Universidade Federal de Itajubá
Departamento de Engenharia Elétrica
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

**Dissertação de Mestrado**

# Análise do Impacto de Transitórios em Redes de Distribuição sobre Sistemas Fotovoltaicos.

**Jean Rodrigo dos Santos**

**Itajubá**
**2021**

**Jean Rodrigo dos Santos**

# Análise do Impacto de Transitórios em Redes de Distribuição sobre Sistemas Fotovoltaicos.

Dissertação do curso de Mestrado apresentado à Universidade Federal de Itajubá como parte dos requisitos para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica.
Orientador: Prof.$^o$ Dr. Estacio Tavares Wanderley Neto
Coorientador: Prof.$^o$ Dr. Gustavo Paiva Lopes

**Universidade Federal de Itajuba**
**Itajubá**
**2021**

# Agradecimentos

Agradeço a Deus por estar ao meu lado em todos os momentos, sendo eles de dificuldades ou de felicidades.

Agradeço de forma especial a Willi, que durante os últimos anos tem compartilhado e me apoiado em todas as situações e objetivos. Aos meus pais, que sem eles nada do que sou hoje seria possível. Agradeço aos meus irmãos Gedeon e Alan, que compartilham dos mesmos ensinamentos passados por nossos pais e que fazem o verdadeiro significado da palavra irmão existir.

Agradeço a CAPES pelo importante incentivo na realização deste trabalho.

Por fim, mas não menos especial, agradeço aos professores Estácio e Gustavo, pelo apoio e pelos ensinamentos compartilhados ao longo do curto tempo de convívio, e por serem tão acessíveis para atenderem as minhas dificuldades.

*"You'll never walk alone"*
*– Richard Rodgers e Oscar Hammerstein*

# Resumo

A geração distribuída tem crescido a cada ano como uma forma de diversificação da matriz energética, sendo a energia fotovoltaica uma das mais promissoras em função de ser uma energia limpa e de fácil aproveitamento. Usinas fotovoltaicas de pequeno e médio porte têm sido construídas tanto nos centros urbanos para aproveitamento direto no local de geração, como em regiões mais afastadas, nas quais a energia produzida é transferida à rede elétrica existente das concessionárias locais. O crescimento deste tipo de central de geração, interligada às redes existentes, requer estudos para avaliar os distúrbios que possam afetar a rede e consequentemente os sistemas fotovoltaicos. Neste aspecto, este trabalho tem por objetivo implementar um modelo de sistema de geração fotovoltaica completo e uma rede elétrica de distribuição no software ATP®, através de sua interface gráfica ATPDRAW, com o objetivo de analisar o comportamento destes sistemas, frente a distúrbios transitórios que afetem a sua operação na rede elétrica. O software utilizado, possui grande vantagem na implementação e simulação de eventos elétricos, através de componentes existentes, ou da criação de novos por meio de equações matemáticas. Com isso, através de modelos matemáticos, foram implementados por meio de equações, componentes que representam as características reais, para o funcionamento do sistema por completo. Foi assim observado e validado a aplicação de determinados elementos para a proteção dos sistemas fotovoltaicos, de distúrbios elétricos ocasionados na rede de distribuição.

**Palavras-chave**: ATP, painel fotovoltaico, energia renovável, sobretensão transitória.

# Abstract

Distributed generation has grown every year as a way of diversifying the energy matrix, with photovoltaic energy being one of the most promising as it is a clean energy that is easy to use. Small and medium-sized photovoltaic plants have been built both in urban centers for direct use at the generation site, as well as in more distant regions, in which the energy produced is transferred to the existing electricity grid of local concessionaires. The growth of this type of generation plant, interconnected to existing grids, requires studies to assess disturbances that may affect the grid and, consequently, the photovoltaic systems. In this aspect, this work aims to implement a complete photovoltaic generation system model and an electrical distribution network in the ATP® software, through its ATPDRAW graphical interface, in order to analyze the behavior of these systems, against transient disturbances that affect its operation in the electrical network. The software used has great advantage in the implementation and simulation of electrical events, through existing components, or the creation of new ones through mathematical equations. With that, through mathematical models, were implemented through equations, components that represent the real characteristics, for the operation of the system as a whole. The application of certain elements for the protection of photovoltaic systems from electrical disturbances caused in the distribution network was thus observed and validated.

**Keywords**: ATP, photovoltaic panel, renewable energy, transient overvoltage.

# Lista de ilustrações


Figura 1 – Formas de ondas estabelecidas pela ABNT NBR 6939 (ABNT, 2018). . 5
Figura 2 – Ilustração do mito científico de Benjamin Franklin e sua pipa. . . . . 6
Figura 3 – Processo de descarga. a) Inicio da propagação. b) Processo quase completo. c) Corrente de retorno. d) Centro de carga descarregado. . . 8
Figura 4 – Descarga atmosférica em nuvens. . . . . 9
Figura 5 – Descarga atmosférica solo. . . . . 10
Figura 6 – Forma de onda típica de descarga atmosférica. . . . . 11
Figura 7 – Densidade de descargas atmosféricas no Brasil por $km^2$.ano. . . . . 14
Figura 8 – Representação do concentrador de raios solares de Arquimedes. . . . . 15
Figura 9 – Impressora solar. . . . . 15
Figura 10 – Geração solar de energia elétrica. . . . . 17
Figura 11 – Órbita da Terra em torno do Sol, com seu eixo N-S inclinado com ângulo de $23,5\,°$. . . . . 18
Figura 12 – Componentes da irradiação solar. . . . . 18
Figura 13 – Célula fotovoltaica física. . . . . 19
Figura 14 – Dopagem pentavalente do Silício. . . . . 20
Figura 15 – Dopagem trivalente do Silício. . . . . 20
Figura 16 – Processo físico de uma célula fotovoltaica. . . . . 21
Figura 17 – Célula e painel fotovoltaico. . . . . 21
Figura 18 – Sistema *off-grid*. . . . . 22
Figura 19 – Sistema *on-grid*. . . . . 23
Figura 20 – Modelo de célula fotovoltaica ideal. . . . . 32
Figura 21 – Modelo de célula fotovoltaica real. . . . . 33
Figura 22 – Curva característica IxV do painel fotovoltaico. . . . . 34
Figura 23 – Painel fotovoltaico ATP. . . . . 35
Figura 24 – Algoritmo MPPT(P&O). . . . . 36
Figura 25 – Circuito conversor Boost. . . . . 37
Figura 26 – Estado chave fechada do conversor Boost. . . . . 38
Figura 27 – Estado chave aberta do conversor Boost. . . . . 38
Figura 28 – Sistema de geração fotovoltaica com conversor Boost e controlador no ATP. . . . . 41
Figura 29 – Inversor monofásico conectado à rede de distribuição. . . . . 42
Figura 30 – Estados do inversor. . . . . 42
Figura 31 – Tensão de operação. . . . . 43
Figura 32 – Sistema de geração com os conversores acoplados. . . . . 45
Figura 33 – Circuito representativo do transformador para ensaio de curto-circuito. 46

Figura 34 – Circuito representativo do transformador para ensaio a vazio. . . . . 47
Figura 35 – Ensaio de resposta em frequência utilizando o FRAnalyser. . . . . 48
Figura 36 – Circuito representativo do transformador com capacitância de alta frequência. . . . . 49
Figura 37 – Sistema implementado, juntamente com o transformador isolador. . . . 49
Figura 38 – Rede de distribuição de média tensão. . . . . 50
Figura 39 – Rotina LCC do ATP. . . . . 50
Figura 40 – Dados de representação da rede de distribuição. . . . . 51
Figura 41 – Catálogo de cabo de alumínio. . . . . 52
Figura 42 – Rede de média tensão no ATP. . . . . 52
Figura 43 – Rede de distribuição de baixa tensão. . . . . 53
Figura 44 – Dados de representação da rede de baixa tensão. . . . . 53
Figura 45 – Catálogo para cabo de alumínio de rede de baixa tensão. . . . . 54
Figura 46 – Rede de baixa tensão no ATP. . . . . 54
Figura 47 – Transformador de distribuição. . . . . 55
Figura 48 – Modelo representativo de transformador de distribuição com capacitâncias de alta frequência. . . . . 55
Figura 49 – Transformador com as capacitâncias de alta frequência. . . . . 56
Figura 50 – Transformador com as redes de média e baixa tensão. . . . . 56
Figura 51 – Isolador tipo Pino. . . . . 57
Figura 52 – Dados característicos de isoladores classe 15kV. . . . . 58
Figura 53 – Modelo de isolador no ATP. . . . . 59
Figura 54 – Modelo de poste no ATP. . . . . 60
Figura 55 – Sistema de rede com poste de isoladores. . . . . 60
Figura 56 – Para-raios poliméricos. . . . . 61
Figura 57 – Curva característica do para-raios de Zno. . . . . 62
Figura 58 – Dados para-raios classe 15 kV. . . . . 62
Figura 59 – Dados para-raios classe II - 280 V. . . . . 63
Figura 60 – Curva de operação do centelhador. . . . . 63
Figura 61 – Sistema completo simulado. . . . . 64
Figura 62 – Painel fotovoltaico. . . . . 65
Figura 63 – Operação do PV. . . . . 66
Figura 64 – Variação da irradiação no PV. . . . . 66
Figura 65 – Variação da temperatura no PV. . . . . 67
Figura 66 – Curva de Tensão por Potência no PV. . . . . 67
Figura 67 – Arranjo de painéis. . . . . 68
Figura 68 – Tensão na rede de média no sistema. . . . . 69
Figura 69 – Tensão na rede de baixa e PV, no sistema. . . . . 70
Figura 70 – Potência de saída do sistema fotovoltaico. . . . . 71

Figura 71 – Diagrama do sistema simulado sem proteções. . . . . 72
Figura 72 – Tensão na rede de média, sem proteções - V(v) x t(s). . . . . 72
Figura 73 – Tensão na rede de baixa, sem proteções - V(v) x t(s). . . . . 73
Figura 74 – Tensão no Sistema fotovoltaico, sem proteções - V(v) x t(s). . . . . 74
Figura 75 – Potência no PV - P(W) x t(s). . . . . 74
Figura 76 – Diagrama do sistema simulado com para-raio na rede de média. . . . . 75
Figura 77 – Tensão da rede média, com para-raio na rede de média tensão - V(v) x t(s). . . . . 75
Figura 78 – Tensão da rede de baixa, com para-raio na rede de média tensão - V(v) x t(s). . . . . 76
Figura 79 – Energia no para-raio de média tensão - E(J) x t(s). . . . . 77
Figura 80 – Diagrama do sistema simulado com para-raio em média e baixa tensão. 77
Figura 81 – Tensão rede de média, com para-raios de média e baixa tensão - V(v) x t(s). . . . . 78
Figura 82 – Tensão rede de baixa, com para-raios de média e baixa tensão - V(v) x t(s). . . . . 78
Figura 83 – Energia do para-raio de baixa - E(J) x t(s). . . . . 79
Figura 84 – Diagrama do sistema completo. . . . . 79
Figura 85 – Tensão rede de média, com isolador/poste e para-raios - V(v) x t(s). . . 80
Figura 86 – Tensão rede de baixa, com isolador/poste e para-raios - V(v) x t(s). . . 81
Figura 87 – Energia do para-raio da rede de baixa - E(J) x t(s). . . . . 81
Figura 88 – Diagrama do sistema com centelhador. . . . . 82
Figura 89 – Tensão rede de baixa com centelhador - V(v) x t(s). . . . . 82
Figura 90 – Potência PV - P(W) x t(s). . . . . 83
Figura 91 – Tensão rede de média, sem proteção - V(v) x t(s). . . . . 83
Figura 92 – Tensão rede de baixa, sem proteção - V(v) x t(s). . . . . 84
Figura 93 – Potência PV - P(W) x t(s). . . . . 84
Figura 94 – Tensão rede de média, com para-raio na média tensão - V(v) x t(s). . . 85
Figura 95 – Tensão rede de média, com para-raio na média tensão - V(v) x t(s). . . 85
Figura 96 – Energia dos para-raios na média tensão - E(J) x t(s). . . . . 86
Figura 97 – Tensão rede de baixa, com para-raio na média e na baixa tensão - V(v) x t(s). . . . . 86
Figura 98 – Tensão rede de baixa, com isolador/poste e para-raios - V(v) x t(s). . . 87
Figura 99 – Tensão rede de média, com isolador/poste e para-raios - V(v) x t(s). . . 87
Figura 100 – Tensão rede de baixa, com centelhador - V(v) x t(s). . . . . 88
Figura 101 – Potência PV - P(W) x t(s). . . . . 88
Figura 102 – Sistema implementado. . . . . 95

# Lista de tabelas

Tabela 1 – Cidades capitais com maior densidade de descargas atmosféricas. . . . 13
Tabela 2 – Estados com maior densidade de descargas atmosféricas. . . . . 13
Tabela 3 – Categorias de suportabilidade de surto. . . . . 24
Tabela 4 – Modelos referenciais. . . . . 27
Tabela 5 – Conversor Boost. . . . . 40
Tabela 6 – Estados das chaves do inversor. . . . . 42
Tabela 7 – Inversor de Frequência. . . . . 44
Tabela 8 – Capacitâncias para transformadores trifásicos. . . . . 56
Tabela 9 – Dados do painel Canadian 270W. . . . . 65
Tabela 10 – Dados do conjunto de painéis. . . . . 69
Tabela 11 – Resumo de proteções. . . . . 89

# Lista de abreviaturas e siglas

| | |
|---|---|
| ONS | Operador Nacional do Sistema. |
| SIN | Sistema Interligado Nacional. |
| PV | Painel Fotovoltaico. |
| LIS | *Lightning Imaging Sensor.* |
| TRMM | Tropical Rainfall Measuring Mission. |
| PSA | Plataforma Solar de Almería. |
| CC | Corrente Contínua. |
| CA | Corrente Alternada. |
| MPPT | *Maximum Power Point Tracking.* |
| P&O | Pertuba & Observa. |
| PI | Proporcional Integrador. |
| PWM | *Pulse Width Modulation.* |
| ABNT | Associação Brasileira de Normas Técnicas |
| RMS | *Root Mean Square* |
| NBR | Norma Brasileira Regulamentadora |
| ATP | *Alternative Transient Program* |
| PLL | *Phase Locked Loop* |
| SFRA | *Scan Frequency Response Analyse*r |
| Aneel | Agência Nacional de Energia Elétrica |
| LCC | *Line Cable Constants* |
| PVC | Policloreto de Vinila |
| CFO | *Critical Flashover Overvoltage* |
| MCOV | *Maximum Continuos Operating Voltage* |
| DPS | Dispositivo de Proteção contra Surto |

# Lista de símbolos

| | |
|---|---|
| A | Ampére, unidade de medida de corrente elétrica. |
| V | Volt, unidade de medida de tensão elétrica. |
| W | Watt, unidade de medida de potência ativa. |
| $\mu$ | Micro, prefixo do Sistema Internacional de Unidades denotando um fator de $10^{-6}$ (um milionésimo). |
| m | mili, prefixo do Sistema Internacional de Unidades que denota um fator de $10^{-3}$. |
| $^{\circ}C$ | Graus Celcius, é uma escala termométrica. |
| mm | Milímetro, unidade de comprimento equivalente a um milésimo do metro. |
| Si | Silício, elemento químico semimetal, do grupo do Carbono. |
| P | Fósforo, elemento químico não-metal, do grupo do Nitrogênio. |
| ZnO | Óxido de Zinco, composto químico formado por Oxigênio e Zinco |
| J | Joule, unidade de medida e energia e trabalho. |
| K | Kelvin, unidade de medida primária de temperatura. |
| $\Omega$ | Ohms, unidade de medida de resistência elétrica. |
| Hz | Hertz, unidade de medida de frequência. |
| F | Farad, unidade de medida de capacitância. |
| H | Henry, unidade de medida de indutância. |

# Sumário


**1 INTRODUÇÃO . . . . . 1**
**1.1 Motivação . . . . . 1**
**1.2 Objetivos . . . . . 2**
**1.3 Estrutura do Trabalho . . . . . 2**

**2 REFERENCIAL TEÓRICO . . . . . 4**
**2.1 Sobretensões Transitórias . . . . . 4**
2.1.1 Descargas atmosféricas . . . . . 5
2.1.1.1 Breve Histórico dos estudos de descargas atmosféricas . . . . . 6
2.1.1.2 Origem das Descargas atmosféricas . . . . . 7
2.1.1.2.1 Descarga atmosférica nas nuvens . . . . . 8
2.1.1.2.2 Descarga atmosférica no solo . . . . . 9
2.1.1.3 Propriedades das descargas atmosféricas . . . . . 10
2.1.1.3.1 Frequência de ocorrência de descargas atmosféricas . . . . . 12
**2.2 A Energia Solar . . . . . 14**
2.2.1 Histórico da energia solar . . . . . 14
2.2.2 Geração solar . . . . . 16
2.2.3 Efeito fotovoltaico . . . . . 19
2.2.4 Sistemas fotovoltaicos . . . . . 22
2.2.4.1 Sistema *off-grid* . . . . . 22
2.2.4.2 Sistema *on-grid* . . . . . 23
2.2.5 Nível de proteção de sistemas fotovoltaicos . . . . . 24

**3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA . . . . . 25**

**4 METODOLOGIA . . . . . 31**
**4.1 Modelagem de um sistema de geração fotovoltaica . . . . . 32**
4.1.1 Célula fotovoltaica ideal . . . . . 32
4.1.2 Célula fotovoltaica real . . . . . 32
**4.2 Determinação do ponto de operação . . . . . 35**
**4.3 Conversor CC-CC . . . . . 37**
**4.4 Conversor CC-CA (Inversor de frequência) . . . . . 41**
**4.5 Transformador Isolador . . . . . 45**
4.5.1 Levantamento de parâmetros do transformador . . . . . 45
4.5.2 Modelagem do transformador para altas frequências . . . . . 48
**4.6 Rede de distribuição de média tensão . . . . . 49**

**4.7 Rede de distribuição de baixa tensão . . . 51**
**4.8 Transformador de distribuição . . . 54**
**4.9 Isolador . . . 57**
**4.10 Poste da rede de distribuição . . . 58**
**4.11 Para-raios (PR) . . . 60**
**4.12 Centelhador . . . 62**

**5 RESULTADOS E DISCUSSÃO . . . 64**
**5.1 Análise do sistema fotovoltaico . . . 64**
**5.2 Análise de operação de todo o sistema . . . 68**
**5.3 Análise de casos de sobretensões transitórias no sistema . . . 71**
5.3.1 Análise do sistema com um surto de 25 kA . . . 71
5.3.1.1 Descarga atmosférica no sistema sem nenhuma proteção . . . 71
5.3.1.2 Descarga atmosférica no sistema com para-raio somente na rede de média . . . 75
5.3.1.3 Descarga atmosférica no sistema com para-raios na rede de baixa e média tensão 77
5.3.1.4 Descarga atmosférica no sistema com para-raios, isoladores e poste . . . 79
5.3.2 Análise do sistema com um surto de 50 kA . . . 83
5.3.2.1 Descarga atmosférica no sistema sem nenhuma proteção . . . 83
5.3.2.2 Descarga atmosférica no sistema com para raio somente na rede de média tensão 85
5.3.2.3 Descarga atmosférica no sistema com para-raio na rede de baixa e de média tensão 86
5.3.2.4 Descarga atmosférica no sistema com para-raios, isoladores e postes . . . 86
5.3.3 Resumo dos resultados de proteção . . . 89

**6 CONCLUSÕES . . . 90**
**6.1 Publicações Técnico-científicas . . . 90**

**REFERÊNCIAS . . . 91**

# 1 Introdução

Apesar do Brasil possuir um grande potencial de geração hidrotérmico, novas fontes alternativas de geração vêm sendo incorporadas ao sistema existente para suprir suas necessidades, a fim de complementar a sua matriz energética. Uma das principais fontes deste complemento são as unidades de geração fotovoltaicas, apresentando um grande crescimento nos últimos anos, sendo impulsionadas por políticas de incentivos financeiros.

De acordo com Operador Nacional do Sistema - ONS (2020), o Brasil possui uma capacidade fotovoltaica instalada de 3100 MW, representando cerca de 1,82% da geração total do Sistema Interligado Nacional (SIN). Além desta contribuição já considerável, o ONS, estima que, em 2025, a geração solar contribua acima de 3,2% com o SIN, chegando a uma capacidade instalada de 5865 MW.

Por se tratar de um sistema que opera conectado à rede de distribuição/transmissão ou de forma isolada, os sistemas de geração fotovoltaicas estão sujeitos a distúrbios ocasionados por operações na rede ou descargas atmosféricas. Estas redes necessitam de manutenções periódicas, como troca de dispositivos e manobras em equipamentos, no entanto, este tipo de manutenção pode em alguns casos interferir na qualidade da operação dos sistemas fotovoltaicos. Além disso, o Brasil é um país com alto índice de descargas atmosféricas e usualmente os sistemas fotovoltaicos são inseridos em grandes áreas abertas ou altas, como no telhado de residências, prédios ou indústrias. Estes podem sofrer alteração na operação devido a estas descargas e até mesmo danos materiais.

Este trabalho, visa estudar os efeitos destes distúrbios ao qual a geração fotovoltaica está sujeita e assim apresentar alguns meios de proteção, a fim de mitigar os efeitos não desejados.

## 1.1 Motivação

Sistemas de geração fotovoltaicos, são usualmente instalados para a operação em conexão com a rede de distribuição, onde estão sujeitos a receber quaisquer efeitos provindos do sistema elétrico. Apesar de existirem elementos para minimizar os efeitos de descargas atmosféricas ao longo da rede de distribuição, sistemas em conexão com a rede sofrem estes efeitos, muitas vezes irreversíveis aos equipamentos.

Manter uma operação contínua e prover uma proteção a todos os equipamentos do sistema fotovoltaico, são alguns dos desejos de quem implementa esse tipo de sistema.

Com o grande crescimento na instalação de sistemas fotovoltaicos, cresce também a necessidade de elementos que visem aumentar ainda mais a segurança na operação. Diversos métodos de análise de proteção de sistemas fotovoltaicos, contra sobretensões

transitórias, são apresentados na literatura, sendo que alguns são ainda definidos em normas e devem ser aplicados na sua implementação.

Sendo assim, esse trabalho visa implementar um sistema de geração fotovoltaica em operação com uma rede de distribuição, com o intuito de analisar e verificar a validade de inserção de alguns elementos que têm como principal função, a proteção do sistema contra os efeitos das descargas atmosféricas.

## 1.2 Objetivos

A pesquisa tem como objetivo a implementação e a análise da modelagem de um sistema completo de geração fotovoltaica, que opere em conexão com a rede de distribuição, avaliando os efeitos de sobretensões de origem atmosférica sobre o sistema e é feita uma análise dos impactos no sistema. Por fim, são testados alguns modelos de mitigação dos efeitos causados pelas sobretensões transitórias.

Os objetivos específicos são:

- Implementar e validar um modelo matemático que represente um painel fotovoltaico;
- Implementar todo um sistema de geração fotovoltaica conectado à rede de distribuição, juntamente com todos os elementos desta rede;
- Avaliar os efeitos das sobretensões transitórias sobre o modelo implementado;
- Analisar metódos de mitigação dos efeitos das sobretensões transitórias sobre o sistema.

## 1.3 Estrutura do Trabalho

O presente trabalho é dividido em sete capítulos, de modo que o primeiro capítulo apresenta uma introdução ao assunto abordado, junto com uma breve motivação sobre a pesquisa desenvolvida e os objetivos a serem alcançados com a pesquisa.

No capítulo 2, são descritos alguns conceitos de sobretensões transitórias, onde as descargas atmosféricas têm um maior destaque, sendo apresentado um breve histórico dos estudos sobre descargas atmosféricas, origem e suas propriedades. Ainda nesse capítulo, o histórico e os tipos de geração de energia solar são descritos, destacando o efeito fotovoltaico e os tipos de sistemas de geração fotovoltaica existentes.

Já no capítulo 3, é apresentado uma revisão bibliográfica, com algumas análises e modelos de pesquisas desenvolvidas sobre os sistemas fotovoltaicos e os efeitos das sobretensões sobre os sistemas.

No capítulo 4, é apresentada a descrição da metodologia aplicada na modelagem do sistema fotovoltaico, sendo descritas as equações que posteriormente foram implementadas no software ATP e os demais ensaios utilizados para determinar os componentes do sistema.

O capítulo 5, apresenta algumas simulações e resultados de uma análise dos efeitos das sobretensões transitórias sobre o sistema.

Por fim, no capítulo 6 apresenta-se as conclusões e sugestões para trabalhos futuros, e no último capítulo, as referências bibliográficas utilizadas para embasar este trabalho.

# 2 Referencial Teórico

## 2.1 Sobretensões Transitórias

As sobretensões transitórias são caracterizadas de acordo com a ABNT NBR 6939 (ABNT, 2018) como qualquer tensão entre fase e terra, ou entre fases, onde o valor estabelecido em sua crista seja maior que o valor de crista deduzido da tensão máxima do equipamento. Araújo e Neves (2004) definem as sobretensões transitórias, como sendo aquelas que possuem um curto tempo de duração associada a uma alta frequência, podendo ter origem interna ou externa, em que as diferenças são apenas a localização do evento causador.

As sobretensões de origem externa têm seu ponto originário fora do sistema e têm suas ocorrências principalmente devido às descargas atmosféricas. Por outro lado, as sobretensões transitórias internas, têm origem em eventos internos ao sistema, sendo as mais comuns em manobras ou curto-circuitos.

Contudo, esse tipo de classificação não se aplica com relação à especificação de equipamento, sendo a classificação de equipamento apresentada pela norma ABNT NBR 6939 (ABNT, 2018), onde a forma de onda da sobretensão, a duração e o seu efeito sobre a isolação ou equipamento a ser protegido é descrita. Sendo assim, as sobretensões são classificadas como:

- Sobretensões temporárias: este tipo é caracterizado por apresentar frequência de duração relativamente longa, sendo originária de faltas, operações de chaveamento, ressonância.

- Sobretensão transitória: esta é caracterizada por curta duração, sendo oscilatória ou não e eventualmente com forte amortecimento. A ABNT NBR 6939 (ABNT, 2018) traz que as sobretensões transitórias apresentam as seguintes classificações:

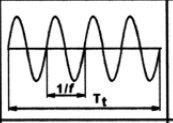
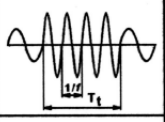
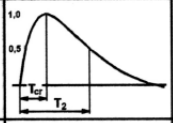
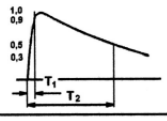
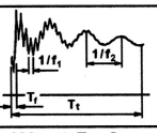
  -Sobretensão de frente lenta: unidirecional com tempo até a crista de $20\mu$s $< \mathrm{T}_1 \leq 5000\mu$s, com tempo de cauda $T_2$=20 ms.

  -Sobretensão de frente rápida: unidirecional com tempo até a crista de $0{,}1\mu$s $< \mathrm{T}_1 \leq 20\mu$s, com tempo de cauda de $T_2$=300$\mu$s.

  -Sobretensão de frente muito rápida: unidirecional com tempo até a crista de $\mathrm{T}_1 \leq 0{,}1\mu$s, tendo sua duração total de $\mathrm{T}_t \leq$ 3ms.

A Figura 1 apresenta um resumo da forma de onda dos diferentes tipos de sobretensões.

Figura 1 – Formas de ondas estabelecidas pela ABNT NBR 6939 (ABNT, 2018).

| Classe | Baixa freqüência | | Transitório | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | Contínua | Temporária | Frente lenta | Frente rápida | Frente muito rápida |
| Forma da tensão |  |  |  |  |  |
| Faixas de formas de tensão | $f = 50$ Hz ou 60 Hz<br>$T_t \geq 3600$ s | 10 Hz < f < 500 Hz<br>3600 s ≥ $T_t$ ≥ 0,03 s | 5000 μs ≥ $T_{cr}$ > 20 μs<br>$T_2 \leq 20$ ms | 20 μs ≥ $T_1$ > 0,1 μs<br>$T_2 \leq 300$ μs | 100 ns ≥ $T_f$ > 3 ns<br>0,3 MHz < $f_1$ < 100 MHz<br>30 kHz < $f_2$ < 300 kHz<br>$T_t \leq 3$ ms |
| Forma normalizada da tensão | $f = 50$ Hz ou 60 Hz<br>$T_t$ * | 48 Hz ≤ f ≤ 62 Hz<br>$T_t = 60$ s | $T_{cr} = 250$ μs<br>$T_2 = 2500$ μs | $T_1 = 1{,}2$ μs<br>$T_2 = 50$ μs | * |
| Ensaio normalizado de tensão suportável | * | Ensaio de freqüência fundamental de curta duração | Ensaio de impulso de manobra | Ensaio de impulso atmosférico | * |
| *) A ser especificado pela norma do respectivo equipamento. | | | | | |

Fonte:(ABNT, 2018).

Tendo em vista as categorias apresentadas, o conhecimento e a identificação do tipo de sobretensão que venha a ocorrer em um sistema é fundamental, visto que desta forma, se torna possível a elaboração de um meio de proteção eficaz para manter o sistema desejado operante. No caso desta pesquisa, são apresentados os efeitos nos sistemas fotovoltaicos das sobretensões de frente rápidas, do tipo descargas atmosféricas na rede de distribuição.

### 2.1.1 Descargas atmosféricas

De acordo com Araújo e Neves (2004), a descarga atmosférica é um fenômeno natural que promove a transferência de cargas das nuvens para a Terra, ou outra estrutura que esteja entre a nuvem e o solo, ou vice e versa. As descargas atmosféricas possuem um grande poder destrutivo devido a sua alta intensidade de corrente, sendo que os principais eventos registrados são:

- incêndios ou danos físicos a edifícios;
- interrupção do sistema de energia ou comunicação;
- dano a equipamentos elétricos;
- incêndios florestais;
- perdas de vidas em geral.

#### 2.1.1.1 Breve Histórico dos estudos de descargas atmosféricas

Os estudos sobre a natureza elétrica da Terra, começaram a ser realizados logo após a descoberta da eletricidade, no início do século XVIII. William Wall, observou uma faísca que emergiu de um pedaço de âmbar que estava carregado eletricamente, percebendo uma semelhança com uma descarga atmosférica, assim concluiu-se que as descargas atmosféricas eram uma forma de energia e estava associada a tempestades (ELAT, 2018).

Os primeiros estudos realizados a fim de entender o fenômeno das descargas atmosféricas foram registrados em meados de 1752, onde Thomas-François Dalibard, com a ajuda de uma grande haste de ferro isolada do solo por garrafas de vidro, atraiu algumas faíscas, levando-o à conclusão sobre a natureza elétrica da descarga. Poucos anos depois, Benjamin Franklin, realizou o famoso teste da pipa, sendo inspiração a quadros de arte, (vide Figura 2), onde no lugar do mastro utilizado por Thomas-François, o cientista utilizou uma pipa, na qual poderia alcançar maiores altitudes. O efeito observado foi o mesmo do mastro, uma faísca foi gerada do fio condutor da pipa para a sua mão. No mesmo ano, L. G. Lemonnier realizou o experimento do mastro, porém no lugar do cabo aterrado, aproximou poeira para observar se era atraída pela corrente elétrica, descobrindo que sem nuvens a atmosfera ainda tinha eletrificação (RAKOV; MARTIN, 2003).

Figura 2 – Ilustração do mito científico de Benjamin Franklin e sua pipa.

Fonte: WEG (2020).

No ano de 1775, G. Beccaria observou a existência de uma variação da eletrificação, onde determinou que na atmosfera a polaridade da carga elétrica era positiva, porém alterava para negativa com a presença de tempestades nas proximidades (ELAT, 2018).

Em um estudo conduzido por C. A. Coulomb, foi observado que o ar era um condutor de eletricidade, sendo que ao colocar um condutor isolado exposto ao ar, perdia sua carga. Em sequência J. Peltier confirmou a ideia apresentada por Beccaria, que dizia que a Terra era carregada negativamente, e que a carga no ar era originária da Terra que

foi carregada durante sua formação. Porém W. Thomson tinha uma outra explicação sobre o tema, onde a eletrificação da Terra, se dava pela grande quantidade de cargas positivas existentes na atmosfera, apresentando que a eletrificação terrestre se dava por um campo elétrico (RAKOV; MARTIN, 2003).

Thomson também concluiu através de seus estudos, que os raios catódicos eram formados de partículas com cargas negativas, estas cargas foram denominadas de elétrons. Assim as descargas atmosféricas, que até então eram definidas como fluídos, foram definidas como fluxo de elétrons (ELAT, 2018).

Com novas tecnologias, tendo o surgimento de equipamentos fotográficos e da espectroscopia no final do século XIX, os estudos das descargas atmosféricas se tornaram mais aprofundados. Diversos pesquisadores aplicaram seus estudos a fim de estimar a quantidade de energia envolvida em uma descarga atmosférica, sendo auxiliados pelas câmeras, permitindo então descobrir que as descargas possuem dois ou mais fluxos de carga elétrica. Instrumentos como osciloscópios e medidores de campo eletromagnético, desenvolvidos posteriormente, permitiram um melhor entendimento do fenômeno (RAKOV; MARTIN, 2003).

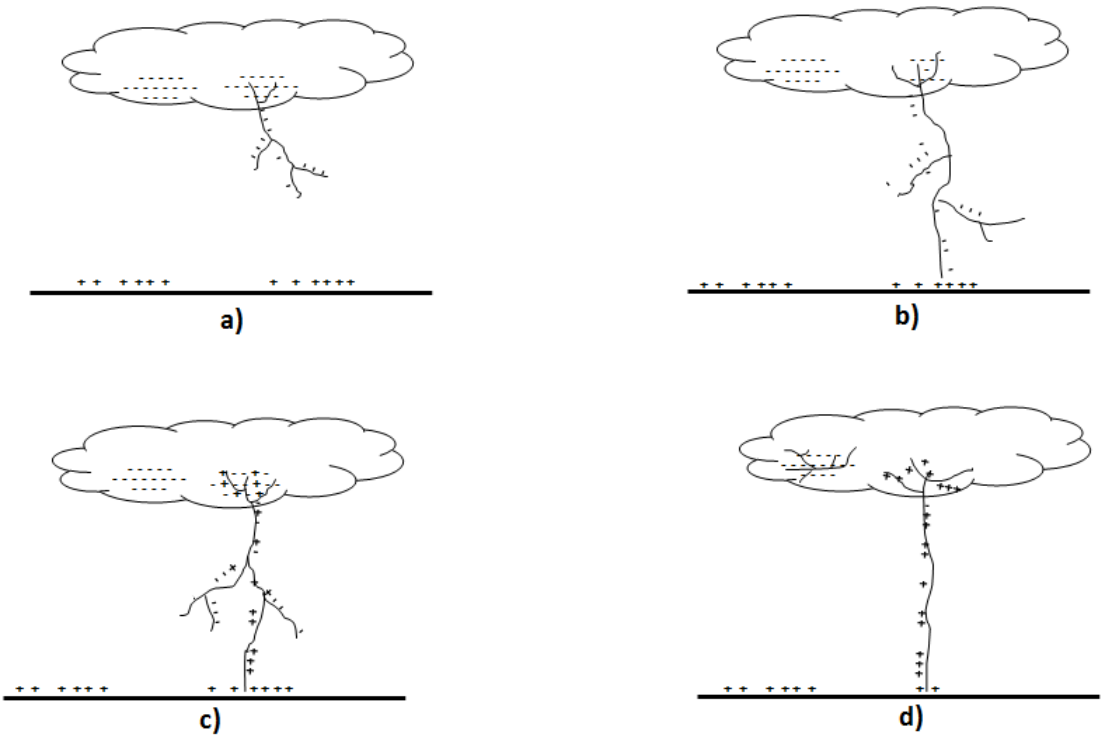
#### 2.1.1.2 Origem das Descargas atmosféricas

Nas definições apresentadas por D'ajuz et al. (1987), a origem das descargas atmosféricas se dá na quebra da rigidez dielétrica, ou seja, na quebra da capacidade isolante do ar. Essa quebra de rigidez do ar ocorre quando um campo elétrico é aplicado no ar e este é suficiente para ionizar os átomos e acelerar os elétrons a ponto de produzir uma descarga. Assim as correntes ascendentes de ar transportam as partículas positivas e pequenas gotas de água para a parte superior das nuvens, enquanto as partículas negativas são levadas à base da nuvem pelas grandes gotas de água. Sendo assim um grande centro de carga negativa é formada na base da nuvem e ao mesmo tempo um centro de cargas positivas é induzido no solo, gerando assim uma diferença de potencial entre nuvem-solo.

