. G. SABA, M. M. F. PINTO, O. Negative cloud-to-ground lightning properties from high-speed video observations. *Journal of Geophysical Research*, v. 111, n. D03101, p. 1–9, 2006.
- BATEMAN, M., MACH, D., STOCK, M. (2021). Further investigation into detection efficiency and false alarm rate for the geostationary lightning mappers aboard GOES-16 and GOES-17. *Earth and Space Science*, 8, 2020EA001237. <https://doi.org/10.1029/2020EA001237>
- BERGER, K. ANDERSON, R. B. KRÖNINGER, H. Parameters of lightning flashes. *Electra*, n 41, p.23-37, jul. 1975.
- BERGER, K. Methoden und Resultate der Blitzforschung auf dem Monte San Salvatore bei Lugano in den Jahren 1963-1971. 1972. *Bull. Schweiz. Elektrotech* 63: 1403-22.
- CAPP, E. NIENOV, O. H. Bioestatística quantitativa aplicada. 2020. UFRGS.
- CIGRE WG 33.01, Report 63. Guide to procedures for estimating the lightning performance of transmission lines. 61p. 1991. Disponível em: <https://www.e-cigre.org/publications/detail/063-guide-to-procedures-for-estimating-the-lightning-performance-of-transmission-lines.html>. Acesso em: 09, jun. 2024.
- CIGRE WG C4.407. Lightning parameters for engineering applications. 2013. Disponível em: <https://www.e-cigre.org/publications/detail/549-lightning-parameters-for-engineering-applications.html>. Acesso em: 09, jun. 2024.
- COORAY, V. An Introduction to Lightning. Springer, 2015.
- CUMMINS, K. L.; KRIDER, E. P.; OLBINSKI, M.; HOLLE, R. L. A case study of lightning attachment to flat ground showing multiple unconnected upward leaders. *Atmospheric Research*, v. 202, p. 169–174, 2018.

D'AJUZ, A. FONSECA, C. S. CARVALHO, F. M. S. AMON, J. DIAS, L. E. N. PEREIRA, M. P. ESMERALDO, P. C. V. VAISMAN, R. FRONTIN, S. O. Transitórios Elétricos e Coordenação de Isolamento: aplicação em sistemas de potência de alta tensão. EDUFF. 1987.

DAS, J. C. Transients in Electrical Systems: Analysis, Recognition and Mitigation. McGraw-Hill. 2010.

DANIEL, W. W. CROSS, C. L. Biostatistics: a foundation for analysis in the health science. 2016. 10th edition. WILEY.

DENTEL, L. M. Modelagem de sistemas de detecção de descargas atmosféricas na Amazônia. 211f. Dissertação (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Pará, Pará, 2013. Disponível em: <http://repositorio.ufpa.br/jspui/handle/2011/5829>. Acesso em: 30, jun. 2024.

DIENDORFER, G. SCHULZ, W. CUMMINS, C. RAKOV, V. BERNARDI, M. DE LA ROSA, F. HERMOSO, B. HUSSEIN, A. M. KAWAMURA, T. RACHIDI, F. TORRES, H. Review of CIGRE report Cloud-to-ground lightning parameters derived from lightning location systems – the effects of system performance. CIGRE technical brochures n 376. WG C4. 404. 2009.

EPE, 2021. Balanço Energético Nacional - BEN 2021. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-bem>. Acesso em: 08, jun. 2024.

EPE, 2022. Relatório Síntese do Balanço Energético Nacional. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2022> Acesso em: 08, jun. 2024.

EPE, 2024. WEBMAP interativo do sistema energético brasileiro. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/webmap-epe>. Acesso em: 15, jun. 2024.

ERIKSSON, A. J. The incident of lightning strikes to power lines. PWRD-2, vol. 3, pp. 859-870, July. 1987.

FERREIRA, E. R. LEAL, A. F. R. MATOS, W. L. N. ALMEIDA, G. O. SHINKAI, R. LOPES, M. N. G. Lightning deaths and injuries in the Brazilian Amazon Region in the period of 2009-2019. International Symposium on Lightning Protection, 2019, pp. 1-8. 10.1109/SIPDA47030.2019.9004485.

GOES R. GOES-18 post-launch testing and transition to operations. 2023. Disponível em: <https://www.goes-r.gov/users/transitionToOperations18.html>. Acesso em: 07, jul. 2024.

GOES-R. GOES-R Series Data book. 2019. Disponível em: <https://www.goes-r.gov/resources/docs.html>. Acesso em: 22, ago. 2024.

GOES-R. GLM Lightning Cluster-Filter Algorithm. 2012. Disponível em: <https://www.goes-r.gov/resources/docs.html>. Acesso em: 22, ago. 2024.

GOMES, C. *Lightning: Science, Engineering and Economic Implications for Developing Countries*. Springer, 2021.

