



UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CENTRO DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

JOSÉ RHUAN MENDES FROTA

**ANÁLISE DO IMPACTO DAS RESTRIÇÕES DE REDE NO AUMENTO DA
TEMPERATURA E DEGRADAÇÃO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS: ESTUDO DE
CASO EM UMA USINA DE GERAÇÃO CENTRALIZADA**

FORTALEZA

2025

JOSÉ RHUAN MENDES FROTA

ANÁLISE DO IMPACTO DAS RESTRIÇÕES DE REDE NO AUMENTO DA
TEMPERATURA E DEGRADAÇÃO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS: ESTUDO DE
CASO EM UMA USINA DE GERAÇÃO CENTRALIZADA

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao
Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do
Centro de Tecnologia da Universidade Federal
do Ceará, como requisito parcial à obtenção do
grau de bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientadora: Prof^a. Dr. Raquel Cristina
Filiagi Gregory

FORTALEZA

2025

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Universidade Federal do Ceará
Sistema de Bibliotecas
Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

F961a Frota, José Rhuan Mendes.

Análise do impacto das restrições de rede no aumento da temperatura e degradação de módulos fotovoltaicos : estudo de caso em uma usina de geração centralizada / José Rhuan Mendes Frota. – 2025. 61 f. : il. color.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Curso de Engenharia Elétrica, Fortaleza, 2025.

Orientação: Profa. Dra. Raquel Cristina Filiagi Gregory.

1. Curtailment. 2. Energia solar fotovoltaica. 3. Geração centralizada. 4. Temperatura de módulos. 5. Degradação fotovoltaica. I. Título.

CDD 621.3

JOSÉ RHUAN MENDES FROTA

ANÁLISE DO IMPACTO DAS RESTRIÇÕES DE REDE NO AUMENTO DA
TEMPERATURA E DEGRADAÇÃO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS: ESTUDO DE
CASO EM UMA USINA DE GERAÇÃO CENTRALIZADA

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao
Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do
Centro de Tecnologia da Universidade Federal
do Ceará, como requisito parcial à obtenção do
grau de bacharel em Engenharia Elétrica.

Aprovada em:

BANCA EXAMINADORA

Prof^ª. Dr. Raquel Cristina Filiagi
Gregory (Orientadora)
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dr. Lucas Silveira Melo
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Msc. Antonio Marcos Fernandes Filho
Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia
do Ceará (IFCE)

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, agradeço à minha orientadora, Prof^a. Dr^a. Raquel Cristina Filiagi Gregory, pela paciência, dedicação e apoio ao longo de todo o processo de desenvolvimento deste trabalho, que não foi curto. Mesmo diante das mudanças de tema e das reformulações do escopo ao longo da trajetória, sua orientação foi fundamental para a condução do trabalho e para a superação das dificuldades encontradas.

Agradeço também à equipe Delfos, pela disponibilização dos dados operacionais utilizados neste estudo, os quais foram cruciais para o desenvolvimento do tema e para a realização das análises propostas, possibilitando uma abordagem baseada em dados reais de operação.

Aos amigos, agradeço pelos momentos de convivência, pelas conversas e pelo apoio que permitiram aliviar a rotina acadêmica e tornar esse percurso mais leve.

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

“Não se pode ensinar nada a um homem; pode-se apenas ajudá-lo a encontrar a resposta dentro de si.”

(Galileu Galilei)

RESUMO

O crescimento acelerado da geração solar fotovoltaica centralizada no Brasil tem intensificado a ocorrência de restrições operativas impostas pelo sistema elétrico, conhecidas como *curtailment*. Essas restrições, determinadas principalmente pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), limitam a potência injetada pelas usinas mesmo em condições favoráveis de irradiância e, tradicionalmente, são tratadas como perdas estritamente energéticas e econômicas, sem considerar seus possíveis efeitos físicos sobre os módulos fotovoltaicos. Neste trabalho, investiga-se o impacto das restrições de rede no regime térmico e na degradação dos módulos fotovoltaicos de uma usina de geração centralizada localizada na região Nordeste do Brasil, com base em dados reais de operação provenientes do sistema SCADA, abrangendo o período de 2022 a 2025. Inicialmente, são caracterizados os diferentes tipos de restrições operativas, com ênfase no *curtailment*, e seu afastamento do ponto de máxima potência dos módulos. Em seguida, avalia-se a penalidade térmica associada a esses regimes de operação por meio da variável ΔT , definida como a diferença entre a temperatura do módulo e a temperatura ambiente. Os resultados mostram que a operação sob *curtailment* está associada a um aumento sistemático da temperatura média de operação dos módulos, refletido em distribuições de ΔT deslocadas para valores mais elevados em comparação à operação normal. Para quantificar o impacto desse aumento térmico na degradação dos módulos, aplica-se o modelo de Arrhenius, considerando diferentes valores de energia de ativação. Os fatores de aceleração da degradação obtidos variam de 1,79 a 2,49, resultando em taxas anuais corrigidas entre 0,54% e 0,62%, frente à taxa de referência de 0,45% ao ano, o que corresponde a incrementos adicionais de degradação da ordem de 0,09% a 0,17% ao ano associados ao *curtailment*. As projeções de vida útil indicam que esse efeito térmico acumulado pode antecipar os marcos típicos de perda de potência em aproximadamente 5 a 8 anos, dependendo do cenário de *curtailment* e energia de ativação considerado, quando comparados às garantias usuais de fabricantes. Esses resultados evidenciam que o *curtailment* não deve ser interpretado apenas como uma perda de energia comercializável, mas também como um fator relevante de estresse térmico, com implicações diretas na confiabilidade e na vida útil dos ativos fotovoltaicos ao longo do tempo.

Palavras-chave: energia solar fotovoltaica; geração centralizada; curtailment; temperatura de módulos; degradação fotovoltaica; modelo de Arrhenius.

ABSTRACT

The accelerated growth of utility-scale photovoltaic solar generation in Brazil has intensified the occurrence of operational constraints imposed by the power system, commonly referred to as *curtailment*. These constraints, mainly determined by the Brazilian National System Operator (ONS), limit the power injected by power plants even under favorable irradiance conditions and have traditionally been treated as strictly energy and economic losses, without considering their potential physical effects on photovoltaic modules. This study investigates the impact of grid-related operational constraints on the thermal behavior and degradation of photovoltaic modules in a utility-scale solar power plant located in Northeastern Brazil, based on real operational data obtained from the SCADA system, covering the period from 2022 to 2025. Initially, the different types of operational constraints are characterized, with emphasis on *curtailment* and the resulting deviation from the modules' maximum power point. Subsequently, the thermal penalty associated with these operating regimes is evaluated through the variable ΔT , defined as the difference between module temperature and ambient temperature. The results show that operation under *curtailment* is associated with a systematic increase in the average operating temperature of the modules, reflected in ΔT distributions shifted toward higher values when compared to normal operation. To quantify the impact of this thermal increase on module degradation, the Arrhenius model is applied considering different activation energy values. The resulting degradation acceleration factors range from 1,79 to 2,49, leading to corrected annual degradation rates between 0,54% and 0,62%, compared to a reference rate of 0,45% per year, which corresponds to additional degradation increments on the order of 0,09% to 0,17% per year associated with *curtailment*. Lifetime projections indicate that this accumulated thermal effect may anticipate typical power loss milestones by approximately 5 to 8 years, depending on the *curtailment* scenario and the activation energy considered, when compared to standard manufacturer warranties. These results demonstrate that *curtailment* should not be interpreted solely as a loss of marketable energy, but also as a relevant source of thermal stress, with direct implications for the reliability and long-term lifespan of photovoltaic assets.

Keywords: photovoltaic solar energy; utility-scale generation; curtailment; module temperature; photovoltaic degradation; Arrhenius model.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Evolução cumulativa do <i>curtailment</i> solar no Brasil.	13
Figura 2 – Histórico do <i>curtailment</i> solar por região.	14
Figura 3 – Esquema simplificado do fluxo de energia em uma usina fotovoltaica.	18
Figura 4 – Curvas I–V representativas de um módulo fotovoltaico.	28
Figura 5 – Esquema do balanço energético de um módulo fotovoltaico.	28
Figura 6 – Imagem de termografia infravermelha de módulo fotovoltaico operando sob limitação de potência em regime de alta tensão.	30
Figura 7 – Imagem de termografia infravermelha de módulo fotovoltaico operando sob limitação de potência em regime de baixa tensão.	30
Figura 8 – Fluxograma da metodologia adotada.	35
Figura 9 – Diagrama boxplot	41
Figura 10 – Distribuição da irradiância medida para o período agregado de 2022 a 2025 e para os anos de 2024 e 2025.	46
Figura 11 – Percentual de <i>curtailment</i> anual no período de 2022 a 2025.	47
Figura 12 – Temperatura do módulo em função da irradiância inclinada, comparando operação com e sem <i>curtailment</i> (2022 a 2025).	48
Figura 13 – Distribuição global de ΔT (2022 a 2025), comparando operação normal e sob <i>curtailment</i>	49
Figura 14 – Distribuição de ΔT por faixas de irradiância (2022 a 2025), comparando operação normal e sob <i>curtailment</i>	50
Figura 15 – Perfil horário de <i>curtailment</i> no período de 2022 a 2025.	50
Figura 16 – Projeção consolidada da degradação de potência, comparando a garantia do fabricante com os cenários obtidos pelo modelo de Arrhenius.	52
Figura 17 – Projeção de degradação de potência com base nos dados de 2024.	53
Figura 18 – Projeção de degradação de potência com base nos dados de 2025.	54

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Energias de ativação E_a para mecanismos de degradação em módulos fotovoltaicos.	34
Tabela 2 – Resultados da análise de degradação acelerada pelo modelo de Arrhenius, considerando o período de 2024 e 2025.	51
Tabela 3 – Comparação dos marcos de perda de potência entre a garantia do fabricante e o cenário médio agregado (2022–2025).	54
Tabela 4 – Comparação dos marcos de perda de potência para os cenários médios de 2024 e 2025.	54

LISTA DE CÓDIGOS-FONTE

Código-fonte 1	– Estrutura geral dos scripts Python utilizados no estudo.	37
Código-fonte 2	– Etapas de filtragem e validação das medições SCADA.	38
Código-fonte 3	– Cálculo de ΔT e classificação das amostras.	39
Código-fonte 4	– Calculo de estatísticas descritivas por condição operacional.	41
Código-fonte 5	– Geração de <i>boxplots</i> da variável ΔT	42
Código-fonte 6	– Implementação do modelo de Arrhenius em Python.	43
Código-fonte 7	– Cálculo da degradação acumulada ao longo do tempo.	44

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABSOLAR	Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica
AF	Fator de aceleração de degradação (modelo de Arrhenius)
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
GC	Geração Centralizada
GD	Geração Distribuída
GHI	<i>Global Horizontal Irradiance</i> (Irradiância Horizontal Global)
IEA	International Energy Agency
ILR	<i>Inverter Loading Ratio</i>
MME	Ministério de Minas e Energia
MPP	<i>Maximum Power Point</i>
NREL	National Renewable Energy Laboratory
O&M	Operação e Manutenção
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PR	<i>Performance Ratio</i>
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i>
SIN	Sistema Interligado Nacional
TMY	<i>Typical Meteorological Year</i>
V_{MPP}	<i>Voltage at Maximum Power Point</i>

SUMÁRIO

	Lista de Códigos-Fonte	9
1	INTRODUÇÃO	13
1.1	Objetivos	15
<i>1.1.1</i>	<i>Objetivo geral</i>	15
<i>1.1.2</i>	<i>Objetivos específicos</i>	15
1.2	Justificativa	15
1.3	Motivação	16
1.4	Estrutura do trabalho	16
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	17
2.1	Do módulo fotovoltaico à geração centralizada	17
<i>2.1.1</i>	<i>Tecnologias de módulos: monofaciais e bifaciais</i>	18
2.2	Energia solar no Brasil: geração centralizada e gargalos do SIN	19
2.3	Restrições operativas em sistemas fotovoltaicos	20
<i>2.3.1</i>	<i>Restrições de origem interna</i>	21
<i>2.3.1.1</i>	<i>Clipping: limitação interna do inversor</i>	21
<i>2.3.1.2</i>	<i>Manutenções e soiling</i>	22
<i>2.3.1.3</i>	<i>Falhas de componentes internos</i>	22
<i>2.3.2</i>	<i>Restrições de origem externa</i>	23
<i>2.3.2.1</i>	<i>Curtailment por indisponibilidade externa (REL)</i>	23
<i>2.3.2.2</i>	<i>Curtailment por confiabilidade elétrica (CNF)</i>	24
<i>2.3.2.3</i>	<i>Curtailment por razão energética (ENE)</i>	24
<i>2.3.2.4</i>	<i>Outras restrições externas associadas à rede</i>	25
2.4	Impacto do aumento da temperatura em módulos fotovoltaicos	26
<i>2.4.1</i>	<i>Balanco energético e temperatura em condições normais de operação</i>	26
<i>2.4.2</i>	<i>Penalidade térmica da operação fora do ponto de máxima potência</i>	27
<i>2.4.3</i>	<i>Assinaturas térmicas de clipping e curtailment</i>	29
<i>2.4.4</i>	<i>Agravamento de pontos quentes</i>	31
2.5	Modelos de degradação: enfoque no Arrhenius	31
<i>2.5.1</i>	<i>Degradação fotovoltaica: mecanismos e taxas</i>	32
<i>2.5.2</i>	<i>Abordagem cinética para modelar a degradação</i>	32
<i>2.5.3</i>	<i>Modelo de Arrhenius e fator de aceleração</i>	33

2.5.4	<i>Energia de ativação como parâmetro crítico</i>	34
3	MATERIAIS E MÉTODOS	35
3.1	Caracterização da usina	36
3.2	Base de dados	36
3.3	Ambiente de desenvolvimento e ferramentas	37
3.4	Tratamento e pré-processamento dos dados	38
3.4.1	<i>Filtragem e validação das medições</i>	38
3.4.2	<i>Cálculo da variável térmica ΔT</i>	39
3.4.3	<i>Estatísticas descritivas</i>	39
3.4.4	<i>Geração de gráficos boxplots</i>	41
3.5	Cálculo da estimativa de degradação dos módulos	42
3.6	Projeção de vida útil dos módulos	43
4	RESULTADOS E DISCUSSÕES	46
4.1	Distribuição de irradiância e evolução do <i>curtailment</i>	46
4.2	Perfil operacional da amostra	47
4.3	Análise térmica detalhada	48
4.4	Perfil horário do <i>curtailment</i>	49
4.5	Análise de degradação acelerada pelo modelo de Arrhenius	51
4.6	Projeção de vida útil consolidada	52
4.7	Comparação temporal da vida útil	53
4.8	Síntese dos resultados	55
5	CONCLUSÃO	57
5.1	Trabalhos futuros	58
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	59