Os centros de cargas formados nas nuvens e no solo continuam a se desenvolver, chegando ao momento que o gradiente elétrico excede a suportabilidade dielétrica do ar, com isso, cria-se um movimento de cargas em direção ao solo ou, em alguns casos, para as nuvens.

As descargas atmosféricas têm o seu desenvolvimento em partes, tendo em sua formação, partes com diferentes direções. Dependendo das características do meio essas direções levam a descarga a se perder no ar ou ao encontro de um centro de carga oposto, causando a formação por completa da descarga. A Figura 3 apresenta o processo comum de desenvolvimento de descarga, onde se forma uma descarga piloto a partir da formação de um centro de descargas negativas na base da nuvem, seguido por uma corrente de retorno.

Figura 3 – Processo de descarga. a) Inicio da propagação. b) Processo quase completo. c) Corrente de retorno. d) Centro de carga descarregado.




Fonte: do Autor.

Ao atingir o solo, a descarga cria uma corrente de retorno, que se propaga pelo canal e tem aspecto brilhante, esse fenômeno é o ápice da descarga atmosférica, sendo o ponto que a maior parte da carga se movimenta pelo canal ionizado. Em alguns casos ocorre que, antes da descarga alcançar o solo, inicia-se um movimento ascendente do solo com cargas oposta a descarga. Essa carga ascendente pode encontrar a descarga em um determinado ponto no ar, dando origem a corrente de retorno neste ponto (BOUQUEGNEAU; RAKOV, 20103).

Tendo o descarregamento por completo do centro de carga da nuvem, o potencial deste centro fica reduzido, surgindo um potencial entre o centro de cargas e um ponto qualquer da nuvem onde canais são criados, ligando ao caminho ionizado da primeira descarga. Isso faz com que um novo raio da nuvem para o solo seja desenvolvido, sendo esse sem ramificações e com uma alta velocidade.

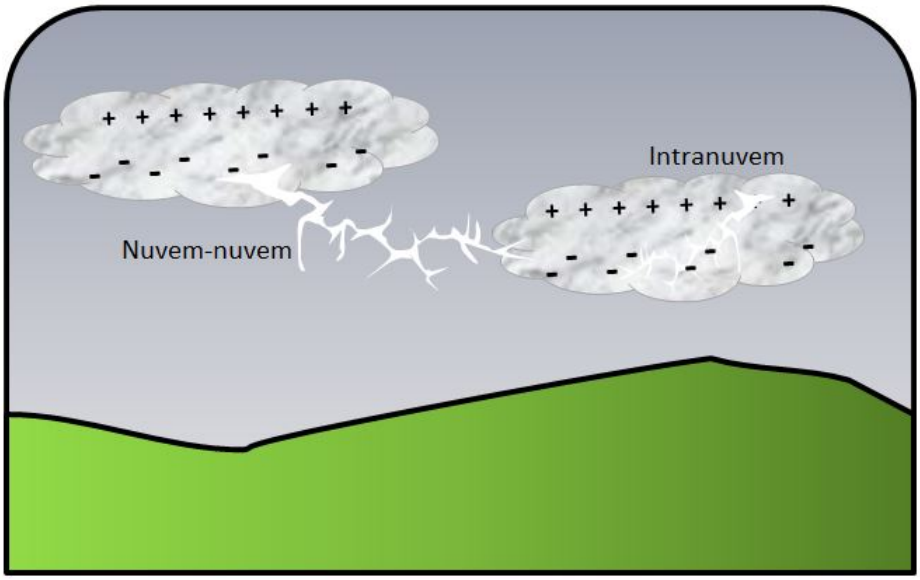
Em geral, existem dois tipos de descargas atmosféricas típicas, denominadas de descarga atmosférica na nuvem e descarga atmosférica no solo.

#### 2.1.1.2.1 Descarga atmosférica nas nuvens

As descargas atmosféricas nas nuvens originam-se das nuvens Cumulonimbus, que são um tipo de nuvem caracterizada por um grande desenvolvimento vertical e grande

capacidade de produzir chuva. Assim propagam-se dentro da nuvem, fora da nuvem em direção a outra ou ainda da nuvem para uma direção qualquer, vide Figura 4. As descargas em nuvens são menos estudadas e conhecidas, por apresentarem baixo perigo e serem pouca observadas devido a superposição das nuvens (ELAT, 2018).

Figura 4 – Descarga atmosférica em nuvens.




Fonte: do Autor.

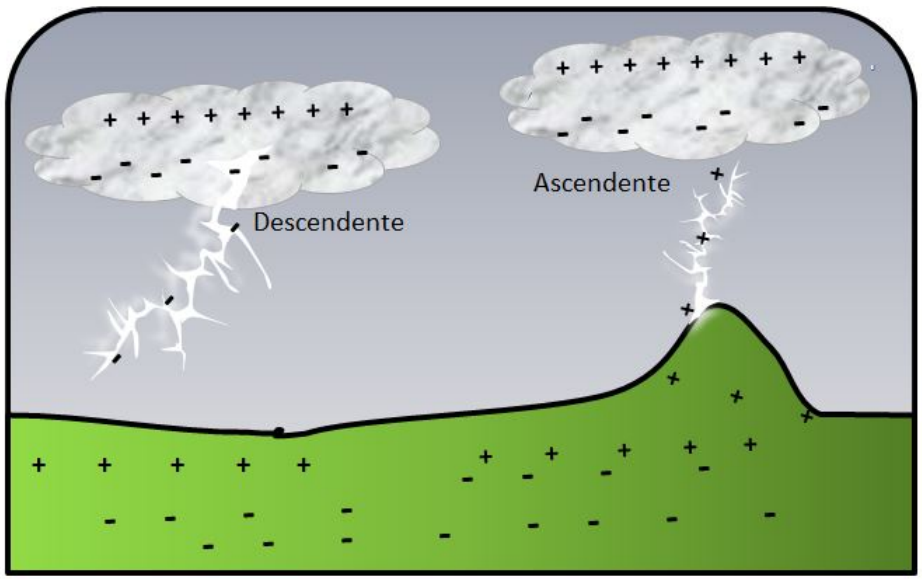
Para a formação do fenômeno, o canal se inicializa na região inferior de cargas negativas, contendo diversas ramificações, assim propaga-se para cima em direção a região de cargas positivas. Em alguns casos, o canal sai da nuvem e posteriormente retorna, neste caso estes podem ser confundidos com descargas entre nuvens.

Em uma tempestade, as descargas nas nuvens são as primeiras à acontecerem, precedendo as descargas de solo em dezenas de minutos.

#### 2.1.1.2.2 Descarga atmosférica no solo

A descargas atmosféricas no solo são as mais estudadas, visto o seu caráter destrutivo, podendo ter sua origem no interior da nuvem Cumulonimbus e descendente ao solo ou ter sua origem no solo e ascender até a nuvem, Figura 5. A grande maioria das descargas elétricas ao solo observadas são de origem nuvem-solo, sendo as descargas solo-nuvem caracterizadas por ocorrerem em locais com elevadas altitudes como montanhas ou estruturas altas (ELAT, 2018).

Figura 5 – Descarga atmosférica solo.




Fonte: do Autor.

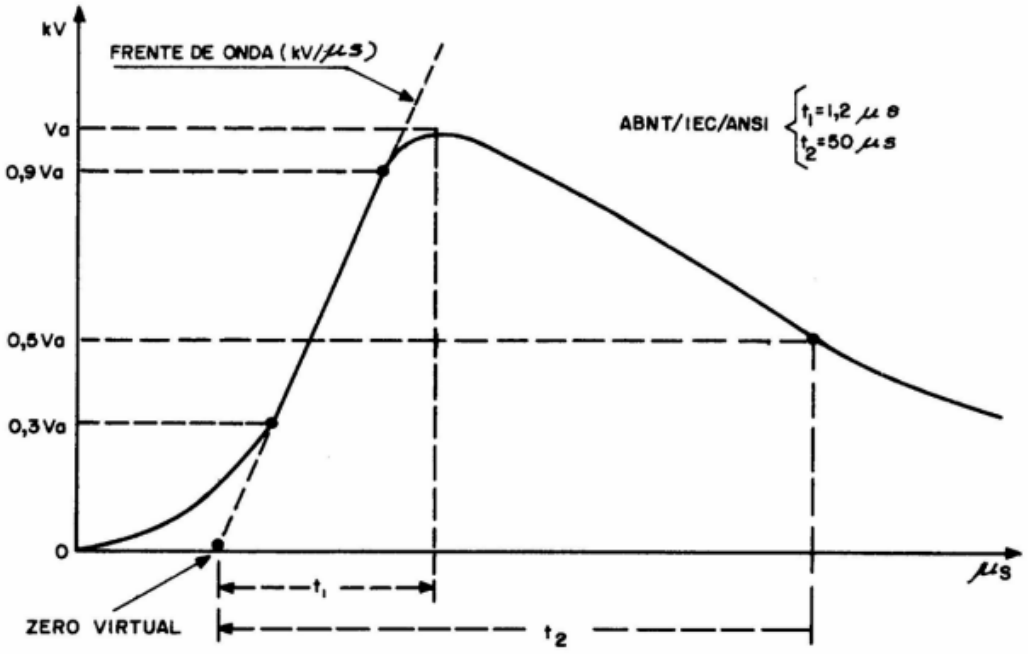
As descargas atmosféricas de solo são classificadas em positivas ou negativas, dependendo da sua polaridade, isso devido à carga líquida transportada por estas descargas. A maioria das descargas observadas são de carga negativa, porém elas podem se alterar devido a intensidade e ao tipo de tempestade que as originou.

#### 2.1.1.3 Propriedades das descargas atmosféricas

Componentes de proteção são comumentes utilizados para mitigar efeitos de descargas atmosféricas, assim, ao se projetar elementos para esses sistemas, se faz necessário saber sobre as propriedades mais relevantes destes elementos, sendo uma das principais, a corrente de descarga a ser suportada. A magnitude que esta corrente possui não depende da impedância do local. Sendo assim, a magnitude dessa corrente é independente do ponto de impacto.

A forma de onda de uma descarga atmosférica pode ser especificada pela frente e pela cauda da onda, onde a frente é o tempo para se atingir o valor máximo da descarga e a cauda é o tempo para se decair até metade do valor máximo. Na Figura 6, observa-se um impulso de tensão de descarga positiva de 1,2x50$\mu$s, atingindo seu valor máximo em 1,2$\mu$s (tempo de frente) e caindo para metade em 50$\mu$s (tempo de cauda) (D'AJUZ et al., 1987).

Figura 6 – Forma de onda típica de descarga atmosférica.




Fonte: D'ajuz et al. (1987).

As descargas elétricas positivas apresentam em sua grande maioria uma única componente, fato esse que não ocorre em descargas elétricas negativas, onde nessa última, existe o chamado "trem de descargas"(D'AJUZ et al., 1987), que se trata de seguidas descargas subsequentes a principal, tendo ainda um tempo de frente menor do que das descargas positivas.

A caracterização de uma descarga atmosférica se dá através de alguns parâmetros característicos, estes são de natureza do fenômeno, como apresentados por Araújo e Neves (2004):

- Amplitude da corrente ($i$): responsável pela queda ôhmica da tensão, especialmente na resistência de aterramento;
- Taxa de crescimento da corrente ($\frac{di}{dt_{max}}$): responsável por todas as quedas indutivas e as tensões induzidas em circuitos acoplados magneticamente;
- Carga elétrica que é transferida pela corrente ($Q{=}\int i.dt$): medida de energia transmitida pelo raio a superfície metálica , causando eventuais fusões;
- Impulso quadrático de corrente ($\int i^2.dt$): efeitos mecânicos, sendo proporcional à força.

#### 2.1.1.3.1 Frequência de ocorrência de descargas atmosféricas

O fenômeno de descargas elétricas é comum em dias de tempestade, devido às características já detalhadas. Assim, a quantidade de vezes que esse fenômeno acontece, caindo sobre o solo é definido em relação a uma área, denominado assim de densidade de descargas.

Essa densidade era definida através de dados do nível ceráunico de determinada região, ou seja, pelo número de dias do ano com ocorrência de trovadas. Porém esse nível de determinação apresentava valores exatos de descargas, visto que em um dia poderia haver uma série de descargas e assim eram contabilizadas como unitária (D'AJUZ et al., 1987).

Assim, para a determinação da densidade das descargas, pontos que possuem igual intensidade ceráunica eram mapeados a fim de se levantar dados para a determinação da quantidade de descargas para o solo, levando em consideração um fator empírico. Com isso, a conversão do nível ceráunico para densidade de descarga era realizada através da Equação 2.1, onde o nível ceráunico é multiplicado por um fator de proporcionalidade com valor entre 0,1 a 0,25.

$$N = k.I \tag{2.1}$$

onde:
$N$ = densidade de raios (raios/km$^2$);
$k$ = fator de proporcionalidade;
$I$ = nível ceráunico.

Atualmente os valores são obtidos através do sensor orbital LIS (*Lightning Imaging Sensor*), este se encontra a bordo da plataforma *Tropical Rainfall Measuring Mission* (TRMM). Com isso, para gerar os valores de densidades de descargas, uma média de dados é obtida e corrigida com auxilio de um banco de dados de 15 anos (ELAT, 2018).

A Tabela 1 apresenta seis capitais com maior densidade de descargas atmosféricas no Brasil, de acordo com o ELAT (2018).

Tabela 1 – Cidades capitais com maior densidade de descargas atmosféricas.

| **Cidade** | **Densidade de raio/km$^2$** |
|---|---|
| Rio Branco | 30,13 |
| Palmas | 19,21 |
| Manaus | 18,93 |
| São Luiz | 15,12 |
| Belém | 14,47 |
| São Paulo | 13,26 |

Dentre as capitais destacadas com maior densidade de descargas, a maioria se encontra na região norte do país, sendo uma região típica e característica para este fenômeno.

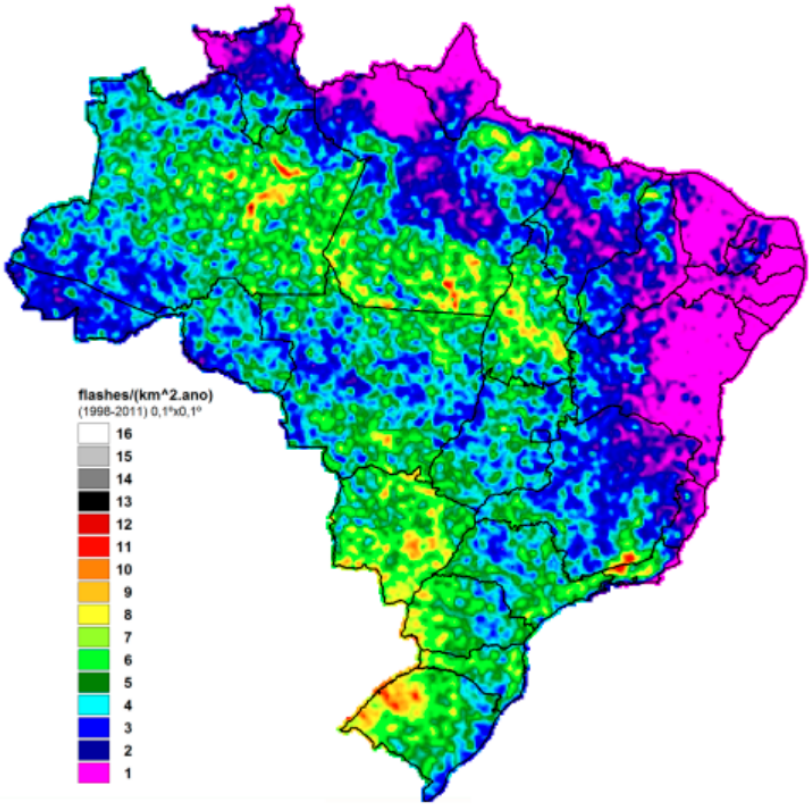
Na Tabela 2, os dez estados brasileiros com maiores densidades de descargas são destacados de acordo com ELAT (2018).

Tabela 2 – Estados com maior densidade de descargas atmosféricas.

| **Estado** | **Densidade de raio/km$^2$** |
|---|---|
| Tocantins | 17,1 |
| 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 |
| São Paulo | 5,2 |

Na Figura 7 é apresentada a densidade de descargas atmosféricas por quilometro quadrado ao ano no Brasil, onde é possível observar o quanto cada estado recebe o transitório.

Figura 7 – Densidade de descargas atmosféricas no Brasil por km$^2$.ano.




Fonte: ELAT (2018).

## 2.2 A Energia Solar

### 2.2.1 Histórico da energia solar

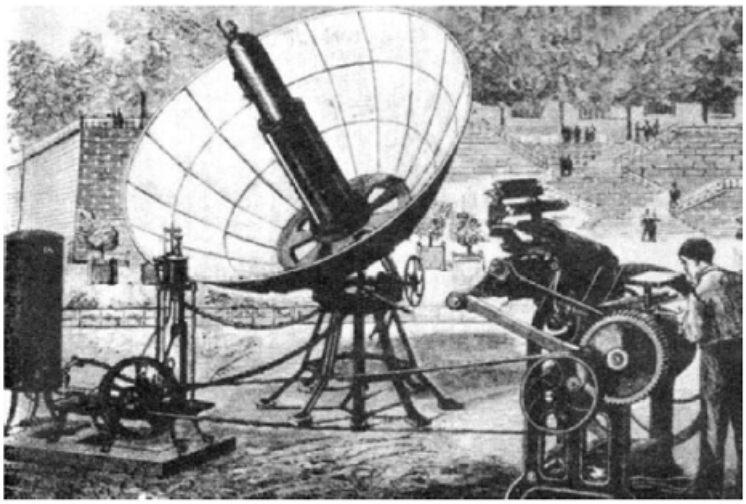
A utilização do sol como fonte de energia para a realização de atividades, vem desde os primórdios da história da humanidade. Os primeiros relatos dão conta que em meados do 212 A.C., Arquimedes teria usado concentradores de raios solares com o objetivo de atacar uma frota de navios durante um cerco em Siracusa. Este fato está retratado por diversos historiadores, como na obra do matemático polonês Vitelio, o livro *Optics Vitelio*, onde ele retrata que Arquimedes alinhou espelhos afim de convergir o foco aos navios inimigos, vide Figura 8. Já no século XVIII, Lavoisier criou uma fornalha que tinha com objetivo fundir ferro e cobre, chegando a temperaturas de 1750 °C, sendo essa uma das primeiras aplicações de energia solar em grande escala (KALOGIROU, 2009).

Figura 8 – Representação do concentrador de raios solares de Arquimedes.

Fonte: Behenck (2020).

Alguns relatos trazem que, no início do século XIX, foram criadas as primeiras máquinas a vapor a partir da irradiação solar, sendo a primeira feita por Augusto Mouchot na Europa. Tratava-se de uma impressora solar (Figura 9), apresentada em uma exposição em Paris em 1882, sendo que ela possuía a capacidade de 500 cópias por hora (RAGHEB, 2011).

Figura 9 – Impressora solar.



Fonte: Kalogirou (2009).

Em seguida, ainda no século XIX, Becquerel iniciou os primeiros estudos sobre

dispositivos fotovoltaicos, onde em suas pesquisas descobriu que, através de uma luz incidente sobre um eletrodo imerso em solução eletrolítica, produz-se uma tensão (MOLLER, 1993).

No século XX, avanços no uso de concentradores de raios solares foram os grandes destaques. Em 1901, A. G. Eneas fez a instalação de um coletor solar para bombeamento de água em uma fazenda da Califórnia. Logo em seguida, em 1912, Frank Shuman e Charles Vernon Boys desenvolveram, às margens do rio Nilo, uma grande planta solar para bombeamento de água, que posteriormente foi desativada devido a 1ª guerra mundial (RAGHEB, 2011).

Em 1905, Albert Einsten apresentou o efeito fotovoltaico, uma pesquisa vencedora do prêmio Nobel. Uma melhor eficiência em geração fotoelétrica se deu em 1954, onde Chapin e Reynold, usando uma célula monocristalina de silício, alcançaram 6% de eficiência (FAHRENBRUCH; BUBE, 1983).

Na década 1970, devido a crise de abastecimento de petróleo, o desenvolvimento de coletores solares foi estimulado. Com isso, novas tecnologias foram incorporadas e a geração de energia elétrica a partir do sol começou a ser realidade. A primeira planta comercial de energia solar foi inserida nos Estados Unidos da América. Já no continente europeu, a Plataforma Solar de Almería (PSA), desenvolvida também na década de 1970, foi percursora na geração energética a partir do sol em larga escala, sendo a primeira a ser conectada a rede elétrica para abastecimento (RAGHEB, 2011).

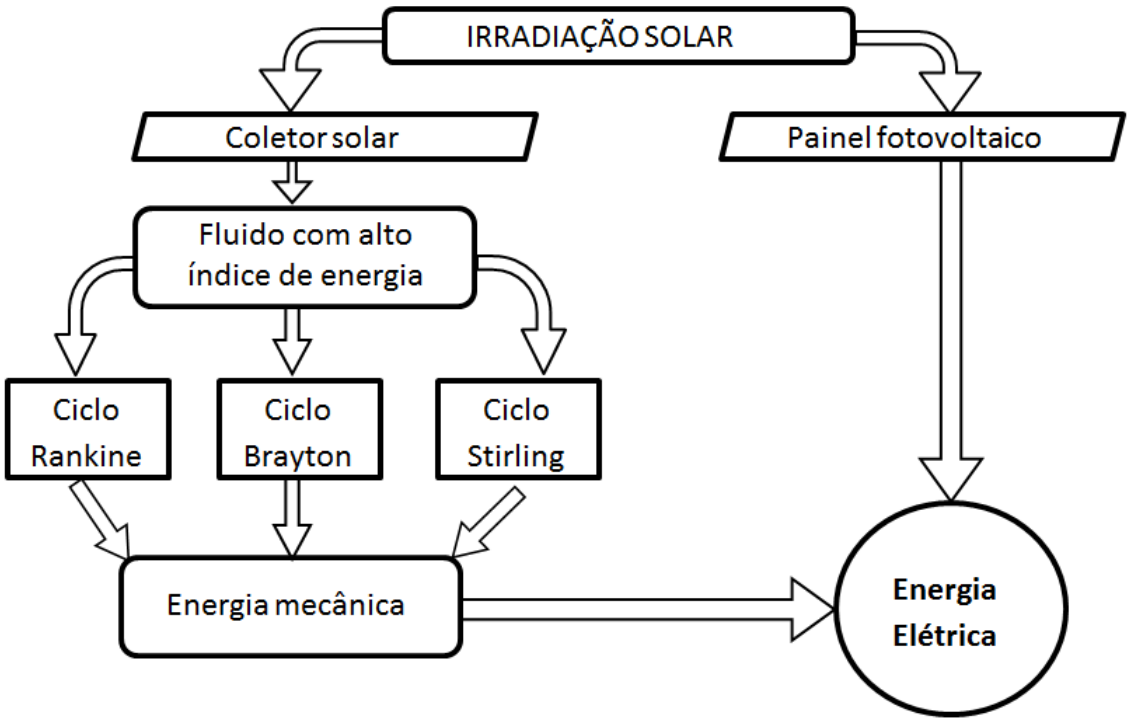
No ano de 1986, devido a sua produção excessiva, o petróleo se desvalorizou fortemente e assim estagnou o ritmo de investimento em energia solar. Nos Estados Unidos os investimentos pararam e os grandes incentivos federais que vinham acontecendo foram cortados. Assim somente no inicio do século XXI que novos incentivos foram implantados e o desenvolvimento do setor voltou (DUTRA, 2007).

Na Espanha, políticas de incentivo do ano de 1998, através das quais plantas de geração receberiam tarifas diferenciadas e até mesmo acima do valor de mercado, impulsionaram o mercado solar, fazendo com que nos dias atuais o país seja um referencial no setor (GONZÁLEZ, 2008).

### 2.2.2 Geração solar

A geração de energia elétrica, tendo o sol como o principal recurso pode acontecer de forma direta, como é o caso dos painéis fotovoltaicos, e de forma indireta, no caso dos sistemas de conversão térmica, onde o coletor solar aquece um fluido energético que atua dentro de um ciclo termodinâmico que produz energia mecânica, para por fim produzir energia elétrica. A Figura 10 demonstra como é o processo de obtenção de energia elétrica nas formas diretas e indiretas.

Figura 10 – Geração solar de energia elétrica.



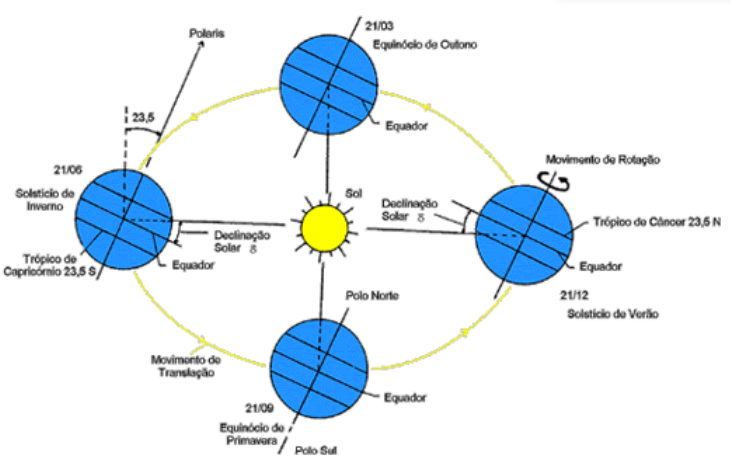

Fonte: do Autor.

A eficiência de um sistema de geração, que possui o sol como recurso gerador depende majoritariamente da distribuição espectral da irradiação solar, onde essa eficiência é obtida através de um processo de transferência de energia de natureza eletromagnética, que propaga-se em ondulações sincronizadas de campos magnéticos e elétricos. Sendo assim, ela não depende de um meio físico para se propagar (GUIMARÃES, 2003).

O planeta Terra executa um movimento anual em torno do Sol, com uma trajetória elíptica inclinada aproximadamente $23,5\,^{\circ}$ com relação a linha do Equador. Esta inclinação é responsável pela variação da elevação do Sol no horizonte em relação à mesma hora, ao longo dos dias, dando origem às estações do ano e dificultando os cálculos da posição do Sol para uma determinada data (CRESESB, 2017).

Ao meio dia, a posição angular do Sol em relação a linha do Equador, recebe o nome de Declinação Solar (d). Este ângulo, mostrado na Figura 11, varia de acordo com o dia do ano entre: $-23,45\,^{\circ} < \mathrm{d} < 23,45\,^{\circ}$. Tem-se que a soma da declinação com a latitude local correspondente a trajetória aparente do sol para um determinado dia deste local.

Figura 11 – Órbita da Terra em torno do Sol, com seu eixo N-S inclinado com ângulo de $23,5\,°$.

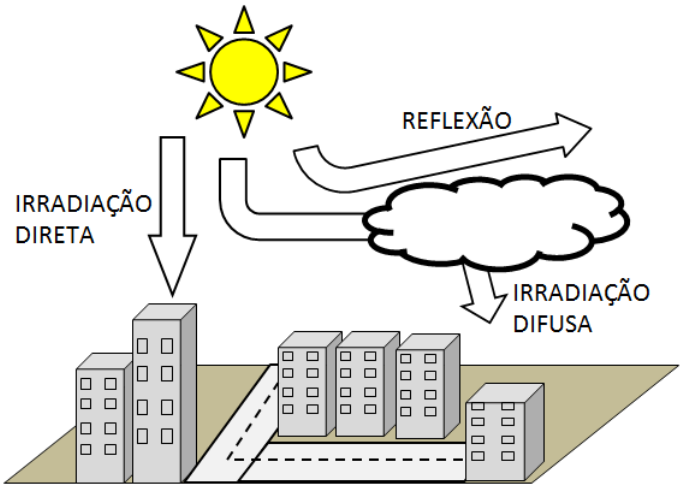



Fonte: CRESESB (2017).

A irradiação solar se propaga a uma velocidade de 300.000 km/s, na velocidade da luz, onde seus aspectos ondulatórios e corpusculares podem ser observados. Em termos de comprimentos de onda, a radiação solar ocupa a faixa espectral de 0,1 mm a 5 mm, tendo uma máxima densidade espectral em 0,5 mm, que é a luz verde. As propriedades de absorção, reflexão e emissão ocorrem na faixa de 0,75 a 100 mm, correspondente ao infra-vermelho (CRESESB, 2017).

Sendo assim, toda energia incidente na superfície terrestre pode ser refletida, transmitida e absorvida. Esta última da origem aos processos de geração a partir da irradiação, se decompondo em componente direta e difusa (Figura 12).

Figura 12 – Componentes da irradiação solar.

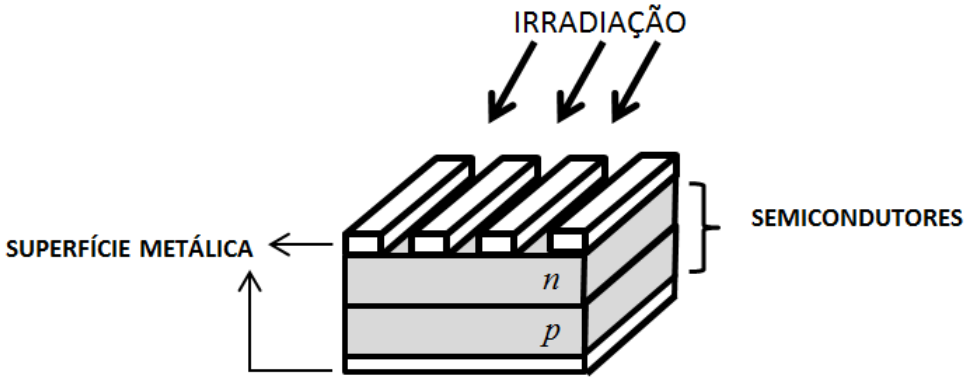



Fonte: do Autor.

### 2.2.3 Efeito fotovoltaico

Entende-se como uma célula fotovoltaica, um diodo com a junção *p*-*n* exposta a luz solar (Figura 13). Assim a incidência da luz libera os portadores de carga, originando uma corrente elétrica quando está com o circuito fechado (MOLLER, 1993).

Figura 13 – Célula fotovoltaica física.

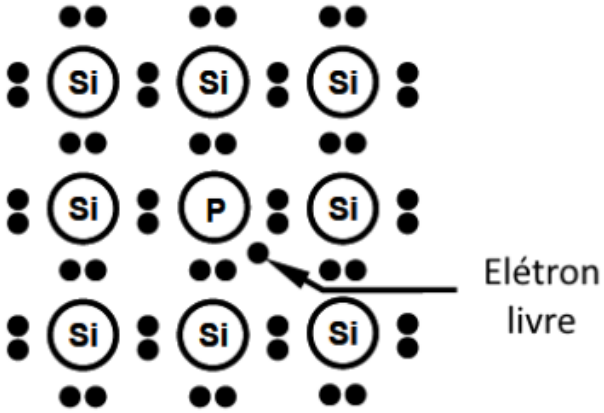



Fonte: do Autor.

O efeito de formação de corrente ocorre quando a energia do fóton é suficiente para movimentar os elétrons covalentes do semicondutor, sendo característica do material empregado, da quantidade de energia para essa movimentação e também do comprimento de onda da luz incidente. Sendo assim, o efeito fotovoltaico se dá por meio da absorvição da irradiação solar sobre o dispositivo, da geração de portadores de carga, do transporte desta carga no semicondutor, da separação dos portadores na junção *p*-*n* e, por fim, da saída dos portadores pelos terminais (LASNIER; ANGELO, 1990).

A célula recebe fótons provenientes da irradiação com diferentes comprimentos de onda, sendo que em alguns casos essa energia não é suficiente para o elétron se movimentar. Assim, para facilitar a liberação do elétron, é feita a dopagem do material utilizado. No caso do Silício, material muito empregado na confecção de células fotovoltaicas, que possui quatro elétrons na valência (tetravalente), necessita-se de uma maior energia para se perder um elétron na valência. Com isso, é utilizado em conjunto com o Silício, um átomo de Fósforo, que é pentavalente, fazendo com que haja um elétron extra que pode ser movimentado com facilidade. Essa dopagem ocorre na camada *n* e estes elementos utilizados para dopagem são chamados de doadores.Vide Figura 14.

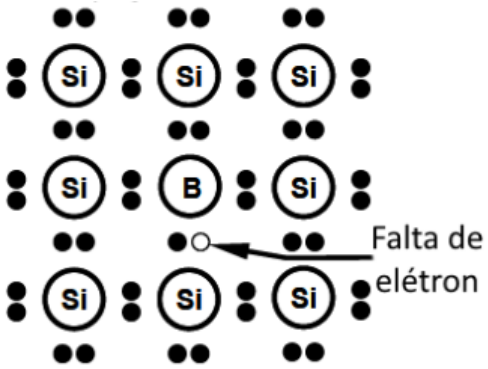
Figura 14 – Dopagem pentavalente do Silício.




Fonte: Adaptado Kininger (2003).

Já quando se dopa o Silício com um elemento trivalente, que possui três elétrons na valência, como o Boro, ocorre a falta de elétrons no material. Assim os elementos trivalentes aceitam elétrons com uma maior facilidade e são inseridos na camada $p$, sendo estes denominados receptores. Vide Figura 15.

Figura 15 – Dopagem trivalente do Silício.