GOODMAN, S. J. BLAKESLEE, R. J. KOSHAK, W. J. MACH, D. BAILEY, J. BUECHLER, D. CAREY, L. SCHULTZ, C. BATEMAN, M. McCAUL JR, E. STANO, G. The GOES-R Geostationary Lightning Mapper (GLM). *Atmospheric Research*, 125-126, 34–49. 2013. <https://doi.org/10.1016/j.atmosres.2013.01.006>

GOODMAN, S. MACH, D. KOSHAK, W. BLAKESLEE, R. GLM Lightning Cluster Filter Algorithm. 2012.

IBAMA. LT 230 KV JURUPARI-LARANJAL-MACAPÁ E LT 230 KV JURUPARI-ORIXIMINÁ: ESTUDO DE IMPACTO AMBIENTAL. [Online]. 2009. Disponível em: [https://licenciamento.ibama.gov.br/LinhadeTransmissao/LT%20Jurupari%20-%20Oriximina%20e%20Jurupari%20-%20Laranjal%20do%20Jari%20-%20Macapa%20\(Lote%20B%20do%20Linhao%20Tucurui\)/EIA/](https://licenciamento.ibama.gov.br/LinhadeTransmissao/LT%20Jurupari%20-%20Oriximina%20e%20Jurupari%20-%20Laranjal%20do%20Jari%20-%20Macapa%20(Lote%20B%20do%20Linhao%20Tucurui)/EIA/). Acesso em: 13, jul. 2024.

INPE. INSTITUTO NACIONAL DE PESQUISAS ESPACIAIS. Nova rede de dados permite registro mais preciso de raios. 2017. Disponível em: http://www.inpe.br/noticias/noticia.php?Cod_Noticia=4603. Acesso em: 30, jun. 2024.

LEAL, A. F. R. MATOS, W. L. N. FERREIRA, G. A. V. S. Assessment of lightning occurrence over transmission lines in the amazon region using space-based lightning detection. *International Conference on Grounding & Lightning Physics and Effects*. 2023.

LEAL, A. F. R. RAKOV, V. A. Processes in negative and positive CG lightning flashes detected from space by GLM. *Electric Power Systems Research*. 2024. V. 229. 110183. ISSN 0378-7796. <https://doi.org/10.1016/j.epr.2024.110183>.

LEAL, A. F. R. ROCHA, L. C. MATOS, W. L. N. LOPES, M. N. G. Assessment of lightning occurrence on airways and waterways in the amazon region using satellite data. *International Conference on Grounding & Lightning Physics and Effects*. 2023.

LIU, Y. WANG, H. LIU, G. Study on lightning parameters of transmission line porch based on lightning location system. *IEEE International Symposium on Electrical Insulation*. 2010. doi:10.1109/elinsl.2010.5549830.

LOBODA, M. Lightning deaths and injuries in Poland in period of 2001-2006. 29th *International Conference on Lightning Protection*. 2008. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/308166664_LIGHTNING_DEATHS_AND_INJURIES_IN_POLAND_IN_PERIOD_OF_2001-2006. Acesso em: 30, jun. 2024.

LYNN, B. H. YAIR, Y. PRICE, C. KELMAN, G. CLARK, A. J. Predicting Cloud-to-Ground and Intracloud Lightning in Weather Forecast Models. *Weather and Forecasting*. v. 27. n. 6. pp. 1470-1488. 2012. <https://doi.org/10.1175/WAF-D-11-00144.1>.

MACH, D. M. (2020). Geostationary lightning mapper clustering algorithm stability. *Journal of Geophysical Research: Atmospheres*, 125(5), e2019JD031900. <https://doi.org/10.1029/2019JD031900>

MARTINHO, E. SOUZA, D. F. MAIONCHI, D. O. MORITA, L. H. M. MARTINHO, M. B. MARTINS, W. A. ANUÁRIO ESTATÍSTICO DE ACIDENTES DE ORIGEM ELÉTRICA 2024 – Ano base 2023. Salto-SP: Abracopel, 2023. DOI: 10.29327/5388685

MATOS, W. L. N. LEAL, A. F. R. FERREIRA, E. R. ALMEIDA, G. O. SHINKAI, R. LOPES, M. N. G. Lightning fatalities in the livestock industry in the Brazilian amazon region (2012-2019). International Symposium on Lightning Protection. 2019. 10.1109/SIPDA47030.2019.9004483.

MATOS, W. L. N. LEAL, A. F. R. SABA, M. M. F. Use of satellite data for identification of lightning continuing current in the southeast and north regions of Brazil. International Conference on Grounding & Lightning Physics and Effects. 2023.