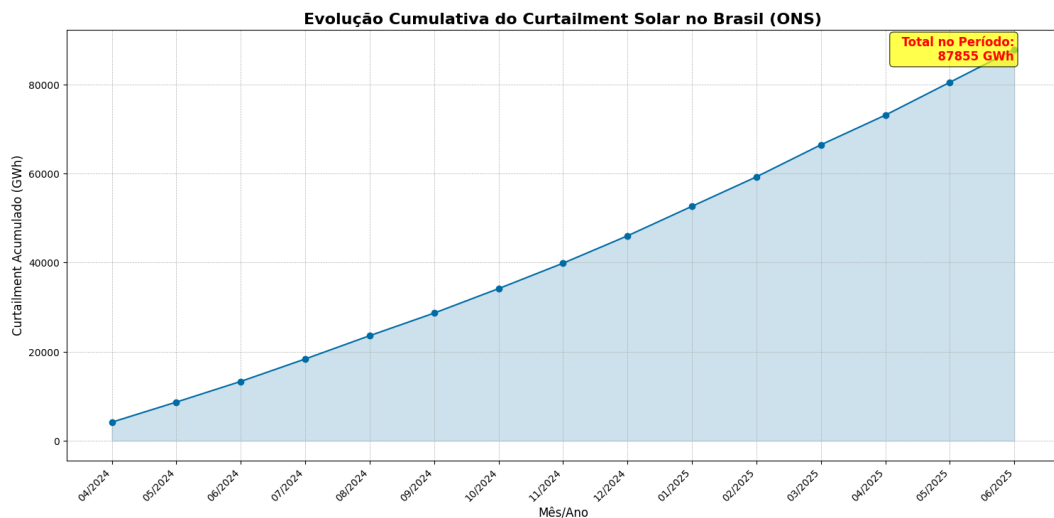
1 INTRODUÇÃO

A energia solar fotovoltaica tem sido a fonte renovável que mais cresce no mundo, alcançando 2,2 TW de capacidade instalada até o final de 2024 (IEA, 2025). No Brasil, a potência instalada chegou a 45,5 GW no mesmo período, o que coloca o país entre os dez maiores mercados globais de energia solar (ABSOLAR, 2025). Esse crescimento reforça a necessidade de metodologias cada vez mais robustas para estimar a energia disponível, quantificar perdas e avaliar a confiabilidade de longo prazo dos empreendimentos fotovoltaicos.

Apesar desse avanço, existe uma diferença importante entre a geração distribuída (GD) e a geração centralizada (GC). A GD, conectada em baixa tensão, atende diretamente os consumidores e não está sujeita a despacho centralizado. Já a GC é despachada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e, por esse motivo, fica exposta a restrições de segurança da rede elétrica e ao chamado *curtailment*. Neste trabalho, o *curtailment* é entendido como a operação abaixo da potência disponível, mesmo em condições de recurso solar suficiente, em função de limitações da rede ou de decisões operativas do ONS (ONS, 2024).

Nos últimos anos, o *curtailment* tem aumentado de forma expressiva no Brasil. A Figura 1 mostra a evolução acumulada entre abril de 2024 e junho de 2025, com mais de 87 TWh de energia não aproveitada a partir de dados abertos do ONS (ONS, 2025). Esse crescimento está associado principalmente às limitações da rede de transmissão em regiões com alta penetração de fontes renováveis, como o Nordeste, e à necessidade de manter a operação do sistema dentro de critérios de segurança (ANEEL, 2022).

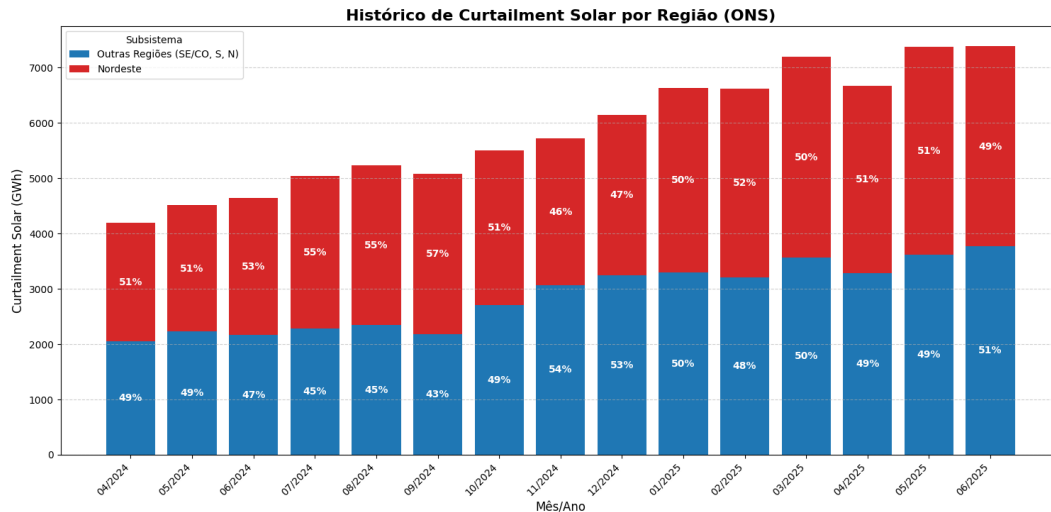
Figura 1 – Evolução cumulativa do *curtailment* solar no Brasil.



Fonte: Elaborado pelo autor com dados do ONS.

A Figura 2 apresenta a distribuição do *curtailment* destacando os dados históricos do subsistema Nordeste. Observa-se que o Nordeste, sozinho, representa 43% das ocorrências no período de menor participação (09/24) e 53% no período maior contribuição (12/24). Adicionalmente, nota-se uma tendência de crescimento do número de restrições em empreendimentos de geração solar centralizada em todo o território nacional. (ONS, 2025).

Figura 2 – Histórico do *curtailment* solar por região.



Fonte: Elaborado pelo autor com dados do ONS.

Do ponto de vista energético e regulatório, essa energia não aproveitada não se limita a uma perda econômica imediata. Em estudos de certificação e na definição da Garantia Física dos empreendimentos, são adotadas cadeias de perdas que incluem indisponibilidades, perdas elétricas, incertezas de medição e uma taxa de degradação anual típica dos módulos fotovoltaicos, geralmente assumida como constante ao longo do horizonte de análise (Empresa de Pesquisa Energética, 2024). Nessas abordagens, o *curtailment* é quantificado primordialmente como redução de energia comercializável, sem considerar de forma explícita possíveis efeitos adicionais sobre a degradação dos módulos.

Na literatura internacional, o *curtailment* costuma ser tratado principalmente em termos de impacto econômico, como perdas de receita, incertezas de mercado e desafios operativos (WU *et al.*, 2019). Em comparação, os efeitos dessa forma de operação sobre a vida útil dos módulos fotovoltaicos ainda são pouco relatados. Trabalhos de revisão sobre taxas de degradação indicam que o aumento da temperatura de operação acelera mecanismos de envelhecimento dos módulos (JORDAN; KURTZ, 2013), mas há uma carência de estudos que relacionem de forma direta a operação sob *curtailment* à previsão de degradação de componentes fotovoltaicos ao longo da vida útil do sistema.

Diante desse cenário, torna-se relevante investigar não apenas as consequências financeiras, mas também os efeitos técnicos do *curtailment*. Uma análise dessa natureza complementa as metodologias

de certificação e cálculo de Garantia Física, ao explicitar como um regime de operação restritiva pode alterar o regime térmico dos módulos e, conseqüentemente, a taxa efetiva de degradação ao longo dos anos. Isso contribui para uma visão mais realista da sustentabilidade de longo prazo das usinas fotovoltaicas centralizadas no Brasil, considerando tanto o desempenho energético quanto a preservação dos ativos ao longo da vida útil.

1.1 Objetivos

1.1.1 *Objetivo geral*

Analisar o impacto da operação sob *curtailment*, associada a restrições de rede, no aumento da temperatura e na degradação dos módulos fotovoltaicos de uma usina de geração centralizada.

1.1.2 *Objetivos específicos*

- Revisar os fundamentos de sistemas de geração solar centralizados, suas restrições operativas de rede e os impactos associados à degradação de módulos fotovoltaicos;
- Realizar a coleta e o tratamento dos dados operacionais de uma usina de geração solar centralizada localizada na região Nordeste;
- Caracterizar o comportamento térmico dos módulos fotovoltaicos, em condições normais de operação e sob *curtailment*, a partir dos dados obtidos;
- Estimar a aceleração da degradação fotovoltaica com base no referencial teórico e na equação de Arrhenius, considerando diferentes valores de energia de ativação;
- Discutir as implicações técnicas e econômicas do *curtailment* sobre a vida útil dos módulos e sobre a sustentabilidade dos ativos solares no longo prazo.

1.2 Justificativa

O crescimento recente do *curtailment* na geração solar centralizada brasileira evidencia a necessidade de ampliar a forma como esse fenômeno é analisado nos estudos técnicos e regulatórios do setor elétrico. Embora amplamente reconhecido como uma perda energética e econômica, o *curtailment* ainda é pouco explorado sob a ótica de seus impactos físicos sobre os módulos fotovoltaicos, em especial no que se refere ao regime térmico e à degradação ao longo do tempo. Considerando que a temperatura de operação é um dos principais fatores que influenciam os mecanismos de envelhecimento dos módulos, torna-se relevante avaliar se a operação sob restrições de potência pode alterar de forma significativa a taxa efetiva de degradação adotada em estudos de desempenho e vida útil.

Nesse contexto, a presente pesquisa se justifica por propor uma análise complementar às metodologias tradicionais de avaliação de desempenho e de Garantia Física, ao investigar a relação entre *curtailment*, aumento de temperatura e aceleração da degradação fotovoltaica. Ao utilizar dados reais de operação de uma usina de geração centralizada, o estudo contribui para reduzir a lacuna existente entre modelos teóricos de degradação e o comportamento observado em campo, oferecendo subsídios técnicos para avaliações mais realistas da confiabilidade e da sustentabilidade de longo prazo dos empreendimentos fotovoltaicos.

1.3 Motivação

A motivação deste trabalho está associada ao aumento expressivo das restrições operativas impostas às usinas solares centralizadas no Brasil, especialmente em regiões com elevada penetração de fontes renováveis, como o Nordeste. A intensificação do *curtailment* levanta questionamentos que vão além da perda imediata de energia, incluindo possíveis efeitos cumulativos sobre os equipamentos, que podem não ser capturados adequadamente pelos modelos de degradação atualmente empregados.

Além disso, a disponibilidade de dados operacionais provenientes de sistemas SCADA cria a oportunidade de investigar, com maior nível de detalhe, o comportamento térmico dos módulos fotovoltaicos sob diferentes regimes de operação. A combinação entre dados reais, análise estatística e modelos físicos de degradação permite explorar novas perspectivas sobre o impacto do *curtailment*, contribuindo para o aprimoramento das práticas de projeto, operação e avaliação de risco de usinas solares de grande porte.

1.4 Estrutura do trabalho

Este trabalho está organizado da seguinte forma. O Capítulo 2 apresenta a fundamentação teórica necessária para a compreensão do estudo, abordando os sistemas de geração solar centralizada, as restrições operativas de rede, os efeitos térmicos em módulos fotovoltaicos e os principais mecanismos de degradação, com destaque para o modelo de Arrhenius. O Capítulo 3 descreve a metodologia adotada, incluindo a caracterização da usina analisada, a base de dados utilizada, os procedimentos de tratamento das medições e os métodos empregados para a análise térmica e a estimativa de degradação. No Capítulo 4 são apresentados e discutidos os resultados obtidos, contemplando a análise do comportamento térmico sob *curtailment*, a aplicação do modelo de Arrhenius e as projeções de vida útil dos módulos. Por fim, o Capítulo 5 reúne as conclusões do trabalho e aponta possíveis direções para pesquisas futuras.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Para compreender como restrições operativas da rede elétrica podem acelerar o envelhecimento de um módulo fotovoltaico, é preciso, primeiro, percorrer o caminho que a energia solar faz: desde sua conversão inicial em uma única célula até sua entrega em alta tensão ao SIN. Este capítulo constrói essa base de conhecimento de forma gradual.

Primeiro, apresenta-se a tecnologia fundamental do módulo e a arquitetura de uma usina de geração centralizada. Em seguida, contextualiza-se o papel da fonte solar na matriz brasileira, destacando como os gargalos na expansão da rede de transmissão se tornaram um desafio central. A partir desse cenário, discutem-se as restrições operativas, como o *clipping* e o *curtailment*, que são consequência direta da combinação entre expansão rápida da geração e limitações da rede. Por fim, o capítulo conecta esses eventos operacionais ao impacto térmico nos módulos e apresenta o modelo de degradação de Arrhenius como ferramenta para quantificar essa relação.

2.1 Do módulo fotovoltaico à geração centralizada

A jornada da energia solar começa no módulo fotovoltaico, unidade fundamental que transforma a luz do sol em eletricidade. No seu interior, dezenas de células solares, geralmente de silício cristalino, atuam como pequenas usinas individuais. Para que a energia gerada seja útil em larga escala, essas células são conectadas eletricamente em série, o que soma suas tensões individuais e constrói o potencial elétrico do módulo como um todo (VILLALVA, 2018).

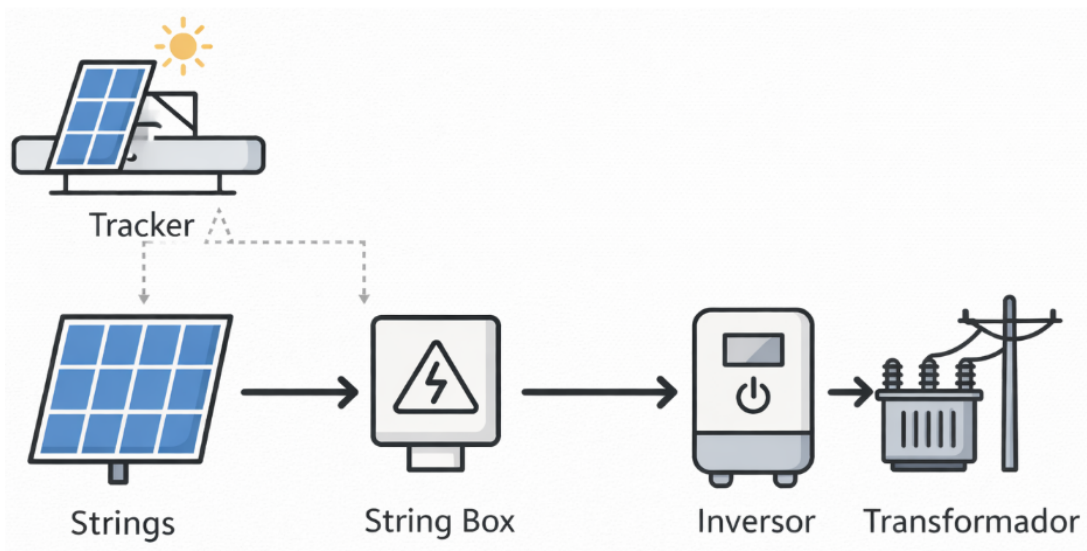
Para contextualizar o percurso completo da energia em uma usina fotovoltaica centralizada, desde sua conversão inicial nos módulos até sua entrega em alta tensão ao Sistema Interligado Nacional, a Figura 3 apresenta um esquema simplificado dessa cadeia de conversão e escoamento.