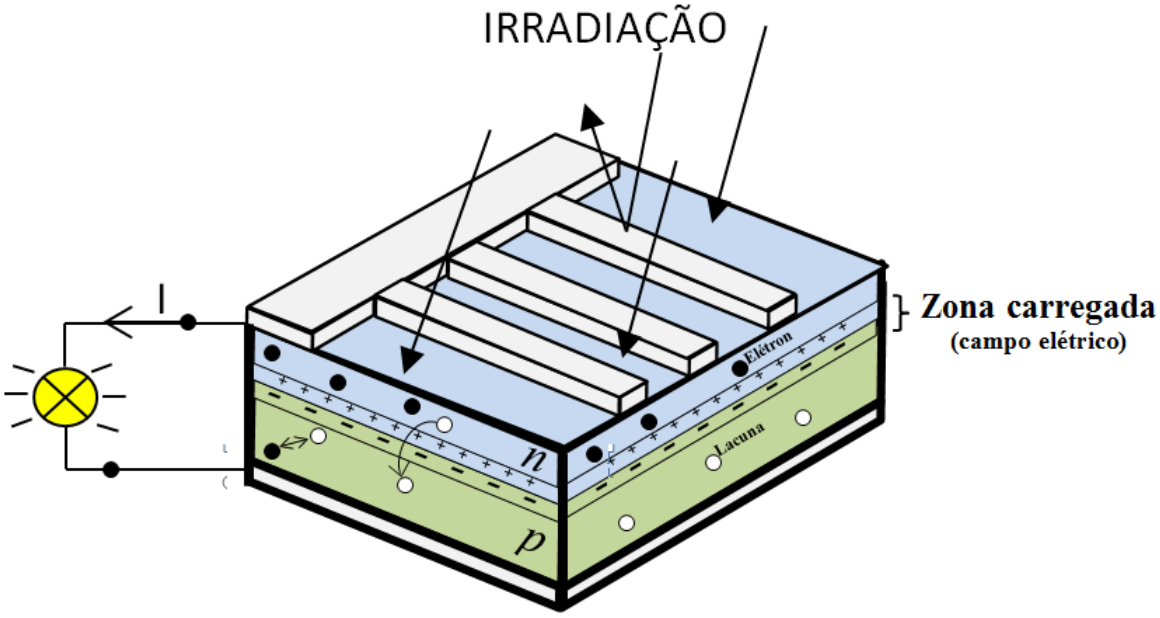



Fonte: Adaptado Kininger (2003).

Em altas temperaturas, é realizada a junção das duas camadas, onde na região $p$ existe a falta de elétrons e na região $n$ o excesso deles. Com essa diferença, os elétrons na região com excesso se difundem na região $p$, criando corrente da camada $n$ para $p$, como apresentado na Figura 16. Com a irradiação sobre a região $n$, elétrons são liberados e atraídos para região $p$, onde existem lacunas, criando assim um potencial elétrico e consequentemente uma corrente.

A capacidade de absorção de irradiação do semicondutor empregado no dispositivo e o fluxo incidente, influem na taxa de geração de elétrons e lacunas, sendo que a capacidade de absorção esta relacionada à banda de energia do semicondutor, à reflectância da superfície, à concentração de portadores, à mobilidade eletrônica e à temperatura.

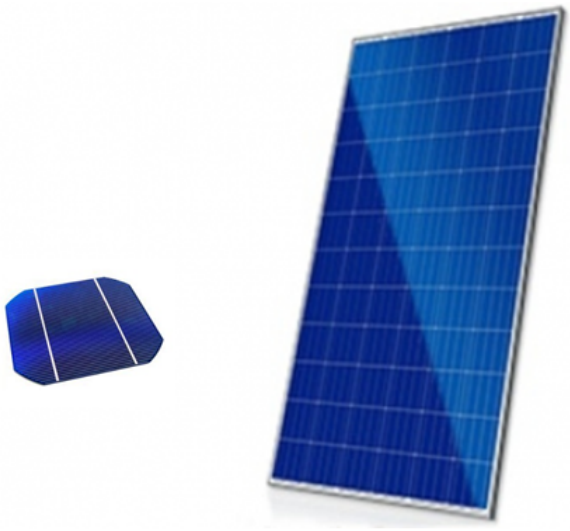
Figura 16 – Processo físico de uma célula fotovoltaica.




Fonte: do Autor.

Quando se associa as células em série, consegue-se obter uma maior tensão de saída, por outro lado ao se realizar a associação em paralelo uma maior corrente é obtida, assim os painéis fotovoltaicos são compostos por diversas células associadas, geralmente em série. Na Figura 17 é possível observar uma célula de Silício e também um painel, formado por diversas células de Silício.

Figura 17 – Célula e painel fotovoltaico.



Fonte: Balfar (2018).

Na associação em série a corrente flui por todas as células com o mesmo valor e

a tensão de saída é a soma de todas as tensões individuais de cada célula. Porém este meio de associação pode ser prejudicado pelo efeito do escurecimento parcial, onde uma célula ao receber menos irradiação que as demais, irá prejudicar todo o conjunto, pois a corrente de saída será limitada pela célula sob o efeito. Esse efeito já não é observado em associações paralelas, pois a célula sob o efeito não prejudicará as demais.

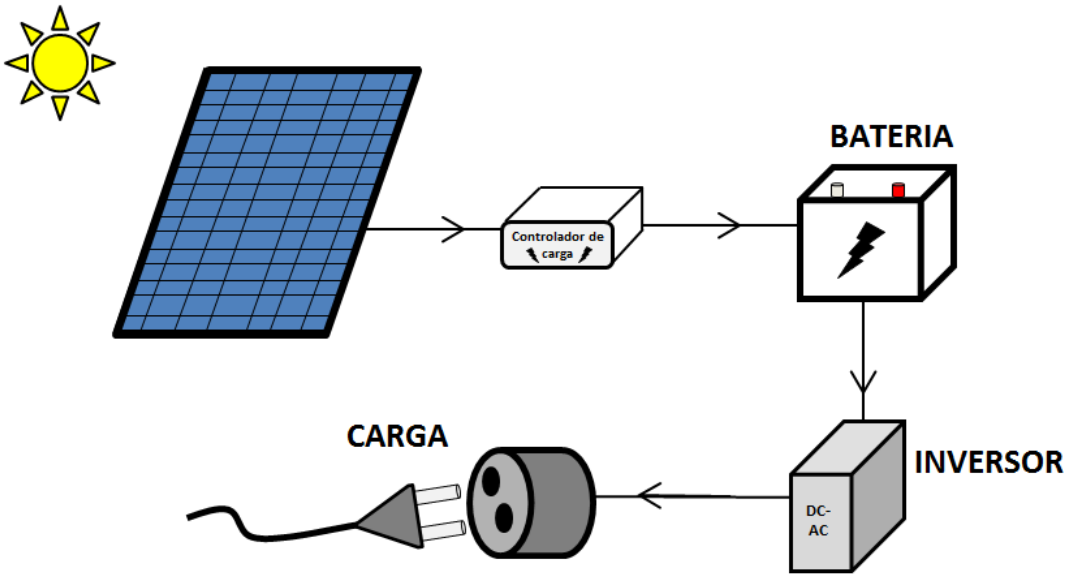
### 2.2.4 Sistemas fotovoltaicos

Os sistemas fotovoltaicos podem ser empregados em uma gama muito grande de arranjos, desde do uso para alimentação de pequenas cargas isoladas ou para a inserção de geração em redes elétricas. Assim estes estão divididos em dois principais tipos: a operação isolada ou ilhada (*off-grid*) e a operação conectada à rede de distribuição de energia (*on-grid*).

#### 2.2.4.1 Sistema *off-grid*

O sistema *off-grid* pode ser um arranjo pequeno com um painel conectado a uma carga CC, ou até mesmo um sistema mais robusto que compreende dispositivos de armazenamento de energia, controlador de carga que ajusta o carregamento da bateria, e inversores para alimentação de carga CA. Na Figura 18, é ilustrada a composição de um sistema *off-grid* robusto e seus dispositivos.

Figura 18 – Sistema *off-grid*.



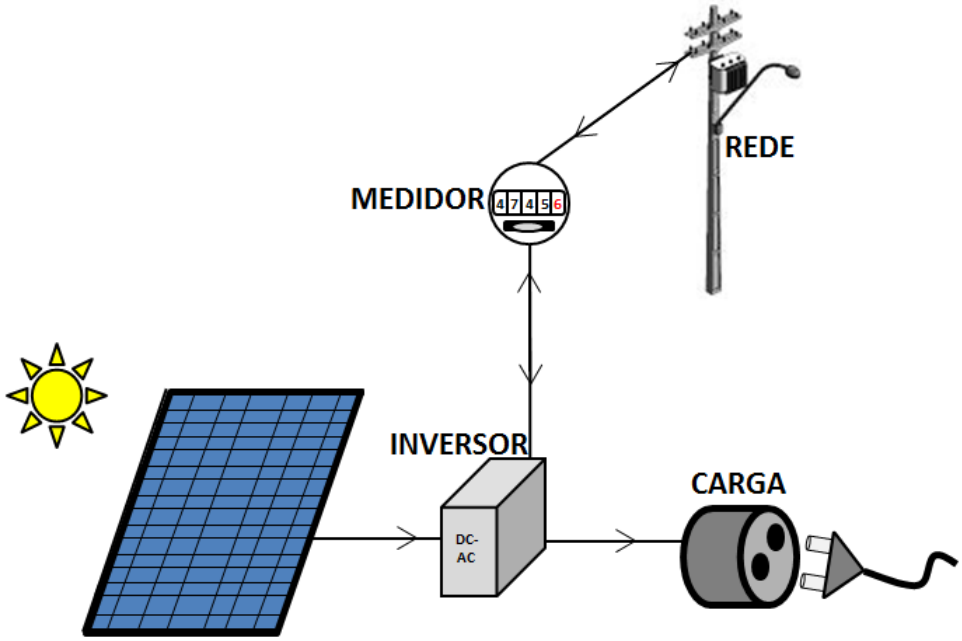

Fonte: do Autor.

#### 2.2.4.2 Sistema *on-grid*

Nos sistemas *on-grid*, a carga pode ser alimentada pela rede em que o sistema é conectado ou pelo próprio sistema, onde, em determinados momentos, o sistema fotovoltaico também alimenta a rede a qual esta conectado.

A Figura 19 ilustra um sistema *on-grid*, onde se faz necessário o uso de menos componentes no sistema, sendo apenas o arranjo de painéis fotovoltaicos, o inversor e um medidor bidirecional.

Figura 19 – Sistema *on-grid*.




Fonte: do Autor.

Para a conexão com a rede elétrica, os inversores devem ser dotados de algumas características que não são necessárias em sistemas *off-grid*. Eles necessitam possuir um sistema de obtenção de máxima potência dos painéis (MPP), pois devido a variação da irradiância e temperatura ao longo do dia, o modo de operação dos painéis se altera. Outra função necessária e regulamentada para os inversores é o sistema de detecção de ilhamento, onde o inversor deve ser capaz de detectar a interrupção da rede e assim interromper o sistema de geração fotovoltaico, evitando possíveis acidentes.

Além dos dois sistemas mais comuns apresentados, é possível encontrar os híbridos, sendo estes operados conectados a rede ou isolados. Nos híbridos é necessário a utilização de controlador de carga e bateria, para assim, operar isolado quando não há disponibilidade da rede.

### 2.2.5 Nível de proteção de sistemas fotovoltaicos

Tendo em vista o grau de exposição e a necessidade de proteção desses sistemas, é necessário seguir as orientações impostas pela ABNT NBR 5410 (ABNT, 2020), na qual apresentam meios adequados de proteção de acordo com a exposição e instalação do sistema de baixa tensão.

Em geral, os equipamentos elétricos estão divididos em uma categoria de suportabilidade de sobretensões que varia de I a IV, sendo elas embasadas no princípio que a magnitude do distúrbio magnético se propaga no sistema elétrico com um limite prático, sendo esse limite imposto por dispositivos de proteção inseridos no sistema ou até mesmo por características do próprio sistema. Assim, os equipamentos de proteção, devem ser selecionados de forma que os valores nominais da tensão de impulso sejam inferiores ao apresentado pela norma.

Tabela 3 – Categorias de suportabilidade de surto.

| **Tensão nominal do sistema** | | **Suportabilidade de surto** | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| **3** $\phi$ | **1** $\phi$ | **Categoria** | | | |
| | | **I** | **II** | **III** | **IV** |
| 127-220V | 127-254V | 0,8kV | 1,5kV | 2,5kV | 4kV |
| 220-380V | - | 1,5kV | 2,5kV | 4kV | 6kV |
| 400-690V | - | 2,5kV | 4kV | 6kV | 8kV |

Nas categorias destacadas acima, cada grupo é definido como:

**- Categoria I** = Nesta categoria, equipamentos eletrônicos são os principais referenciados, assim presume-se que todos devem possuir proteção contra sobretensão em suas origens.

**- Categoria II** = Nesta categoria estão inclusos todos os equipamento instalados juntos as instalações elétricas fixas das residências, como eletrodomésticos.

**- Categoria III** = Nesta categoria estão equipamentos conectados a rede da edificação para operação da mesma, tais como quadros de distribuição e disjuntores.

**- Categoria IV** = Nesta categoria estão equipamentos conectados junto a origem da rede de alimentação da edificação, tais como medidores, disjuntores e geração distribuída.

Assim sendo, os sistemas fotovoltaicos devem ser inclusos na categoria IV, onde em operação conectados a rede, estão presentes na entrada da alimentação da instalação.

# 3 Revisão Bibliográfica

Os sistemas de geração fotovoltaicos estão cada vez mais presentes na matriz de geração elétrica brasileira. Assim, avaliar e entender o seu funcionamento é fundamental, pois a expectativa, segundo a ONS (2020), é que a contribuição deste tipo de geração seja ainda mais significante nos próximos anos. Neste sentido, Neto, Santos e Iano (2017) implementaram computacionalmente, através de equações matemáticas, um sistema de geração fotovoltaico e analisaram um método que busque uma maior eficiência do sistema, sendo ele o Perturba e Observa, tendo uma ótima resposta ao método utilizado.

Já Pereira P.F.; Souza (2016), apresentam diversos métodos para se obter uma maior eficiência na geração dos painéis, onde validam a eficácia do método: "Pertuba e Observa", junto aos demais componentes que formam o sistema de geração fotovoltaico.

Um dos componentes mais complexos utilizados em sistemas fotovoltaicos, são inversores elétricos, visto a robustez de controle necessária para o seu bom funcionamento, Bastos (2013), além de analisar o carregamento e descarregamento de baterias do sistema, apresenta um modelo e traz as principais características dos inversores.

Em sua grande maioria, os sistemas fotovoltaicos são projetados para operarem em conexão com a rede de distribuição de energia e implementar modelos que representem todos os componentes da rede é essencial em análises computacionais. Sendo assim, Diefenthäler (2019) apresenta diversos modelos para representação de redes de distribuição e avalia a implementação destes métodos computacionalmente.

Tendo em vista, que os sistemas de geração fotovoltaicos são usualmente instalados em grandes áreas abertas ou sob telhados residenciais/comerciais, sendo assim, ficando expostos a elevada incidência de descargas atmosféricas diretas e indiretas. Além disso, a maioria dos sistemas operam em conjunto com as redes de distribuição, ficando expostos a todos os distúrbios propagados ao longo da rede, que provocam um fenômeno no sistema elétrico denominado de sobretensão.

Estas sobretensões atmosféricas podem ocasionar grandes danos aos equipamentos que compõem todo o sistema de geração, resultando em interrupção, reparo e até mesmo riscos a pessoas (CHRISTODOULOU et al., 2016).

Tendo em vista esse problema, implementar sistemas para a proteção destes geradores é uma questão analisada por diversos autores, afim de obter uma geração ininterrupta e segura. Christodoulou et al. (2016) desenvolveram um estudo em que surtos foram aplicados em um sistema de 100 kWp, os dados foram coletados através de ferramentas computacionais e a partir de uma análise de sensibilidade foi possível observar os impactos ocasionados pelas sobretensões a diversos cenários de conexões do sistema de aterramento e da resistividade do solo. Os resultados obtidos foram satisfatórios para criar um guia de *design* eficiente de topologia dos sistemas fotovoltaicos, aumentando a vida

útil e a confiabilidade, contribuindo para melhorias em seu desempenho.

Sakai e Yamamoto (2013) analisaram os sistemas, levando em consideração as condições e arranjo dos fios de cada sistema. Assim na rede de corrente contínua (CC) foram medidas as sobretensões quando um surto de corrente foi injetado em um quadro de arranjo do sistema, sendo pesquisado o nível dos mecanismos de sobretensão e geração de sobretensão. Como resultado observou-se que, interligando o aterramento, pode-se reduzir a tensão ao terra e que mesmo implementando aterramento intertravado, a tensão nos cabos CC, desenvolvida por indução da corrente que flui pela instalação dos painéis fotovoltaicos, não diminui. Para redução é necessário o encapsulamento da fiação em uma tubulação de metal. Contudo a cauda da onda de tensão ao terra diminui pelo aterramento intertravado, permitindo reduzir a corrente de resistência do surto do elemento de proteção instalado.

O modelo de arranjo dos painéis fotovoltaicos influencia em como todo o sistema absorve as descargas atmosféricas. Benesova et al. (2012) investigaram a influência de raios nestes arranjos através de uma simulação de correntes de diversas formas e aplicadas em pontos distintos dos painéis. Observou-se que, além do tamanho do arranjo do sistema, o ponto de impacto tem uma maior influência no valor das sobretensões induzidas, mostrando ainda que as correntes de raios com tempo de subida rápido, são muito perigosas.

Problemas comuns ocasionados em micro redes, que são sistemas de geração independentes e confiáveis, devido à sobretensões observadas nestes são: falta a terra, sobretensões ressonantes, sobretensão relacionada a regulagem de tensão e transferência de sobretensão da rede de distribuição. Todos estes problemas são apresentados por Chen e Yu (2010), como conclusão o estudo afirma que as sobretensões de ferroressonância e de transferência da rede de distribuição são mais graves.

Porem não é exclusividade das descargas atmosféricas o surgimento das sobretensões nos sistemas de geração fotovoltaicos. Bravo et al. (2013) apresentaram resultados de testes em inversores utilizados em sistemas solares de geração, realizando manobras de desconexão da rede de distribuição e ainda injetando energia na rede, chamadas de rejeição de carga. Como resultado foi feito um levantamento do modo como diversos inversores reagem a este problema, dando assim algumas sugestões para a redução das sobretensões ocasionadas por tal, como: ajustar o algoritmo de proteção de sobretensão *onboard*, fazendo com que a proteção opere em tensões instantâneas em vez de RMS. Outra medida indicada é a redução do nível de disparo de sobretensão, permitindo que o inversor desconecte muito mais rápido e limite as sobretensões após a desconexão. Baroni (2014) também analisou o fluxo de carga com sistemas fotovoltaicos e as sobretensões ocasionadas. Através da implementação de um método de simulação de Monte Carlo-SMC, obtendo resultados afim de avaliar o desempenho dos sistemas considerando a aleatoriedade.

Gatis e Filho (2020) apresentaram uma revisão de como se deve realizar a proteção de sistemas fotovoltaicos, indicando que a inserção de DPS (Dispositivo de Proteção contra

Surtos) na conexão dos inversores a rede de distribuição, mitiga os efeitos das sobretensões transitórias sobre o sistema.

Assim, em complemento ao que apresentaram Chen e Yu (2010), em que destacam que os casos mais graves de sobretensão, são os de transferência da rede de distribuição, a inserção de DPS na interconexão, minimiza esse efeito.

Na Tabela 4, é apresentado um resumo geral dos trabalhos descritos como referência para esta pesquisa.

Tabela 4 – Modelos referenciais.

| **AUTORES** | **ESTUDO** | **CONCLUSÃO** |
|---|---|---|
| (NETO; SANTOS; IANO, 2017) | Implementaram um modelo matemático de um paínel fotovoltaico e analisaram um método de busca de maior eficiência do painel. | Obteve uma ótima resposta do sistema e do método implementado. |
| (PEREIRA P.F.; SOUZA, 2016) | Apresentam diversos métodos para obter uma ótima eficiência dos painéis fotovoltaicos. | Valida a eficiência do método Pertuba e Observa junto aos demais componentes do sistema. |
| (BASTOS, 2013) | Descreve e modela as características de um inversor de frequência. | Demonstra um modelo de controle carregamento de baterias em sistemas fotovoltaicos. |
| (DIEFENTHäLER, 2019) | Destaca alguns métodos de modelagem de redes de distribuição . | Valida os modelos em uma análise computacional. |

Tabela 4 - Modelos referenciais (continuação)

| | | |
|---|---|---|
| (CHRISTODOULOU et al., 2016) | Surtos foram aplicados em um sistema 100kWp afim de observar observar os impactos pelas sobretenções a diversos cenários de conexões do sistema de aterramento e da resistividade do solo | Criou-se um guia de design eficiente de topologia dos sistemas fotovoltaicos, aumentando a vida útil e a confiabilidade |
| (SAKAI; YAMAMOTO, 2013) | Nos sistema considerou as condições de cada um e o arranjo dos fios. Através de um surto de corrente injetado foi levantado o nível de sobretensão. | Interligando o aterramento pode reduzir a tensão ao terra e que mesmo implementando aterramento intertravado, a tensão nos cabos CC, desenvolvida por indução da corrente que flui pela instalação dos painéis fotovoltaicos não diminui, sendo assim, para a redução é necessário o encapsulamento da fiação em uma tubulação de metal. |

Tabela 4 - Modelos referenciais (continuação)

| | | |
|---|---|---|
| (CHEN; YU, 2010) | Apresenta uma revisão, onde relata à sobretensões observadas no sistema, como: falta a terra, sobretensões ressonantes, sobretensão relacionada a regulagem de tensão e transferência de sobretensão da rede de distribuição. | Após apresentar todos os tipos observados, afirma-se que as sobretensões ferroressonância e de transferência da rede de distribuição são mais graves. |
| (BENESOVA et al., 2012) | Investiga a influência de raios nos arranjos fotovoltaicos através de simulação de correntes, de diversas formas e aplicadas em pontos distintos dos painéis. | O tamanho do arranjo e o ponto de impacto tem uma maior influência no valor das sobretensões induzidas e as correntes de raios com tempo de subida rápido, são muito perigosos. |
| (BRAVO et al., 2013) | Testes em inversores, quando são desconectados da rede de distribuição e injetam energia na rede, chamadas de rejeição de carga. | Um levantamento do modo como diversos inversores reagem a rejeição de carga, dando assim algumas sugestões para a redução das sobretensões ocasionadas por tal. |
| (BARONI, 2014) | Analisou o fluxo de carga em sistemas fotovoltaicos e as sobretensões ocasionadas. Através de da implementação de um método de simulação de Monte Carlo-SMC. | Obteve-se resultados afim de avaliar o desempenho dos sistemas, que operam com aleatoriedade |

Tabela 4 - Modelos referenciais (continuação)

| | | |
|---|---|---|
| (GATIS; FILHO, 2020) | Expôs os principais pontos descritos em normas, que descrevem parâmetros de proteção em sistemas fotovoltaico. | Apresentou-se assim, principais métodos de proteção de sistemas, a fim de mitigar efeitos das sobretensões. |

# 4 Metodologia

Para a geração de energia elétrica através de um sistema fotovoltaico, existe à necessidade do emprego de um arranjo de dispositivos e equipamentos que possuem a finalidade de manter a boa operação do sistema na maneira desejada.

Ao se utilizar um sistema de geração fotovoltaica conectado a rede de distribuição, como é o caso abordado neste trabalho, existe assim a necessidade de se ter os seguintes dispositivos:

- Painel coletor fotovoltaico;
- Sistema de rastreamento do ponto de máxima potência;
- Conversor elevador de tensão;
- Inversor de frequência;
- Transformador isolador.

Além dos dispositivos dedicados à boa operação do sistema fotovoltaico, existem ainda os elementos que compõem uma rede de distribuição de energia à qual o sistema fotovoltaico é conectado, como:

- Fonte geradora;
- Rede de média tensão;
- Postes de média tensão;
- Transformadores de distribuição;
- Rede de baixa tensão.

Por fim, para efeito de proteção e boa operação de todo o sistema, elementos de proteção, também são necessários, sendo estes dedicados a isolar e limitar tensão em determinados pontos do sistema. Os principais elementos de proteção são:

- Isoladores de média tensão;
- Para-raios de média tensão;
- Para-raios de baixa tensão;
- Centelhadores.

Neste Capítulo são mostrados em detalhes todos os dispositivos citados acima e assim apresentada a modelagem utilizada para a representação e para a simulação no software ATP.

## 4.1 Modelagem de um sistema de geração fotovoltaica

### 4.1.1 Célula fotovoltaica ideal

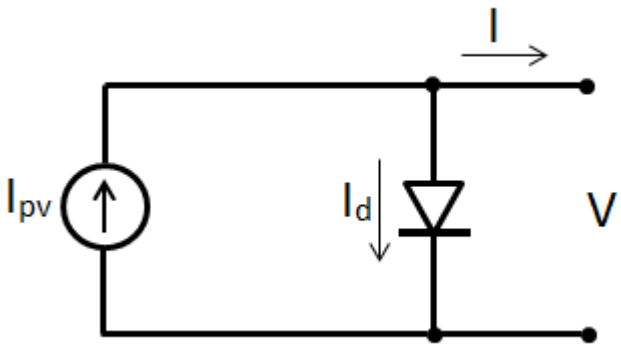
Da teoria de semicondutores apresentada por Rauschenbach (1980), a característica IxV de uma célula fotovoltaica ideal é descrita matematicamente como:

$$I = I_{pv} - I_0(e^{\frac{qv}{akT}} - 1) \tag{4.1}$$

onde:
$I_{pv}$ = corrente gerada pela incidência da luz;
$I_0(e^{\frac{qv}{akT}}-1)$ = equação do diodo Shockley, em que $I_0$ é a corrente reversa de saturação do diodo; $k$, a constante de Boltzmanm (1,3806x$10^{23}$ J/K); $q$, a carga elementar do elétron (1,6022x$10^{-19}$); $v$, a tensão da junção $p$-$n$; $a$, constante de idealidade do diodo e $T$ a temperatura em Kelvin da junção $p$-$n$.

Na figura 20, tem-se a representação do circuito elétrico de uma célula fotovoltaica ideal.

Figura 20 – Modelo de célula fotovoltaica ideal.




Fonte: do Autor.

### 4.1.2 Célula fotovoltaica real

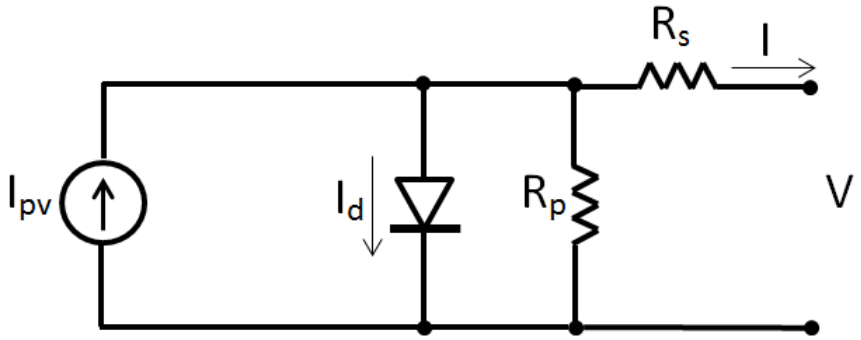
Na prática não é possível a obtenção das características de idealidade de uma célula fotovoltaica, sendo assim é necessária a adição de alguns parâmetros extras na equação 4.1. Assim tem-se:

$$I = I_{pv} - I_0(e^{\frac{V+R_sI}{V_t a}} - 1) - \frac{V + R_sI}{R_p} \tag{4.2}$$

onde $R_p$ é a resistência paralela e está relacionada à corrente de fuga da junção *p-n* e $R_s$ a resistência série, que está relacionada com a soma das resistência de contato ôhmico do semicondutor com a base de metal inferior, resistência própria dos terminais de metal, resistência de contato da camada *n* com os terminais metálicos e resistência dos semicondutores *p* e *n*. A tensão térmica do painel se dá por $V_t = \frac{N_s kT}{q}$, sendo $N_s$ o número de células conectadas em série. A conexão paralela é utilizada com raridade, porém se for considerada, esta aumentará a corrente de saída do painel. Sendo assim, ao se inserir células em paralelo, se faz necessária a multiplicação das correntes fotoelétricas e de saturação pelo número de células em paralelo ($N_p$), tendo: $I_{pv}$=$I_{pv}$x$N_p$ e $I_0$= $I_0$x$N_p$.

A Figura 21, representa graficamente o circuito elétrico de uma célula fotovoltaica real.

Figura 21 – Modelo de célula fotovoltaica real.

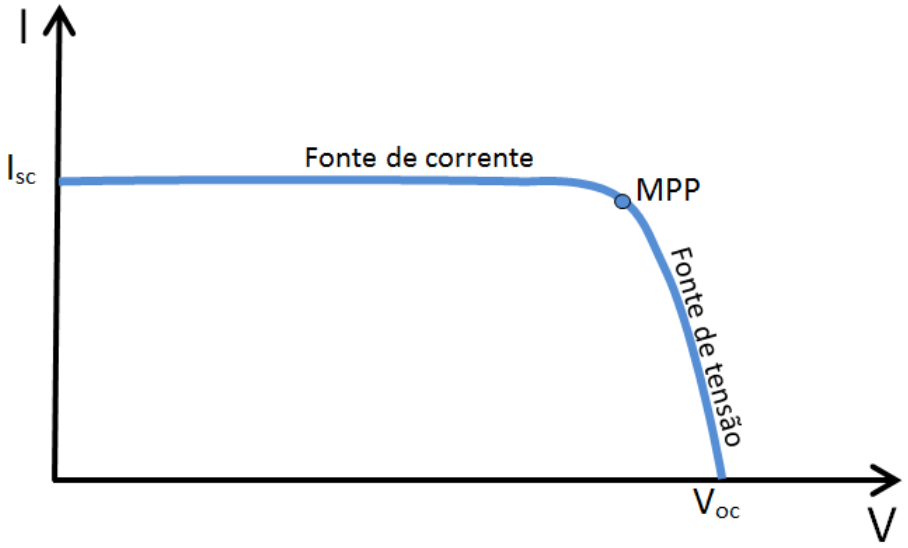



Fonte: do Autor.

A equação 4.2 dá origem à curva IxV retratada na Figura 22, onde é possível observar alguns pontos em destaque: Corrente de Curto-Circuito ($I_{sc}$), Ponto de Máxima Potência (MPP) e Tensão de Circuito Aberto ($V_{oc}$).

Os painéis fotovoltaicos apresentam um comportamento atípico, atuando com modo híbrido de fonte de tensão e corrente. Dependendo de onde o painel está operando em relação ao MPP, a intensidade do tipo de fonte em que ele representa é maior ou menor. De acordo com a Figura 22, ao operar à esquerda do ponto de máxima potência, o painel se comporta como uma fonte de corrente. Por outro lado, operando à direita do ponto de máxima potência, o painel apresenta características de uma fonte de tensão.

Figura 22 – Curva característica IxV do painel fotovoltaico.




Fonte: Adaptado (CANADIANSOLAR, 2017)

Como já destacado anteriormente, os painéis possuem uma resistência série $R_s$ característica que possui um valor bem pequeno, e implica na operação do dispositivo como fonte de tensão. Já a resistência paralela $R_p$ possui um valor elevado e influencia na operação como fonte de corrente.

Os níveis dos pontos destacados na Figura 22, que representam a curva $I \times V$ do painel, dependem de fatores externos como a temperatura e irradiância. A irradiância solar [W/m$^2$] atua proporcionalmente na corrente fotoelétrica ($I_{pv}$) gerada pelo painel, onde a luz incidente afeta a geração dos portadores de carga. A temperatura também influencia a corrente fotoelétrica, como mostrado na equação 4.3.

$$I_{pv} = [I_{sc} + k_i * (T - T_{ref})] * \frac{S}{S_{ref}} \tag{4.3}$$

onde $k_i$ é uma constante que relaciona a variação da corrente em função da temperatura; $T_{ref}$, a temperatura de referência, usualmente 25 °C; $T$, a temperatura sobre o painel; $S_{ref}$, a irradiância de referência 1000 W/m$^2$ e $S$, a irradiância sobre a superfície do painel.

A corrente reversa do diodo ($I_0$), apresentada na equação 4.2, também existe em função da temperatura à qual o painel está exposto, sendo ela dada como:

$$I_0 = I_{rs} * (\frac{T}{T_{ref}})^3 * e^{\frac{q*Ego*(\frac{1}{T_{ref}} - \frac{1}{T})}{n*k}} \tag{4.4}$$

onde $E_{go}$ é a energia de banda proibida do semicondutor do qual o painel é constituído e $I_{rs}$, a corrente de saturação reversa nominal do diodo, dada segundo a equação 4.5.

$$I_{rs} = \frac{I_{sc}}{e^{\frac{q*V_{oc}}{n*N_s*K*T}} - 1} \tag{4.5}$$

sendo $V_{oc}$ a tensão de circuito aberto do painel.

A última parcela da equação 4.2 é também conhecida como corrente de shunt ($I_{sh}$), como apresentado na equação 4.6.

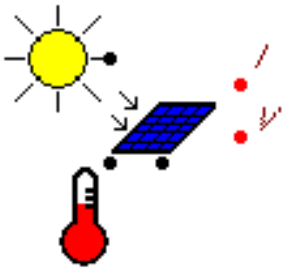
$$I_{sh} = \frac{V + I * R_s}{R_p} \tag{4.6}$$

Assim, a equação simplificada que estabelece um modelo do painel fotovoltaico é:

$$I = I_{pv} - I_d - I_{sh} \tag{4.7}$$

Com base nas equações apresentadas, foi implementado em linguagem MODELS no ATP, a modelagem do painel fotovoltaico, onde foi criada também, uma fonte de irradiância e de temperatura com a rotina TACS. Os elementos gráficos dos dispositivos citados estão apresentados na Figura 23.

Figura 23 – Painel fotovoltaico ATP.



Fonte: do Autor.

## 4.2 Determinação do ponto de operação

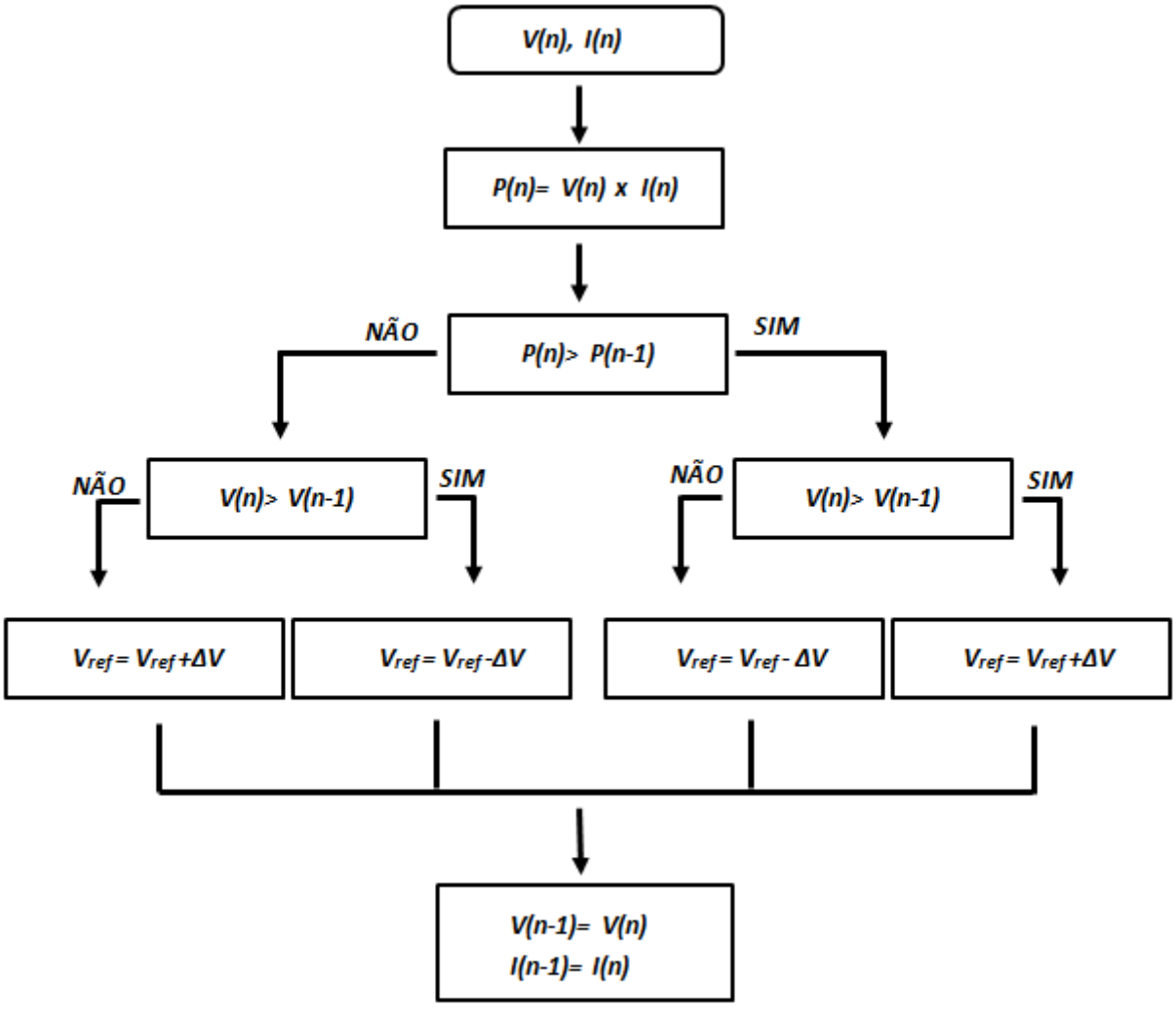
Devido a fatores do ambiente, a potência dos dispositivos fotovoltaicos varia de acordo com as condições a que o arranjo está submetido. Os valores de irradiância e temperatura se alteram consideravelmente ao longo do dia, alterando assim a curva $I \times V$. Contudo, é necessário operar o dispositivo fotovoltaico sempre no seu ponto máximo de potência de acordo com os valores de irradiância e temperatura instantâneos, a fim de se obter o melhor rendimento. Para tal, tem-se o rastreamento do ponto de máxima potência MPPT (*maximum power point tracking*), sendo este responsável por fazer o dispositivo fornecer a potência máxima instantânea em diferentes condições.