MONTANYÀ, J. FABRÓ, F. VAN DER VELDE, O. MARCH, V. WILLIAMS, E. R. PINEDA, N. ROMERO, D. SOLÀ, G. FREIJO, M. Global distribution of winter lightning: a threat to wind turbines and aircraft, Nat. Hazards Earth Syst. Sci. 16 (2016) 1465–1472, <https://doi.org/10.5194/nhess-16-1465-2016>.

MONTANYÀ, J. LÓPEZ, J. A. VAN DER VELDE O. SOLÀ, G. ROMERO, D. MORALES, C. VISACRO, S. SABA, M. M. F. GOODMAN, S. J. WILLIAMS, E. PETERSON, M. PINEDA, N. ARCANJO, M. ARANGUREN, D. Potential use of space-based lightning detection in electric power systems. Electric Power Systems Research. V 213. 2022. doi.org/10.1016/j.epsr.2022.108730.

MORALES, J. A. ORDUÑA, E. REHTANZ, C. Classification of lightning stroke on transmission line using multi-resolution analysis and machine learning. International Journal of Electrical Power & Energy Systems. Volume 58, 2014, Pages 19-31, ISSN 0142-0615. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2013.12.017>.

NACCARATO, K. P. ALBRECHT, R. I. PINTO, O. Cloud to ground lightning density over Brazil based on high resolution lightning imaging sensor (LIS) data. XIV International Conference on Atmospheric Electricity. 2011.

NACCARATO, K. P. SANTOS, W. A. CARRETERO, M. A. MOURA, C. TIKAMI, A. Total Lightning Flash Detection from Space A CubeSat Approach. 24th International Lightning Detection Conference, n. July, p. 7, 2016.

NAG, A. MURPHY, M. J. SCHULZ, W. CUMMINS, K. L. Lightning locating systems: Insights on characteristics and validation techniques. Earth and Space Science, 2, 65–93. 2015. doi:10.1002/2014EA000051.

NBR 5419-2. Proteção contra descargas atmosféricas Parte 2: Gerenciamento de risco. 2015. NOAA. Comprehensive large array-data stewardship system (class). 2024. Disponível em: <https://www.aev.class.noaa.gov/saa/products/welcome>. Acesso em: 07, jul. 2024.

OLIVEIRA, J. F. Avaliação do desempenho de linhas de transmissão baseado em perdas de carga por afundamentos de tensão. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica. Itajubá. Universidade Federal de Itajubá. 2011. Disponível em: <https://repositorio.unifei.edu.br/xmlui/handle/123456789/1323>. Acesso em: 08, jul. 2024.

ONS. Submódulo 20.1: Glossário de termos técnicos. 2020. Disponível em: https://www.ons.org.br/%2FProcedimentosDeRede%2FM%C3%B3dulo%2020%2FSubm%C3%B3dulo%2020.1%2FSubm%C3%B3dulo%2020.1_Rev_0.1.pdf. Acesso em: 09, jun. 2024.

ONS. Relatório Anual. 2024a. Disponível em: https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/2023-Relatorio-Anual-acessivel_21032024.pdf. Acesso em: 09, jun. 2024.

ONS. O sistema em números. [Online]. 2024b. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>. Acesso em: 09, jun. 2024.

ONS. Qualidade do suprimento. [Online]. 2024c. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/resultados-da-operacao/qualidade-do-suprimento>. Acesso em: 12, jun. 2024.

PAPAILIOU, K. O. International Council on Large Electric Systems (CIGRE) Study Committee B2: Overhead lines. Overhead lines. Springer. 2017.

PARKER, S. P. Encyclopedia of science and technology. [S.l.]: McGraw-Hill, 1997.

PEREIRA, A.O., COSTA, R. C. COSTA, C.D.V. MARRECO, J.D.M. LA ROVERE, E.L. 2013. Perspectives for the expansion of new renewable energy sources in Brazil. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 23, 49–59. <https://doi.org/10.1016/J.RSER.2013.02.020>.

PEREIRA, C. S. ALMEIDA, A. C. ROCHA, B. R. P. FROTA, W. M. Transmission line vulnerability to lightning over areas of dense rainforests and large rivers in the Amazon region. 2015. *Electric Power Systems Research*, 119, 287–292. doi:10.1016/j.epsr.2014.10.001

PETERSON, M. LAY, E. GLM observations of the Brightest Lightning in the Americas. *JGR Atmospheres*. 2020. <https://doi.org/10.1029/2020JD033378>.

PINTO, O. Lightning in the tropics: from a source of fire to a monitoring system of climate changes, Nova Science Publishers, 109p. 2009.

PINTO, O. NACCARATO, K. P. SABA, M. M. F. PINTO, I. R. C. A. ABDO, R. F. GARCIA, S. A. M. CAZETTA, A. Recent upgrades to the Brazilian integrated lightning detection network. 19th International Lightning Detection Conference. 2006.