Conforme ilustrado na Figura 3, a radiação solar incidente é convertida inicialmente em energia elétrica em corrente contínua nos módulos fotovoltaicos, instalados sobre estruturas fixas ou rastreadores solares. Esses módulos são interligados eletricamente em série, formando *strings*, com o objetivo de elevar o nível de tensão e reduzir perdas no transporte em corrente contínua.

A partir desse princípio de associação em série, a arquitetura de uma usina solar de grande porte explora a escalabilidade da geração. Conjuntos de *strings* são conectados em paralelo para elevar a corrente total e, conseqüentemente, a potência do arranjo fotovoltaico. Esse agrupamento é realizado em equipamentos denominados *stringboxes* (caixas de junção), que centralizam os circuitos, incorporam dispositivos de proteção e possibilitam o monitoramento das correntes individuais, assegurando o funcionamento adequado e seguro do sistema (NREL, 2023).

O coração da conversão de energia em uma usina fotovoltaica é o inversor. É para ele que a

Figura 3 – Esquema simplificado do fluxo de energia em uma usina fotovoltaica.



Fonte: Elaborado pelo autor.

corrente contínua proveniente dos grandes arranjos solares é direcionada. Sua função principal é converter essa energia em corrente alternada (CA), sincronizada em frequência e tensão com a rede elétrica. Além disso, o inversor desempenha funções essenciais de controle de potência, gestão de fluxo energético e proteção do sistema, assegurando uma operação estável e segura. Após a conversão, a energia em CA segue para transformadores elevadores, que ajustam a tensão para os níveis exigidos pela rede básica, permitindo sua posterior injeção no SIN (GMBH, 2021).

Essa hierarquia, que vai da célula ao SIN, é a arena em que as restrições operativas se manifestam. Cada decisão de despacho e cada limitação da rede se traduzem em novos pontos de operação para o conjunto módulo–inversor.

2.1.1 Tecnologias de módulos: monofaciais e bifaciais

Durante muitos anos, a maior parte dos módulos instalados em usinas fotovoltaicas de grande porte era do tipo monofacial. Nesse caso, a geração de energia ocorre, na prática, apenas pela face frontal voltada para o sol, enquanto a face traseira cumpre papel principalmente estrutural e de proteção.

Com a redução de custos e a busca por maior aproveitamento energético, os módulos bifaciais passaram a ser adotados com maior frequência em usinas recentes. Nesses módulos, tanto a face frontal quanto a traseira participam da conversão de energia. A face posterior aproveita a luz refletida pelo solo (*albedo*) e a radiação difusa, o que pode resultar em ganhos de geração da ordem de 5% a 15% em relação a um módulo monofacial instalado nas mesmas condições, variando conforme a cor e rugosidade do terreno, a altura de instalação e a geometria do arranjo (COMMISSION, 2020).

Do ponto de vista térmico, a bifacialidade também altera o balanço de calor do módulo. A

face traseira deixa de ser apenas um elemento passivo de dissipação e passa a absorver parte da irradiância. Isso pode elevar ligeiramente a temperatura média em comparação a um módulo monofacial, além de modificar o padrão de distribuição de temperatura entre as faces (ISE, 2021). Em usinas com rastreadores de um eixo e módulos bifaciais, como a analisada neste trabalho, esse efeito combinado de maior geração e possível aumento térmico precisa ser considerado na avaliação da degradação acelerada e na interpretação das medições de temperatura de módulo.

2.2 Energia solar no Brasil: geração centralizada e gargalos do SIN

O Brasil, com sua vasta extensão territorial e níveis de irradiação solar privilegiados, consolidou-se como um dos mercados fotovoltaicos mais promissores do mundo. Impulsionada por leilões de energia e pela crescente competitividade da fonte, a geração centralizada solar expandiu-se de forma acelerada, adicionando dezenas de gigawatts à matriz elétrica nacional em poucos anos (ABSOLAR, 2025). Essa expansão, porém, não ocorreu de maneira uniforme no território.

A maior parte dos projetos de grande porte se concentrou na Região Nordeste, que detém alguns dos maiores potenciais de geração solar do país. Essa concentração geográfica, embora vantajosa do ponto de vista do recurso energético, criou um desafio sistêmico. Houve uma injeção massiva de energia intermitente em uma área eletricamente distante dos principais centros de carga do Brasil, localizados no Sudeste e no Sul (EPE, 2023). O SIN, projetado historicamente para um fluxo predominante de energia proveniente de grandes hidrelétricas em direção aos centros consumidores, precisou se adaptar a essa nova realidade.

Nesse contexto surgem os chamados gargalos da rede. O tempo de maturação de um projeto de usina solar costuma ser relativamente curto, geralmente entre um e dois anos entre o leilão e a entrada em operação comercial, ainda que também envolva estudos de viabilidade e processos de licenciamento ambiental. Em contraste, a expansão da rede de transmissão de alta tensão apresenta maior complexidade técnica, ambiental e institucional, pois requer a definição de traçados extensos, a obtenção de direito de passagem ao longo de múltiplos municípios, além de licenciamento ambiental mais abrangente e obras de grande porte. Como resultado, o ciclo de implantação de empreendimentos de transmissão pode ultrapassar cinco anos (ANEEL, 2022). Essa assimetria de prazos entre a implantação da geração e o reforço da transmissão gerou um cenário em que, em muitas horas do dia, a capacidade de geração renovável no Nordeste supera a capacidade de escoamento da energia para o restante do país.

Diante dessa saturação, o ONS é obrigado a intervir para garantir a segurança e a estabilidade do SIN. Quando a rede atinge seus limites operacionais, a principal solução é limitar a produção das usinas. Essa limitação compulsória dá origem ao fenômeno das restrições operativas de rede, que se tornaram cada vez mais frequentes e representam o núcleo da problemática abordada neste trabalho. A seção

seguinte detalha os tipos e as causas dessas restrições, abrangendo tanto aquelas impostas externamente pelo ONS quanto as restrições internas decorrentes de escolhas de projeto, práticas operativas e limitações dos próprios componentes da usina.

2.3 Restrições operativas em sistemas fotovoltaicos

A operação de usinas fotovoltaicas em larga escala está sujeita a um conjunto de restrições que reduzem a energia efetivamente injetada no SIN, quando comparada ao limite físico que a planta poderia entregar em condições ideais de irradiação e temperatura. Essas restrições não constituem um fenômeno único, mas sim uma família de mecanismos com origens diferentes. Algumas decorrem de ordens de despacho sistêmico ou de limitações da rede elétrica, enquanto outras têm origem no projeto e na operação interna da planta.

Em comum, todas afastam o gerador fotovoltaico do Ponto de Máxima Potência (MPP). Isso altera a trajetória da curva de potência ao longo do dia e afeta indicadores de desempenho e métricas econômico-financeiras do empreendimento.

No Brasil, a ideia de corte deliberado de geração por determinação externa consolidou-se sob a denominação de *constrained-off*, frequentemente tratada na literatura técnica como *curtailment*. Essa prática corresponde a uma medida de despacho que impõe redução de potência ativa por razões associadas à segurança e ao equilíbrio do sistema elétrico, e não por falhas internas da planta. A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) sistematizou as motivações de *curtailment* em três grandes grupos: indisponibilidade externa, requisitos de confiabilidade elétrica e razões energéticas (ANEEL, 2022).

Paralelamente, existem mecanismos de limitação intrínsecos ao projeto e à operação da usina que também reduzem a energia entregue. Entre eles se destaca o *clipping*, resultante do sobredimensionamento proposital do arranjo em corrente contínua em relação à potência nominal dos inversores. Além disso, manutenções preventivas e corretivas, falhas de equipamentos internos e fatores ambientais como o acúmulo de sujeira (*soiling*) configuram restrições de origem interna, que pertencem à esfera de responsabilidade direta do agente gerador (NREL, 2020). Relatórios da ABSOLAR também destacam a relevância dessas perdas na análise de desempenho de usinas fotovoltaicas (ABSOLAR, 2023).

A distinção conceitual entre restrições de origem externa e interna é fundamental porque orienta tanto a análise de perdas quanto as estratégias de mitigação. As restrições externas respondem a fenômenos sistêmicos e a decisões centralizadas de despacho, enquanto as restrições internas derivam de escolhas de dimensionamento, práticas de operação e manutenção ou falhas em equipamentos locais da usina. Em ambos os casos, a operação prolongada fora do MPP não apenas reduz a energia faturável, mas também modifica o regime térmico do arranjo módulo–inversor. Dessa forma, cria padrões de estresse que podem acelerar mecanismos de degradação latente (MARION *et al.*, 2022).

Com base nesse enquadramento, a análise é organizada em duas camadas principais. A primeira abrange as restrições de origem interna, que incluem o *clipping*, as manutenções, o *soiling* e falhas de componentes. A segunda se dedica às restrições de origem externa, com destaque para os diferentes tipos de *curtailment* reconhecidos pela ANEEL e para outros fatores de natureza sistêmica.

2.3.1 Restrições de origem interna

As restrições de origem interna são aquelas que decorrem de escolhas de projeto, práticas de operação e manutenção ou falhas de equipamentos, estando sob responsabilidade do agente gerador. Diferenciam-se das restrições externas, impostas pelo ONS ou por limitações da rede, por serem previsíveis, gerenciáveis e, em alguns casos, deliberadamente incorporadas ao modelo econômico da planta.

Essas restrições incluem fenômenos como o *clipping*, que resulta de uma decisão técnica de sobredimensionar o arranjo em corrente contínua em relação ao inversor; as manutenções programadas ou corretivas, essenciais para garantir a disponibilidade da planta, mas que reduzem temporariamente a produção; o acúmulo de sujeira (*soiling*), que diminui a irradiância efetiva incidente sobre os módulos; e falhas inesperadas de inversores, transformadores ou outros componentes internos.

2.3.1.1 *Clipping: limitação interna do inversor*

O *clipping* é uma das formas de restrição interna em sistemas fotovoltaicos. Ele ocorre quando a potência em corrente contínua disponível nos módulos ultrapassa a capacidade nominal de conversão do inversor em corrente alternada, o que limita a potência injetada à rede. O excedente de energia, embora fisicamente gerado, não é aproveitado e se configura como uma perda planejada (BERMUDEZ *et al.*, 2020).

A prática do sobredimensionamento do campo fotovoltaico em relação à potência do inversor, expressa pelo *Inverter Loading Ratio* (ILR), é amplamente utilizada em projetos de grande porte. Valores de ILR entre 1,2 e 1,4 são comuns, pois permitem que o inversor opere mais próximo de sua capacidade nominal durante boa parte do tempo, compensando as perdas nos horários de irradiância máxima (VILLALVA, 2018). Essa escolha aumenta a produção anual de energia e reduz o custo nivelado de energia (*Levelized Cost of Energy* – LCOE), mesmo considerando o recorte nos picos.

A principal diferença entre *clipping* e *curtailment* está na origem da restrição. Enquanto o *curtailment* decorre de determinações externas do Operador Nacional do Sistema (ONS), associadas a limitações da rede elétrica ou a requisitos sistêmicos de segurança e confiabilidade, o *clipping* constitui uma limitação interna, inerente ao projeto da planta e sob controle direto do desenvolvedor. Dessa forma, as perdas por *clipping* são consideradas no dimensionamento técnico e internalizadas no modelo

econômico do empreendimento, ao passo que as perdas por *curtailment* estão associadas a decisões operativas externas e introduzem riscos regulatórios e incertezas contratuais para os agentes geradores (EPE, 2023).

Do ponto de vista técnico, o *clipping* pode influenciar o comportamento térmico dos módulos. Marion et al. investigaram diferentes modos de limitação e identificaram o *high-voltage clipping* (acima do ponto de máxima potência V_{MPP}), que tende a elevar a temperatura média de forma relativamente uniforme, e o *low-voltage clipping* (abaixo de V_{MPP}), em que a temperatura média é inferior, mas com padrões heterogêneos de aquecimento (MARION *et al.*, 2022). Esses resultados sugerem que a forma de implementação do *clipping* pode afetar mecanismos de degradação em longo prazo, seja por acelerar processos generalizados de envelhecimento, seja por intensificar pontos quentes localizados.

Embora o *clipping* represente uma perda energética planejada, ainda existem incertezas quanto a seus efeitos cumulativos sobre a degradação dos módulos. Jordan e Kurtz mostram que fatores como temperatura de operação e ciclos térmicos estão diretamente relacionados às taxas de degradação de longo prazo (JORDAN; KURTZ, 2013). Dessa forma, o *clipping* pode modificar o perfil de estresse térmico dos módulos e interagir com mecanismos de falha como delaminação, corrosão de contatos e formação de pontos quentes.

2.3.1.2 *Manutenções e soiling*

Outra forma importante de restrição interna é a indisponibilidade decorrente de manutenções programadas, corretivas ou emergenciais. Durante esses períodos, inversores, transformadores ou circuitos podem ser desligados, o que reduz temporariamente a produção. A ANEEL estabelece indicadores de disponibilidade que refletem o desempenho operacional esperado, contabilizando essas ocorrências na regulação do setor (ANEEL, 2022).

Além das manutenções eletromecânicas, destaca-se o impacto do acúmulo de sujeira sobre os módulos, conhecido como *soiling*. Esse fenômeno reduz a irradiância efetivamente absorvida e, em alguns casos, pode gerar aquecimento localizado. De acordo com o National Renewable Energy Laboratory (NREL), o impacto anual do *soiling* pode variar de 2% a 20%, dependendo das condições climáticas e ambientais da usina (NREL, 2020). A limpeza periódica é essencial, mas também implica indisponibilidade temporária do sistema, o que configura mais uma restrição interna.

2.3.1.3 *Falhas de componentes internos*

As falhas inesperadas de componentes também representam restrições de origem interna. Inversores, transformadores auxiliares e equipamentos de proteção podem apresentar defeitos ao longo da

vida útil da usina. O NREL aponta que as taxas de falha de inversores variam de 2% a 5% ao ano, o que pode gerar perdas acumuladas significativas em projetos de grande porte (NREL, 2020). Embora menos previsíveis que o *clipping* ou as manutenções, essas falhas são de responsabilidade do agente gerador, que deve adotar estratégias de manutenção preventiva e preditiva para reduzir sua frequência.