A quantidade de algoritmos empregados com MPPT é enorme, sendo descritos por diversos autores como Cavalcante et al. (2007) e também Esram e Chapman (2007), que

apresentam e analisam estes métodos, afirmando que as condições de operação a que os sistemas fotovoltaicos estão sujeitos, como a iluminação não homogênea, diferenças físicas entre os painéis ou a falha de um painel, resultam na não eficiência destes algoritmos.

Um dos algoritmos com boa eficiência utilizado por diversos autores e que apresenta uma baixa robustez é o de pertubação e observação (P&O), onde o princípio é realizar pertubações na tensão e na corrente do arranjo fotovoltaico e, com isso, analisar a potência de saída. Caso esta tenha aumentado, continua-se com a pertubação no mesmo sentido, porém se diminui, altera-se a pertubação para o sentido oposto ao realizado, sendo feito esse incremento de pertubação até se encontrar a máxima potência. Na Figura 24, tem-se a representação do algoritmo MPPT P&O passo a passo.

Figura 24 – Algoritmo MPPT(P&O).




Fonte: do Autor.

O algoritmo descrito na Figura 24 do MPPT P&O foi implementado no ATP através da rotina MODELS, sendo essa uma ferramenta que permite uma linguagem de descrição para a representação e estudo de sistemas variantes no tempo, possibilitando a criação de componentes através de equações, e a inserção de interface.

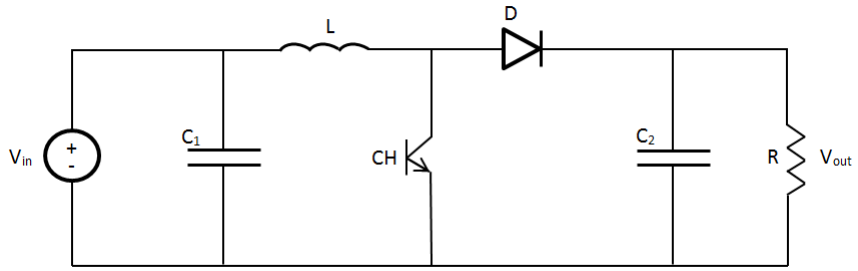
As principais características do MODELS são:

- a representação e o acompanhamento funcional de um sistema, suportando a descrição explícita de composição, sequência, concorrência, seleção, repetição e replicação;
- a documentação de modelos;
- a criação de interfaces para modelos;
- além da possibilidade de implementação de modelos e funções, podendo ser inseridos através de uma linguagem de programação.

## 4.3 Conversor CC-CC

Conversores CC-CC são comumentes usados em sistema de geração fotovoltaica afim de obter uma tensão de saída em valores próximos aos desejados. Neste trabalho, foi implementado um conversor do tipo Boost, que possui característica de elevar a tensão de saída em relação à entrada, sua representação em forma de circuito se encontra na Figura 25.

Figura 25 – Circuito conversor Boost.




Fonte: do Autor.

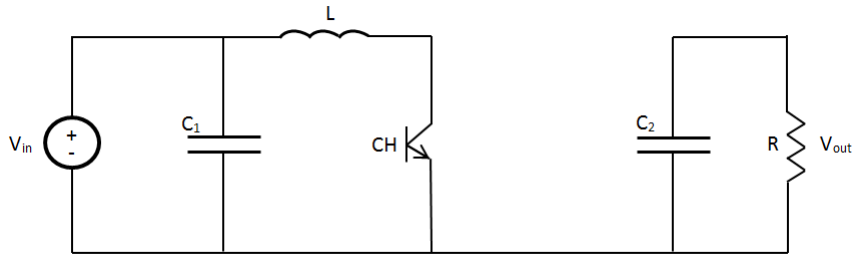
onde: $V_{in}$, é a tensão de alimentação do circuito; $C_1$ e $C_2$, os capacitores de entrada e saída, respectivamentes; L, a indutância de carregamento; CH, a chave controlada e R, a carga a ser alimentada com a tensão de saída $V_{out}$.

Visto que é mais comum a aplicação de painéis fotovoltaicos em paralelo e este tipo de configuração não eleva a tensão de operação do sistema, é necessária a utilização de conversores elevadores para aproximar dos valores de tensão da rede conectada.

De acordo com Hart (2012), a operação do controlador Boost se dá em dois estados distintos, onde uma chave controlada atua para a execução destes estados.

O primeiro estado é quando a chave controlada está fechada, assim a corrente que circula pelo circuito não passa pelo diodo, carregando apenas o indutor, gerando um campo magnético e polarizando-o, não havendo assim carga para consumir essa corrente. A Figura 26 representa o circuito Boost com a chave no primeiro estado.

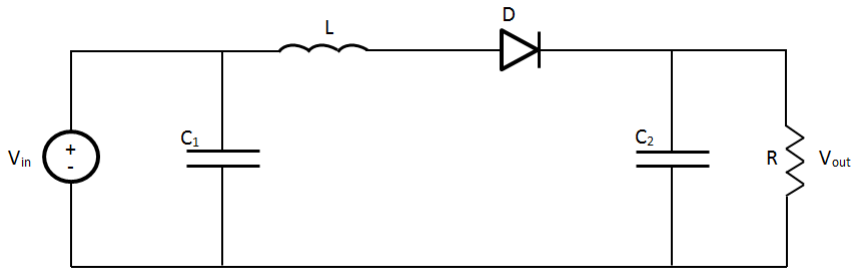
Figura 26 – Estado chave fechada do conversor Boost.




Fonte: do Autor.

No segundo estado, a chave estará aberta e a corrente ira fluir pelo diodo até a carga, tendo assim, a redução do campo magnético formado no indutor e a reversão da polaridade formada no primeiro estado, afim de manter o fluxo da corrente. Com isso aparece a soma de duas fontes de tensão no sistema, sendo elas a de alimentação e a outra de carregamento do indutor, tendo um aumento na tensão de saída. A Figura 27 representa o estado de chave aberta do conversor Boost.

Figura 27 – Estado chave aberta do conversor Boost.




Fonte: do Autor.

De acordo com Barbi (2006), a chave controlada do conversor Boost opera através de uma razão cíclica de chaveamento, denominada *Duty Cycle*, esse parâmetro é obtido de acordo com a Equação 4.8.

$$D = (1 - \frac{V_{in}}{V_{out}}) \tag{4.8}$$

onde:
$V_{in}$= Tensão de alimentação do conversor (V);
$V_{out}$= Tensão de saída do conversor (V).

A variação da corrente de entrada do Boost ($\Delta I$), é obtida através do produto de um *Ripple* de corrente máximo admitido e a razão entre a potência de entrada do conversor pela tensão de entrada, dado pela Equação 4.9.

$$\Delta I = RippleI * \frac{P_{in}}{V_{in}} \tag{4.9}$$

onde:
$P_{in}$= Potência de entrada do conversor (W);
*Ripple I*= Ondulação admitida na corrente (A).

Assim a obtenção do capacitor de entrada do conversor Boost e do indutor se dá pelas Equações 4.10 e 4.11, respectivamente.

$$C_{in} \geq \frac{\frac{P_{in}}{V_{in}} * D}{f_{chave} * V_{in} * RippleV} \tag{4.10}$$

onde:
$f_{chave}$= Frequência de operação do chaveamento (Hz);
*Ripple V*= Ondulação admitida na tensão (A).

$$L = \frac{V_{in} * D}{f_{chave} * \Delta I} \tag{4.11}$$

Por fim, a capacitância de saída do conversor é obtida através da Equação 4.12.

$$C_{out} = \frac{(\frac{\sqrt{2} * \frac{V_{rede}}{V_{out}}}{V_{out}} - \frac{1}{\eta * V_{in}}) * P_{in}}{4 * \pi * V_{out} * RippleV} \tag{4.12}$$

onde:
$V_{rede}$= Tensão de operação da rede (V);
$\eta$= rendimento do conversor.

A partir das equações apresentadas acima, foi então implementado um modelo de conversor Boost com as características descritas na Tabela 5.

Tabela 5 – Conversor Boost.

| Tipo | Valor |
|---|---|
| Potência | 1037 W |
| Tensão de entrada | 90 V |
| Tensão de saída | 140 V |
| Duty Cycle | 0,3571 |
| Corrente de entrada | 11,52A |
| Eficiência | 93% |
| Riplle de Tensão | 1% |
| Riplle de Corrente | 50% |
| Capacitor de entrada | 91,4 $\mu F$ |
| Indutor | 11,1 mH |
| Capacitor de saída | 221 $\mu F$ |

O controle de operação do conversor Boost, foi desenvolvido de acordo com o modelo apresentado por Remor (2004), onde o autor modela o circuito através de algumas equações desenvolvidas a partir de uma análise dos estados possíveis do controlador, e posteriormente através de um modelo de pequeno sinais obtém uma função de transferência característica para este tipo de conversor.

A função transferência que representa o conversor Boost é apresentada na Equação 4.13.

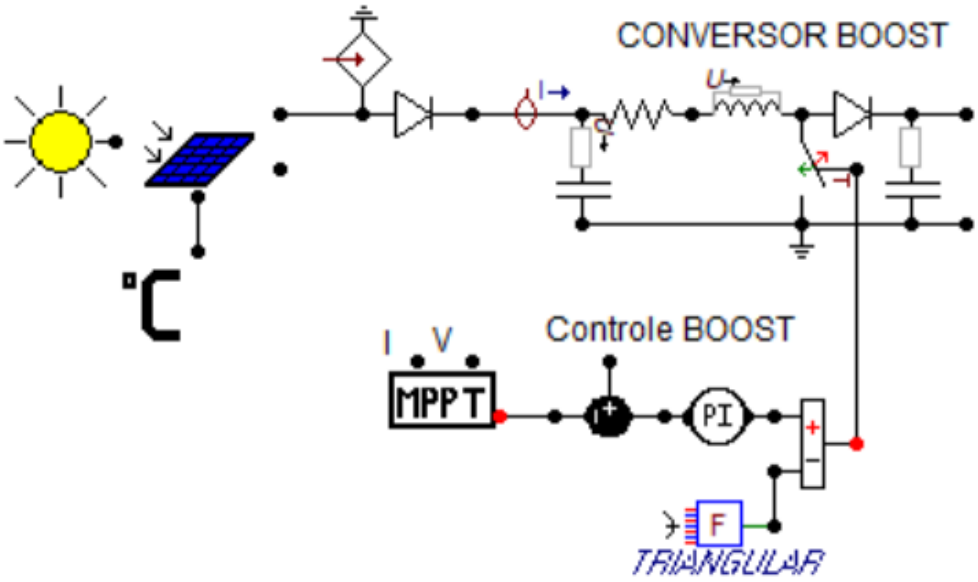
$$G(s) = \frac{-V_{in} * R_{in}}{(L * C * R_{in})s^2 + (C * R_{in} + L)s + (R_{in})} \tag{4.13}$$

onde:
$R_{in}$= Resistência de acoplamento da fonte de alimentação com o conversor Boost ($\Omega$).

Tendo a função de transferência que representa o conversor Boost, foi desenvolvido um controlador *Proporcional Integrador* (PI), a fim de controlar o chaveamento do inversor e fornecer as respostas desejadas. Para tal, o controlador PI recebe o valor da diferença entre a tensão de saída do painel pelo valor definido pelo MPPT, onde a saída do PI é comparada com uma onda triangular com frequência de 10kHz. Assim é possível obter a operação da chave controlada do conversor.

A representação do conjunto conversor Boost, já acoplado ao sistema de geração fotovoltaica e o controlador, está apresentada na Figura 28.

Figura 28 – Sistema de geração fotovoltaica com conversor Boost e controlador no ATP.




Fonte: do Autor.

## 4.4 Conversor CC-CA (Inversor de frequência)

Para a conexão do sistema fotovoltaico com a rede de distribuição, é necessário o acoplamento com um conversor CC-CA, também denominado de inversor de frequência, sendo que este tem como função transformar a corrente continua do sistema de geração em alternada, sempre em fase e com a mesma frequência da rede de distribuição.

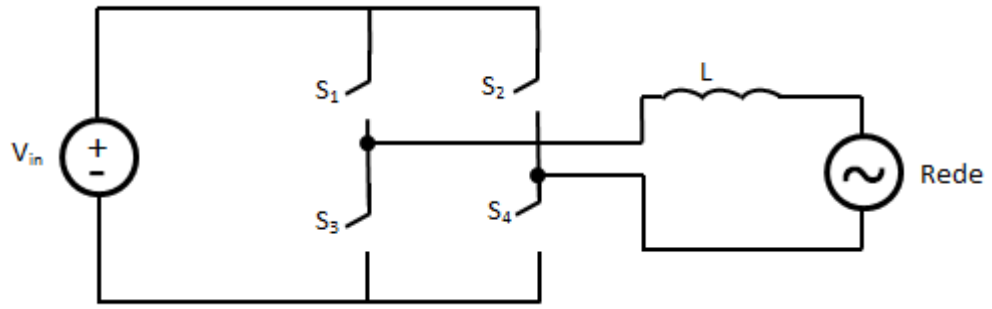
A conversão da corrente se dá através do controle de chaves eletrônicas que operam a fim de se haver essa transformação. Para este trabalho, foi implementado um inversor monofásico, sendo este gerador apenas de uma fase de tensão alternada conectada à rede de distribuição.

A Figura 29 apresenta o diagrama elétrico do inversor monofásico conectado à rede de distribuição.

O inversor monofásico tem como elementos de atuação quatro chaves controladas, representadas na Figura 29 por $S_1$, $S_2$, $S_3$ e $S_4$. Estas operam com uma frequência de chaveamento de 10 kHz.

A operação das chaves se dá por uma lógica de atuação em conjunto, sendo estes conjuntos responsáveis pelo sinal de saída. Assim, para acontecer esse chaveamento, é necessário aplicar alguma técnica de controle. Neste trabalho foi implementada a de Modulação por Largura de Pulso, ou *Pulse Width Modulation* (PWM), onde a realização da operação dos conjuntos de chaves se dá pela comparação de um sinal senoidal com uma onda triangular.

Figura 29 – Inversor monofásico conectado à rede de distribuição.



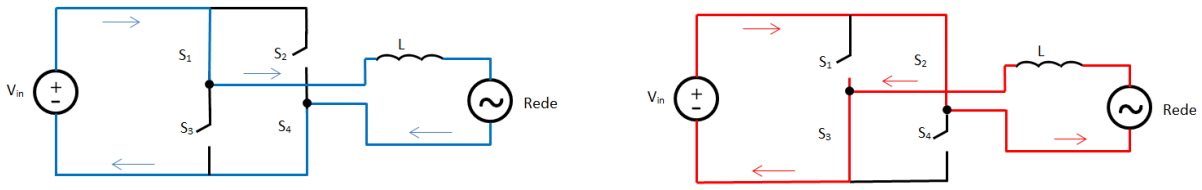

Fonte: do Autor.

No caso apresentado na Figura 29, as chaves operam de acordo com a Tabela 6 e a representação circuital destes estados de operação se encontra na Figura 30.

Tabela 6 – Estados das chaves do inversor.

| | **CHAVE** | | | |
|---|---|---|---|---|
| **ESTADO** | $S_1$ | $S_2$ | $S_3$ | $S_4$ |
| 1 | ON | OFF | OFF | ON |
| 2 | OFF | ON | ON | OFF |

Figura 30 – Estados do inversor.

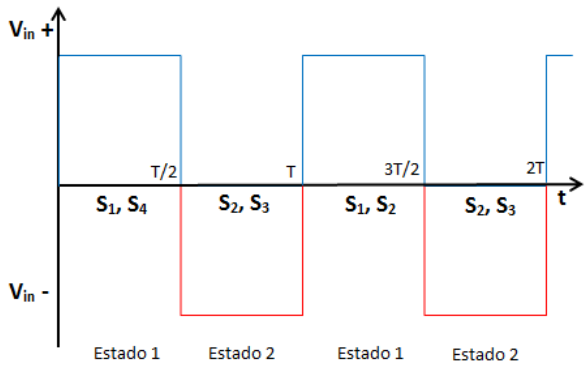



(a) Estado 1 (b) Estado 2

Fonte: do Autor.

Ao se analisar a resposta oferecida pelos estados possíveis do inversor monofásico, obtém-se uma tensão de saída para a rede de distribuição com características semelhantes à representada na Figura 31.

Figura 31 – Tensão de operação.




Fonte: do Autor.

Para a conexão do inversor com a rede de distribuição, se faz necessário a inserção de uma indutância de acoplamento, a qual visa mitigar os efeitos causados pelo chaveamento do circuito do inversor, que geram ruídos ao sistema, e controlar a corrente de fluxo inversor-rede (BASTOS, 2013).

Para o dimensionamento da indutância de acoplamento, tem-se:

$$D_L = \frac{V_{out} + V_{in}}{2 * V_{in}} \tag{4.14}$$

onde:
$D_L$= Razão cíclica média do indutor.
$V_{in}$= Tensão de entrada do indutor (V).
$V_{out}$= Tensão de saída do indutor (V).

A potência de saída do conjunto inversor e indutor é dada por:

$$P_{out} = P_{PV} * \eta_{inversor} * \eta_{conversor} \tag{4.15}$$

onde:
$P_{PV}$= Potência do painel fotovoltaico (W).
$\eta_{\ inversor}$= Rendimento do inversor.
$\eta_{\ conversor}$= Rendimento do conversor.

Sendo a corrente de pico de saída e a máxima ondulação permitida, dada pelas Equações 4.16 e 4.17, respectivamente.

$$I_p = \frac{2 * P_{out}}{V_{out}} \tag{4.16}$$

$$\Delta I = RippleI * I_p \tag{4.17}$$

Assim a indutância de acoplamento é dada por:

$$L_{ac} = \frac{(2 * D_L - 2 * D_L^2)}{f * \Delta I} \tag{4.18}$$

sendo:
$f$= frequência da rede de distribuição (Hz).

Os dados para implementação do conversor CC-CA foram obtidos através das equações apresentadas anteriormente e estão apresentadas na Tabela 7.

Tabela 7 – Inversor de Frequência.

| Tipo | Valor |
|---|---|
| Potência | 892,8 W |
| Tensão de entrada | 140 V |
| Tensão de saída | 127 V |
| Duty Cycle | 0,9536 |
| Corrente de pico | 14,059A |
| Eficiência | 96% |
| Riplle de Corrente | 10% |
| Indutância de acoplamento | 1,048 mH |
| Indutor | 11,1 mF |
| Frequência da rede | 60 Hz |

Para a perfeita funcionalidade do inversor, como já apresentado, ele precisa operar em fase com à rede em que esta acoplado, e assim necessita-se obter as informações da rede para ajustar sua operação.

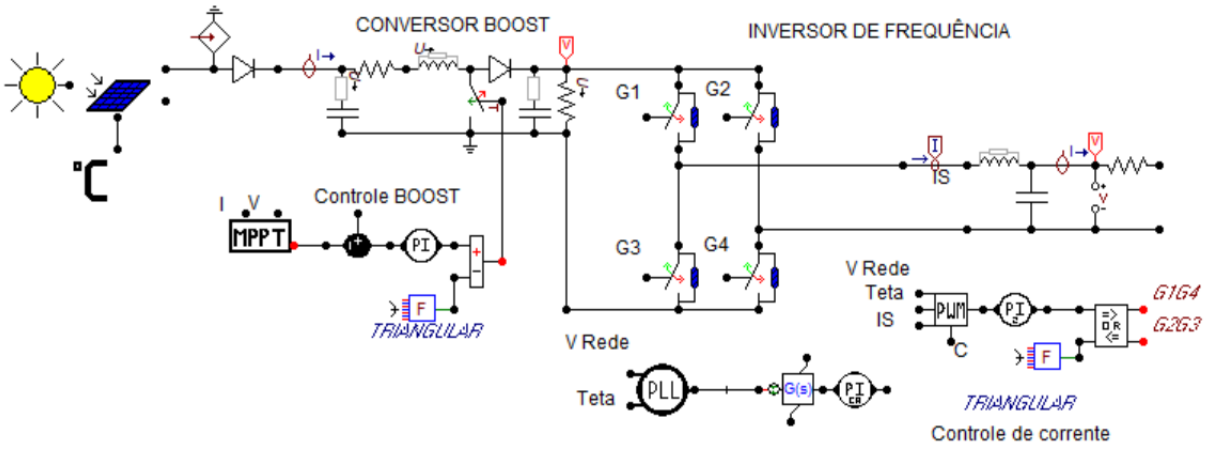
Assim, foi implementado um sistema de captura e processamento de dados da rede, sendo estes dados utilizados em um sistema de controle de malha fechada, onde o sinal de amplitude de tensão e frequência da rede é obtido através do PLL (*Phase Locked Loop*). A tensão é multiplicada por um ganho inverso ao pico da tensão máxima, tornando a saída um valor unitário em condições normais. Esse valor é aplicado a uma função transferência característica do inversor e aplicado em um controlador Proporcional- Integrador (PI), ao fim é obtida a fase do sinal que realimenta a malha.

Tendo o dado de fase do sinal da rede, este é utilizado para a implementação do PWM, sendo este o controlador da operação das chaves do inversor. Com isso é feita uma comparação da sua resposta com uma portadora triangular, na qual é obtida a resposta para operação das chaves.

Todas as sintonizações de PI's aplicadas nas modelagens descritas, foram realizadas a partir do método de ajuste de ganhos, onde é realizada a observação do comportamento do sistema e implementa-se o ajuste dos ganhos do controlador.

O sistema com a unidade de geração fotovoltaica, juntamente com o conversor CC-CC e o inversor de frequência, estão apresentados na Figura 32, onde também são apresentados os controladores dos conversores.

Figura 32 – Sistema de geração com os conversores acoplados.




Fonte: do Autor.

## 4.5 Transformador Isolador

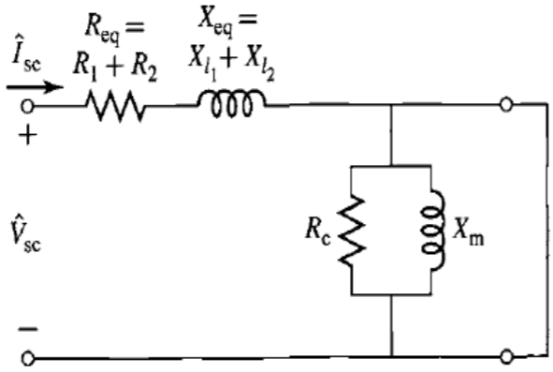
Na conexão do sistema fotovoltaico com a rede de distribuição, é inserido um transformador com relação 1:1, que possui a finalidade de isolar eletricamente o sistema da rede.

### 4.5.1 Levantamento de parâmetros do transformador

Para se obter os dados correspondentes ao transformador utilizado como referência para o modelo, foram realizados ensaios clássicos de curto-circuito e circuito aberto.

O ensaio de curto circuito tem como finalidade obter a impedância equivalente em série, onde o secundário do transformador é curto-circuitado simulando uma carga máxima, assim é aplicada uma tensão, de modo que a corrente nominal do transformador seja obtida. Tendo a corrente nominal sobre o transformador, a potência ativa é significativa. Pelo oposto temos uma tensão aplicada inferior à nominal, sendo assim o fluxo magnético é desprezível. A Figura 33 mostra a representação do circuito equivalente para esse ensaio.

Figura 33 – Circuito representativo do transformador para ensaio de curto-circuito.




Fonte: Bastos (2013).

Para tal, tem-se que a impedância equivalente ($Z_{eq}$) é a soma da resistência equivalente ($R_{eq}$) mais a reatância indutiva equivalente ($X_{eq}$), como apresentado na Equação 4.19.

$$Z_{eq} = R_{eq} + X_{eq} \tag{4.19}$$

Por consequência, a impedância equivalente é obtida também pela razão entre a tensão de curto-circuito ($V_{cc}$) e a corrente de curto-circuito ($I_{cc}$).

$$|Z_{eq}| = \frac{V_{cc}}{I_{cc}} \tag{4.20}$$

A resistência equivalente é obtida pela razão da potência de curto-circuito ($P_{cc}$) sobre o quadrado da corrente de curto circuito, dada pela Equação 4.21.

$$R_{eq} = \frac{P_{cc}}{I_{cc}^2} \tag{4.21}$$

Por fim, tem-se que a reatância indutiva equivalente é obtida em:

$$X_{eq} = \sqrt{|Z_{eq}|^2 + R_{eq}^2} \tag{4.22}$$

É possível obter também os valores de resistência ($R_1$ e $R_2$) e a reatância indutiva ($X_1$ e $X_2$), sendo:

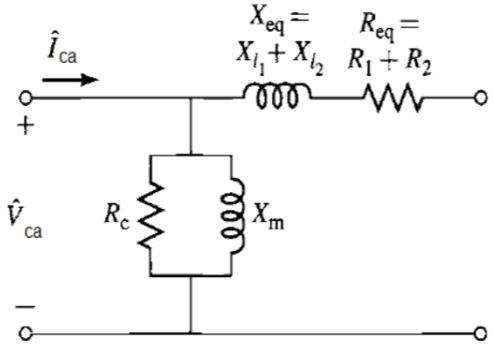
$$R_1 = R_2 = 0,5R_{eq} \quad e \quad X_1 = X_2 = 0,5X_{eq} \tag{4.23}$$

As resistências e reatâncias indutivas série do transformador obtidas foram:
$R_1$=$R_2$= 1,92 Ω;
$X_1$=$X_2$= 18,405 mH.

O ensaio de circuito aberto é utilizado para obter dados em relação ao núcleo magnético e ao fluxo magnético. Neste ensaio é aplicada tensão nominal no primário do

transformador, enquanto o secundário permanece vazio. Estando o secundário em vazio, a corrente é nula e a corrente no primário é mínima, suficiente para magnetizar o núcleo. A Figura 34 mostra a representação do circuito equivalente para esse ensaio.

Figura 34 – Circuito representativo do transformador para ensaio a vazio.




Fonte: Bastos (2013).

A impedância de magnetização ($Z_\phi$) é formada pela componente resistiva ($R_c$) e indutiva ($X_m$) do núcleo do transformador, e é obtida através da Equação 4.24.

$$Z_\phi = \frac{R_c(jX_m)}{R_c + jX_m} \tag{4.24}$$

A resistência de dissipação do núcleo é dada pela razão da tensão nominal de entrada ($V_{ca}$) ao quadrado e a potência de entrada medida ($P_{ca}$).

$$R_c = \frac{V_{ca}^2}{P_{ca}} \tag{4.25}$$

A impedância de magnetização também é dada pela razão entre a tensão nominal de entrada e a corrente de entrada ($I_{ca}$), conforme Equação 4.26.

$$|Z_\phi| = \frac{V_{ca}}{I_{ca}} \tag{4.26}$$

Assim, a indutância de magnetização é dada de acordo com a Equação 4.27

$$X_m = \frac{1}{\sqrt{\frac{1}{Z_\phi}^2 + \frac{1}{R_c}^2}} \tag{4.27}$$

.

Os valores de resistência, indutância e corrente de circuito aberto encontrados no ensaio foram:
$R_c$= 1382,8 Ω;
$X_m$= 635,5 Ω;
$I_{ca}$= 0,381 A.

### 4.5.2 Modelagem do transformador para altas frequências

Para a obtenção dos componentes associados ao modelo equivalente do transformador, é necessário a realização de ensaios. Assim, para a determinação dos componentes de altas frequências, um dos métodos existentes é o de varredura em frequência, realizado no equipamento FRAnalyzer, um analisador de resposta em frequência de varredura (SFRA) para diagnóstico dos enrolamentos e do núcleo do transformador.

No ensaio, é inserida uma tensão senoidal com amplitude constante e frequência elétrica aumentando continuamente no terminal do transformador em análise, sendo que o sinal de tensão de saída é medido em um outro ponto. Com isso, é feita uma varredura das frequências tipicas, variando gradativamente de 10 Hz até 2 MHz, tendo um valor de tensão aplicado de 10 $V_{pico}$, obtendo-se as componentes capacitivas entre os enrolamentos. A Figura 35 apresenta o ensaio realizado em laboratório para levantamento dos parâmetros de um transformador.

Figura 35 – Ensaio de resposta em frequência utilizando o FRAnalyser.

(a) Transformador ensaiado (b) Análise

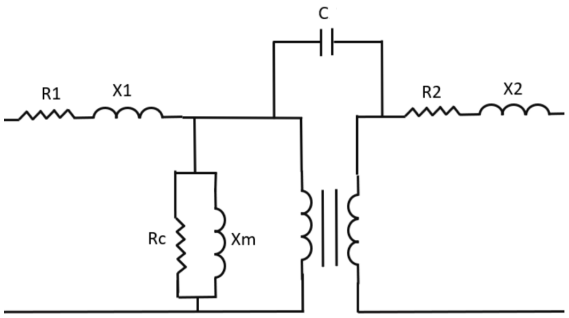
Fonte: do Autor.

O modelo a ser utilizado de transformador é representado na Figura 36, onde estão inseridos as capacitâncias entre enrolamentos do transformador obtidas no ensaio de FRAnalyzer.

O valor de capacitância obtido no ensaio foi:
C= 1200 pF.

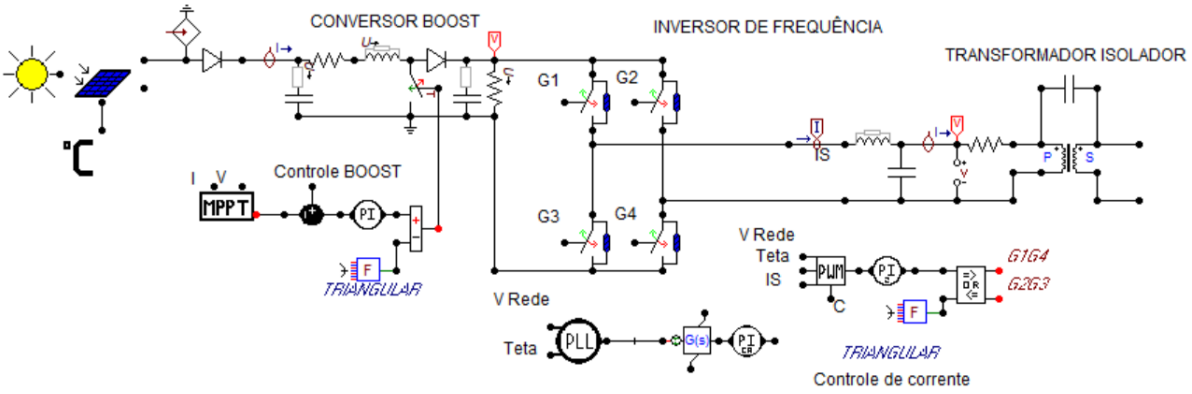
O sistema implementado com a unidade geradora e seus inversores, mais o transformador isolador, é apresentado na Figura 37.

Figura 36 – Circuito representativo do transformador com capacitância de alta frequência.




Fonte: do Autor.

Figura 37 – Sistema implementado, juntamente com o transformador isolador.




Fonte: do Autor.

## 4.6 Rede de distribuição de média tensão

A rede de distribuição do sistema elétrico é responsável pelo rebaixamento da tensão provinda de redes de transmissão, além da conexão de centrais geradoras e o fornecimento de energia ao consumidor (ANEEL, 2019).

De acordo com a Aneel (2019), o sistema de distribuição é dividido em diversos níveis, sendo compostos pela rede elétrica e equipamentos que operam de acordo com esses níveis. Os níveis destacados são descritos como distribuição de alta tensão (superior a 69 kV e inferior a 230 kV), distribuição de média tensão (superior a 1 kV e inferior a 69 kV) e por fim a distribuição de baixa tensão (igual ou inferior a 1 kV).

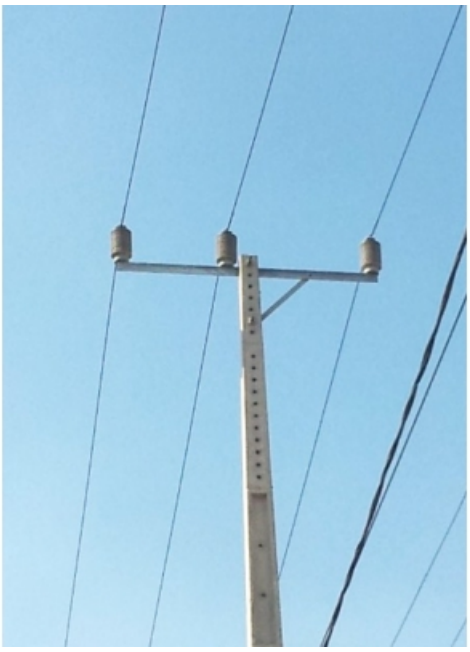
Neste trabalho o nível de tensão utilizado foi de 13,8 kV, onde o *software* ATP permite a modelagem de diversos tipos de redes de distribuição, sendo cada uma com características que permitem alcançar os resultados desejados. Alguns destes modelos são: Bergeron, PI, Jmarti, Semlyen e Noda.

O modelo Bergeron, utilizado neste trabalho, é propicio para representação da

propagação de ondas, sendo de grande representatividade quando não existem perdas, e os componentes da linha, capacitância e indutância, são distribuídos ao longo do sistema (NETO, 2015).

O modelo de estrutura a ser utilizado no trabalho é o trifásico a três fios paralelos, como ilustrado na Figura 38, onde os isoladores que dão suporte aos cabos de alumínio estão posicionados acima de uma cruzeta, tendo a mesma altura e separados entre si por uma distância mínima.