RAKOV, V. A. Thunderclouds and Their Charge Structure. *In: GOMES, C. Lightning: Science Engineering, and Economic Implications for Developing Countries*. Springer, 2021. cap. 1.

RAKOV, V. A; UMAN, M. A. Lightning: Physics and Effects. Cambridge University Press. 2003.

RAWI, I. M. KADIR, M. Z. A. A. IZADI, M. Seasonal variation of transmission line outages in Peninsular Malaysia. *Pertanika J. Sci. Technol.*, vol. 25 (S), pp. 213–220, 2017.

ROMPS, D. M. SEELEY, J. T. VOLLARO, D. MOLINARI, J. Projected increase in lightning strikes in the United States due to global warming. *Science*, 346(6211), 851-854. 2014. doi:10.1126/science.1259100

RUDLOSKY, S. D. GOODMAN, S. J. VIRTS, K. S. BRUNING, E. C. Initial Geostationary Lightning Mapper Observations. *Geophysical Research Letters*, 46, 1097–1104. 2019. <https://doi.org/10.1029/2018GL081052>

SHAFER, P. E; FUELBERG, H. E. A Statistical Procedure to Forecast Warm Season Lightning over Portions of the Florida Peninsula. *Weather and Forecasting*. v. 21. n. 5. pp. 851-868. 2006. Disponível em: <https://doi.org/10.1175/WAF954.1>.

SHIGA, A. A. Avaliação de custos decorrentes de descargas atmosféricas em sistemas de distribuição de energia. 131f. Dissertação (Mestrado em Energia) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2008. Disponível em: <https://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/86/86131/tde-03072007-081750/pt-br.php>. Acesso em: 30, jun. 2024.

SILVA, J. C. O. Ground flash density dispersion from Ng – An observation based on 14 years of LIS data collected over Brazil. *International Symposium on Lightning Protection (XV SIPDA)*. 2019.

SINGH, O. SINGH, J. Lightning fatalities over India: 1979–2011. *Meteorol. Appl.* 22: 770–778 (2015). <https://doi.org/10.1002/met.1520>

STATE GRID. Mais extenso sistema de ultra-alta tensão brasileiro, linha de transmissão Xingu-Rio completa três anos de operação. [Online]. 2023. Disponível em: <https://stategrid.com.br/mais-extenso-sistema-de-ultra-alta-tensao-brasileiro-linha-de-transmissao-xingu-rio-completa-tres-anos-de-operacao/>. Acesso em: 09, jun. 2024.

STUHLMANN, R. RODRIGUEZ, A. TJEMKES, S. GRANDELL, J. ARRIAGA, A. B' EZY, J. L. AMINOU, D. BENSI, P. Plans for EUMETSAT's third generation meteosat geostationary satellite programme, *Adv. Space Res.* 36 (5) (2005) 975–981.

SUÁREZ, H. CAVIATIVA, J. A. C. ROMÁN, F. Lightning fatalities in the livestock industry in Colombia: Eastern plains region case. *International Symposium on Lightning Protection*. 2017. <https://ieeexplore.ieee.org/document/8116939>.

TAKAMI, J. OKABE, S. Characteristics of direct lightning strokes to phase conductors of UHV transmission lines. *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 22, no. 1, pp. 537–546, January 2007.

UMAN, M. A. *The Lightning Discharge*. Orlando, FL: Academic Press, 1987.

VAISALA. Total lightning statistics: 2021 annual lightning report. 2022. Disponível em: <https://www.vaisala.com/sites/default/files/documents/WEA-MET-2021-Annual-Lightning-Report-B212465EN-A.pdf>. Acesso em: 21, ago. 2024.

VISACRO, S. *Descargas atmosféricas: uma abordagem de engenharia*. São Paulo: Artliber, 2005.

VISACRO, S. Recent Advances in Lightning Research and Their Impact on the Protection of Electric Systems. 34th International Conference on Lightning Protection (ICLP). 2018. doi:10.1109/iclp.2018.8503440.

WIKIPEDIA. Torres 238 e 241 da linha de transmissão Tucuruí-Macapá-Manaus. [Online]. 2023. Disponível em: https://pt.wikipedia.org/wiki/Torres_238_e_241_da_Linha_de_Transmiss%C3%A3o_Tucuru%C3%AD-Macap%C3%A1-Manaus. Acesso em: 13, jul. 2024.

XIE, Y. LI, C. LV, Y. YU, C. Predicting lightning outages of transmission lines using generalized regression neural network. *Applied Soft Computing*. 2019. Volume 78. Pages 438-446. ISSN 1568-4946. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.asoc.2018.09.042>.

ZHANG, W. MENG, Q. MA, M. ZHANG, Y. Lightning casualties and damages in China from 1997 to 2009. *Natural Hazards*, vol. 57, no. 2, pp. 465–476, 2010. <https://link.springer.com/article/10.1007/s11069-010-9628-0>