Em resumo, as restrições de origem interna abrangem tanto fenômenos planejados, como o *clipping* e as manutenções, quanto falhas inesperadas. Todas reduzem a energia efetivamente entregue à rede e podem alterar o regime de operação e o estresse térmico dos módulos, com impactos diretos na confiabilidade e no desempenho de longo prazo das usinas fotovoltaicas.

2.3.2 Restrições de origem externa

As restrições de origem externa correspondem a limitações impostas à operação de uma usina fotovoltaica por fatores que não estão sob o controle direto do agente gerador. No Brasil, derivam de decisões do ONS, de condições da rede de transmissão ou de situações estruturais do sistema elétrico que, em última instância, determinam a quantidade de energia que pode ser injetada no SIN. Diferentemente das restrições internas, que resultam de escolhas de projeto, práticas de operação e manutenção ou falhas locais dos equipamentos, as restrições externas refletem necessidades sistêmicas de segurança, confiabilidade e equilíbrio energético em escala nacional (Empresa de Pesquisa Energética, 2023).

O principal mecanismo de restrição externa que afeta diretamente a geração solar no Brasil é o *curtailment*. Esse fenômeno, também chamado de *constrained-off*, ocorre quando o ONS determina a redução da potência ativa injetada por uma usina, mesmo em condições de plena irradiação e disponibilidade técnica. A ANEEL, por meio da Análise de Impacto Regulatório n. 002/2022-SRG, consolidou a tipologia de *curtailment* em três categorias principais: indisponibilidade externa (REL), confiabilidade elétrica (CNF) e razão energética (ENE) (ANEEL, 2022).

2.3.2.1 *Curtilment por indisponibilidade externa (REL)*

O *curtailment* por indisponibilidade externa (REL) ocorre quando há falhas, restrições ou desligamentos em elementos da rede de transmissão e distribuição que estão fora da esfera de controle da usina geradora. Nesses casos, a energia fotovoltaica pode ser produzida, mas não há capacidade física de escoamento até os centros de consumo.

No Brasil, esse tipo de corte tem sido frequente no Nordeste, região que concentra a maior parte da geração solar e eólica do país. Um exemplo recorrente é a indisponibilidade de linhas de transmissão estruturantes que conectam polos de geração em estados do nordeste ao restante do SIN. Em 2022, segundo o ONS, houve cortes significativos de geração renovável devido ao atraso em obras de

transmissão que deveriam aliviar gargalos estruturais (ONS, 2024). Esse contexto mostra que a expansão da geração renovável nem sempre é acompanhada pelo mesmo ritmo de reforços na rede, o que expõe os empreendimentos a perdas de receita associadas ao REL.

Além do impacto econômico, cortes repetitivos por indisponibilidade externa alteram o regime de operação dos inversores e módulos, já que a usina é forçada a operar por longos períodos fora do ponto de máxima potência. Essa condição gera padrões de dissipação térmica diferentes do previsto, o que pode intensificar o estresse em componentes críticos do arranjo fotovoltaico.

2.3.2.2 *Curtailement por confiabilidade elétrica (CNF)*

O *curtailment* por confiabilidade elétrica (CNF) é determinado pelo ONS quando são necessárias medidas preventivas ou corretivas para preservar a estabilidade do sistema. Ele não decorre de falhas físicas na rede, mas de condições operativas que poderiam comprometer variáveis críticas, como frequência, tensão e estabilidade transitória (KUNDUR *et al.*, 2004).

Esse tipo de medida busca manter os níveis de tensão dentro de limites operativos seguros. A elevada participação de fontes que não empregam geradores síncronos, como a solar fotovoltaica, também reduz a inércia total do sistema, tornando a frequência mais sensível a distúrbios. Para mitigar esse risco, o ONS pode ordenar cortes em usinas fotovoltaicas, de modo a garantir que haja geração síncrona suficiente, principalmente hidrelétrica e termelétrica, para fornecer estabilidade inercial (ULBIG *et al.*, 2014).

Esse tipo de *curtailment* evidencia que a confiabilidade do SIN é mantida por meio de decisões operativas centralizadas do ONS, tomadas em tempo real para preservar margens de segurança elétrica. Embora essas decisões sejam necessárias para a estabilidade do sistema como um todo, elas introduzem incerteza na operação das usinas solares, uma vez que a redução de geração ocorre independentemente da disponibilidade técnica ou das condições de irradiância, afetando diretamente a previsibilidade de receita dos agentes renováveis.

2.3.2.3 *Curtailement por razão energética (ENE)*

O *curtailment* por razão energética (ENE) ocorre quando há um desbalanceamento estrutural entre a oferta de geração disponível e a demanda efetiva do sistema. Trata-se de um corte aplicado pelo ONS quando a produção instantânea de fontes renováveis excede a carga total e não existe demanda, armazenamento ou capacidade de exportação suficiente para absorver a energia. Essa condição é crítica porque não decorre de falhas de rede ou de limitações técnicas locais, e sim de um excesso estrutural de geração frente ao consumo (EPE, 2023).

No Brasil, esse tipo de *curtailment* tem sido observado principalmente em períodos de

elevada hidrologia, quando os reservatórios das usinas hidrelétricas estão cheios ao mesmo tempo em que a produção renovável é elevada. Nessas circunstâncias, a flexibilidade da geração hídrica se reduz e o excedente energético passa a ser inevitável. Como consequência, o ONS precisa ordenar cortes em usinas solares e eólicas, mesmo com alta irradiação, para manter o equilíbrio entre oferta e demanda. Relatórios de operação de 2023 e 2024 registram eventos dessa natureza, sobretudo em fins de semana e feriados prolongados, quando a carga é mais baixa (ONS, 2024).

2.3.2.4 *Outras restrições externas associadas à rede*

Além do *curtailment*, existem restrições externas associadas a contingências, manutenções ou falhas na infraestrutura da rede elétrica que podem limitar a geração efetivamente entregue por usinas fotovoltaicas. Esses eventos não derivam de decisões operativas do ONS específicas para uma usina, mas de condições externas relacionadas à disponibilidade física da rede de transmissão e distribuição.

Um exemplo recorrente ocorre em manutenções programadas em linhas de transmissão ou subestações da rede básica que exigem a retirada temporária de circuitos para execução de obras ou inspeções. Nessas situações, a usina fotovoltaica pode ser desconectada como medida preventiva de segurança, mesmo estando em condições plenas de geração. Outro cenário típico envolve falhas em equipamentos externos, como transformadores elevadores ou disjuntores de subestações. Quando entram em falha, esses equipamentos podem acionar sistemas de proteção que levam ao desligamento automático da planta. Acidentes e contingências externas, como descargas atmosféricas, incêndios em faixas de servidão ou queda de torres de transmissão, também afetam a disponibilidade de escoamento da energia (ONS, 2023).

Embora o efeito imediato seja semelhante ao *curtailment*, isto é, a redução da energia injetada no sistema por razão de origem externa, a natureza desses eventos é distinta. Trata-se de indisponibilidades externas que refletem a vulnerabilidade da usina à infraestrutura do sistema elétrico ao qual está conectada. Do ponto de vista econômico, representam perdas adicionais de receita não associadas a limitações internas ou a decisões de despacho. Do ponto de vista técnico, ressaltam a importância da confiabilidade da rede e da coordenação entre geradores e transmissoras para reduzir o impacto de tais eventos.

Estudos sobre integração de usinas solares ao sistema elétrico apontam que manutenções e falhas em ativos da rede podem gerar desconexões recorrentes e limitar a contribuição renovável mesmo em condições favoráveis de irradiação (RATIA, 2021). Esse contexto reforça a necessidade de separar claramente tais restrições externas das perdas por *curtailment*, para que os indicadores de desempenho reflitam de forma fiel as condições reais de operação.

2.4 Impacto do aumento da temperatura em módulos fotovoltaicos

As seções anteriores mostraram que restrições operativas como o *curtailment* e o *clipping* forçam os arranjos fotovoltaicos a operarem deliberadamente fora do MPP. A consequência mais discutida desse desvio é a perda de receita pela energia não injetada. No entanto, há um efeito físico secundário, essencial para a longevidade dos ativos, que é a alteração do balanço térmico dos módulos. Além de geradores elétricos, os módulos fotovoltaicos são sistemas termodinâmicos que convertem apenas uma fração da irradiação solar em eletricidade, dissipando a maior parte restante na forma de calor (FAIMAN, 2008).

A temperatura de operação é um dos fatores críticos que governam tanto a eficiência instantânea quanto a taxa de degradação de longo prazo dos módulos. Qualquer fenômeno que eleve de forma sistemática essa temperatura acelera o envelhecimento de materiais poliméricos, como o encapsulante e o *backsheet*, promove a corrosão de contatos metálicos e intensifica o estresse termo-mecânico nas células e interconexões. Esta seção aprofunda a física por trás do impacto térmico das restrições operativas e mostra como a energia elétrica que deixa de ser extraída em eventos de *curtailment* e *clipping* se converte em uma penalidade térmica (KÖHL *et al.*, 2015).

2.4.1 Balanço energético e temperatura em condições normais de operação

Em condições normais de operação, um módulo fotovoltaico absorve a irradiação solar incidente G em sua superfície. Uma pequena parcela dessa energia é refletida, mas a maior parte é absorvida pelas células. A energia absorvida segue dois caminhos principais, regidos pela conservação de energia: uma parte é convertida em energia elétrica $P_{elétrica}$ e o restante é dissipado para o ambiente na forma de calor $Q_{dissipado}$, por convecção e radiação (PVsyst SA, 2021).

Esse balanço pode ser representado de forma simplificada por (2.1).

$$Q_{dissipado} = A \cdot G \cdot (\tau\alpha) - P_{elétrica} \quad (2.1)$$

em que A é a área do módulo e $(\tau\alpha)$ é o produto entre a transmitância do vidro e a absorptância da célula.

A eficiência de conversão da célula η_c determina a proporção entre essas parcelas. Para uma célula de silício cristalino típica, com eficiência em torno de 20%, cerca de 80% da energia solar absorvida é convertida em calor (FAIMAN, 2008). Esse aquecimento eleva a temperatura da célula acima da temperatura ambiente, efeito quantificado pela Temperatura Nominal de Operação da Célula (NOCT, do inglês *Nominal Operating Cell Temperature*). A NOCT é definida sob padrão (irradiância de 800 W/m², temperatura ambiente de 20 °C e velocidade do vento de 1 m/s) e serve como indicador da performance térmica do módulo. Quanto menor a NOCT, maior a capacidade de dissipar calor (ROSS, 1981).

O impacto da temperatura na performance elétrica é bem documentado e caracterizado pelos coeficientes de temperatura presentes na folha de dados de qualquer módulo. Destaca-se o coeficiente de potência máxima, que tipicamente varia de $-0,3\%/^{\circ}\text{C}$ a $-0,5\%/^{\circ}\text{C}$ para tecnologias de silício cristalino (JORDAN; KURTZ, 2013). Isso significa que, para cada grau Celsius de aumento na temperatura da célula, o módulo perde entre 0,3% e 0,5% de sua potência máxima. A tensão de circuito aberto V_{OC} também diminui com a temperatura, enquanto a corrente de curto-circuito I_{SC} apresenta leve aumento, insuficiente para compensar a queda na tensão (SKOPLAKI; PALYVOS, 2009). Mesmo em operação normal no MPP, a temperatura já se apresenta como fator limitante da produção energética.

2.4.2 Penalidade térmica da operação fora do ponto de máxima potência

O balanço energético descrito anteriormente se altera quando o módulo fotovoltaico é forçado a operar fora do ponto de máxima potência (MPP). Em condições normais, uma parcela da irradiância solar incidente é convertida em energia elétrica, enquanto o restante é dissipado na forma de calor. Quando a extração de potência elétrica é deliberadamente reduzida, como ocorre em eventos de *clipping* ou *curtailment*, a fração de energia que precisa ser dissipada termicamente aumenta, elevando a temperatura de operação do módulo.

Para ilustrar o deslocamento do ponto de operação elétrico em relação ao MPP, a Figura 4 apresenta curvas corrente–tensão (I–V) representativas de um módulo fotovoltaico sob diferentes condições de operação. Observa-se que, quando o sistema opera fora do ponto ótimo, a potência efetivamente extraída do módulo é inferior à potência máxima disponível, caracterizando uma diferença energética associada à limitação de operação.

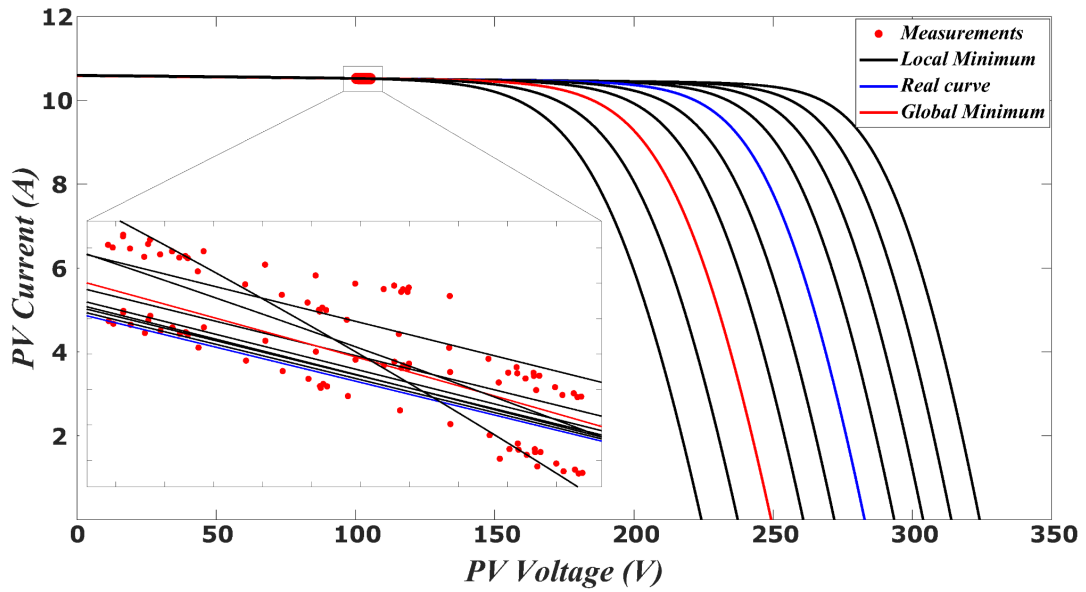
Durante um evento de *curtailment* ou *clipping*, o ponto de operação é deslocado de uma potência P_{MPP} para uma nova potência P_{op} , tal que $P_{op} < P_{MPP}$. A diferença entre essas potências pode ser expressa por 2.2

$$\Delta P = P_{MPP} - P_{op}, \quad (2.2)$$

em que ΔP representa a parcela de energia elétrica que deixa de ser extraída. Do ponto de vista físico, essa energia não desaparece, mas é convertida em calor adicional no interior do módulo, somando-se à dissipação térmica já presente em operação normal.