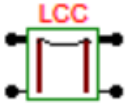
Figura 38 – Rede de distribuição de média tensão.



Fonte: Serra (2014).

O ATP possui uma rotina, denominada LCC, que permite representar linhas de transmissão e distribuição, vide Figura 39. Neste, é necessário inserir alguns parâmetros e assim se realizam os cálculos de simulação.

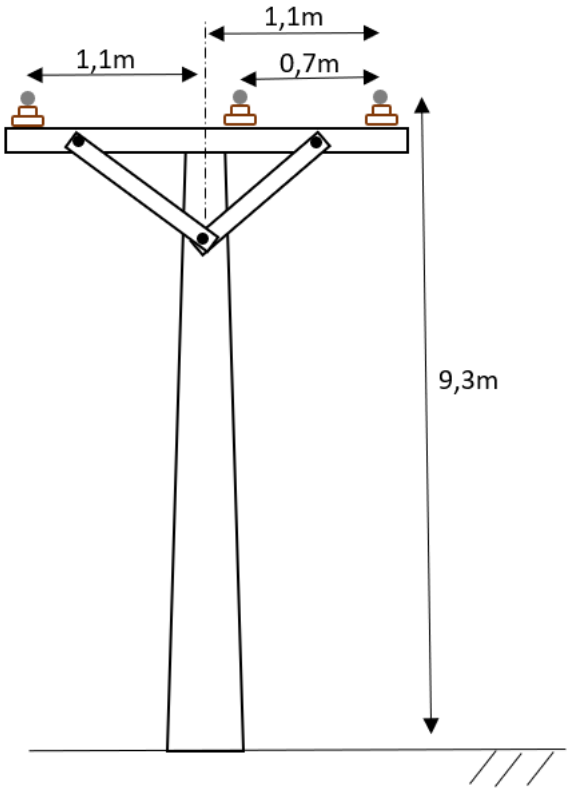
Figura 39 – Rotina LCC do ATP.




Fonte: do Autor.

A rede de distribuição de média tensão utilizada para análise possui 140 metros de extensão, com 4 vãos de 35 metros cada um. As distâncias entre os cabos e ao solo estão representados na Figura 40.

Figura 40 – Dados de representação da rede de distribuição.




Fonte: do Autor.

Os dados utilizados para modelagem dos cabos, como diâmetro e resistência, foram obtidos do catálogo apresentado na Figura 41 e inserido no ATP.

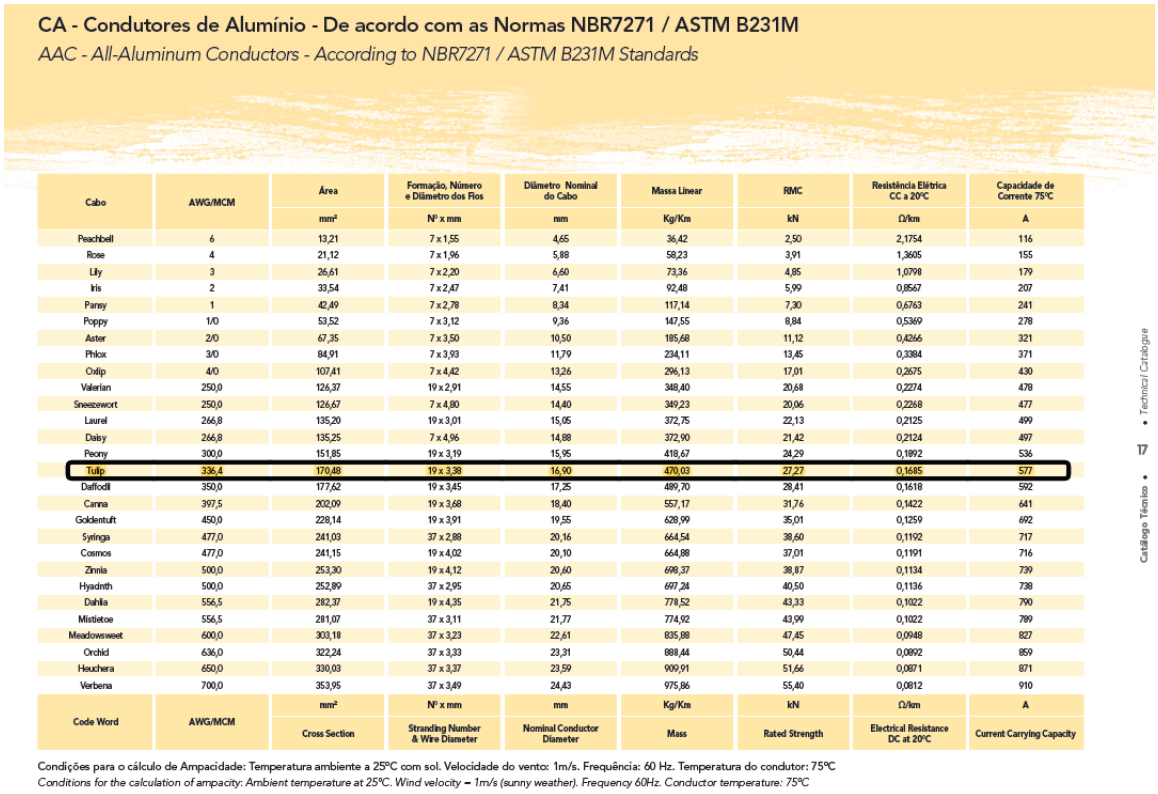
A rede de média tensão implementada no ATP, juntamente com a fonte de alimentação, pode ser observada na Figura 42.

## 4.7 Rede de distribuição de baixa tensão

A rede de distribuição de baixa tensão utilizada neste trabalho possui nível de tensão de 127V entre fase/neutro, utilizada comumente no sistema de distribuição no Brasil.

A rede é composta de 4 cabos de alumínio, sendo um neutro aterrado e três fases subsequentes, vide Figura 43.

Figura 41 – Catálogo de cabo de alumínio.



**CA - Condutores de Alumínio - De acordo com as Normas NBR7271 / ASTM B231M**

*AAC - All-Aluminum Conductors - According to NBR7271 / ASTM B231M Standards*

| Cabo | AWG/MCM | Área | Formação, Número e Diâmetro dos Fios | Diâmetro Nominal do Cabo | Massa Linear | RMC | Resistência Elétrica CC a 20°C | Capacidade de Corrente 75°C |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | mm² | Nº x mm | mm | Kg/Km | kN | Ω/km | A |
| Peachbell | 6 | 13,21 | 7 x 1,55 | 4,65 | 36,42 | 2,50 | 2,1754 | 116 |
| Rose | 4 | 21,12 | 7 x 1,96 | 5,88 | 58,23 | 3,91 | 1,3605 | 155 |
| Lily | 3 | 26,61 | 7 x 2,20 | 6,60 | 73,36 | 4,85 | 1,0798 | 179 |
| Iris | 2 | 33,54 | 7 x 2,47 | 7,41 | 92,48 | 5,99 | 0,8567 | 207 |
| Pansy | 1 | 42,49 | 7 x 2,78 | 8,34 | 117,14 | 7,30 | 0,6763 | 241 |
| Poppy | 1/0 | 53,52 | 7 x 3,12 | 9,36 | 147,55 | 8,84 | 0,5369 | 278 |
| Aster | 2/0 | 67,35 | 7 x 3,50 | 10,50 | 185,68 | 11,12 | 0,4266 | 321 |
| Phlox | 3/0 | 84,91 | 7 x 3,93 | 11,79 | 234,11 | 13,45 | 0,3384 | 371 |
| Oxlip | 4/0 | 107,41 | 7 x 4,42 | 13,26 | 296,13 | 17,01 | 0,2675 | 430 |
| Valerian | 250,0 | 126,37 | 19 x 2,91 | 14,55 | 348,40 | 20,68 | 0,2274 | 478 |
| Sneezewort | 250,0 | 126,67 | 7 x 4,80 | 14,40 | 349,23 | 20,06 | 0,2268 | 477 |
| Laurel | 266,8 | 135,20 | 19 x 3,01 | 15,05 | 372,75 | 22,13 | 0,2125 | 499 |
| Daisy | 266,8 | 135,25 | 7 x 4,96 | 14,88 | 372,90 | 21,42 | 0,2124 | 497 |
| Peony | 300,0 | 151,85 | 19 x 3,19 | 15,95 | 418,67 | 24,29 | 0,1892 | 536 |
| Tulip | 336,4 | 170,48 | 19 x 3,38 | 16,90 | 470,03 | 27,27 | 0,1685 | 577 |
| Daffodil | 350,0 | 177,62 | 19 x 3,45 | 17,25 | 489,70 | 28,41 | 0,1618 | 592 |
| Canna | 397,5 | 202,09 | 19 x 3,68 | 18,40 | 557,17 | 31,76 | 0,1422 | 641 |
| Goldentuft | 450,0 | 228,14 | 19 x 3,91 | 19,55 | 628,99 | 35,01 | 0,1259 | 692 |
| Syringa | 477,0 | 241,03 | 37 x 2,88 | 20,16 | 664,54 | 38,60 | 0,1192 | 717 |
| Cosmos | 477,0 | 241,15 | 19 x 4,02 | 20,10 | 664,88 | 37,01 | 0,1191 | 716 |
| Zinnia | 500,0 | 253,30 | 19 x 4,12 | 20,60 | 698,37 | 38,87 | 0,1134 | 739 |
| Hyacinth | 500,0 | 252,89 | 37 x 2,95 | 20,65 | 697,24 | 40,50 | 0,1136 | 738 |
| Dahlia | 556,5 | 282,37 | 19 x 4,35 | 21,75 | 778,52 | 43,33 | 0,1022 | 790 |
| Mistletoe | 556,5 | 281,07 | 37 x 3,11 | 21,77 | 774,92 | 43,99 | 0,1022 | 789 |
| Meadowsweet | 600,0 | 303,18 | 37 x 3,23 | 22,61 | 835,88 | 47,45 | 0,0948 | 827 |
| Orchid | 636,0 | 322,24 | 37 x 3,33 | 23,31 | 888,44 | 50,44 | 0,0892 | 859 |
| Heuchera | 650,0 | 330,03 | 37 x 3,37 | 23,59 | 909,91 | 51,66 | 0,0871 | 871 |
| Verbena | 700,0 | 353,95 | 37 x 3,49 | 24,43 | 975,86 | 55,40 | 0,0812 | 910 |
| | | mm² | Nº x mm | mm | Kg/Km | kN | Ω/km | A |
| Code Word | AWG/MCM | Cross Section | Stranding Number & Wire Diameter | Nominal Conductor Diameter | Mass | Rated Strength | Electrical Resistance DC at 20°C | Current Carrying Capacity |

Condições para o cálculo de Ampacidade: Temperatura ambiente a 25°C com sol. Velocidade do vento: 1m/s. Frequência: 60 Hz. Temperatura do condutor: 75°C
*Conditions for the calculation of ampacity: Ambient temperature at 25°C. Wind velocity = 1m/s (sunny weather). Frequency 60Hz. Conductor temperature: 75°C*

17 • Technical Catalogue • Catálogo Técnico •

Fonte: Alubar (2019).

Figura 42 – Rede de média tensão no ATP.

Fonte: do Autor.

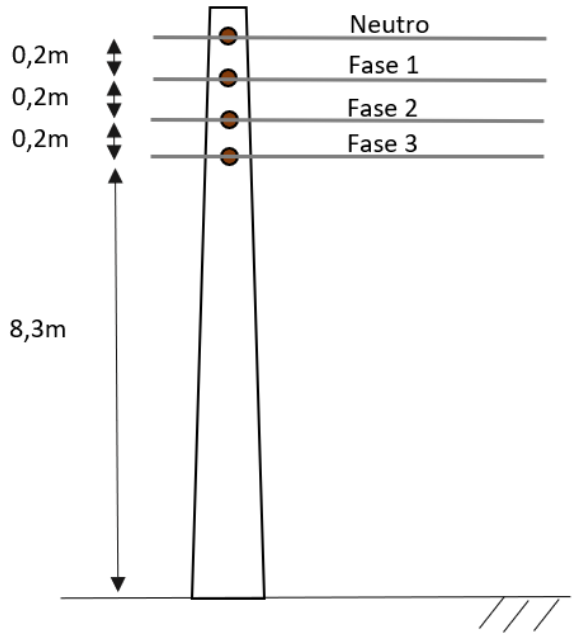
As distâncias entre os cabos da rede estão representadas na Figura 44, onde é possível observar no arranjo que elas estão distribuídas apenas com alturas diferentes ao longo da estrutura.

Para inserção de dados requisitados pela rotina LCC, também utilizado nesse modelo para a representação de redes de distribuição de baixa tensão, foram usados dados de catálogo de acordo com a Figura 45, onde foi representado um rede com 105 metros de comprimento, com três vãos de 35 metros cada um.

Figura 43 – Rede de distribuição de baixa tensão.

Fonte: Elétrico (2019).

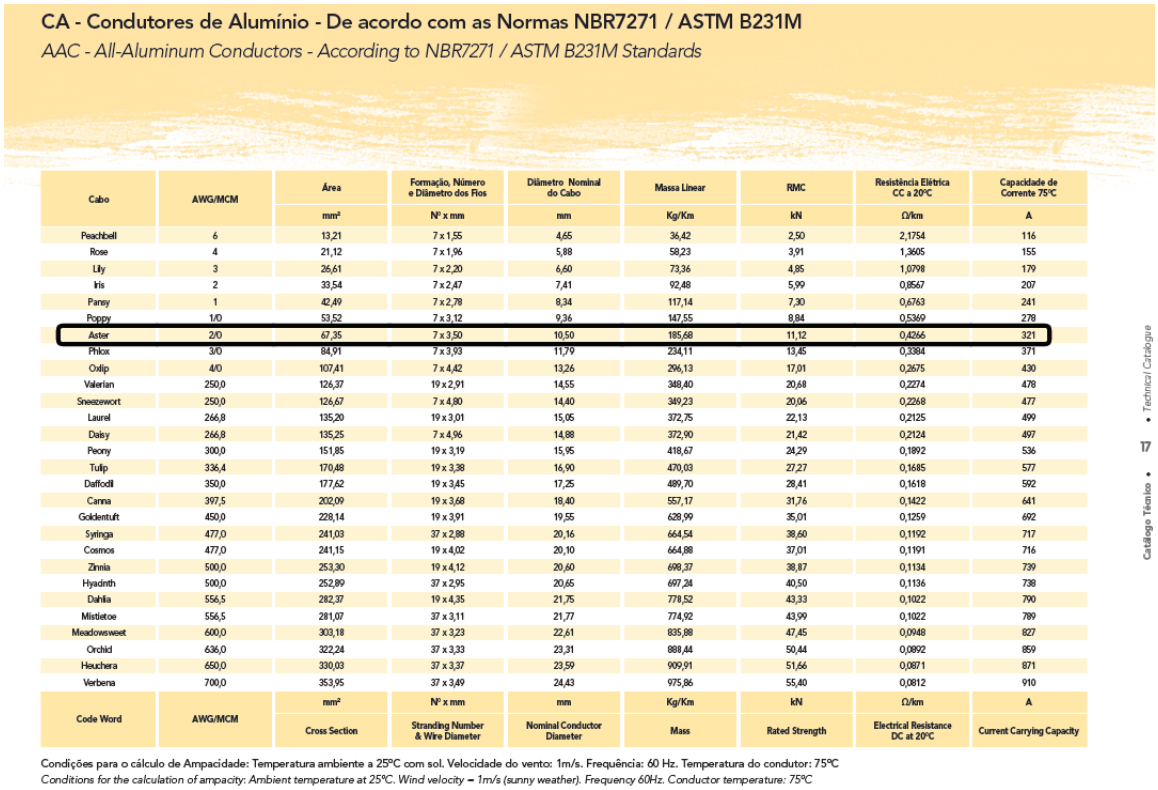
Figura 44 – Dados de representação da rede de baixa tensão.




Fonte: do Autor.

A implementação da rede de baixa tensão no ATP é apresentada na Figura 46.

Figura 45 – Catálogo para cabo de alumínio de rede de baixa tensão.



**CA - Condutores de Alumínio - De acordo com as Normas NBR7271 / ASTM B231M**

*AAC - All-Aluminum Conductors - According to NBR7271 / ASTM B231M Standards*

| Cabo | AWG/MCM | Área | Formação, Número e Diâmetro dos Fios | Diâmetro Nominal do Cabo | Massa Linear | RMC | Resistência Elétrica CC a 20°C | Capacidade de Corrente 75°C |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | mm² | Nº x mm | mm | Kg/Km | kN | Ω/km | A |
| Peachbell | 6 | 13,21 | 7 x 1,55 | 4,65 | 36,42 | 2,50 | 2,1754 | 116 |
| Rose | 4 | 21,12 | 7 x 1,96 | 5,88 | 58,23 | 3,91 | 1,3605 | 155 |
| Lily | 3 | 26,61 | 7 x 2,20 | 6,60 | 73,36 | 4,85 | 1,0798 | 179 |
| Iris | 2 | 33,54 | 7 x 2,47 | 7,41 | 92,48 | 5,99 | 0,8567 | 207 |
| Pansy | 1 | 42,49 | 7 x 2,78 | 8,34 | 117,14 | 7,30 | 0,6763 | 241 |
| Poppy | 1/0 | 53,52 | 7 x 3,12 | 9,36 | 147,55 | 8,84 | 0,5369 | 278 |
| Aster | 2/0 | 67,35 | 7 x 3,50 | 10,50 | 185,68 | 11,12 | 0,4266 | 321 |
| Phlox | 3/0 | 84,91 | 7 x 3,93 | 11,79 | 234,11 | 13,45 | 0,3384 | 371 |
| Oxlip | 4/0 | 107,41 | 7 x 4,42 | 13,26 | 296,13 | 17,01 | 0,2675 | 430 |
| Valerian | 250,0 | 126,37 | 19 x 2,91 | 14,55 | 348,40 | 20,68 | 0,2274 | 478 |
| Sneezewort | 250,0 | 126,67 | 7 x 4,80 | 14,40 | 349,23 | 20,06 | 0,2268 | 477 |
| Laurel | 266,8 | 135,20 | 19 x 3,01 | 15,05 | 372,75 | 22,13 | 0,2125 | 499 |
| Daisy | 266,8 | 135,25 | 7 x 4,96 | 14,88 | 372,90 | 21,42 | 0,2124 | 497 |
| Peony | 300,0 | 151,85 | 19 x 3,19 | 15,95 | 418,67 | 24,29 | 0,1892 | 536 |
| Tulip | 336,4 | 170,48 | 19 x 3,38 | 16,90 | 470,03 | 27,27 | 0,1685 | 577 |
| Daffodil | 350,0 | 177,62 | 19 x 3,45 | 17,25 | 489,70 | 28,41 | 0,1618 | 592 |
| Canna | 397,5 | 202,09 | 19 x 3,68 | 18,40 | 557,17 | 31,76 | 0,1422 | 641 |
| Goldentuft | 450,0 | 228,14 | 19 x 3,91 | 19,55 | 628,99 | 35,01 | 0,1259 | 692 |
| Syringa | 477,0 | 241,03 | 37 x 2,88 | 20,16 | 664,54 | 38,60 | 0,1192 | 717 |
| Cosmos | 477,0 | 241,15 | 19 x 4,02 | 20,10 | 664,88 | 37,01 | 0,1191 | 716 |
| Zinnia | 500,0 | 253,30 | 19 x 4,12 | 20,60 | 698,37 | 38,87 | 0,1134 | 739 |
| Hyacinth | 500,0 | 252,89 | 37 x 2,95 | 20,65 | 697,24 | 40,50 | 0,1136 | 738 |
| Dahlia | 556,5 | 282,37 | 19 x 4,35 | 21,75 | 778,52 | 43,33 | 0,1022 | 700 |
| Mistletoe | 556,5 | 281,07 | 37 x 3,11 | 21,77 | 774,92 | 43,99 | 0,1022 | 789 |
| Meadowsweet | 600,0 | 303,18 | 37 x 3,23 | 22,61 | 835,88 | 47,45 | 0,0948 | 827 |
| Orchid | 636,0 | 322,24 | 37 x 3,33 | 23,31 | 888,44 | 50,44 | 0,0892 | 859 |
| Heuchera | 650,0 | 330,03 | 37 x 3,37 | 23,59 | 909,91 | 51,66 | 0,0871 | 871 |
| Verbena | 700,0 | 353,95 | 37 x 3,49 | 24,43 | 975,86 | 55,40 | 0,0812 | 910 |
| | | mm² | Nº x mm | mm | Kg/Km | kN | Ω/km | A |
| Code Word | AWG/MCM | Cross Section | Stranding Number & Wire Diameter | Nominal Conductor Diameter | Mass | Rated Strength | Electrical Resistance DC at 20°C | Current Carrying Capacity |

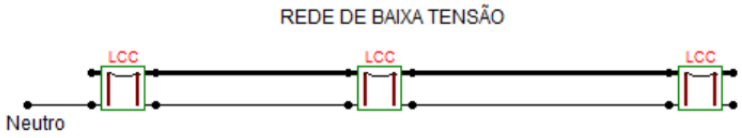
Condições para o cálculo de Ampacidade: Temperatura ambiente a 25°C com sol. Velocidade do vento: 1m/s. Frequência: 60 Hz. Temperatura do condutor: 75°C

*Conditions for the calculation of ampacity: Ambient temperature at 25°C. Wind velocity = 1m/s (sunny weather). Frequency 60Hz. Conductor temperature: 75°C*

Catálogo Técnico • Technical Catalogue • 17

Fonte: Alubar (2019).

Figura 46 – Rede de baixa tensão no ATP.




Fonte: do Autor.

## 4.8 Transformador de distribuição

Os transformadores de distribuição são inseridos em quase sua totalidade, pelas concessionárias distribuidoras de energia elétrica, com a finalidade de alcançar níveis de tensão desejados a se entregar ao consumidor. Assim valores de tensão diferentes do gerado em uma determinada fonte geradora, como usinas hidrelétricas, são fornecidos ao consumidor, sendo adequado a sua demanda. A Figura 47 mostra um transformador de distribuição comumente utilizado em redes.

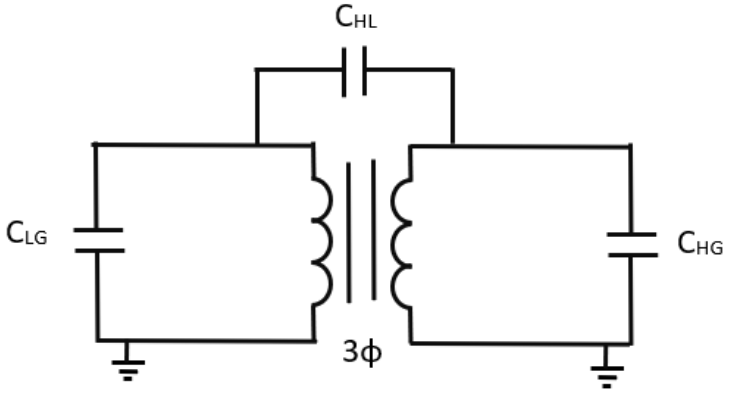
Figura 47 – Transformador de distribuição.

Fonte: do Autor.

Para efeito de simulação, foi utilizada junto ao ATP a rotina SATTRAFO, sendo que, neste tipo de transformador, ao se inserir indutâncias no modelo, é possível representar a transferência de surtos entre os seus terminais.

De acordo com Faria et al. (2018), transformadores de distribuição podem ser modelados de forma básica de acordo com suas capacitâncias relacionadas a altas frequências, onde são representadas entre terminais do transformador e entre os terminais e a terra, como mostrado na Figura 48.

Figura 48 – Modelo representativo de transformador de distribuição com capacitâncias de alta frequência.




Fonte: do Autor.

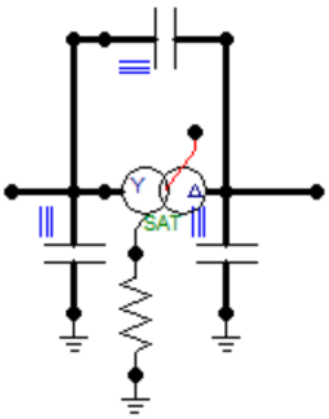
Neste trabalho, foi modelado um transformador de distribuição da classe de 15kV, ligado em delta/estrela, potência de 75kVA, utilizado para trabalhar com níveis de 13,8kV:127V. Como apresentado por Faria et al. (2018), para transformadores trifásicos na classe de 15kV, as capacitâncias de alta frequência, são as da Tabela 8.

Tabela 8 – Capacitâncias para transformadores trifásicos.

| Classe tensão (kV) | Potência Nominal (kVA) | $C_{HL}$ (pF) | $C_{HG}$(pF) | $C_{LG}$(pF) |
|---|---|---|---|---|
| 15 | 75 | 1494 | 728 | 2266 |

A Figura 49 mostra a modelagem do transformador no ATP, juntamente com as capacitâncias de alta frequência.

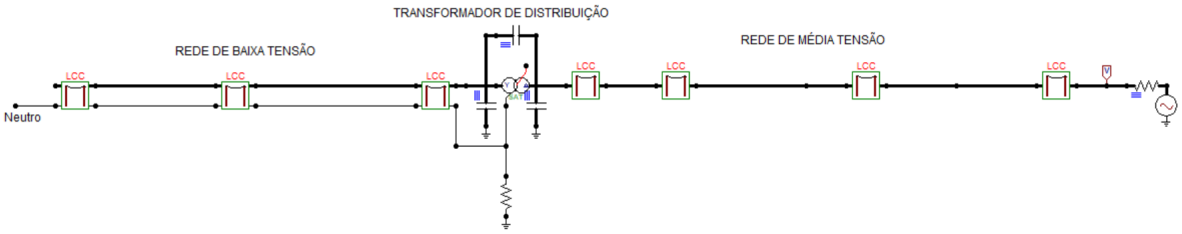
Figura 49 – Transformador com as capacitâncias de alta frequência.




Fonte: do Autor.

A Figura 50, apresenta o transformador de potência conectado a rede de média e baixa tensão no ATP.

Figura 50 – Transformador com as redes de média e baixa tensão.




Fonte: do Autor.

## 4.9 Isolador

Os isoladores inseridos na rede de distribuição elétrica, têm como finalidade a isolação do material condutor, no caso o cabo de distribuição de energia, do suporte que sustenta esse material condutor. Em redes de distribuição, são empregados para isolar fios cobertos ou nus, possuindo uma alta resistência, ao ponto que praticamente nenhuma corrente flui.

Uma gama muito grande de materiais pode ser utilizada na fabricação de isoladores elétricos, dentre alguns, temos: cloreto de polivinila (PVC), vidro, cerâmica, porcelana etc. Além disso, a quantidade de tipos de isoladores existentes também é considerável, dentre os principais se destacam:

- Isoladores de pino;
- Isoladores de suspensão;
- Isoladores de manilha.

Para a representação completa da rede, na simulação foram implementados os isoladores do tipo Pino, conforme ilustrado na Figura 51. Este tipo é comumente usado em redes de distribuição como a implementada neste trabalho.

Figura 51 – Isolador tipo Pino.

Fonte: Embramat (2020).

Os isoladores, como já destacado, têm como função isolar os cabos condutores do sistema de sustentação destes cabos, como torres ou postes. Assim, os isoladores são projetados para suportar uma tensão crítica, ou a CFO (*Critical Flashover Overvoltage*), em função de descargas atmosféricas que possam atingir a linha.

A ruptura do isolador ocorre quando fenômenos como o *Flashover* ou o *Backflashover* ocorrem. O primeiro ocorre quando uma descarga elétrica incide sobre os cabos de fase da rede por falta de um cabo guarda e provoca uma falha na isolação. Já o *Backflashover* ocorre quando a descarga elétrica cai diretamente sobre o cabo guarda e provoca a falha na isolação ao criar uma elevada diferença de potencial entre a torre aterrada e a linha. Nos dois casos, a CFO é superada e a falha ocorre.

Para a simulação, o isolador no sistema estudado foi projetado como uma chave controlada por tensão, onde a tensão que controla a chave é dada pela tensão disruptiva, com valores de acordo com a classe de tensão do sistema em operação. Para a classe de 15 kV, de acordo com a Copel (2019), os dados para operação de isoladores são apresentados na Figura 52.

Figura 52 – Dados característicos de isoladores classe 15kV.

| NTC | Código COPEL | Características Elétricas | | | | | | Características mecânicas | | | Distância de escoamento mínima (mm) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | Tensão máxima do isolador (kV) | Tensão mínima suportável (kV) | | Tensão de perfuração mínima (kV) | radiointerferência a 500 khz com impedância de 300 Ω | | Carga mecânica mínima de ruptura (daN) | | | |
| | | | em freq. industrial sob chuva durante 1 min. | de impulso atmosférico a seco | | Tensão nominal aplicada no ensaio (kV) | Tensão máxima (μV) | à flexão "E" | à tração "T" | à compressão "C" | |
| 1529 | 15002119 | 15 | 34 | 110 | 195 | 10 | 10 | 200 | 300 | 300 | 280 |
| 1 | 2 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 |

**OBS. :** 1. Medidas em milímetros
2. Dimensionar adequadamente o apoio para ensaio
3. Desenho orientativo, outros formatos poderão ser aceitos desde que atendam os requisitos desta NTC.

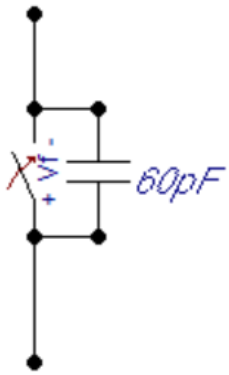
Fonte: Copel (2019).

Para a modelagem do isolador, de cordo com Jitsukawa (2010), é preciso colocar paralelamente a chave de tensão controlada, um capacitor concentrado, sendo para a classe de 15 kV essa capacitância com valor de 60 pF. A Figura 53 mostra a representação do isolador no ATP.

## 4.10 Poste da rede de distribuição

Os postes são elementos importantes em uma rede de distribuição, tanto de média quanto de baixa tensão, visto que, têm como finalidade de sustentar fisicamente a rede e

Figura 53 – Modelo de isolador no ATP.




Fonte: do Autor.

seus componentes, e ainda serem um modo de proteção devido ao seu aterramento.

Em redes de distribuição é adotado o poste chamado duplo T, o qual possui essa denominação devido a sua formação ser por duas superfícies T. Possui uma alta confiabilidade estrutural, além de possuir um custo menor em relação aos postes maciços.

Para representar um modelo elétrico, os postes são tratados como uma impedância, onde não se comporta como um elemento distribuído, existindo assim, a reflexão de onda. Esta impedância está conectada em série com uma resistência de aterramento típica de 10 Ω (CABRAL R. J.; GAZZANA, 2012).

A impedância que representa o poste pode ser resumida em um trecho de linha com impedância de surto dada pela Equação 4.28 e no qual a onda se propaga na velocidade da luz (CABRAL R. J.; GAZZANA, 2012).

$$Z_{poste} = 60ln(2\sqrt{2}\frac{H_p}{r_p}) - 60 \tag{4.28}$$

.

sendo os elementos $H_p$, a altura média do poste, e $r_p$, o raio da base do poste, onde os dois são dados em metros.

O poste médio de redes de distribuição possui uma altura total, de acordo com a ABNT NBR 8451 (ABNT, 2004), de 11 metros, onde 1,7 metros deve ser a parte enterrada ao solo. Sendo assim a altura média de um poste de rede de distribuição deve ser de 9,3 metros. Como característica para postes deste tamanho, o raio da base está em torno de 0,2169 metros.

Inserindo assim os dados relativos à características físicas do poste na Equação 4.29, temos:

$$Z_{poste} = 60ln(2\sqrt{2}\frac{9,3}{0,2169}) - 60 = 227,883\Omega \tag{4.29}$$

.

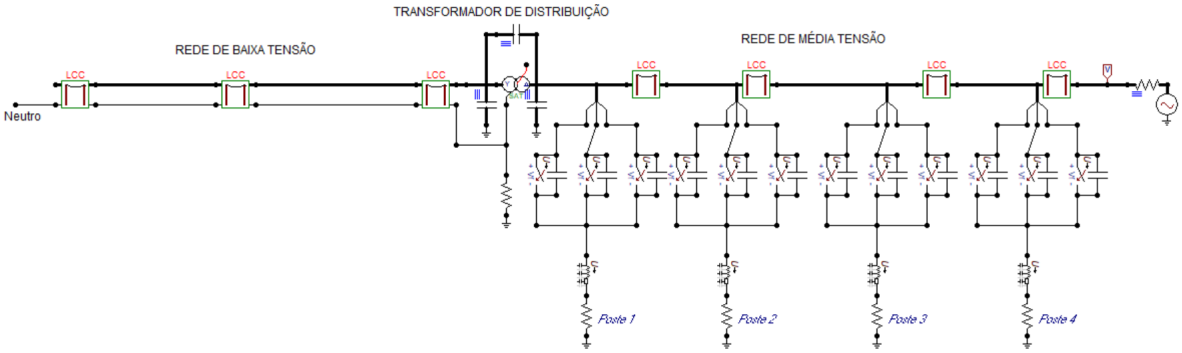
No ATP, por meio da rotina LINEZT_1 é possível obter a representação desejada, da onde como já mencionado, a velocidade de propagação é igual a da luz, com valor aproximado de 300000 Km/s. Figura 70 mostra a representação da impedância do poste em série com a resistência de aterramento de 10 Ω.

Figura 54 – Modelo de poste no ATP.

Fonte: do Autor.

Na Figura 55 é possível observar como o sistema com rede de média e baixa, transformador e postes com isoladores foram implementados no ATP.

Figura 55 – Sistema de rede com poste de isoladores.



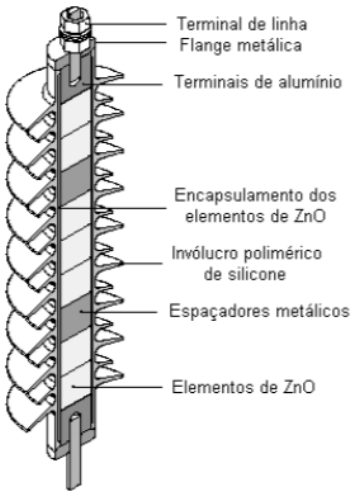

Fonte: do Autor.

## 4.11 Para-raios (PR)

Para-raios são elementos de extrema importância para proteção em redes de distribuição, pois garantem a normalidade de operação da unidade geradora e da rede, quando ela é submetida a uma manobra ou por sobretensões transitórias. Sua característica principal, drenar a energia/corrente para terra, reduzindo assim a sobretensão.

A operação do para-raios se dá por um elemento resistivo não linear, denominado varistor. O empilhamento, juntamente com o encapsulamento dos varistores, forma o para-raio. A fim de não permitir o contato com poluentes e umidade, o encapsulamento é realizado de modo a promover estanqueidade, por meio de um invólucro de polímero ou porcelana. Vide Figura 56.

Figura 56 – Para-raios poliméricos.




Fonte: Richard (2017).

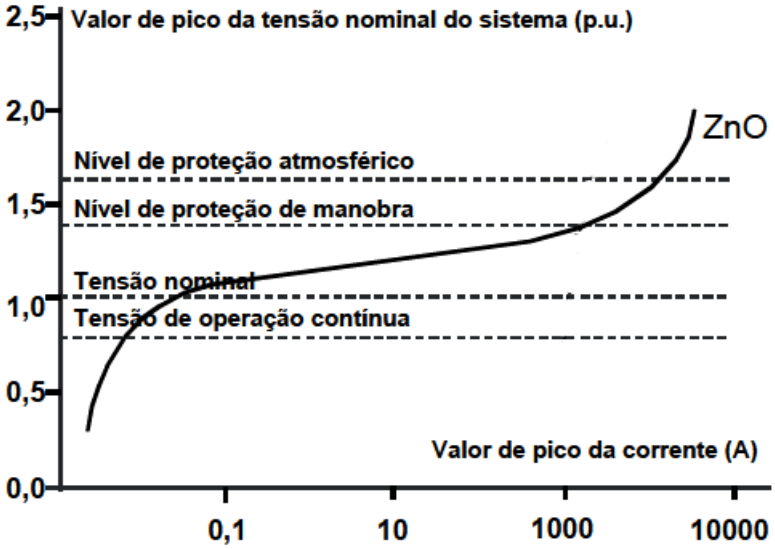
A maioria dos para-raios utilizados atualmente em redes de distribuição são os de Óxido de Zinco (ZnO), os quais são instalados entre fase e terra, assim continuamente circula uma pequena corrente de fuga.

O nível de proteção dos para-raios é obtido através de uma curva que apresenta uma relação entre tensão $x$ corrente, na Figura 57 mostra o modo de operação na curva característica.

Neste trabalho foram implementadas duas classes de para-raios, um para a rede de distribuição de média tensão, classe 15 kV, com os pontos de sua curva característica apresentados na Figura 58.

Já o segundo, utilizado para a rede de baixa tensão, é da classe II- 280 V, cujos dados da curva característica estão apresentados na Figura 59.

Figura 57 – Curva característica do para-raios de Zno.




Fonte: Souza (2015).

Figura 58 – Dados para-raios classe 15 kV.

Característica de atuação dos para-raios.

| Tensão nominal (kV) | MCOV (kV) | 8/20 Máxima Tensão Residual (kV) | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 1.5 kA | 3 kA | 5 kA | 10 kA | 20 kA | 40 kA |
| 10 | 8.4 | 27.0 | 29.5 | 31.5 | 36.0 | 41.5 | 53.0 |
| 15 | 12.7 | 43.1 | 46.3 | 49.0 | 54.4 | 62.4 | 78.0 |

Fonte: (HUBBELL, 2019).

## 4.12 Centelhador

Os centelhadores são elementos utilizados para a proteção de sistemas elétricos, onde são constituídos basicamente por dois eletrodos separados por um dielétrico, por exemplo o ar, condição em que ele se comporta como uma chave elétrica aberta. Assim, quando se tem uma diferença de potencial entre os seus terminais, a qual ultrapassa o limite de ruptura do dielétrico, ocorre o centelhamento. Com isso, há uma redução de impedância entre eletrodos, permitindo a passagem de corrente elétrica, operando como uma chave fechada (SANTOS, 2021).

A curva resposta de um centelhador é apresentada na Figura 102.

Para a implementação no ATP, foi utilizado uma chave controlada por tensão (SWITCHVC), onde a suportabilidade da chave foi fixada em 510 V,com um tempo de

Figura 59 – Dados para-raios classe II - 280 V.

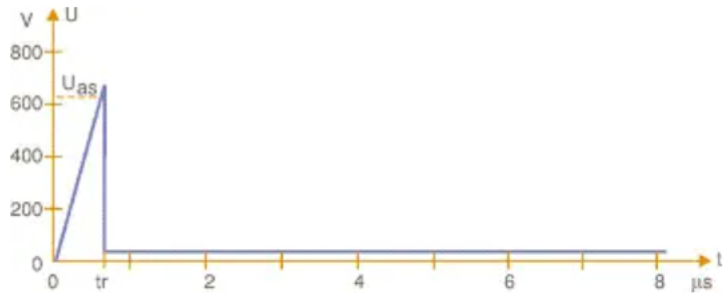
Característica básica do para-raios de baixa tensão

| Para-raios para baixa tensão CLAMPER PRTB-RDS | |
|---|---|
| MCOV | 280 (Vrms) |
| Corrente Nominal de Descarga | 10 (kAp) |
| Nível de Proteção Nominal | < 1300 (Vp) |
| Máxima Absorção de Energia | 692 (Joules) |

| Corrente (A) | Tensão Residual (Vp) |
|---|---|
| 0,001 | 470 |
| 0,1 | 580 |
| 10 | 650 |
| 100 | 770 |
| 1000 | 950 |
| 10000 | 1200 |

Fonte: (CLAMPER, 2020).

Figura 60 – Curva de operação do centelhador.



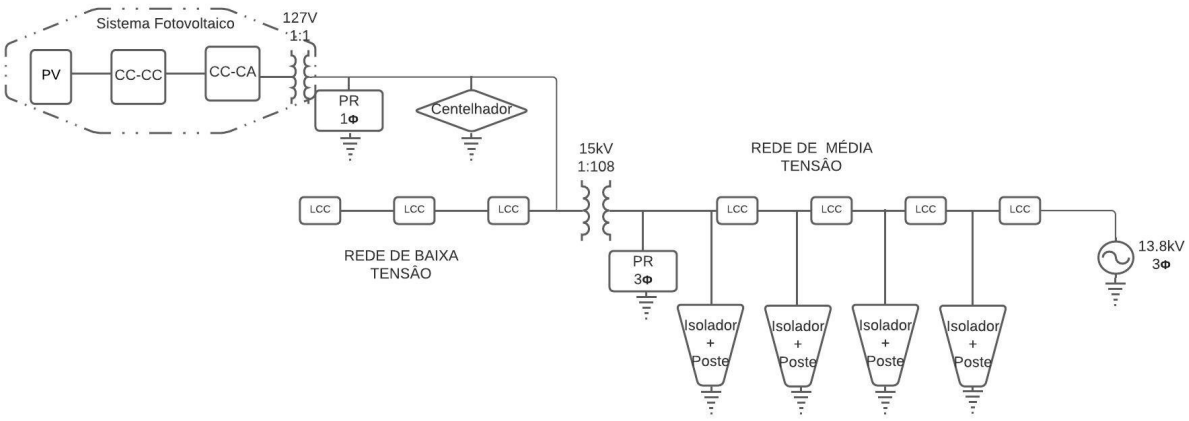

Fonte: Santos (2021).

operação de 10 ms, visto que o valor máximo de tensão suportado pelo transformador de isolador é 800v com um tempo de operação de 10 ms.

# 5 Resultados e Discussão

Para uma análise detalhada e a verificação dos dados obtidos, diversas simulações foram realizadas, desde a verificação do funcionamento do sistema fotovoltaico e da rede implementada, ilustrada na Figura 61, até avaliação de diversos casos de sobretensões transitórias no sistema.

Figura 61 – Sistema completo simulado.




Fonte:do Autor.

## 5.1 Análise do sistema fotovoltaico

Como já apresentado, o ATP possibilita grande variedade de implementação tanto de circuitos elétricos, como de transitórios elétricos, porém o ATP não dispõe de modelos para todos os componentes do sistema elétrico, mas possui ferramentas que permitem elaborar e implementar modelos específicos. Em todas as simulações desse trabalho, foi adotado um tempo máximo de simulação de 50ms, a fim de se conseguir analisar o desempenho do modelo proposto, assim como foi adotado um tempo de integração $\Delta$t=1E$^{-8}$s, para permitir a análise adequada dos fenômenos transitórios.

Assim, realizou-se a inserção das equações matemáticas e criaram-se elementos a fim de simular e comparar as respostas do painel fotovoltaico. Dados reais de um painel fotovoltaico em STC – *Standard Testing Conditions* (Condições padrões de teste) foram utilizados. O modelo de painel para análise foi o Canadian CS6K-270 e seus dados são apresentados na Tabela 9.

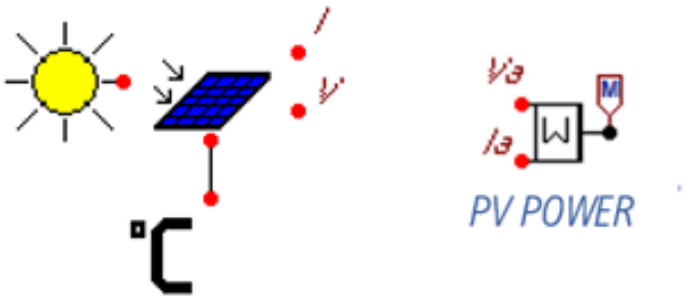
Tabela 9 – Dados do painel Canadian 270W.

| Canadian CS6K-270 - *STC | |
|---|---|
| Potência Nominal Máx. (Pmax) | 270W |
| Tensão operacional opt. (Vmp) | 30.8V |
| Corrente operacional opt. (Imp) | 8.75A |
| Tensão de circuito-aberto(Voc) | 37.9V |
| Corrente de curto-circuito (Isc) | 9.32A |
| Eficiência do módulo | 16.5% |

Fonte: (CANADIANSOLAR, 2017).

O modelo do painel fotovoltaico inserido está apresentado na Figura 62

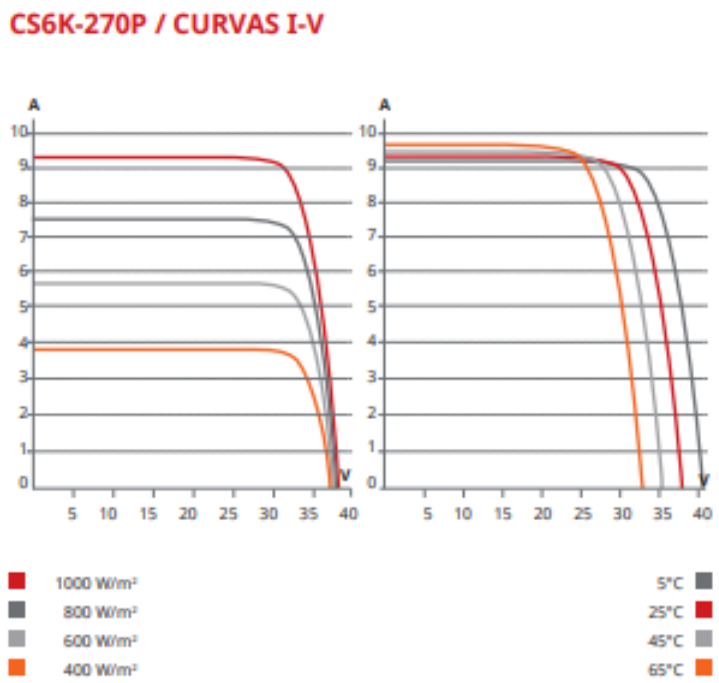
Figura 62 – Painel fotovoltaico.




A curva de operação do Canadian CS6K-270P é apresentada na Figura 63. Nela é possível observar como o painel fotovoltaico opera em diversas faixas de irradiação e temperatura.

Tendo como anseio comparar e analisar respostas, simularam-se diversos cenários de irradiação e temperatura, a fim de observar se os resultados seriam semelhantes ao disponibilizado em *datasheet* pelo fabricante.

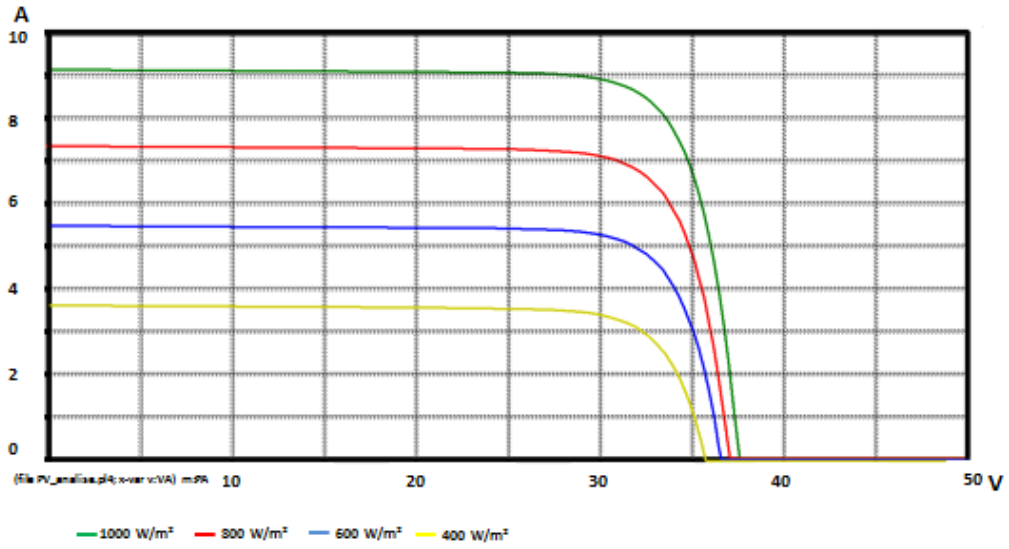
Figura 63 – Operação do PV.




Fonte: (CANADIANSOLAR, 2017).

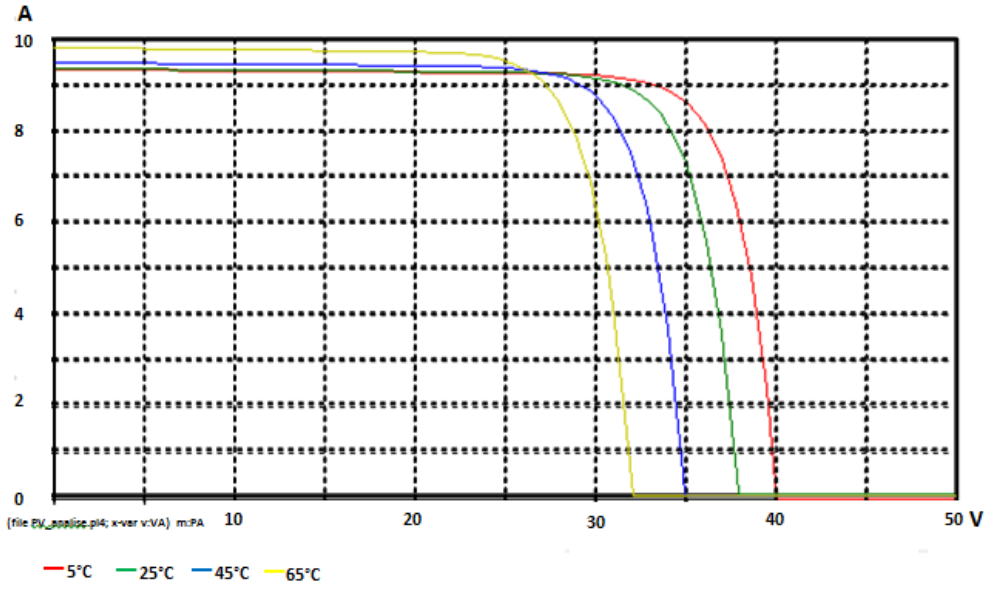
Na Figura 64, é possível observar o modo de operação do PV simulado, para quatro valores de irradiância distintas, para tal a temperatura ficou fixa em 25° (UL1703/2004), sendo essa curva formada pela corrente do painel (I) e a tensão de operação (V).

Figura 64 – Variação da irradiação no PV.



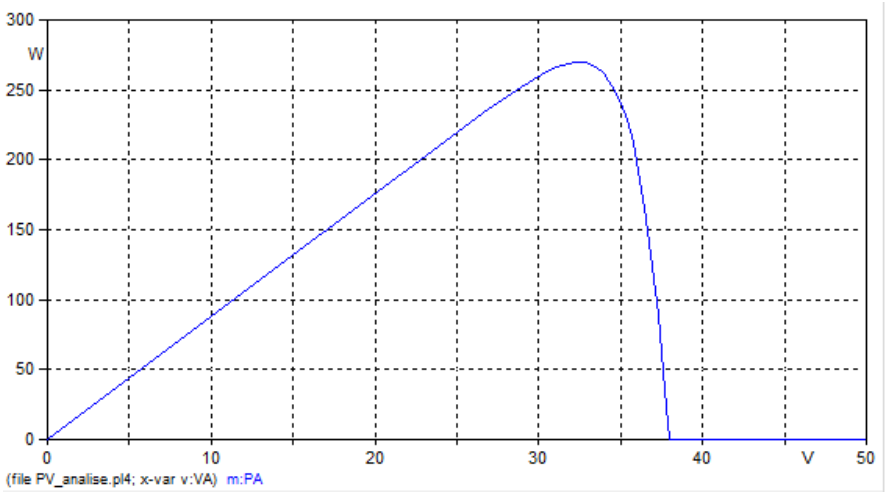
Já na Figura 65 é possível ver como opera o PV na simulação para quatro valores diferentes de temperatura, tendo um valor fixo de irradiância de 1000 W/m$^2$ (UL1703/2004), sendo a curva obtida novamente através corrente do painel (I) e a tensão de operação (V).

Figura 65 – Variação da temperatura no PV.




Outra curva importante obtida através de simulação foi a de Potência gerada(P) *vs* Tensão de Operação (V). Desta curva, é possível obter o ponto de máxima potência gerada pelo painel, no qual o PV consegue fornecer potência máxima. Na Figura 66 é possível verificar a curva obtida.

Figura 66 – Curva de Tensão por Potência no PV.




O valor de máxima potência obtido na Figura 66 foi de 269,8 W.

Tendo realizado a implementação do modelo descrito e ao observar os gráficos obtidos nas simulações e compará-los com os disponibilizados pelo fabricante do painel implementado, é possível retirar algumas conclusões e comprovar alguns dados de operação que são apresentados na literatura.

A Figura 64, onde são apresentados os efeitos da variação da irradiação no painel, mostra uma igualdade de resposta ao apresentado pelo fabricante do painel e evidência que esta variação de irradiação influencia de forma predominante na corrente disponibilizada pelo painel, onde quanto menor a irradiação disponível, menor a corrente disponível na saída do painel.

Na simulação da variação de temperatura, representada na Figura 65, é possível também observar igualdade com a disponibilizada pelo fabricante na Figura 63. Os valores obtidos também permitem ressaltar que a variação da temperatura no painel influencia na tensão de operação, onde com uma menor temperatura é possível obter uma maior tensão.

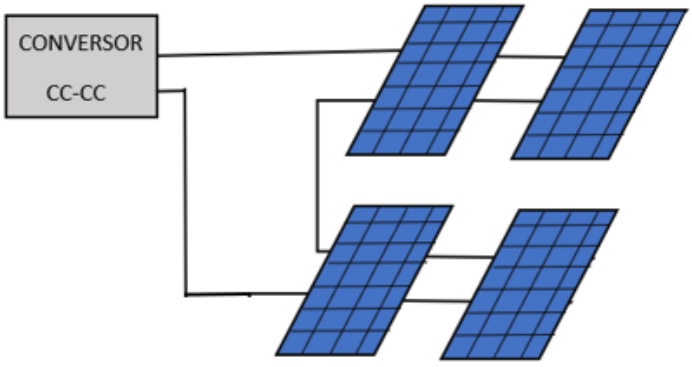
Por fim, a representação foi validada com a geração da curva da tensão de operação pela potência de saída, de onde foi possível extrair uma potência nominal igual a apresentada pelo fabricante do painel.

## 5.2 Análise de operação de todo o sistema

Após a validação do modelo para o painel, foi então verificado a operação do sistema por completo conectado a rede de distribuição.

Para tal, se criou um arranjo de modo a oferecer uma potência de 1000 Wp. Para tal, o arranjo de painéis ficou composto de dois conjuntos com 2 painéis conectados em paralelo, e os dois conjuntos conectados em série. A Figura 67 apresenta como ficou a ligação.

Figura 67 – Arranjo de painéis.




Fonte: do Autor.

Com o arranjo implementado, o sistema fornece valores de saída destacados na Tabela 10.

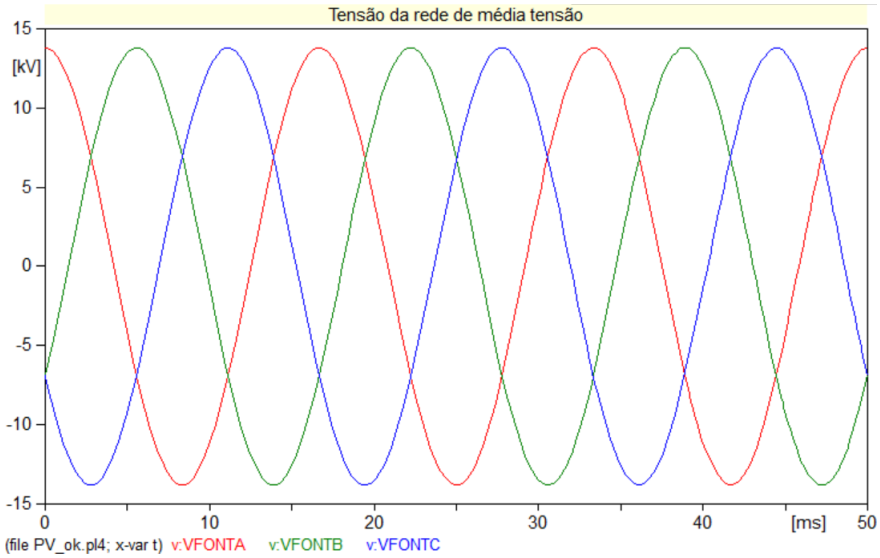
Tabela 10 – Dados do conjunto de painéis.

| Sistema de painéis Canadian CS6K-270 - *STC | |
|---|---|
| Potência Nominal Máx. (Pmax) | 1078 W |
| Tensão operacional opt. (Vmp) | 61,6 V |
| Corrente operacional opt. (Imp) | 17,5 A |

Utilizando este arranjo e os demais componentes da rede elétrica apresentados, foi montado um sistema interligando à rede de distribuição e o sistema fotovoltaico, conforme circuito no Anexo 1, já no Anexo 2, é possível observar o cartão de programação para caso geral.

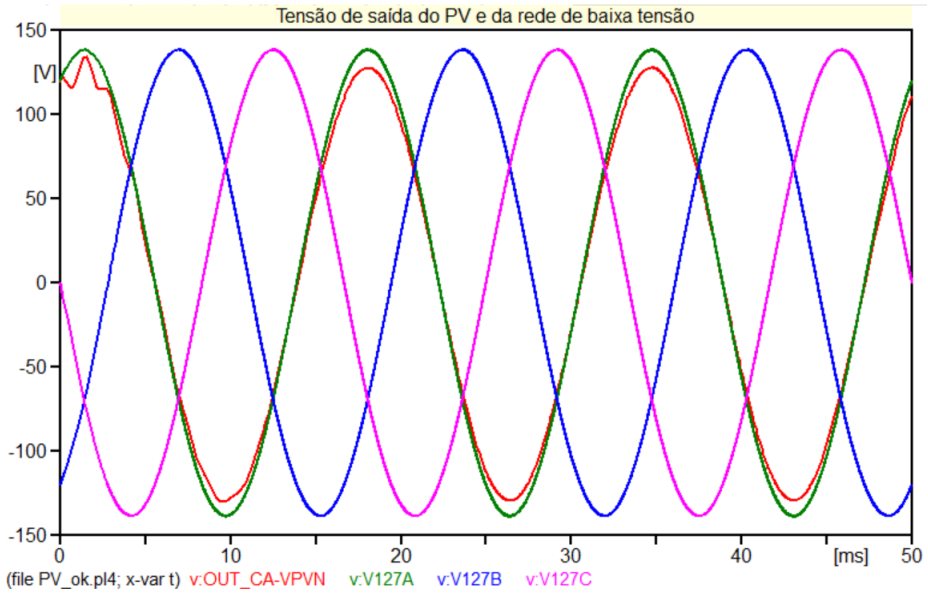
Na Figura 68 é possível ver a operação da rede de média tensão de 13,8 kV trifásica.

Figura 68 – Tensão na rede de média no sistema.



A rede de baixa tensão juntamente com a tensão de saída do sistema fotovoltaico é apresentada na Figura 69.

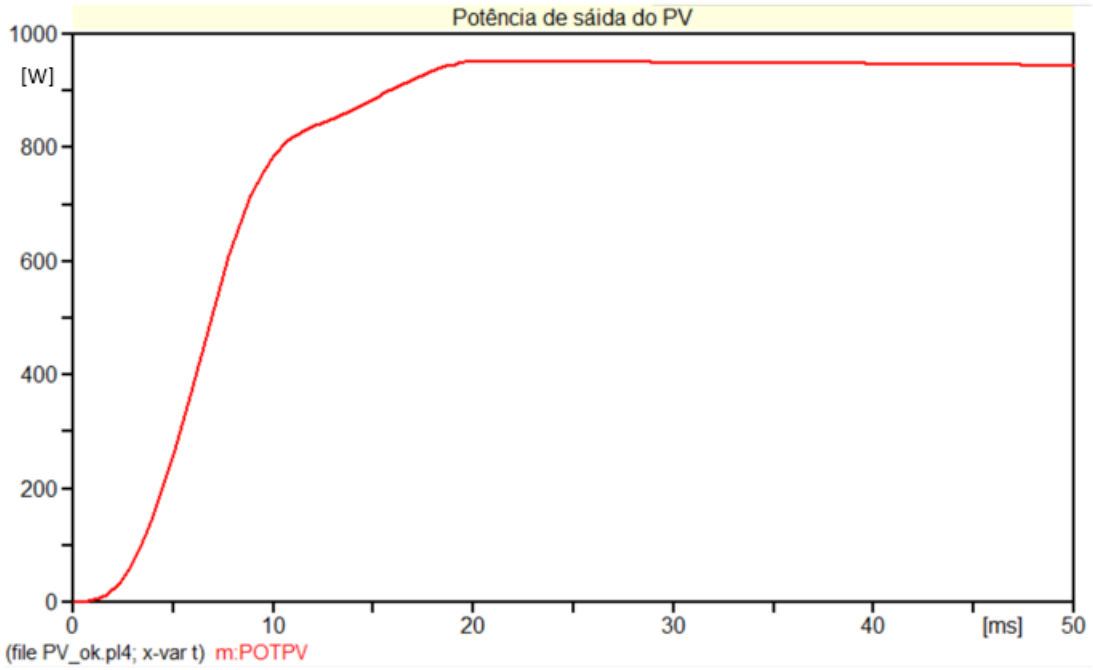
Figura 69 – Tensão na rede de baixa e PV, no sistema.




Na Figura 69, a curva vermelha é a saída de tensão do painel fotovoltaico. Nota-se que, em um primeiro momento, ainda está a se estabilizar e logo em seguida entra em fase angular com a tensão da fase A, na qual está conectada.

Como o sistema estava com temperatura e irradiância constantes, sendo 25° e 1000 W/m$^2$ respectivamente, esperava-se que se oferecesse uma potência continua e próxima do valor nominal do sistema. Na Figura 70 é apresentada a potência de saída do sistema fotovoltaico.

Figura 70 – Potência de saída do sistema fotovoltaico.




A potência de saída do sistema ficou bem próximo a esperada, com valor de 990 W de pico. Nota-se, através da Figura 70 que a potência demora alguns instantes para alcançar o valor de estabilidade, devido a ação do MPPT rastrear o melhor ponto de operação.

## 5.3 Análise de casos de sobretensões transitórias no sistema

Com a validação do sistema como um todo, alguns casos de sobretensões transitórias foram simulados e assim apresentados os pontos importantes observados.

Dois valores distintos de surto foram analisados, 25 kA, que é um valor médio de incidência e 50 kA, um valor extremo para avaliação de impacto. Estes valores foram implementados a fim de verificar a eficiência dos elementos de proteção contra os surtos.

### 5.3.1 Análise do sistema com um surto de 25 kA

No primeiro cenário analisado, foi simulado um surto de corrente de 25 kA no sistema, considerando diversos cenários de proteção e elementos.

#### 5.3.1.1 Descarga atmosférica no sistema sem nenhuma proteção

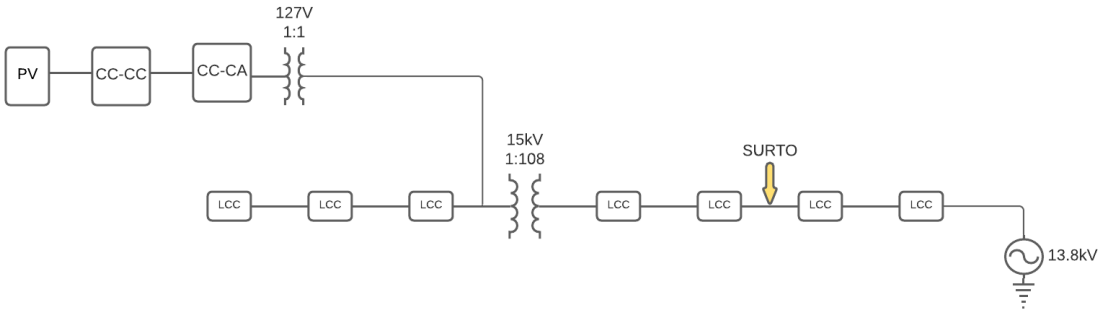
Uma primeira análise foi implementada para a verificação dos dados respostas, onde uma descarga atmosférica de 25 kA foi aplicada na fase A da rede de média tensão

e essa rede estava desprovida de todos os elementos básicos e dos modelos de proteção contra sobretensões, como: postes, isoladores e também para-raios.

No lado de baixa tensão, o sistema de geração fotovoltaica e a rede também estavam desprovidos de qualquer componente de proteção.

Na Figura 71 é possível observar o diagrama com todos os componentes adotados e também o local da aplicação do surto.

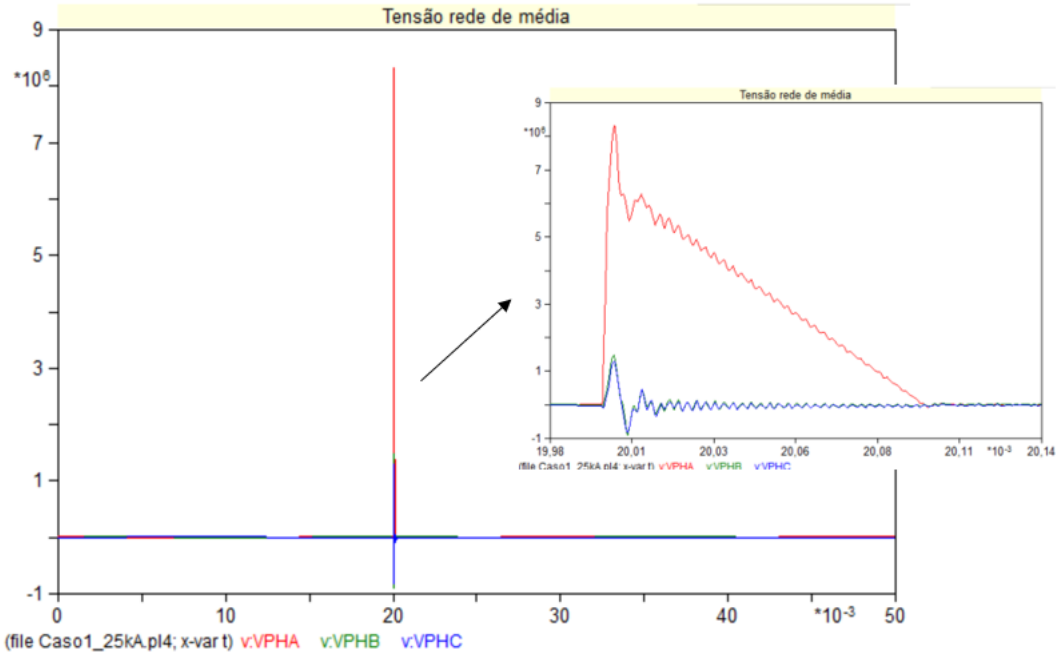
Figura 71 – Diagrama do sistema simulado sem proteções.




Fonte: do Autor.

Assim em uma primeira análise, foi verificado o impacto desse surto na rede de média tensão, no qual pode ser observado na Figura 72.

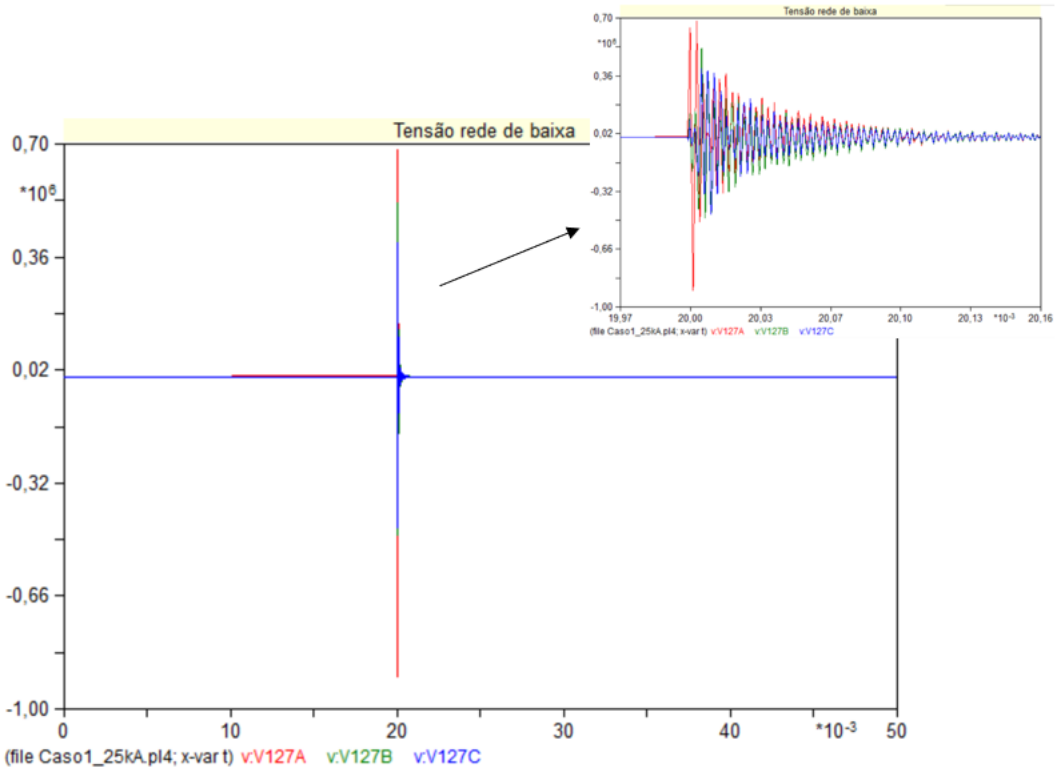
Figura 72 – Tensão na rede de média, sem proteções - V(v) x t(s).



Na Figura 72 é possível observar o grande impacto do surto de corrente na rede de média, onde na fase A chega a 8,5 MV de pico, tendo ainda uma indução para as demais fases de um pico de 1,4 MV.

Já na rede de baixa tensão, o efeito desse surto esperado é de cerca de 10% do valor de pico na fase onde ocorre a descarga, isso se deve ao efeito de propagação resultado da impedância de alta frequência do transformador classe 15 kV.