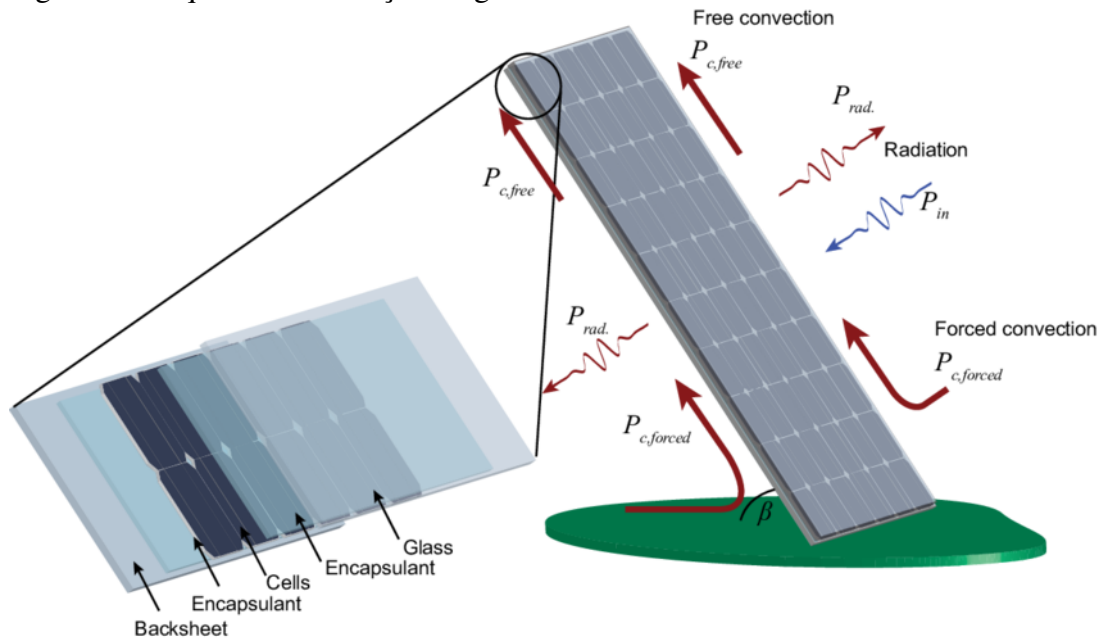
O efeito térmico associado a essa condição pode ser compreendido por meio do balanço energético do módulo fotovoltaico, ilustrado na Figura 5. A irradiância incidente P_{in} resulta simultaneamente na geração de potência elétrica e na dissipação de calor por mecanismos de convecção natural e forçada, bem como por radiação térmica. Quando a extração de potência elétrica é limitada, a fração dissipada como calor aumenta, elevando a temperatura média do módulo.

Figura 4 – Curvas I-V representativas de um módulo fotovoltaico.



Fonte: Adaptado de (ISHAQUE; SALAM, 2020).

Figura 5 – Esquema do balanço energético de um módulo fotovoltaico.



Fonte: Adaptado de (FAIMAN, 2008).

Um caso limite dessa condição é a operação em circuito aberto, que pode ser interpretada como um *curtailment* de 100%. Nessa situação, a potência elétrica extraída é praticamente nula, e quase toda a energia solar absorvida pelo módulo é convertida em calor. Estudos experimentais indicam que, sob condições ambientais equivalentes, a temperatura de módulos operando em circuito aberto pode ser alguns graus Celsius superior à de módulos operando no MPP, evidenciando o impacto direto da limitação de potência sobre o regime térmico.

Para restrições parciais, a elevação de temperatura é proporcional à fração de potência não

extraída. Mesmo reduções moderadas, da ordem de 20% a 30% da potência máxima, resultam em aumentos mensuráveis da temperatura de operação. Embora menores que no caso de circuito aberto, esses aumentos ocorrem de forma recorrente ao longo da vida útil da usina e se acumulam no tempo. Essa elevação sistemática da temperatura média constitui a penalidade térmica associada às restrições operativas, estabelecendo o elo físico entre *clipping*, *curtailment* e a aceleração dos mecanismos de degradação discutidos nas seções seguintes.

2.4.3 Assinaturas térmicas de *clipping* e *curtailment*

A elevação da temperatura média não é o único efeito térmico relevante associado às restrições operativas. O modo como a limitação de potência é implementada pelo inversor, isto é, o ponto da curva I–V no qual o módulo é forçado a operar, resulta em padrões distintos de distribuição de temperatura ao longo da superfície do módulo, com implicações diretas para os mecanismos de degradação.

Com base em evidências experimentais obtidas por ensaios controlados e inspeções termográficas em campo, é possível distinguir dois regimes principais de assinatura térmica associados à operação fora do ponto de máxima potência (MARION *et al.*, 2022).

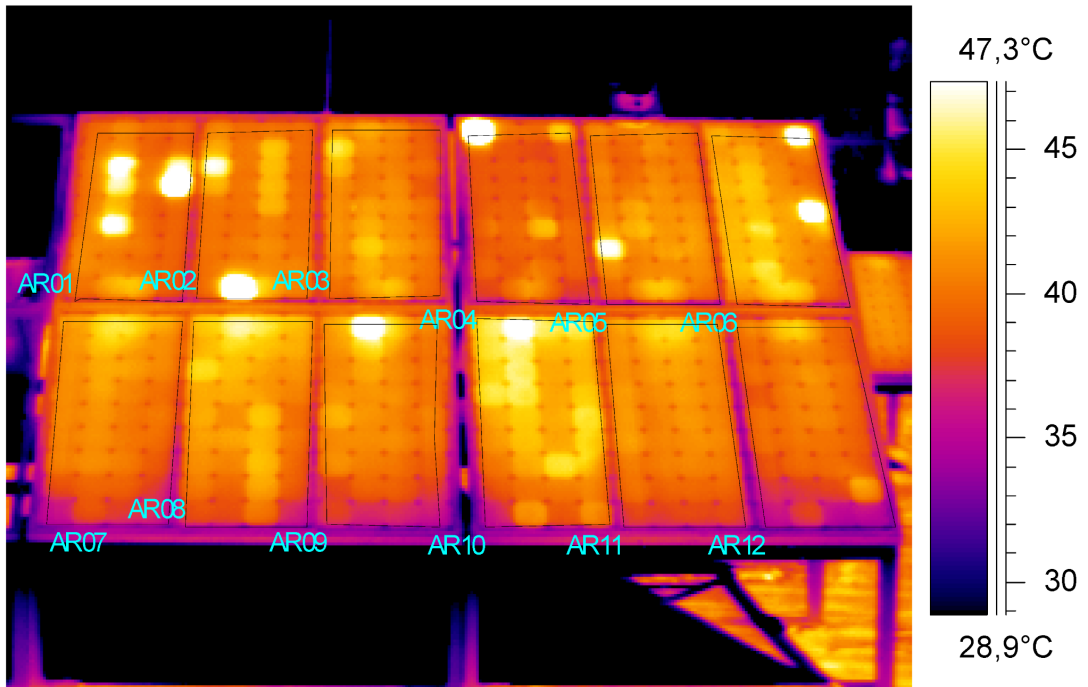
Nesse regime, o inversor desloca o ponto de operação para tensões superiores à tensão no MPP, isto é, $V_{op} > V_{MPP}$. A limitação da potência ocorre de forma global, reduzindo a corrente extraída do módulo. Como consequência, a fração de energia não convertida em eletricidade é dissipada de maneira relativamente uniforme como calor, resultando em um aumento homogêneo da temperatura média do módulo.

A Figura 6 apresenta um exemplo desse comportamento, no qual se observa aquecimento global relativamente uniforme ao longo da superfície do módulo, com baixos gradientes térmicos entre células adjacentes. Esse padrão térmico é característico de regimes de limitação em alta tensão e está associado à aceleração de mecanismos de degradação dependentes da temperatura absoluta, como o envelhecimento do encapsulante e a degradação do *backsheet* (MARION *et al.*, 2022).

Em contraste, quando o inversor força a operação em tensões inferiores à tensão no MPP, com $V_{op} < V_{MPP}$, a dissipação térmica ocorre de forma desigual ao longo do módulo. Embora a temperatura média global possa ser ligeiramente inferior à observada no regime de alta tensão, formam-se padrões heterogêneos de aquecimento, com gradientes térmicos significativos entre células adjacentes.

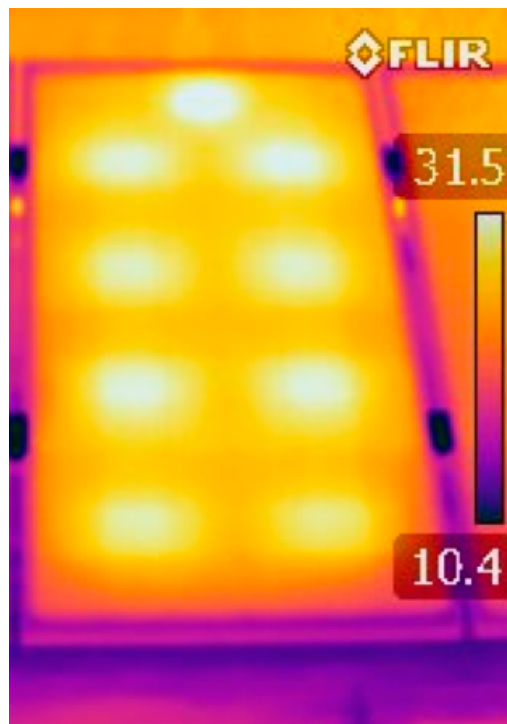
A Figura 7 ilustra esse regime, evidenciando regiões localizadas com temperaturas superiores às áreas vizinhas, configurando gradientes térmicos acentuados. Esse tipo de assinatura térmica aumenta o estresse termo-mecânico nas interconexões, acelera a fadiga dos materiais e cria condições favoráveis ao surgimento de microtrincas e pontos quentes (*hot spots*) (KÖNTGES *et al.*, 2017).

Figura 6 – Imagem de termografia infravermelha de módulo fotovoltaico operando sob limitação de potência em regime de alta tensão.



Fonte: Marion et al. (2022).

Figura 7 – Imagem de termografia infravermelha de módulo fotovoltaico operando sob limitação de potência em regime de baixa tensão.



Fonte: Köntges et al. (2017).

Em síntese, a limitação de potência em alta tensão tende a produzir um aumento global e relativamente uniforme da temperatura do módulo, favorecendo mecanismos de degradação associados

à temperatura média. Em contraste, a limitação em baixa tensão resulta em padrões térmicos mais irregulares, nos quais gradientes locais de temperatura atuam como catalisadores de falhas localizadas. Ambos os regimes contribuem para a redução da confiabilidade e da vida útil efetiva dos módulos fotovoltaicos, ainda que por mecanismos físicos distintos.

2.4.4 Agravamento de pontos quentes

Um ponto quente (*hot spot*) ocorre quando uma ou mais células de uma *string* têm sua geração de corrente reduzida, seja por sombreamento, sujeira ou defeitos intrínsecos, como microfissuras. As células saudáveis da mesma *string* forçam a corrente através da célula mais fraca, que passa a operar em polarização reversa. Em vez de gerar energia, a célula fraca passa a dissipar potência, aquecendo rapidamente a temperaturas que podem exceder 100 °C ou até 150 °C. Esse superaquecimento localizado pode causar danos irreversíveis, como degradação do silício, derretimento de soldas, escurecimento do encapsulante e até quebra do vidro, além de risco de incêndio (KÖNTGES *et al.*, 2014).

Os diodos de *bypass*, integrados às caixas de junção dos módulos, são projetados para mitigar esse problema, desviando a corrente em torno da substring de células sombreadas. No entanto, sua atuação não é instantânea e não elimina completamente o risco.

As restrições operativas interagem de forma sensível com esse mecanismo. O padrão de aquecimento heterogêneo associado ao *low-voltage curtailment*, por exemplo, pode criar desequilíbrios térmicos e elétricos entre as células mesmo sem sombreamento externo. Uma célula que já apresente leve defeito pode ter sua temperatura elevada por esse padrão, sua resistência aumentada e, conseqüentemente, tornar-se o elo fraco que desencadeia um *hot spot*. A operação contínua e prolongada em estados de limitação de potência aumenta a probabilidade e a severidade desses eventos, transformando defeitos latentes em falhas mais graves (KÖNTGES *et al.*, 2017).

O impacto térmico das restrições operativas é, portanto, multifacetado. Ele não se limita ao aumento da temperatura média de operação, mas envolve também a criação de gradientes térmicos que funcionam como catalisadores para diferentes mecanismos de degradação. A próxima seção apresenta o modelo de Arrhenius, que permite quantificar a aceleração desses processos em função da temperatura.

2.5 Modelos de degradação: enfoque no Arrhenius

As seções anteriores estabeleceram a conexão entre as restrições operativas e o aumento do estresse térmico nos módulos fotovoltaicos. Foi mostrado que a operação fora do MPP eleva a temperatura das células e pode criar padrões de aquecimento heterogêneos. A etapa final desta fundamentação teórica é apresentar um modelo quantitativo capaz de traduzir esse estresse térmico em uma métrica

de envelhecimento acelerado. Esta seção descreve os principais mecanismos de degradação e justifica a escolha de um modelo baseado em cinética de reações, com foco no modelo de Arrhenius, como ferramenta para a análise que será aplicada na metodologia.

2.5.1 Degradação fotovoltaica: mecanismos e taxas

A degradação de um módulo fotovoltaico é definida como uma perda gradual e, em grande parte, irreversível de sua capacidade de gerar energia ao longo do tempo. Esse processo é diferente de falhas catastróficas e de perdas reversíveis, como o *soiling*. A indústria fotovoltaica incorpora a degradação em suas garantias de performance, que geralmente asseguram que os módulos reterão entre 80% e 85% de sua potência nominal após 25 ou 30 anos (International Electrotechnical Commission, 2021).

Estudos de campo em larga escala indicam que a taxa de degradação mediana para módulos de silício cristalino modernos gira em torno de 0,5% ao ano (JORDAN; KURTZ, 2013). Essa taxa, no entanto, não é perfeitamente linear e depende de fatores ambientais e operacionais. Entre os principais mecanismos físicos que contribuem para essa perda de potência estão o amarelamento do encapsulante, a delaminação, a corrosão de interconexões, a Degradação Induzida por Potencial (PID) e a propagação de microfissuras. Em grande parte desses mecanismos, a temperatura atua como fator de aceleração central, o que torna a modelagem de seu impacto um ponto-chave na previsão da degradação dos módulos.

2.5.2 Abordagem cinética para modelar a degradação

Muitos dos processos de degradação em módulos fotovoltaicos são, em essência, reações químicas ou físico-químicas, como oxidação de polímeros, corrosão de contatos metálicos e mudanças estruturais nos materiais constituintes. Esses processos podem ser descritos por modelos de cinética de reações, amplamente empregados em engenharia de confiabilidade para estimar a vida útil de componentes submetidos a diferentes estressores operacionais (HASSELBRINK *et al.*, 2018).

Entre os diversos estressores, a temperatura é o mais universal e onipresente na operação de qualquer sistema fotovoltaico. Enquanto a umidade pode ser parcialmente mitigada pelo encapsulamento e a radiação ultravioleta afeta predominantemente as camadas externas, a temperatura atua em todo o volume do módulo, influenciando diretamente a velocidade da maioria dos processos químicos internos. Por essa razão, modelos que isolam e quantificam o impacto térmico são de particular importância. Dentre eles, o modelo de Arrhenius é amplamente adotado para descrever mecanismos de degradação ativados termicamente em módulos fotovoltaicos (BOSCO *et al.*, 2020).

2.5.3 Modelo de Arrhenius e fator de aceleração

O modelo de Arrhenius relaciona a taxa de uma reação química, representada por k , com a temperatura absoluta T . Sua forma clássica é definida em (2.3).

$$k = A \cdot \exp\left(-\frac{E_a}{k_B \cdot T}\right) \quad (2.3)$$

em que A é o fator pré-exponencial, E_a é a energia de ativação do processo e k_B é a constante de Boltzmann.

Para aplicações em confiabilidade, é comum utilizar a forma do fator de aceleração A_F , que quantifica o quanto mais rápido um processo ocorre em uma condição de estresse térmico em comparação com uma condição de referência. A forma geral é enunciada em (2.4).

$$A_F = \exp\left[\frac{E_a}{k_B} \left(\frac{1}{T_{\text{use}}} - \frac{1}{T_{\text{stress}}}\right)\right] \quad (2.4)$$

em que T_{use} representa a temperatura de uso considerada como base e T_{stress} representa a temperatura sob a qual o componente está sendo submetido a estresse adicional.

Neste trabalho, essa formulação é particularizada para duas condições diretamente observadas nos dados da usina:

- T_{ref} representa a temperatura média de operação dos módulos em períodos considerados de operação normal, isto é, quando o arranjo fotovoltaico opera próximo ao seu ponto de máxima potência;
- T_{curt} representa a temperatura média de operação dos módulos em períodos de *curtailment*, quando há limitação deliberada de potência, mas a irradiância permanece elevada.

Ao substituir $T_{\text{use}} = T_{\text{ref}}$ e $T_{\text{stress}} = T_{\text{curt}}$ na equação (2.4), obtém-se a forma usada nas análises deste trabalho:

$$A_F = \exp\left[\frac{E_a}{k_B} \left(\frac{1}{T_{\text{ref}}} - \frac{1}{T_{\text{curt}}}\right)\right] \quad (2.5)$$

Quando $T_{\text{curt}} > T_{\text{ref}}$, o termo $\left(\frac{1}{T_{\text{ref}}} - \frac{1}{T_{\text{curt}}}\right)$ é positivo e, portanto, $A_F > 1$. Isso significa que o mecanismo de degradação é acelerado na condição de *curtailment* em relação à operação normal. Esse fator de aceleração é calculado para diferentes energias de ativação e aplicado posteriormente à taxa de degradação de referência do módulo, como detalhado na metodologia.

A aplicação rigorosa do modelo de Arrhenius também ajuda a evitar interpretações simplificadas, como a chamada “regra dos 10 graus”, segundo a qual a vida útil de um componente eletrônico seria reduzida pela metade a cada aumento de 10 °C na temperatura. Wilcoxon mostra que essa regra só é válida para uma energia de ativação específica, em torno de 0,7 eV, e em uma faixa limitada de temperatura (WILCOXON, 2017). Para módulos fotovoltaicos, onde diversos mecanismos com energias de ativação distintas atuam simultaneamente, é mais adequado trabalhar com a formulação completa do modelo, como na equação (2.5).

2.5.4 Energia de ativação como parâmetro crítico

O modelo de Arrhenius mostra que a sensibilidade da degradação à temperatura é governada pela energia de ativação E_a . Esse parâmetro representa a barreira de energia mínima para que uma reação de degradação ocorra e é específico para cada mecanismo. A Tabela 1 reúne valores típicos de E_a para mecanismos relevantes, com base na literatura de confiabilidade fotovoltaica.

Tabela 1 – Energias de ativação E_a para mecanismos de degradação em módulos fotovoltaicos.

Mecanismo de degradação	Energia de ativação E_a [eV]
Amarelamento ou escurecimento do encapsulante (EVA)	0,6 a 1,0
Delaminação (adesão do encapsulante)	0,5 a 0,8
Degradação do <i>backsheet</i> (por exemplo, PET)	0,7 a 1,2
Corrosão ou falha em ligações de solda	0,5 a 1,1
Degradação da resistência de contato	0,9 a 1,1

Fonte: adaptado de (KURTZ *et al.*, 2011) e (KÖNTGES *et al.*, 2014).

A tabela reforça que a escolha de E_a tem impacto no fator de aceleração calculado. O principal desafio na aplicação do modelo a dados de campo é que vários mecanismos atuam ao mesmo tempo. Uma forma robusta de lidar com essa incerteza, que será detalhada na metodologia, consiste em realizar a análise para uma faixa de valores de E_a , como exercício de sensibilidade. Dessa maneira, é possível abranger diferentes cenários e mecanismos dominantes.

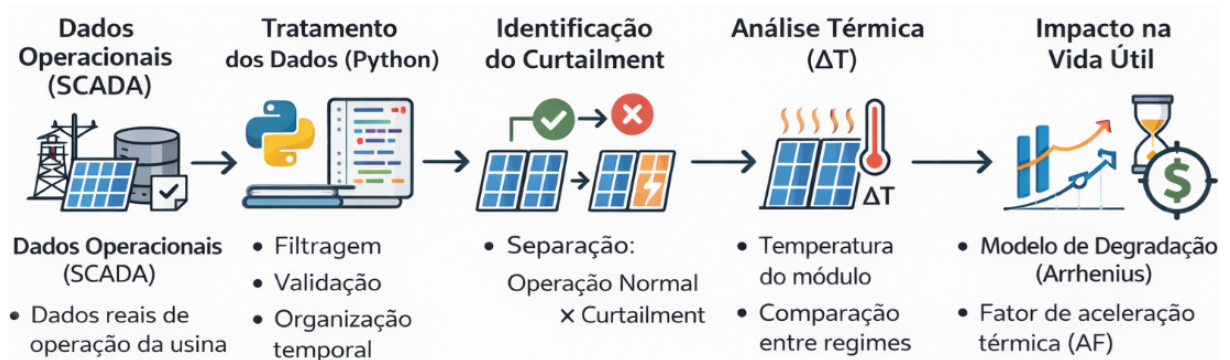
Com isso, esta fundamentação teórica se encerra com a apresentação de um modelo reconhecido na literatura, capaz de conectar o fenômeno operacional das restrições de rede (Seção 2.3) ao seu impacto térmico (Seção 2.4) e, finalmente, a uma consequência quantificável na vida útil dos módulos (Seção 2.5). O próximo capítulo descreve a metodologia utilizada para aplicar esse modelo aos dados de operação da usina estudada.

3 MATERIAIS E MÉTODOS

Neste capítulo são descritos os procedimentos adotados para o desenvolvimento do estudo. O objetivo é apresentar, de forma clara e encadeada, as etapas que permitiram avaliar o impacto térmico do *curtailment* na degradação dos módulos fotovoltaicos.

A metodologia empregada neste trabalho é sintetizada no fluxograma apresentado na Figura 8. O fluxograma evidencia o encadeamento entre a obtenção dos dados do sistema SCADA, o tratamento e a validação das medições em ambiente computacional, a identificação dos períodos de operação normal e sob restrição, a análise térmica baseada na diferença de temperatura entre módulo e ambiente (ΔT) e, por fim, a aplicação do modelo de Arrhenius para o cálculo do fator de aceleração térmica associado à degradação.

Figura 8 – Fluxograma da metodologia adotada.



Fonte: Elaboração do autor.

O capítulo está organizado em seis partes. Inicialmente, é apresentada a caracterização da usina estudada. Em seguida, descrevem-se a base de dados utilizada e o ambiente de desenvolvimento. Posteriormente, detalham-se as etapas de tratamento e pré-processamento dos dados, a análise térmica das condições operacionais, a aplicação do modelo de Arrhenius e, por fim, a estimativa de degradação ajustada pelas assinaturas térmicas dos módulos a partir dos fatores de aceleração obtidos.

A abordagem adotada alinha-se a estudos de campo que utilizam medições operacionais para quantificar a degradação de módulos fotovoltaicos e os efeitos da temperatura ao longo do tempo, em complemento às análises baseadas em dados típicos de longo prazo (*Typical Meteorological Year – TMY*), amplamente utilizados em simulações de desempenho de sistemas solares e edifícios (WILCOX; MARION, 2008), e em simulações pré-operacionais de usinas fotovoltaicas realizadas com ferramentas de modelagem detalhada (KING *et al.*, 2004).

3.1 Caracterização da usina

A usina analisada localiza-se no interior do estado da Bahia e opera sob o regime de geração centralizada, com despacho supervisionado pelo ONS. O empreendimento é composto por 140.160 módulos fotovoltaicos bifaciais de silício monocristalino, modelo LR4-72HBD-445M, com potência unitária de 445 Wp. A conversão de energia é realizada por dezesseis inversores centrais SG3125HV, cada um com potência nominal de 3,125 MVA.

O arranjo eletromecânico utiliza rastreamento solar de um eixo (norte-sul) com algoritmo de *backtracking*, o que aumenta a captação de irradiação direta e reduz sombreamentos entre fileiras. A potência total em corrente alternada (CA) é de 50 MW, valores típicos de uma usina de grande porte instalada no semiárido brasileiro. Essa região é caracterizada por alta disponibilidade solar e baixa pluviosidade, o que favorece fatores de capacidade elevados e um regime térmico relativamente estável para os módulos.

3.2 Base de dados

As análises foram realizadas com dados reais provenientes do sistema de supervisão, controle e aquisição de dados da planta, conhecido como SCADA (do inglês *Supervisory Control and Data Acquisition*). O período considerado vai de janeiro de 2022 a julho de 2025, o que permite capturar variações sazonais e interanuais representativas. As medições foram exportadas em formato `.csv` e posteriormente processadas em ambiente Python.

O conjunto de dados contém, entre outras, as seguintes colunas principais:

- `sample_time`: instante da medição (carimbo de tempo);
- `tilted_irradiance`: irradiância no plano dos módulos (W/m^2);
- `temp_mod`: temperatura do módulo ($^{\circ}\text{C}$);
- `temp_amb`: temperatura ambiente ($^{\circ}\text{C}$);
- `temp_rise`: diferença térmica registrada entre módulo e ambiente ($^{\circ}\text{C}$);
- `curtailment`: indicador binário de operação (0 igual a condição normal e 1 igual a operação sob restrição);
- `inverter_id`: identificador do inversor associado à medição.

Essas variáveis permitem caracterizar, ao mesmo tempo, as condições ambientais, o estado operacional e a resposta térmica dos módulos. Para este estudo, apenas registros com irradiância positiva foram considerados, de forma a restringir as análises ao período diurno, quando há conversão efetiva de energia solar.

Por se originarem de medições contínuas do SCADA, os dados brutos apresentam lacunas

pontuais e leituras inconsistentes. Foi necessário, portanto, aplicar um processo sistemático de filtragem e pré-processamento, descrito nas seções seguintes. As distribuições estatísticas da irradiância e a evolução percentual anual do *curtailment* são apresentadas no capítulo de resultados, junto às análises gráficas derivadas desse tratamento.

3.3 Ambiente de desenvolvimento e ferramentas

Todas as etapas de tratamento, análise e modelagem dos dados foram executadas em ambiente Python 3.11, por meio de scripts desenvolvidos especificamente para este estudo. A escolha dessa linguagem se deve à sua ampla utilização em aplicações científicas, ao suporte a bibliotecas voltadas para análise de dados e à facilidade de integração com planilhas e ferramentas de visualização.

As principais bibliotecas utilizadas foram:

- **pandas**, para leitura, estruturação e tratamento de séries temporais;
- **numpy**, para operações matemáticas vetorizadas e cálculos estatísticos;
- **matplotlib** e **seaborn**, para geração de gráficos exploratórios e *boxplots*;
- **scipy**, para funções auxiliares e manipulação de distribuições, quando necessário;
- **openpyxl**, para exportação de resultados em planilhas no formato *.xlsx*.

Essas ferramentas foram escolhidas pela estabilidade, portabilidade e ampla documentação, o que favorece a reprodutibilidade das análises. A combinação de *pandas* e *numpy* permitiu manipular conjuntos de dados com alta resolução temporal de forma eficiente, preservando a precisão das medições.

O fluxo geral de processamento adotado pode ser resumido nas seguintes etapas:

1. importação dos dados brutos exportados do SCADA em formato *.csv*;
2. filtragem de registros inconsistentes e remoção de valores nulos;
3. cálculo da diferença térmica $\Delta T = T_{\text{mod}} - T_{\text{amb}}$;
4. classificação das amostras conforme o estado de operação (normal ou sob *curtailment*);
5. cálculo de estatísticas descritivas (média, mediana, quartis e desvio padrão);
6. geração de *boxplots* para análise visual das distribuições;
7. aplicação do modelo de Arrhenius e projeção da vida útil dos módulos.

Um trecho simplificado da estrutura dos scripts é apresentado a seguir:

Código-fonte 1 – Estrutura geral dos scripts Python utilizados no estudo.

```

1 # Importando as bibliotecas principais
2 import pandas as pd
3 import numpy as np
4 import matplotlib.pyplot as plt

```

```
5 import seaborn as sns
```

Os códigos foram executados em ambiente local, em um computador com sistema operacional Windows 11 e editor VS Code, o que facilitou o versionamento e a depuração incremental. Os arquivos gerados, incluindo planilhas e figuras, foram organizados em diretórios temáticos, mantendo a rastreabilidade entre as etapas de tratamento, modelagem e apresentação dos resultados.

3.4 Tratamento e pré-processamento dos dados

Os dados obtidos do SCADA possuem boa resolução temporal, mas também incluem ruídos, lacunas e leituras fora de faixa. O tratamento e pré-processamento teve quatro objetivos principais:

1. remover registros inválidos;
2. classificar as amostras conforme o estado de operação;
3. calcular a variável térmica de interesse ΔT ;
4. obter estatísticas descritivas representativas por condição operacional.

3.4.1 Filtragem e validação das medições

Conforme ilustrado no Código-fonte 2, foram implementadas etapas de filtragem destinadas a garantir a consistência física das medições antes da análise. Inicialmente, foram eliminados registros com irradiância nula ou negativa durante o período diurno, bem como medições de temperatura claramente incompatíveis com a realidade da usina (valores abaixo de 0 °C ou acima de 90 °C). Além disso, foram removidas linhas com dados ausentes nas variáveis térmicas principais, assegurando que somente observações completas e fisicamente plausíveis fossem consideradas nas etapas subsequentes.