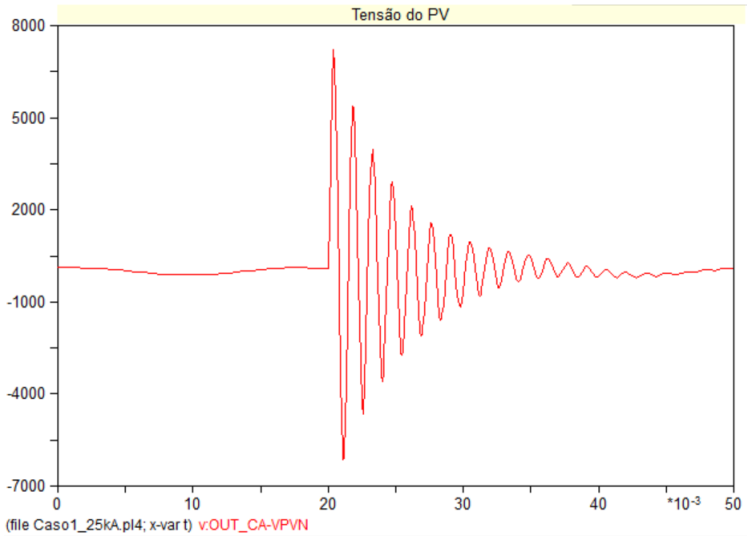
Figura 73 – Tensão na rede de baixa, sem proteções - V(v) x t(s).




A Figura 73 é possível observar que o pico de tensão na rede de baixa é de 0,66 MV na fase A e 0,34 MV nas fases B e C. Os valores observados estão dentro dos valores esperados e demonstram uma sobretensão não suportada pela rede.

Já o sistema fotovoltaico também sofre com o surto na rede, sendo que devido a presença do transformador isolador, o efeito sobre o sistema PV é menor, como apresentado na Figura 74.

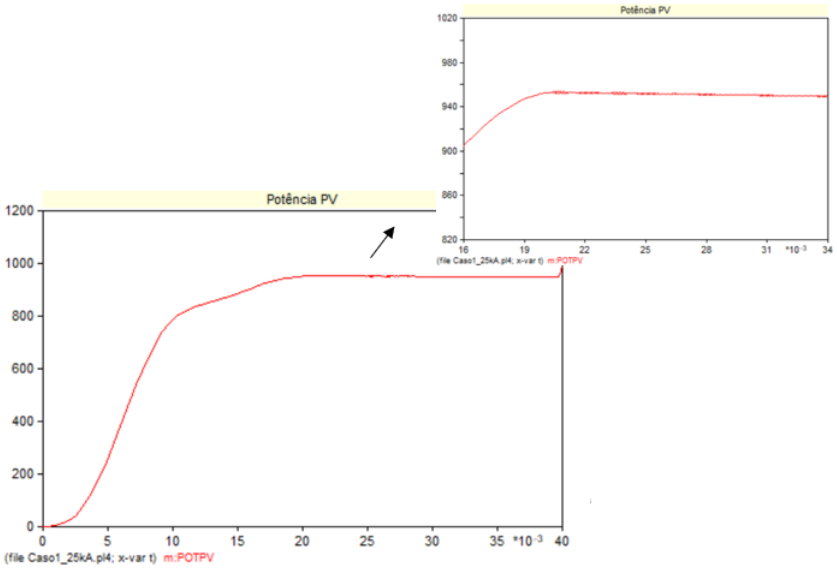
Figura 74 – Tensão no Sistema fotovoltaico, sem proteções - V(v) x t(s).




A tensão de saída do sistema fotovoltaico chegou a 7,68 kV, valor inapropriado e bem abaixo do previsto pela ABNT NBR 5410 (ABNT, 2020) para sistema de baixa tensão, onde o sistema deve operar, em uma faixa máxima de 2,5 kV.

É possível notar também uma variação na potência de saída do sistema fotovoltaico, uma pequena oscilação é apresentada no momento do surto. Vide Figura 75

Figura 75 – Potência no PV - P(W) x t(s).



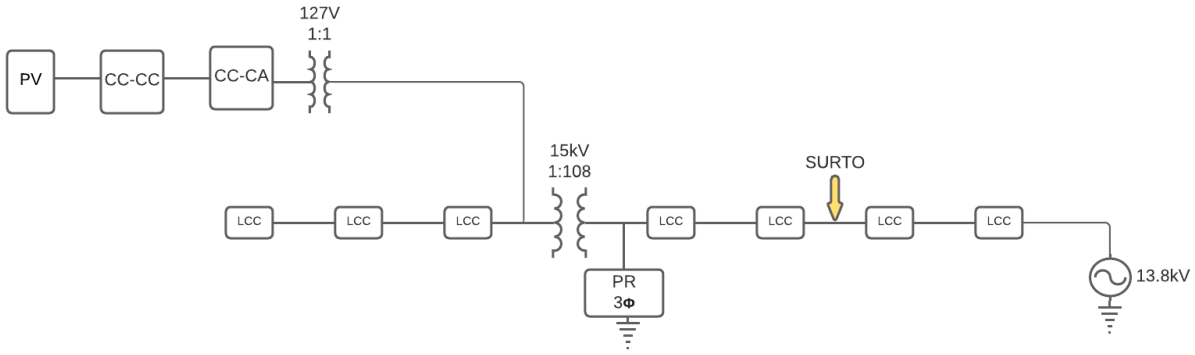

Assim, de acordo com os dados obtidos, é de fácil percepção que os dispositivos de proteção devem ser considerados em um sistema, a fim de mitigar os efeitos de possíveis

furtos.

#### 5.3.1.2 Descarga atmosférica no sistema com para-raio somente na rede de média

Como primeira medida e análise de efeito, foi então inserido para-raio classe 15 kV na rede de média tensão próximo ao transformador de distribuição, onde o diagrama do circuito pode ser observado na Figura 76.

Figura 76 – Diagrama do sistema simulado com para-raio na rede de média.




Fonte:do Autor.

As tensões apresentadas nas redes de média e baixa onde esta conectado o sistema fotovoltaico, podem ser observadas nas Figuras 77 e 78.

Figura 77 – Tensão da rede média, com para-raio na rede de média tensão - V(v) x t(s).

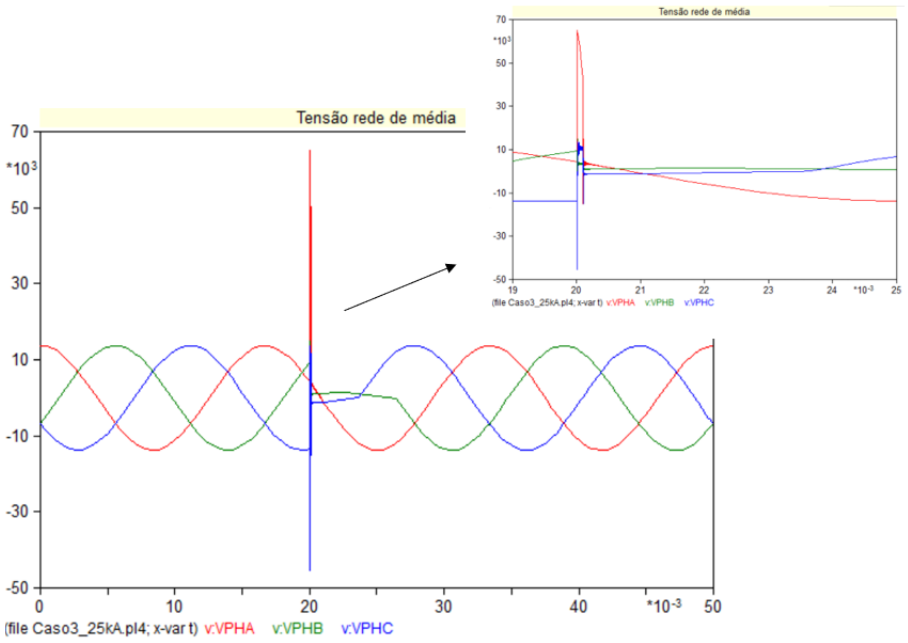
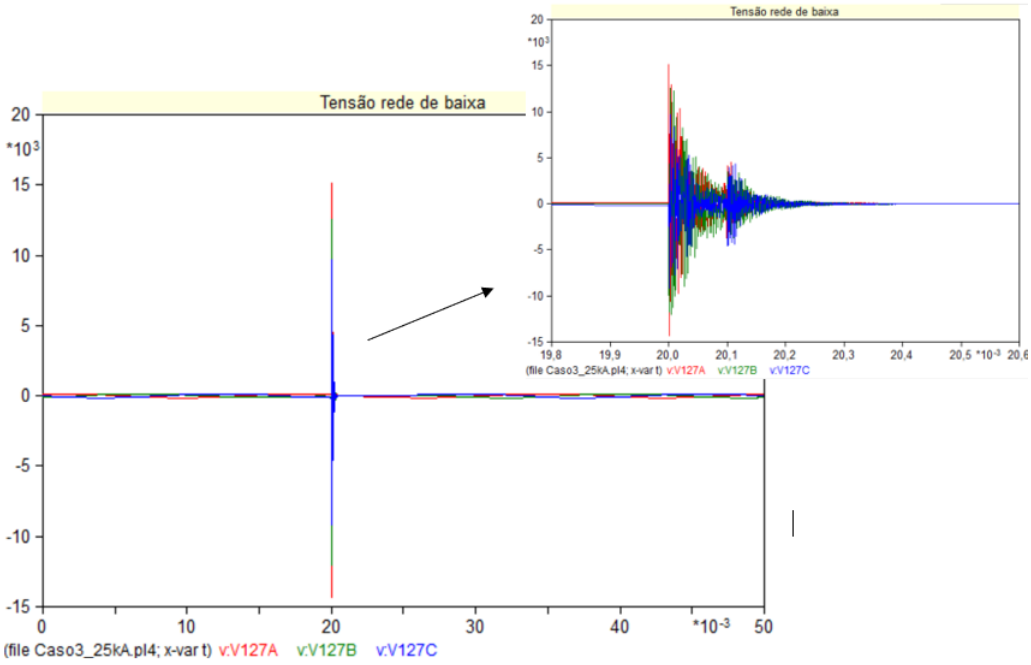


Figura 78 – Tensão da rede de baixa, com para-raio na rede de média tensão - V(v) x t(s).



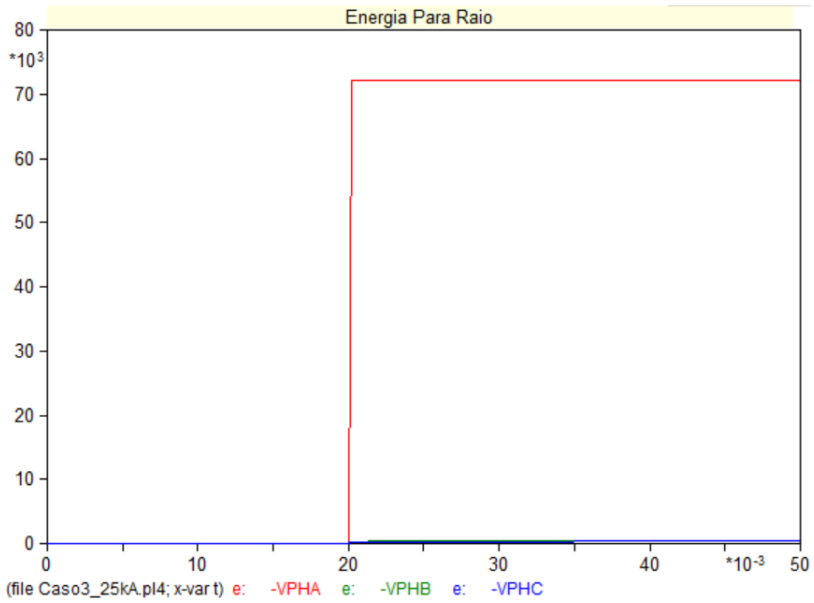

É possível observar que o para-raio atuou como proteção na rede de média, fazendo com que o pico de tensão na fase A fosse de 65 kV e nas fases B e C 10 kV, tendo também refletido para a baixa uma sobretensão 14,9 kV na fase A e 5,3 kV nas fases B e C.

Por norma estes valores ainda estão bem elevados, e por si só, mais alguns elementos devem atuar na proteção da rede.

Fato a se destacar é que a saída do sistema fotovoltaico está isolada eletricamente da rede pelo transformador isolador, assim, com uma sobretensão na entrada do transformador isolador de 14,5 kV, este não aguentará e afetará todo o sistema fotovoltaico, visto que, como já destacado, a norma admite uma sobretensão de 2,5 kV em baixa tensão.

A energia nos para-raios na rede de média esta destacado na Figura 79, onde o para-raio da fase A alcançou 74 kJ de energia, sendo essa energia dissipada do sistema para a terra, mostrando que o para-raios atuou.

Figura 79 – Energia no para-raio de média tensão - E(J) x t(s).

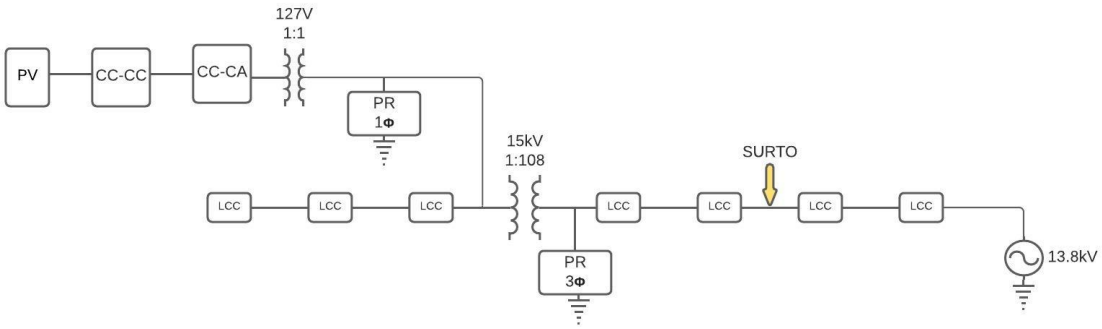



### 5.3.1.3 Descarga atmosférica no sistema com para-raios na rede de baixa e média tensão

Para uma nova análise, foi então inserido para-raios na rede de baixa tensão, a fim de operar juntamente com os para-raios de média tensão.

Como já destacado, o para raio de baixa é da classe II- 280 V. Na Figura 80 é apresentado o diagrama com o posicionamento dos para-raios e do surto aplicado ao sistema.

Figura 80 – Diagrama do sistema simulado com para-raio em média e baixa tensão.




Fonte: do Autor

Assim, foi então observado os efeitos da inserção da proteção em baixa frente ao sistema. A Figura 81 e 82 apresentam as tensão no lado de média e baixa tensão, respectivamente.

Figura 81 – Tensão rede de média, com para-raios de média e baixa tensão - V(v) x t(s).

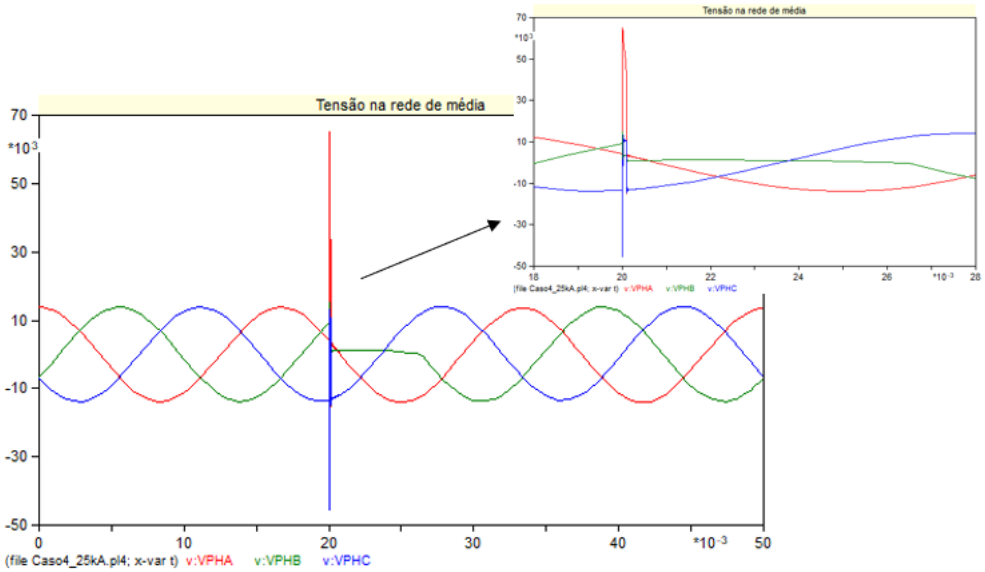
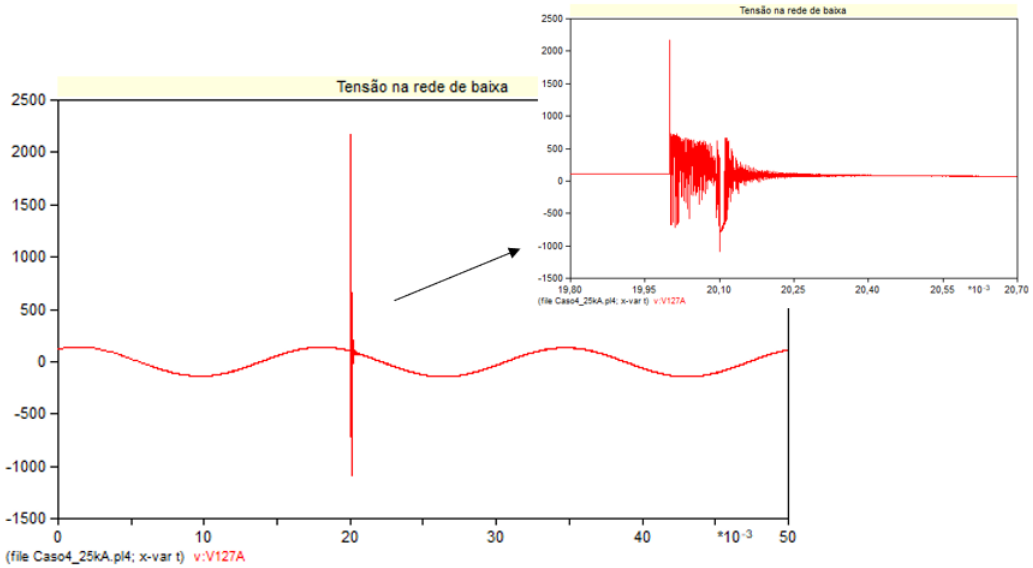



Figura 82 – Tensão rede de baixa, com para-raios de média e baixa tensão - V(v) x t(s).

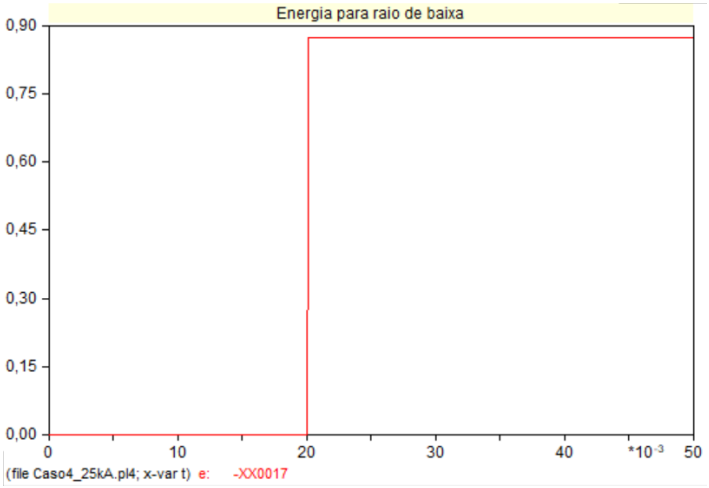


Observando a Figura 81, percebe-se que não houve alteração na intensidade do efeito do surto, algo já esperado, visto que não houve modificação na rede de média tensão. Ja no lado de baixa tensão, o para-raio atuou e assim amenizou os efeitos do surto, chegando a um pico de 2,1 kV, como demonstrado na Figura 82.

A inserção do para-raio na entrada do sistema fotovoltaico, trouxe um resultado satisfatório, onde os valores obtidos estão dentro dos definidos por norma em baixa tensão.

A energia no para-raio de baixa, pode ser observada na Figura 83.

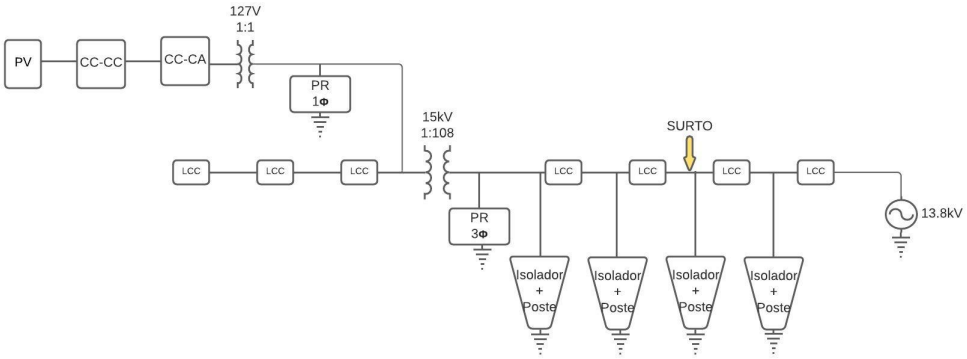
Figura 83 – Energia do para-raio de baixa - E(J) x t(s).




### 5.3.1.4 Descarga atmosférica no sistema com para-raios, isoladores e poste

Complementando a inserção de elementos na modelagem da rede de média tensão, inseriu-se o modelo de representação do conjunto isolador/poste, como representado no diagrama da Figura 84

Figura 84 – Diagrama do sistema completo.

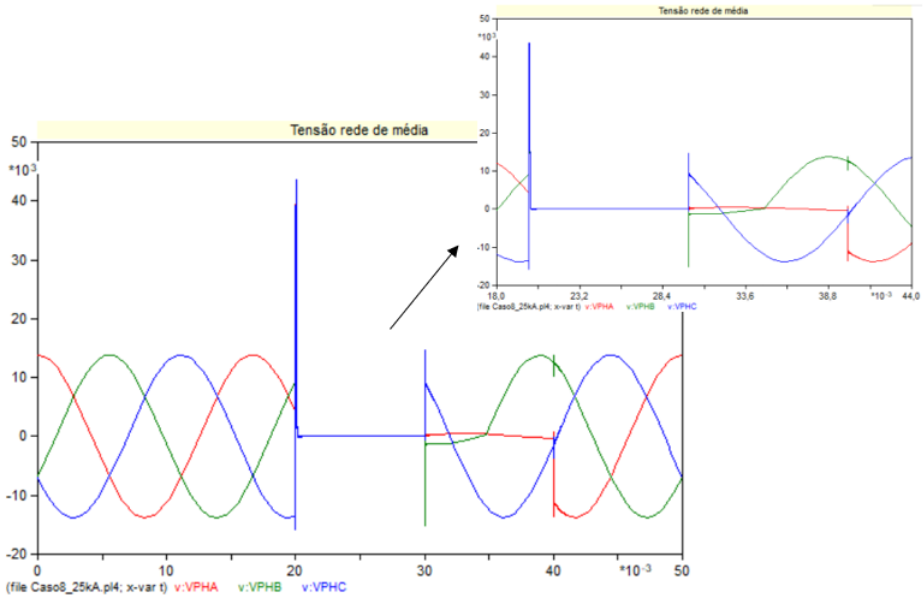



Fonte: do Autor.

Ao se inserir o conjunto isolador/poste, espera-se que haja uma atuação quando o sistema estiver sob uma sobretensão acima da disruptiva do isolador e assim, a drenagem desse surto para o aterramento do poste.

A Figura 85 apresenta a tensão no lado de média tensão ao sofrer o surto.

Figura 85 – Tensão rede de média, com isolador/poste e para-raios - V(v) x t(s).




Ao analisar a Figura 85 é possível observar a ruptura dielétrica do isolador, tendo um pico de 43 kV, onde, em sequência o sistema se mantém com tensão nula até a recomposição do isolador.

Na Figura 86, tem-se a tensão de saída no lado de inserção do sistema fotovoltaico. É possível observar que o efeito da inserção do conjunto isolador/poste não foi benéfico para o lado de baixa tensão, visto que, a reflexão que o conjunto provoca na sobretensão é observada no sistema. No entanto, algo a se destacar é que o para-raio no lado de baixa, protege o sistema de uma sobretensão maior, como apresentado na Figura 87.

Figura 86 – Tensão rede de baixa, com isolador/poste e para-raios - V(v) x t(s).

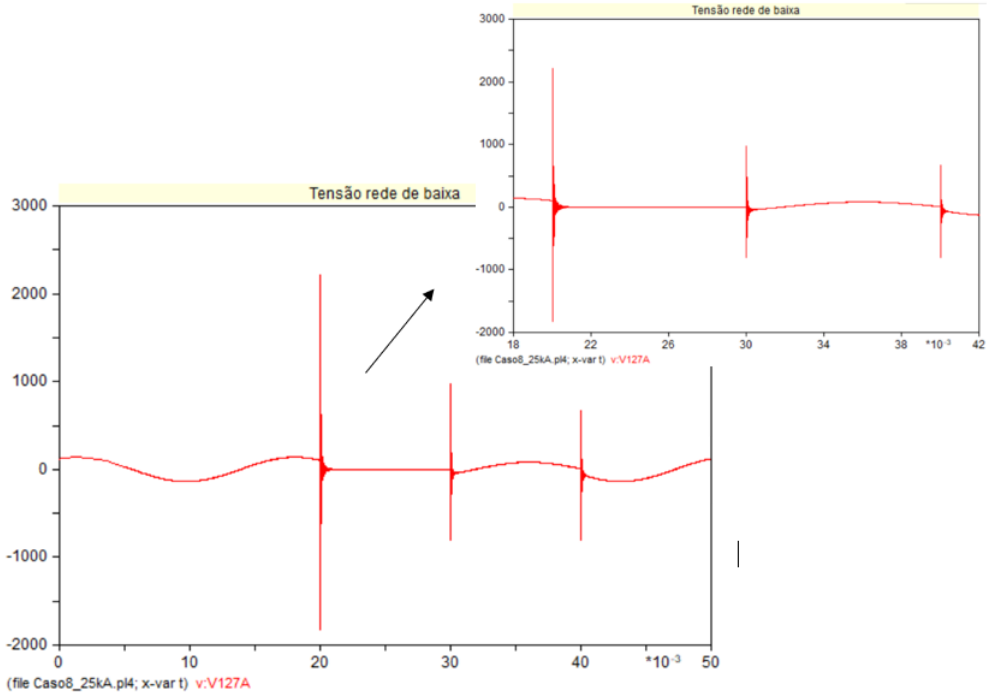
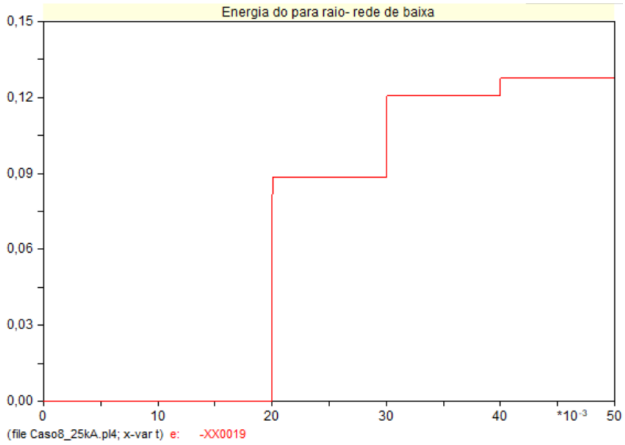



Figura 87 – Energia do para-raio da rede de baixa - E(J) x t(s).



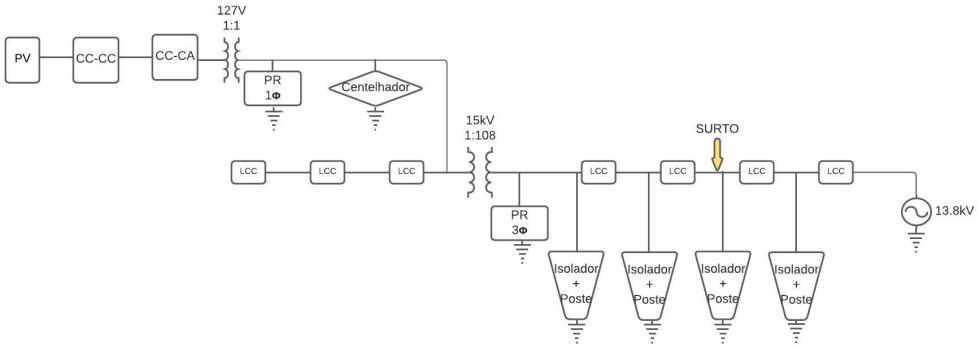

Ao analisar a Figura 87, percebe-se claramente a atuação do para-raio em três momentos distintos: onde no primeiro momento atenuando o efeito do surto e em sequência, o efeito da reflexão causada pelo conjunto isolador/poste.

A fim de mitigar ainda mais os efeitos das sobretensões transitórias na entrada do sistema fotovoltaico, foi então implementada a inserção de um centelhador em paralelo com o para-raio de baixa tensão, a fim de garantir uma proteção dentro dos parâmetros

desejados.

O diagrama do sistema completo implementado, está apresentado na Figura 88.

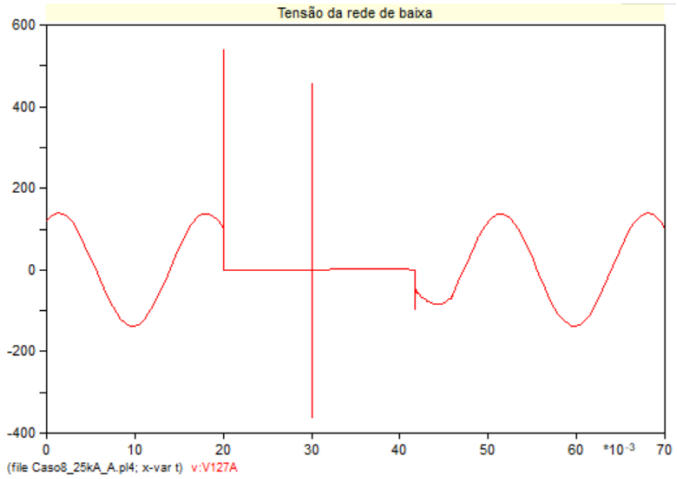
Figura 88 – Diagrama do sistema com centelhador.




Fonte: do Autor.

Assim a tensão no lado de média tende a ficar como no caso sem o centelhador e a tensão na conexão do sistema fotovoltaico como o apresentado na Figura 89.

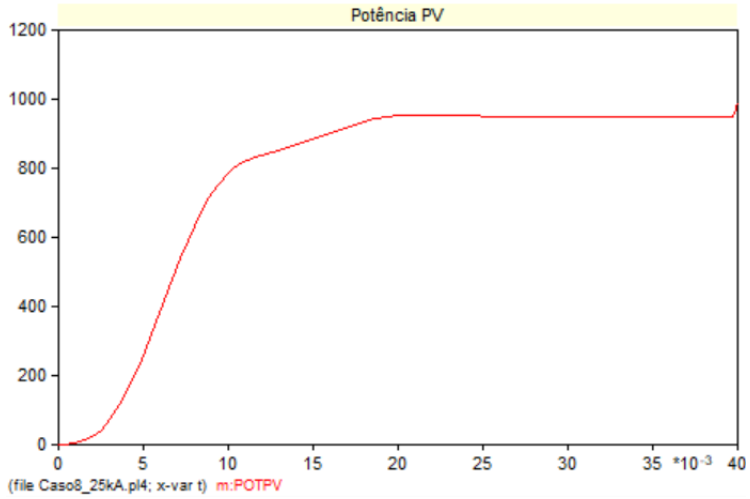
Figura 89 – Tensão rede de baixa com centelhador - V(v) x t(s).




Fonte: do Autor.

Na Figura 89 é possível ver a efetividade da inserção do centelhador, o qual opera a fim de limitar uma sobretensão na entrada do sistema fotovoltaico. O centelhador inserido, tem a capacidade de ceifar as sobretensões acima de 560 V, sendo que o tempo ativado após a sua atuação é de 10 ms. O centelhador escolhido para a proteção foi definido como sendo 70% da capacidade máxima de tensão suportada pelo transformador isolador. A potência de saída do sistema fotovoltaico também não sofre interferência alguma, vide Figura 90, diferente do observado no sistema sem nenhuma proteção.

Figura 90 – Potência PV - P(W) x t(s).




## 5.3.2 Análise do sistema com um surto de 50 kA

No segundo cenário analisado, um surto, na mesma localidade, porém de intensidade maior, foi simulado no sistema, 50 kA. Alguns cenários de proteção foram considerados.

### 5.3.2.1 Descarga atmosférica no sistema sem nenhuma proteção

A princípio, se analisou o sistema sem nenhuma proteção ou elemento da rede, como no diagrama da Figura 80. Assim, as tensões nos lados de média e baixa tensão, podem ser observadas nas Figuras 91 e 92, respectivamente.

Figura 91 – Tensão rede de média, sem proteção - V(v) x t(s).

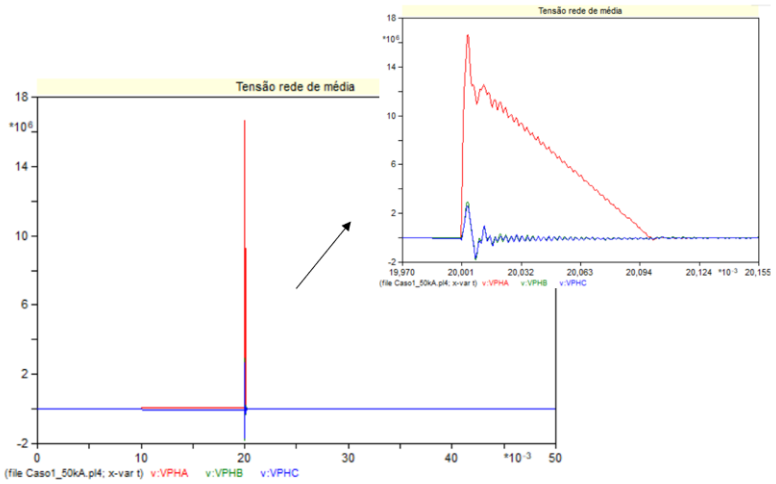
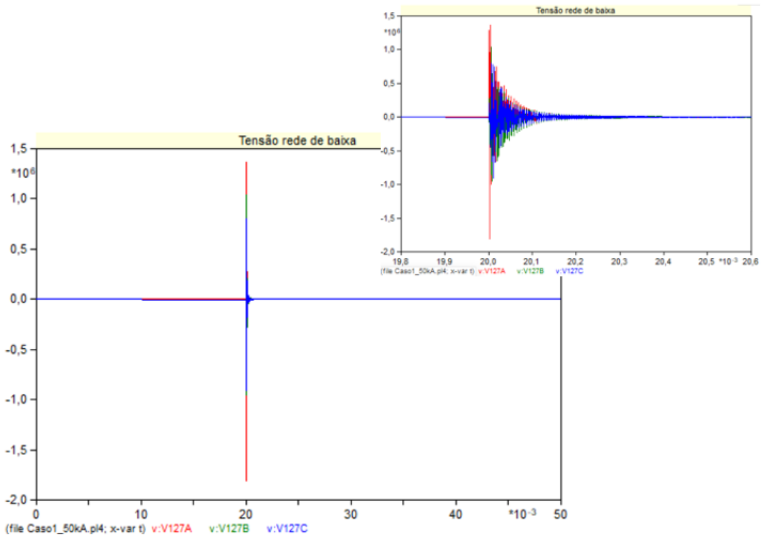


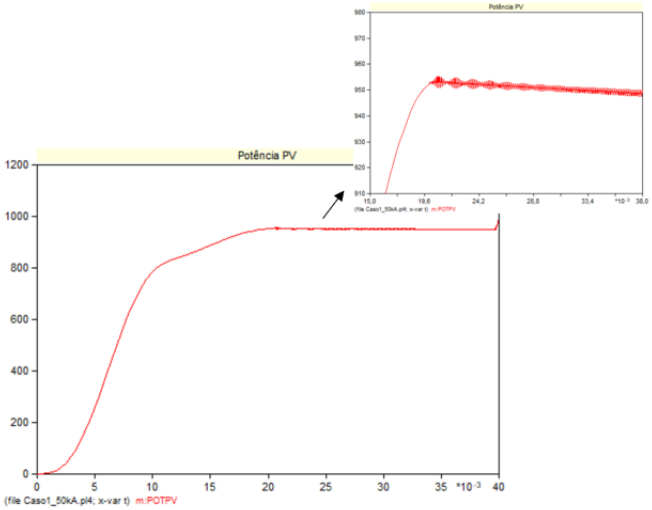
Figura 92 – Tensão rede de baixa, sem proteção - V(v) x t(s).




Como esperado, o sistema se comportou como no caso do surto de 25 kA, porém agora, o pico de sobretensão no lado de média e no de baixa tensão, foram maiores. Em média tensão, obteve-se próximo a 16 MV, enquanto no lado de baixa, chegou-se a 1,3 MV.

Assim, com os dados observados, o sistema fotovoltaico ficou sobre risco de ser danificado, visto que os valores mínimos de suportabilidade, foram superados. A potência de saída do sistema fotovoltaico apresenta uma oscilação visível na Figura 93, onde o sistema sente os efeitos da sobretensão.

Figura 93 – Potência PV - P(W) x t(s).



#### 5.3.2.2 Descarga atmosférica no sistema com para raio somente na rede de média tensão

Inserindo o conjunto de para-raios na média tensão, como no diagrama da Figura 76, foram obtidos dados de tensão na rede de média e baixa, apresentados na Figuras 94 e 95.

Figura 94 – Tensão rede de média, com para-raio na média tensão - V(v) x t(s).

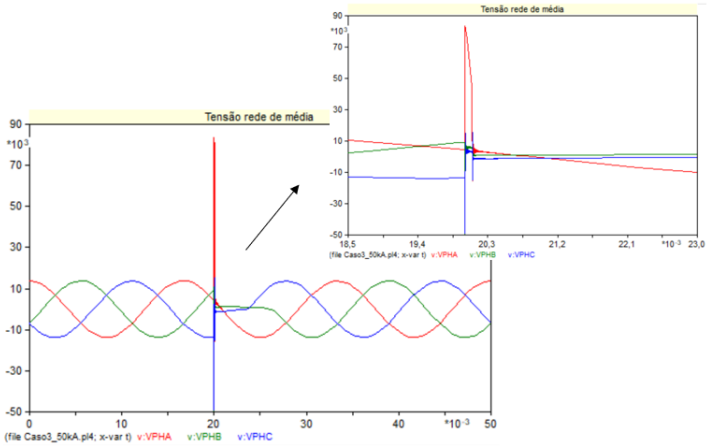
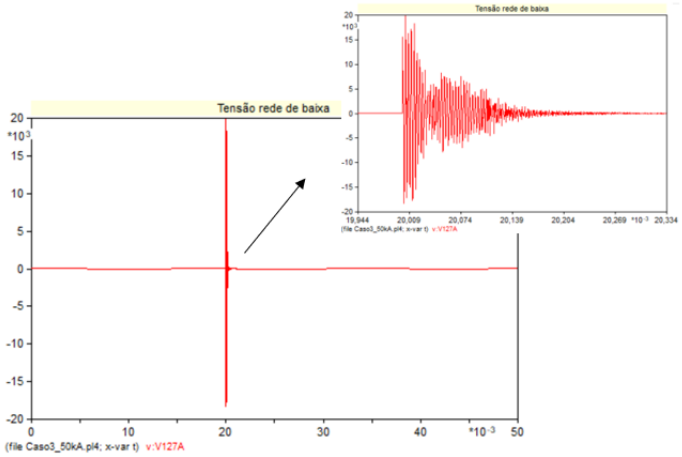


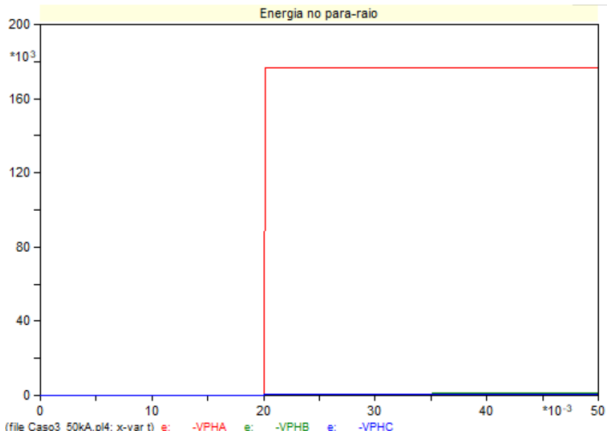

Figura 95 – Tensão rede de média, com para-raio na média tensão - V(v) x t(s).




Percebe-se que houve uma mitigação na sobretensão na rede de média, devido a atuação do para-raio, porém ao se observar o lado de baixa tensão, os valores de respostas continuam acima dos estabelecidos por norma de suportabilidade. Onde no lado de média se alcançou 80 kV e, em baixa, 20 kV.

A energia sob os para-raios de média tensão, é apresentada na Figura 96.

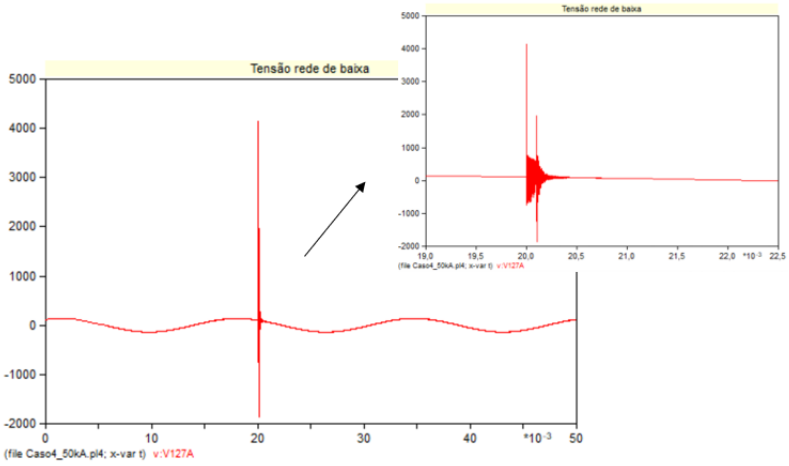
Figura 96 – Energia dos para-raios na média tensão - E(J) x t(s).




#### 5.3.2.3 Descarga atmosférica no sistema com para-raio na rede de baixa e de média tensão

Com o intuito de melhorar a proteção na entrada do sistema fotovoltaico, inseriu-se um para-raio de Classe II-280V, como no diagrama da Figura 80. Assim, a tensão de no lado de baixa é apresentado na Figura 97.

Figura 97 – Tensão rede de baixa, com para-raio na média e na baixa tensão - V(v) x t(s).




Como apresentado, a inserção do para-raio atenuou a sobretensão, chegando a 4 kV, porém, não o suficiente para se obter valores aos desejados.

#### 5.3.2.4 Descarga atmosférica no sistema com para-raios, isoladores e postes

Por fim então, se inseriu o conjunto isolador/poste no sistema, com a tensão do lado de baixa e média são apresentadas nas Figuras 98 e 99.

Figura 98 – Tensão rede de baixa, com isolador/poste e para-raios - V(v) x t(s).

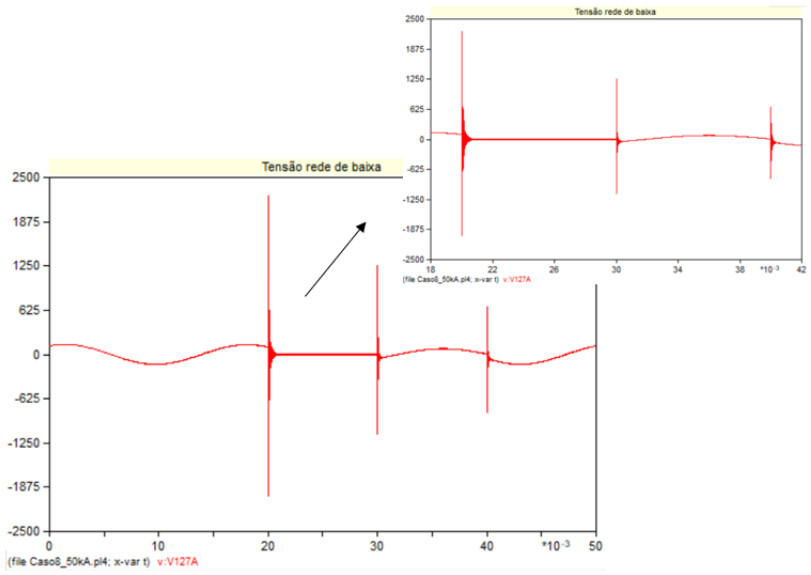
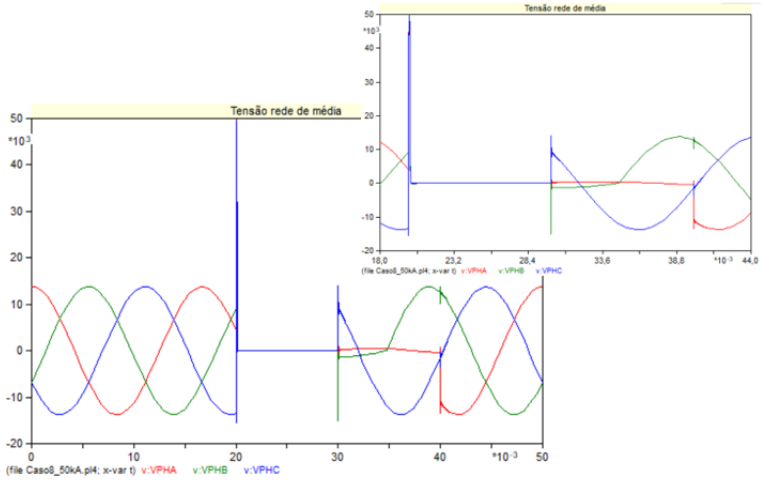



Figura 99 – Tensão rede de média, com isolador/poste e para-raios - V(v) x t(s).

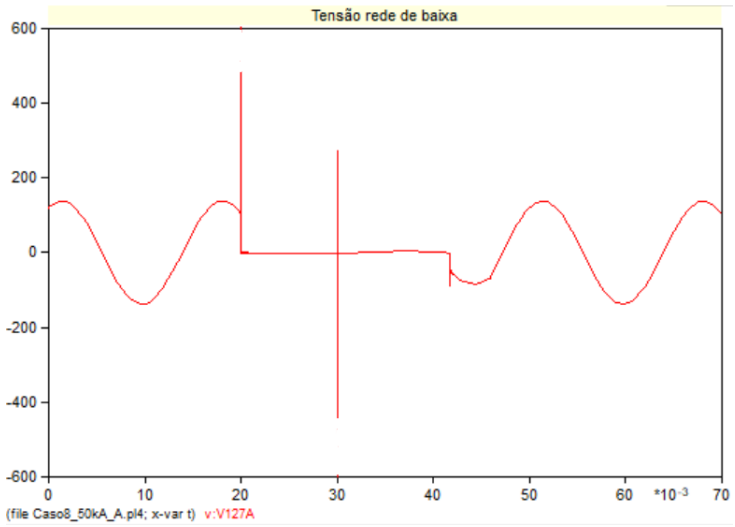



Com os elementos inseridos neste caso, a sobretensão no lado de baixa ficou abaixo de 2,5 kV, como o definido por norma, havendo a atuação dos isoladores na rede de média tensão.

A fim de mitigar ainda mais os efeitos da sobretensão na entrada do sistema fotovoltaico, inseriu-se o centelhador em paralelo com o para-raio de baixa tensão.

A tensão observada em baixa está apresentada na Figura 100.

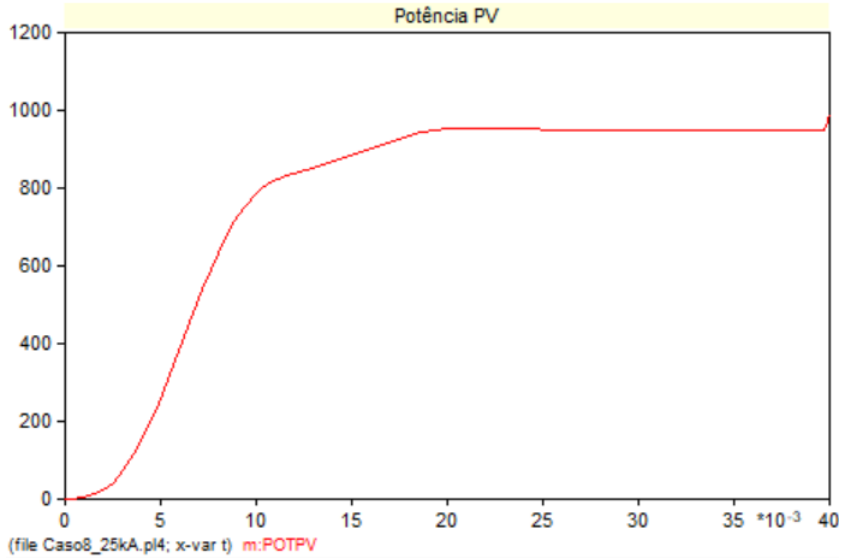
Figura 100 – Tensão rede de baixa, com centelhador - V(v) x t(s).




Com o centelhador, valores bem baixos foram observados na entrada do sistema fotovoltaico, obedecendo os limites previstos em norma.

A potência do sistema fotovoltaico apresentou total normalidade com todos os meios de proteção atuando. Vide Figura 101

Figura 101 – Potência PV - P(W) x t(s).



### 5.3.3 Resumo dos resultados de proteção

Após a implementação dos casos de análise, é possível observar os meios que fornecem uma melhor proteção ao sistema fotovoltaico em diferentes amplitudes de surtos na rede. A Tabela 11 mostra um resumo da eficiência de proteção dos elementos ao sistema.

Tabela 11 – Resumo de proteções.

| | **Surto** | |
|---|---|---|
| | **25 kA** | **50 kA** |
| **Sistema implementado** | PV protegido? | PV protegido? |
| Sem para-raios e sem isolador/poste | Não | Não |
| Para-raios na média | Não | Não |
| Para raios na média e na baixa | Sim | Não |
| Para-raios na média e baixa+ isolador/poste | Sim | Sim |
| Para-raios na média e baixa+ isolador/poste+centelhador | Sim | Sim |

# 6 Conclusões

Com os resultados e as discussões apresentadas, é possível se ter uma análise geral da pesquisa.

A primeira conclusão obtida foi que, sistemas fotovoltaicos necessitam de uma proteção mínima contra sobretensões, visto que os componentes do sistema ficam expostos aos distúrbios.

Outra conclusão importante é que, para-raios possuem uma boa resposta de proteção, mas são limitados quando operam isolados, sendo que, quando uma modelagem mais realista do sistema de distribuição é implementada, como a inserção de isoladores e postes, o conjunto fornece ajuda na proteção do sistema fotovoltaico, visto que, os isoladores rompem o seu dielétrico, drenando parte da corrente para terra.

Ao se inserir um complemento de proteção ao para-raio de baixa tensão, é possível estabelecer limites de proteção extremamente eficientes ao sistema fotovoltaico, onde os resultados obtidos com a inserção dos centelhadores em paralelo com o para-raio demonstram essa eficiência. Contudo, este tipo de componente, exige uma manutenção periódica, devido ao seu desgaste.

A falta de uma normativa de proteção específica para sistema de geração fotovoltaica, dificulta estabelecer elementos obrigatórios a serem implementados neste sistema, porém, como obtido nessa pesquisa, os elementos apresentados para proteção, são eficientes e asseguram uma operação do sistema.

Concluí-se então, que os dados obtidos foram satisfatórios e demonstraram os diversos níveis de proteção que os elementos considerados atuam em favor da atenuação das sobretensões transitórias, prolongando assim, a vida útil de todos os elementos presentes no sistema elétrico.

Para trabalhos futuros, sugere-se a complementação do sistema elétrico, sendo de grande valia, implementar um sistema de rede por completo, considerando outros tipos de unidades geradoras e consumidoras, além de analisar o efeito de manobras de operação das redes de distribuição.

## 6.1 Publicações Técnico-científicas

Artigo apresentado e publicado no Congresso ICEPT 2021- International Conference on Emerging Power Technologies com o título: MODELING AND IMPLEMENTATION OF A PHOTOVOLTAIC SOLAR PANEL IN ATPDRAW.

# Referências

ABNT, A. B. D. N. T. (Ed.). *NBR 8451: Instalações elétricas em baixa tensão*. [S.l.]: Rio de Kaneiro, 2004. 59

ABNT, A. B. D. N. T. (Ed.). *NBR 6939:Coordenação do isolamento*. [S.l.]: Rio de Kaneiro, 2018. 6, 4, 5

ABNT, A. B. D. N. T. (Ed.). *NBR 5410: Postes de concreto armado e protendido para redes de distribuição e de transmissão de energia elétrica - Parte 1: Requisitos*. [S.l.]: Rio de Kaneiro, 2020. 24, 74

ALUBAR, A. *Catálago Técnico, condutores elétricos de alumínio*. [S.l.: s.n.], 2019. 52, 54

ANEEL, A. N. d. E. E. *Regulaçãod dos serviços de distribuição*. 2019. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/regulacao-dos-servicos-de-distribuicao>. Acesso em: 06.03.21. 49

ARAúJO, A. E. A.; NEVES, W. L. A. (Ed.). *Cálculo de Transitórios Eletromagnéticos em Sistemas de Energia*. v1.: [s.n.], 2004. 4, 5, 11

BALFAR, S. *Energia Solar*. 2018. Disponível em: <http:http://www.balfarsolar.com.br/>. Acesso em: 09.05.19. 21

BARBI, I. (Ed.). *Conversores CC-CC Básicos Não Isolados*. [S.l.]: Instituto de Eletrônica de Potência – Universidade Federal de Santa Catarina, 2006. 38

BARONI, B. R. *Overvoltage assessment in distribution networks with photovoltaic generators using Monte Carlo simulation*. Tese (Doutorado) — Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica . Universidade Federal de Minas Gerais, Minas Gerais, 2014. 26, 29

BASTOS, R. F. *Sistema para gerenciamento para carga e descarga de baterias e para busca do ponto de máxima potência gerada em painéis fotovoltaicos empregados em sistemas de geração distribuída*. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo/Escola de Engenharia de São Carlos, São Carlos, 2013. 25, 27, 43, 46, 47

BEHENCK, E. *Arquimedes: um gênio grego antigo à frente de seu tempo*. 2020. Disponível em: <https://socientifica.com.br/arquimedes-um-genio-grego-antigo-a-frente-de-seu-tempo/>. Acesso em: 16.11.20. 15

BENESOVA, Z. et al. Overvoltages in photovoltaic systems induced by lightning strikes. In: . Austria: [s.n.], 2012. 26, 29

BOUQUEGNEAU, C.; RAKOV, V. (Ed.). *How dangerous is lightning*. [S.l.]: Dover Publicationss, 20103. 8

BRAVO, R. J. et al. Solar photovoltaic inverters transient overvoltages. *IEEE*, 2013. 26, 29

CABRAL R. J.; GAZZANA, D. S. L. R. C. Desempenho de linhas de distribuição devido a descargas atmosféricas usando atp-draw. *IEEE/IAS International Conference on Industry Applications*, 2012. 59

CANADIANSOLAR. *Solar Panels*. 2017. Disponível em: <https://www.canadiansolar.com/>. Acesso em: 20.08.19. 34, 65, 66

CAVALCANTE, M. C. et al. Comparative study of maximum power point tracking techniques for photovoltaic systems. *Revista Eletrônica de Potência*, 2007. 35

CHEN, S.; YU, H. A review on overvoltages in microgrid. *IEEE*, 2010. 26, 27, 29

CHRISTODOULOU, C. A. et al. Protection of 100kwp photovoltaic system against atmospheric overvoltages: a case study. *IEEE*, 2016. 25, 28

CLAMPER. *Clamper front 10 kA*. 2020. Disponível em: <https:clamper.com.br/clamper-front-10ka/p>. Acesso em: 10.02.21. 63

COPEL. *Normas*. 2019. Disponível em: <https://www.copel.com/hpcopel/normas/ntcarquivos.nsf>. Acesso em: 11.03.21. 58

CRESESB. *Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito / CEPEL- Centro de Pesquisas de Energia Elétrica*. 2017. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/tutorial/tutorial_solar.htm/>. Acesso em: 10.05.19. 17, 18

D'AJUZ, A. et al. (Ed.). *Transitórios Elétricos e Coordenação de Isolamento- aplicação em sistema de potência em alta-tensão*. Furnas Centrais Elétricas S.A.: Universidade Fereal Fluminense-Editora Universitária, 1987. 7, 10, 11, 12

DIEFENTHäLER, A. T. *Modelagem Matemática de Linhas de Transmissão Baseada em Dados Reais da Rede de Distribuição Primária de Energia Elétrica*. Dissertação (Mestrado) — Programa de Pós-Graduação em Modelagem Matemática da Universidade Regional do Noroeste do Estado do Rio Grande do Sul Unijuí., Ijuí, RS, 2019. 25, 27

DUTRA, R. M. *Propostas de políticas específicas para energía eólica no Brasil após a primeira fase do PROINFA*. Tese (Doutorado) — Universidade Federal do Rio de Janeiro/PPE/COPPE, Rio de Janeiro, 2007. 16

ELAT. *Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações/Grupo de Atividade Atmosférica*. 2018. Disponível em: <http://www.inpe.br/webelat/homepage/>. Acesso em: 14.05.19. 6, 7, 9, 12, 13, 14

ELéTRICO, S. *Compensação por energias ativa e reativa em redes de distribuição*. 2019. Disponível em: <https://www.osetoreletrico.com.br/compensacao-por-energias-ativa-e-reativa-em-redes-de-distribuicao/>. Acesso em: 09.03.21. 53

EMBRAMAT, A. t. *Isolador de pino de porcelana*. 2020. Disponível em: <https://embramataltatensao.com.br/loja/isolador-de-pino-de-porcelana/>. Acesso em: 09.03.21. 57

ESRAM, T.; CHAPMAN, P. L. Comparison of photovoltaic array maximum power point tracking techniques. *Energy Conversion, IEEE Transactions on DOI - 10.1109/TEC.2006.874230*, 2007. 35

FAHRENBRUCH, A. L.; BUBE, R. H. Fundamentals of solar cells. *Academic Press*, 1983. 16

FARIA, G. et al. Evaluation of capacitance and dielectric dissipation factor of distribution transformers – experimental results. *Electrical Insulation Conference (EIC)*, 2018. 55, 56

GATIS, I. V. B.; FILHO, J. B. d. M. Proteção de sistema fotovoltaico conectado a rede elétrica. *Revista de Engenharia e Pesquisa Aplicada*, 2020. 26, 30

GONZÁLEZ, P. del R. (Ed.). *Ten years of renewable electricity policies in Spain : An analysis of successive feed-in tariff reforms*. n.36: Energy Policy, 2008. Pags: 2917-2929 p. 16

GUIMARÃES, A. P. C. *Estimativa de Parâmetros da Camada Atmosférica para Cálculo da Irradiação Solar Incidente na Superfície Terrestre*. Tese (Doutorado) — Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2003. 17

HART, D. W. (Ed.). *Eletrônica de Potência, análise e projeto de circuitos*. [S.l.]: bookman, 2012. 38

HUBBELL. *Hubbell Power Systems*. 2019. Disponível em: <https://www.hubbell.com/hubbellpowersystems/en>. Acesso em: 10.02.21. 62

JITSUKAWA, J. A. M. *Coordenação de isolamento em subestações isoladas a ar*. Tese (Doutorado) — Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2010. 58

KALOGIROU, S. A. Solar energy engineering: processes and systems. *Academic Press*, EUA, v. 1ª edição, 2009. 14, 15

KININGER, F. *Photovoltaic Systems Technology*. Tese (Doutorado) — Universität Kassel – Institut für Rationelle Energiewandlung, Kassel, Alemanha, 2003. 20

LASNIER, F.; ANGELO, T. G. Photovoltaic engineering handbook. *Adam Hilger*, 1990. 19

MOLLER, H. J. Semiconductors for solar cells. In: *Artech House*. [S.l.: s.n.], 1993. p. ISBN–13:978–0890065747. 16, 19

NETO, D. d. S.; SANTOS, P. A.; IANO, Y. Modelagem de um painel fotovoltaico e implementação do algoritmo perturba e observa usando o software matlab/simulink. *Brazilian Technology Symposium*, 2017. 25, 27

NETO, J. M. G. *Modelagem e Validação de Sistemas de Proteção de Linhas de Subtransmissão Frente a Descargas Atmosféricas*. Tese (Doutorado) — Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2015. 50

ONS, O. N. d. S. *O Sistema em Números*. 2020. Disponível em: <http://http://ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>. Acesso em: 21.11.20. 1, 25

PEREIRA P.F.; SOUZA, A. S. I. Modelagem e avaliação de desempenho das principais técnicas de controle de mppt empregadas na geração fotovoltaica. *XIV CEEL*, 2016. 25, 27

RAGHEB, M. Historical perspective. *University of Illinois at Urbana-champaign*, 2011. 15, 16

RAKOV, V. A.; MARTIN, A. U. (Ed.). *Lightning. physics and effects*. [S.l.]: Cambridge University Press, 2003. 6, 7

RAUSCHENBACH, H. S. Solar cell array design handbook. *Van Nostrand Reinhold*, 1980. 32

REMOR, J. P. *Autocontrole de corrente aplicado ao conversor Boost monofásico, para correção do fator de potência*. Tese (Doutorado) — Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2004. 40

RICHARD, C. *Pára-raios para aplicação em Subestações*. 2017. Disponível em: <https://richardcoleon.files.wordpress.com/2011/12/capc3adtulo-5.pdf>. Acesso em: 11.03.21. 61

SAKAI, K.; YAMAMOTO, K. Lightning protection of photovoltaic power generation system. In: . Brazil: [s.n.], 2013. 26, 28

SANTOS, R. S. *Universo Lambda*. 2021. Disponível em: <https://universolambda.com.br/introducao-aos-centelhadores/>. Acesso em: 11.04.21. 62, 63

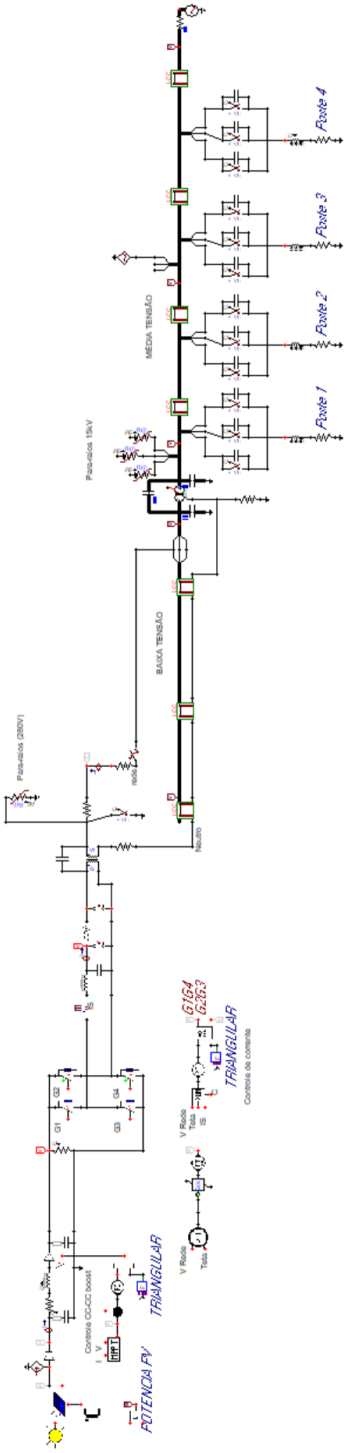
SERRA, M. R. e J. *Travessa para Alinhamento*. 2014. Disponível em: <https://www.mrjs.pt/?zona=ctlg&fam=431&lng=pt&id=1203>. Acesso em: 09.03.21. 50

SOUZA, M. J. A. M. E. G. da Costa; Estácio T. W. Neto; Ronimack T. de. Monitoramento da degradação de pára-raios de Óxido de zinco (zno). *III CITENEL*, 2015. 62

WEG, M. *Benjamin Franklin, ciência e eletricidade*. 2020. Disponível em: <https://museuweg.net/blog/benjamin-franklin-ciencia-e-eletricidade>. Acesso em: 20.02.21. 6

# Anexo 1

Figura 102 – Sistema implementado.



# Anexo 2

## Cartão ATP para caso Geral

```
BEGIN NEW DATA CASE
C ------------------------------------------------------
C Generated by ATPDRAW  maio, terça-feira 11, 2021
C A Bonneville Power Administration program
C by H. K. Høidalen at SEfAS/NTNU - NORWAY 1994-2016
C ------------------------------------------------------
$DUMMY, XYZ000
C  dT  >< Tmax >< Xopt >< Copt ><Epsiln>
   1.E-8     .07
     500       1       1       1       1       0       0       1       0
C        1         2         3         4         5         6         7         8
C 345678901234567890123456789012345678901234567890123456789012345678901234567890
/BRANCH
C < n1 >< n2 ><ref1><ref2>< R  >< L  >< C  >
C < n1 >< n2 ><ref1><ref2>< R  >< A  >< B  ><Leng><><>0
  XX0014                    .001                                              0
  TRANSFORMER                         X0003A  1.E6                          0
           9999
 1VPHA  VPHC               25.7281.36813800.
 2V127A XX0014            .01642.05197   80.
  TRANSFORMER X0003A                  X0003B                                  0
 1VPHB  VPHA
 2V127B XX0014
  TRANSFORMER X0003A                  X0003C                                  0
 1VPHC  VPHB
 2V127C XX0014
  IREDE V127A               .001                                              0
  VPHA                                .00073                                  0
  VPHB                                .00073                                  0
  VPHC                                .00073                                  0
  V127A                               .00227                                  0
  V127B                               .00227                                  0
  V127C                               .00227                                  0
  VCA   XX0015              .001                                              0
```

```
  VFTA  VFONTA          267.64                                        0
  VFTB  VFONTB          267.64                                        0
  VFTC  VFONTC          267.64                                        0
  V127A VPHA                        .00149                            0
  V127B VPHB                        .00149                            0
  V127C VPHC                        .00149                            0
  VPHC  POSTE1                       6.E-5                            0
  XX0006                  10.                                         0
  VPHB  POSTE1                       6.E-5                            0
  X0001CPOSTE2                       6.E-5                            0
  VPHA  POSTE1                       6.E-5                            0
  XX0007                  10.                                         0
  X0001BPOSTE2                       6.E-5                            0
  X0001APOSTE2                       6.E-5                            0
  VDESCCPOSTE3                       6.E-5                            0
  XX0008                  10.                                         0
  VDESCBPOSTE3                       6.E-5                            0
  VDESCAPOSTE3                       6.E-5                            0
  X0002CPOSTE4                       6.E-5                            0
  XX0009                  10.                                         0
  X0002BPOSTE4                       6.E-5                            0
  X0002APOSTE4                       6.E-5                            0
99      XX0015             280.                                       4
          0.001              470.
            0.1              580.
             10.             650.
            100.             770.
            1.E3             950.
            1.E4            1200.
            9999
99      VPHC               1.5E4                                      4
           1500.           43100.
            3.E3           46300.
            5.E3            4.9E4
            1.E4           54400.
            2.E4           62400.
            4.E4            7.8E4
            9999
99      VPHB               1.5E4                                      4
```

```
           1500.          43100.
            3.E3          46300.
            5.E3           4.9E4
            1.E4          54400.
            2.E4          62400.
            4.E4           7.8E4
            9999
99      VPHA                1.5E4                                              4
           1500.          43100.
            3.E3          46300.
            5.E3           4.9E4
            1.E4          54400.
            2.E4          62400.
            4.E4           7.8E4
            9999
-1POSTE2XX0007                  227.89  3.E8   9.3 1 0                         0
-1POSTE3XX0008                  227.89  3.E8   9.3 1 0                         0
-1POSTE1XX0006                  227.89  3.E8   9.3 1 0                         0
-1POSTE4XX0009                  227.89  3.E8   9.3 1 0                         2
C LT
$INCLUDE, C:\ATPDraw\Atp\BT.lib, X0005A, X0005B, X0005C, XX0012, X0010A $$
  , X0010B, X0010C, XX0013
C LT
$INCLUDE, C:\ATPDraw\Atp\LT.lib, VPHA##, VPHB##, VPHC##, X0001A, X0001B $$
  , X0001C
C LT
$INCLUDE, C:\ATPDraw\Atp\LT.lib, X0001A, X0001B, X0001C, VDESCA, VDESCB $$
  , VDESCC
C LT
$INCLUDE, C:\ATPDraw\Atp\LT.lib, VDESCA, VDESCB, VDESCC, X0002A, X0002B $$
  , X0002C
C LT
$INCLUDE, C:\ATPDraw\Atp\LT.lib, X0002A, X0002B, X0002C, VFTA##, VFTB## $$
  , VFTC##
C LT
$INCLUDE, C:\ATPDraw\Atp\BT.lib, X0010A, X0010B, X0010C, XX0013, V127A# $$
  , V127B#, V127C#, XX0014
C LT
$INCLUDE, C:\ATPDraw\Atp\BT.lib, X0004A, X0004B, X0004C, XX0011, X0005A $$
```

```
  , X0005B, X0005C, XX0012
/SWITCH
C < n 1>< n 2>< Tclose ><Top/Tde ><   Ie   ><Vf/CLOP ><  type  >
  IREDE VCA                                          MEASURING              1
  VPHC  POSTE1                .01              1.1E5                        2
  X0001CPOSTE2                .01              1.1E5                        2
  VPHB  POSTE1                .01              1.1E5                        2
  VPHA  POSTE1                .01              1.1E5                        2
  X0001BPOSTE2                .01              1.1E5                        2
  X0001APOSTE2                .01              1.1E5                        2
  VDESCCPOSTE3                .01               1.E5                        2
  VDESCBPOSTE3                .01              1.1E5                        2
  VDESCAPOSTE3                .01              1.1E5                        2
  X0002BPOSTE4                .01              1.1E5                        2
  X0002APOSTE4                .01              1.1E5                        2
  X0002CPOSTE4                .01              1.1E5                        2
  XX0015                      .01               400.                        2
/SOURCE
C < n 1><>< Ampl.  >< Freq.  ><Phase/T0><   A1   ><   T1   >< TSTART >< TSTOP  >
14VFONTA  13800.3343       60.                                    -1.      100.
14VFONTB  13800.3343       60.     -120.                          -1.      100.
14VFONTC  13800.3343       60.     -240.                          -1.      100.
13VDESCA-1      5.E4              1.2E-6     2.5E4     5.E-5       .02     .0201
/OUTPUT
  V127A V127B V127C VDESCAVDESCBVDESCCVPHA  VPHB  VPHC  VFTA  VFTB  VFTC  X0005A
  X0005BX0005C
BLANK BRANCH
BLANK SWITCH
BLANK SOURCE
BLANK OUTPUT
BLANK PLOT
BEGIN NEW DATA CASE
BLANK
```