Código-fonte 2 – Etapas de filtragem e validação das medições SCADA.

```
1 # Mantem apenas irradiância positiva
2 df = df[df['tilted_irradiance'] > 0]
3
4 # Remove registros sem temperatura de modulo ou ambiente
5 df = df.dropna(subset=['temp_mod', 'temp_amb'])
6
7 # Limita a faixa de temperatura de modulo a valores fisicamente
   plausiveis
8 df = df[(df['temp_mod'] > 0) & (df['temp_mod'] < 90)]
```

Esse procedimento reduz a influência de leituras espúrias e garante que o conjunto final de dados represente apenas medições consistentes do ponto de vista físico.

3.4.2 Cálculo da variável térmica ΔT

A variável principal para avaliar o impacto térmico das restrições operativas é a diferença de temperatura entre módulo e ambiente, definida por:

$$\Delta T = T_{\text{mod}} - T_{\text{amb}} \quad (3.1)$$

Essa diferença representa o aquecimento efetivo do módulo acima da temperatura do ar e reflete o equilíbrio entre absorção de energia solar e dissipação térmica para o ambiente. O cálculo foi implementado de forma vetorizada de acordo com o Código-fonte 3:

Código-fonte 3 – Cálculo de ΔT e classificação das amostras.

```

1
2 # Calcula a diferença de temperatura entre módulo e ambiente
3 df['deltaT'] = df['temp_mod'] - df['temp_amb']
4
5 # Classifica a condição operacional com base no indicador de
   curtailment
6 df['operacao'] = np.where(df['curtailment'] == 1, 'Curtailed', '
   Normal')
```

Essa classificação simples permite separar, desde o início do tratamento, dois conjuntos de dados: um representando o regime de operação normal da usina e outro representando períodos sob *curtailment*.

3.4.3 Estatísticas descritivas

Com os dados limpos e classificados, foram calculadas estatísticas descritivas para a variável ΔT em cada condição operacional. A análise desenvolvida neste trabalho se apoia em uma base de dados operacional extensa, composta por medições com resolução horária ou inferior ao longo de vários anos de operação da usina. Para que esse volume de informações se transforme em evidências úteis sobre o impacto do *curtailment* na degradação dos módulos, é necessário organizar e resumir os dados de maneira estatisticamente consistente.

Em termos práticos, isso significa substituir listas de milhares de pontos por estatísticas descritivas que representem o comportamento típico e a variabilidade das grandezas de interesse. Entre essas medidas, destacam-se:

- a **média**, que sintetiza o valor central de uma amostra numérica;
- a **mediana**, que separa a metade superior e inferior dos dados e é menos sensível a valores extremos;
- os **quartis**, que dividem a distribuição em quatro partes e permitem avaliar a dispersão e a assimetria;
- o **desvio padrão**, que quantifica o grau médio de dispersão dos dados em torno da média.

A média amostral de uma série de n observações x_1, x_2, \dots, x_n é dada por

$$\bar{x} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i \quad (3.2)$$

O desvio padrão amostral é definido pela a equação 3.3:

$$s = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2} \quad (3.3)$$

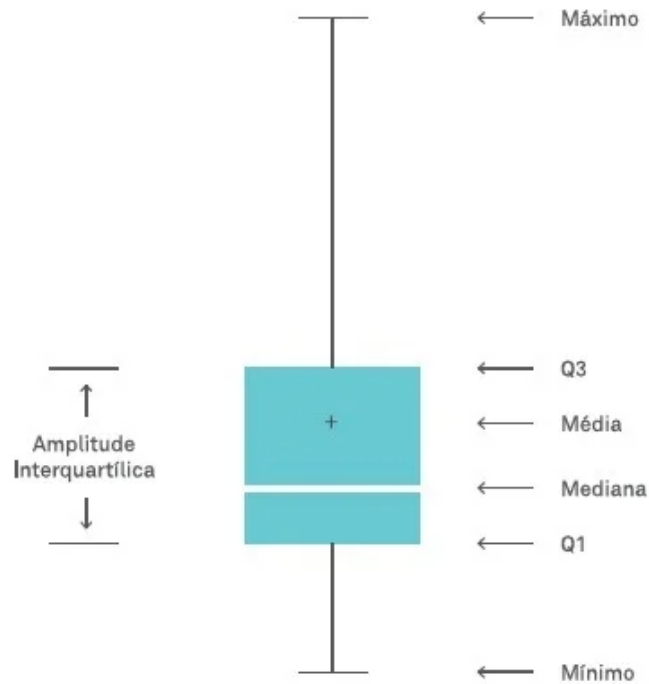
A mediana e os quartis são obtidos pela ordenação dos dados e pela identificação dos percentis correspondentes. O segundo quartil (Q2) coincide com a mediana, enquanto o primeiro (Q1) e o terceiro (Q3) delimitam o intervalo em que se encontra metade das observações.

Uma forma visual compacta de representar essas medidas é o *boxplot*. Nesse tipo de gráfico, a caixa central corresponde ao intervalo entre Q1 e Q3, a linha interna marca a mediana e os chamados “bigodes” se estendem até valores típicos máximos e mínimos, destacando pontos atípicos como *outliers*, conforme ilustrado na Figura 9.

No contexto deste trabalho, os *boxplots* da variável $\Delta T = T_{\text{mod}} - T_{\text{amb}}$ permitem comparar, de maneira objetiva, como o regime térmico dos módulos se altera entre dias com e sem *curtailment* e entre diferentes faixas de operação. Assim, o tratamento estatístico da massa de dados não é apenas um passo técnico intermediário. Ele é uma condição para que a análise de degradação tenha base objetiva, reduza ruídos, destaque tendências relevantes e permita a comparação de cenários de forma consistente ao longo de toda a usina.

De acordo com o Código-fonte 4, o cálculo dessas estatísticas foi realizado por meio do agrupamento dos dados conforme cada condição de operação, permitindo caracterizar a variabilidade térmica em diferentes regimes da usina.

Figura 9 – Diagrama boxplot



Fonte: Escola EDTI. Disponível em: <<https://www.escolaedti.com.br/o-que-e-um-box-plot/>>.

Código-fonte 4 – Cálculo de estatísticas descritivas por condição operacional.

```

1 stats = df.groupby('operacao')['deltaT'].agg(
2     media    = 'mean',
3     mediana  = 'median',
4     desvio   = 'std',
5     q1       = lambda x: x.quantile(0.25),
6     q3       = lambda x: x.quantile(0.75)
7 )

```

Essas estatísticas permitem comparar, de maneira objetiva, o comportamento térmico típico dos módulos em operação normal e sob *curtailment*, além de avaliar a consistência dos dados antes da aplicação do modelo de Arrhenius.

3.4.4 Geração de gráficos boxplots

Para complementar as estatísticas numéricas, foi feita uma análise visual das distribuições de ΔT por meio de *boxplots*. Conforme ilustrado no Código-fonte 5, esse tipo de gráfico destaca a mediana,

os quartis e a presença de possíveis *outliers*, facilitando a comparação entre diferentes grupos e condições operacionais.

Código-fonte 5 – Geração de *boxplots* da variável ΔT .

```

1
2 sns.set(style='whitegrid')
3
4 plt.figure(figsize=(6, 4))
5 sns.boxplot(data=df, x='operacao', y='deltaT')
6
7 plt.ylabel(r' $\Delta T$  (°C)')
8 plt.xlabel('Condição operacional')
9 plt.title(r'Distribuição de  $\Delta T$  por condição de operação')
10
11 plt.tight_layout()
12 plt.show()

```

Os *boxplots* foram aplicados tanto à variável ΔT quanto à irradiância, em recortes por ano e por condição de operação. As figuras correspondentes são apresentadas no Capítulo 4, onde a interpretação física dessas diferenças é discutida em detalhe.

3.5 Cálculo da estimativa de degradação dos módulos

Com as temperaturas de operação já separadas por condição operacional, aplicou-se o modelo de Arrhenius para estimar o fator de aceleração térmica. O objetivo é quantificar quanto a degradação dos módulos tende a se acelerar quando a usina opera sob *curtailment*, em comparação com a operação normal.

Na forma de fator de aceleração, o modelo de Arrhenius pode ser aplicado diretamente utilizando-se a Equação (2.5), previamente enunciada. Em que:

- E_a é a energia de ativação do mecanismo de degradação (em eV);
- k_B é a constante de Boltzmann ($8,617 \times 10^{-5}$ eV/K);
- T_{ref} é a temperatura média de operação dos módulos em condição normal, em kelvin;
- T_{curt} é a temperatura média de operação dos módulos em condição de *curtailment*, em kelvin.

Neste trabalho, T_{ref} foi obtida a partir das medições de temperatura de módulo em períodos classificados como operação normal. Já T_{curt} foi calculada com base nas medições em períodos com

indicador de *curtailment* igual a 1. Para representar diferentes mecanismos de degradação plausíveis, considerou-se uma faixa de valores de energia de ativação E_a , em linha com estudos de confiabilidade de módulos fotovoltaicos (JORDAN; KURTZ, 2013; KÖNTGES *et al.*, 2014; KURTZ *et al.*, 2011).

A implementação do cálculo do fator de aceleração em Python está mostrada a seguir no Código-fonte 6:

Código-fonte 6 – Implementação do modelo de Arrhenius em Python.

```

1 # Constante de Boltzmann em eV/K
2 k_B = 8.617e-5
3
4 # Energias de ativação consideradas (em eV)
5 Ea_values = [0.7, 0.9, 1.1]
6
7 # Temperaturas médias em condição normal e sob curtailment (em
   Kelvin)
8 T_ref = df[df['operacao'] == 'Normal']['temp_mod'].mean() +
   273.15
9 T_curt = df[df['operacao'] == 'Curtailed']['temp_mod'].mean() +
   273.15
10
11 AF = {}
12 for Ea in Ea_values:
13     AF[Ea] = np.exp(Ea / k_B * (1.0 / T_ref - 1.0 / T_curt))

```

Os valores de A_F obtidos indicam, para cada valor de E_a , o quanto a degradação térmica é, em média, acelerada quando a usina opera sob *curtailment*, em comparação com o regime de operação normal.

3.6 Projeção de vida útil dos módulos

Com o fator de aceleração A_F calculado, é possível ajustar a taxa base de degradação anual informada pelo fabricante do módulo. A folha de dados considera essa taxa em condições de uso classificadas como normais, isto é, sem penalidades térmicas adicionais associadas a *curtailment* frequente.

Se λ_{base} representa a taxa anual de degradação em operação normal, a taxa ajustada para um

cenário com *curtailment* é dada por:

$$\lambda_{\text{ajustada}} = \lambda_{\text{base}} \cdot A_F \quad (3.4)$$

A partir dessa taxa ajustada, pode-se estimar a perda acumulada de potência ao longo do tempo e a fração de potência remanescente dos módulos. No código-fonte 7, considerou-se uma taxa base de 0,45% ao ano (0,0045 em termos fracionários) e um horizonte de 25 anos:

Código-fonte 7 – Cálculo da degradação acumulada ao longo do tempo.

```

1 # Taxa base de degradacao anual (fracao/ano) em condicao normal
2 taxa_base = 0.0045 # 0,45% ao ano
3
4 # Horizonte de analise (anos)
5 anos = np.arange(1, 26)
6
7 curvas = {}
8
9 for Ea, af in AF.items():
10     # Taxa de degradacao ajustada pelo fator de aceleracao
11     taxa_ajustada = taxa_base * af
12
13     # Perda acumulada de potencia ao longo do tempo
14     perda_acumulada = 1.0 - (1.0 - taxa_ajustada) ** anos
15
16     # Potencia remanescente (fracao da potencia inicial)
17     potencia_remanescente = 1.0 - perda_acumulada
18
19     curvas[Ea] = potencia_remanescente

```

As curvas armazenadas no dicionário *curvas* representam, para cada valor de energia de ativação considerado, a fração da potência inicial que se mantém ao longo dos 25 anos de operação. No Capítulo 4, esses cenários são comparados ao caso de operação normal, sem *curtailment*, permitindo quantificar o impacto do aumento da temperatura média de operação na vida útil dos módulos, conforme descrito pelo fator de aceleração térmica do modelo de Arrhenius.

As etapas descritas neste capítulo consolidam o caminho adotado para quantificar o impacto térmico do *curtailment* na degradação dos módulos. A metodologia combina dados reais de operação, tratamento estatístico e um modelo físico de degradação ativada por temperatura.

A partir dessa base, o capítulo de resultados apresenta as comparações entre as condições normal e sob *curtailment*, tanto do ponto de vista térmico quanto do ponto de vista de vida útil projetada, fechando o elo entre fenômeno operacional, aquecimento adicional e envelhecimento acelerado dos módulos fotovoltaicos.

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Os resultados apresentados neste capítulo têm como objetivo demonstrar, de forma qualitativa e quantitativa, os efeitos operacionais e térmicos associados ao *curtailment* sobre os módulos fotovoltaicos da usina analisada. A partir do conjunto de dados processados e filtrados conforme descrito na Metodologia (Capítulo 3), são discutidos quatro aspectos principais: (i) o comportamento do recurso solar e das restrições de potência; (ii) a resposta térmica dos módulos em diferentes condições operativas; (iii) o cálculo do fator de aceleração de degradação pelo modelo de Arrhenius; e (iv) a projeção de vida útil resultante.

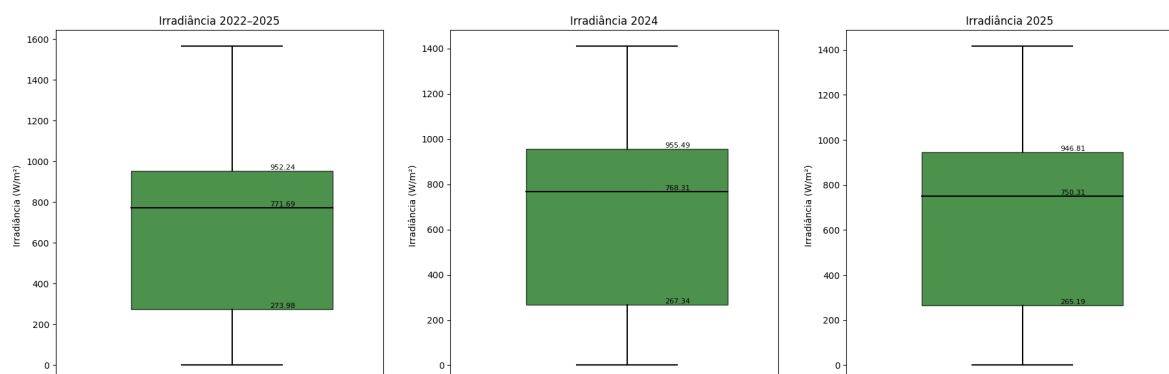
A análise foi estruturada de modo a permitir a comparação direta entre operação normal e operação sob *curtailment*, procurando assegurar que as diferenças observadas estejam associadas, predominantemente, à modificação do ponto de operação elétrico e não a variações climáticas sistemáticas.

4.1 Distribuição de irradiância e evolução do *curtailment*

A etapa inicial dos resultados buscou verificar a consistência e a estabilidade do recurso solar durante o período de estudo, de janeiro de 2022 a julho de 2025. A Figura 10 apresenta a distribuição estatística da irradiância inclinada medida na usina, comparando o período agregado de 2022 a 2025 com os anos de 2024 e 2025 considerados isoladamente.

A análise separada desses períodos permite verificar se, mesmo sob condições de elevado *curtailment*, a distribuição estatística da irradiância permanece consistente com o comportamento histórico do recurso solar, assegurando que os efeitos analisados estejam associados a penalidades operacionais e térmicas, e não a variações climáticas significativas.

Figura 10 – Distribuição da irradiância medida para o período agregado de 2022 a 2025 e para os anos de 2024 e 2025.

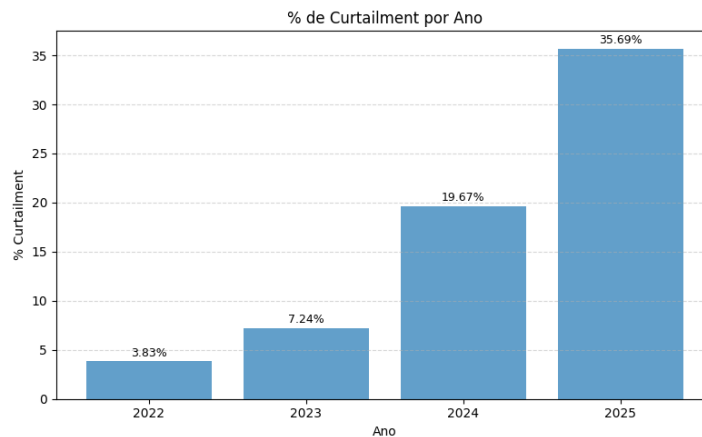


Fonte: Elaboração do autor.

As distribuições apresentam medianas e intervalos interquartis semelhantes ao longo dos anos, sem deslocamentos abruptos que indiquem deterioração relevante do recurso solar no período. Essa estabilidade é importante porque sustenta uma hipótese básica do trabalho: as diferenças térmicas observadas entre operação normal e operação sob *curtailment* decorrem, principalmente, da forma como a usina é operada, e não de mudanças significativas na irradiância disponível.

A Figura 11 apresenta a evolução percentual anual do *curtailment* entre 2022 e 2025, evidenciando o aumento gradual das restrições de potência impostas à usina.

Figura 11 – Percentual de *curtailment* anual no período de 2022 a 2025.



Fonte: Elaboração do autor.

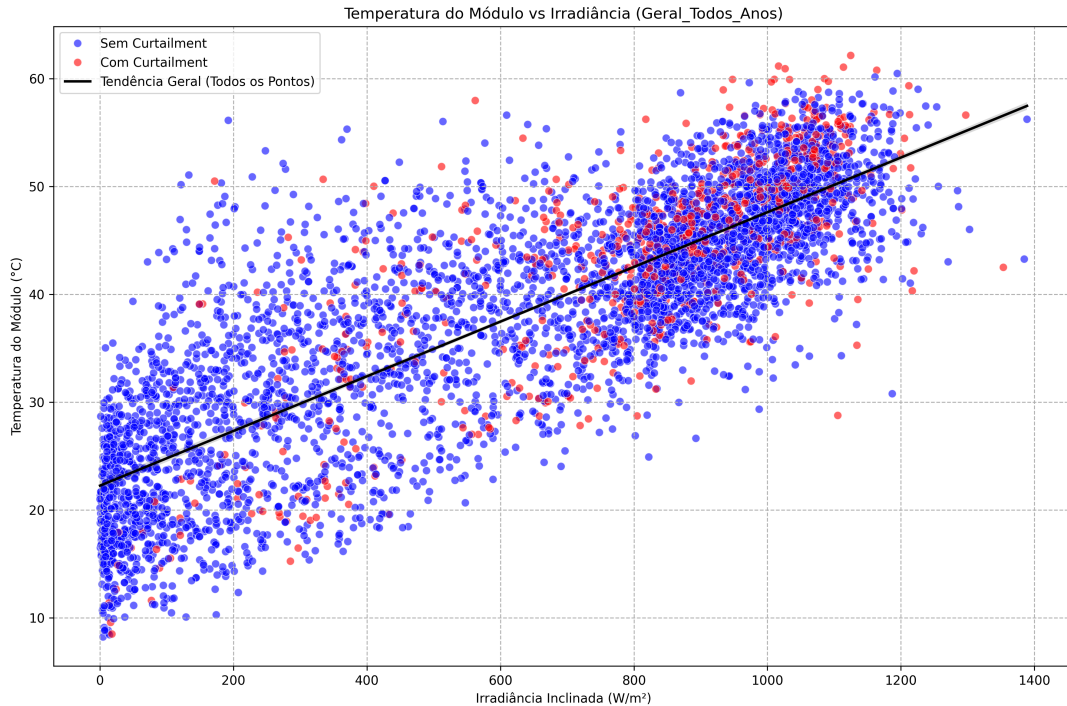
Observa-se uma tendência de aumento do tempo em que a usina opera sob limitação de potência ao longo dos anos, acompanhando a maior penetração de geração renovável no sistema elétrico e a necessidade de controle de potência para evitar sobrecargas na rede de transmissão. Esse crescimento do *curtailment* fornece o pano de fundo operacional para os resultados térmicos e de degradação discutidos nas seções seguintes.

4.2 Perfil operacional da amostra

A relação entre temperatura dos módulos e irradiância inclinada fornece uma visão direta do comportamento térmico sob diferentes regimes de operação. A Figura 12 apresenta o diagrama de dispersão das medições entre 2022 e 2025, diferenciando os pontos com e sem *curtailment*, conforme a classificação definida na Metodologia.

As nuvens de pontos e as linhas de tendência indicam que, para uma mesma irradiância, os módulos sob *curtailment* tendem a operar em temperaturas mais altas em comparação à operação normal. Esse deslocamento térmico é consistente com a discussão da Seção 2.4.2: quando a potência

Figura 12 – Temperatura do módulo em função da irradiância inclinada, comparando operação com e sem *curtailment* (2022 a 2025).



Fonte: Elaboração do autor.

elétrica extraída (P_{op}) é reduzida, uma fração maior da energia absorvida precisa ser dissipada como calor, elevando a temperatura interna do módulo.

Esse resultado confirma, com base em dados reais de operação, que o *curtailment* não implica necessariamente em “alívio térmico” para o módulo.

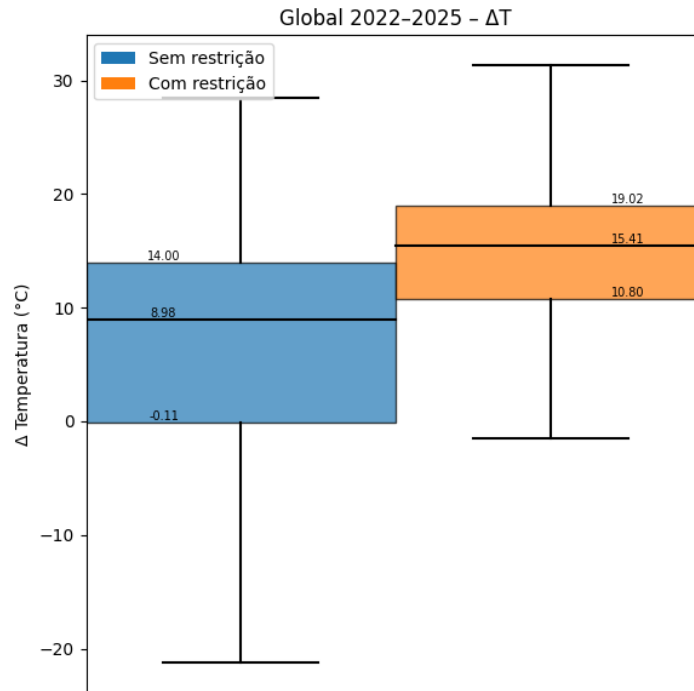
4.3 Análise térmica detalhada

A resposta térmica dos módulos foi quantificada pela variável $\Delta T = T_{mod} - T_{amb}$, definida na Equação (3.1) como indicador direto do aquecimento adicional do módulo acima da temperatura do ar. A Figura 13 apresenta a distribuição global de ΔT no período de 2022 a 2025, comparando operação normal e operação sob *curtailment*.

O boxplot global evidencia um deslocamento sistemático da mediana de ΔT para valores mais altos na condição com *curtailment*, além de um ligeiro aumento da dispersão. Em termos físicos, isso significa que, ao longo de todo o período analisado, os módulos passaram mais tempo operando com um “excesso” de temperatura em relação ao ambiente quando estavam limitados em potência, o que reforça a hipótese de penalidade térmica associada às restrições operativas.

Para detalhar esse efeito em função do nível de solicitação solar, a Figura 14 apresenta

Figura 13 – Distribuição global de ΔT (2022 a 2025), comparando operação normal e sob *curtailment*.



Fonte: Elaboração do autor.

a variação de ΔT por faixas de irradiância. Cada grupo de boxplots compara operação normal e sob *curtailment* dentro de uma mesma faixa de irradiância inclinada.

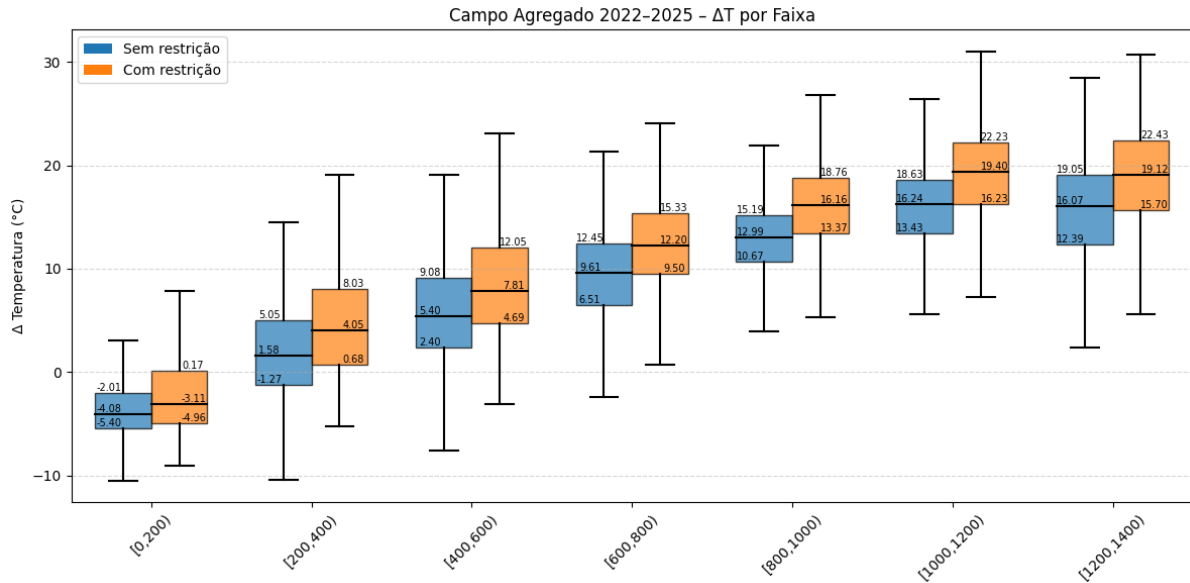
Nas faixas de irradiância mais baixas, as diferenças de ΔT entre os dois modos de operação são pequenas, o que é esperado, já que o fluxo de energia incidente também é menor. À medida que a irradiância aumenta, especialmente acima de aproximadamente 900 W/m^2 , as medianas de ΔT sob *curtailment* se afastam de forma mais clara das medianas em operação normal. Essa tendência mostra que o impacto térmico das restrições é mais relevante justamente nos períodos em que o módulo já estaria naturalmente mais aquecido.

4.4 Perfil horário do *curtailment*

Outra forma de caracterizar a interação entre *curtailment* e estresse térmico é observar em que horários do dia ocorrem, com maior frequência, os eventos de limitação de potência. A Figura 15 apresenta o perfil horário médio do *curtailment* no período de 2022 a 2025, obtido a partir da agregação estatística da variável indicadora de operação sob restrição.

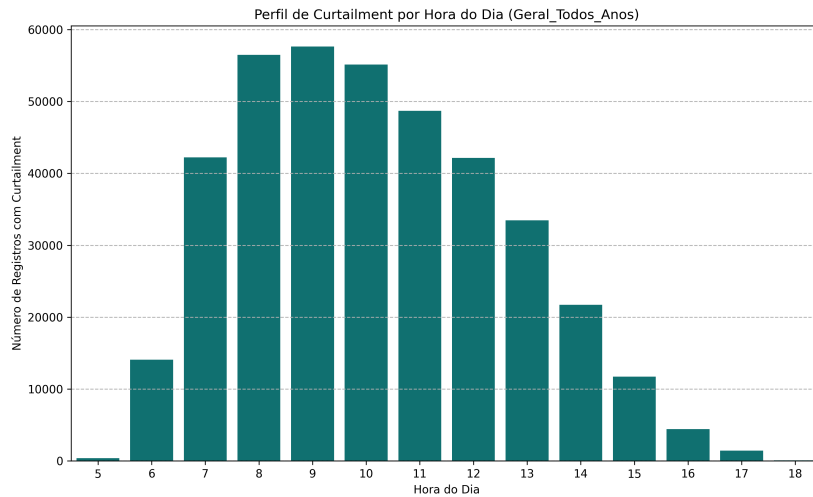
Verifica-se que os eventos de *curtailment* se concentram nas horas centrais do dia, aproximadamente entre 9h e 14h, coincidindo com os períodos de maior irradiância e, portanto, de maior

Figura 14 – Distribuição de ΔT por faixas de irradiância (2022 a 2025), comparando operação normal e sob *curtailment*.



Fonte: Elaboração do autor.

Figura 15 – Perfil horário de *curtailment* no período de 2022 a 2025.



Fonte: Elaboração do autor.

solicitação térmica sobre os módulos. Essa superposição reforça o caráter crítico dessas horas: além de representarem o pico de geração potencial, são também o intervalo em que o módulo está mais suscetível a efeitos de degradação dependentes da temperatura.

4.5 Análise de degradação acelerada pelo modelo de Arrhenius

Com base nas temperaturas médias de operação em condições normais (T_{ref}) e sob *curtailment* (T_{curt}), calculadas conforme descrito no Capítulo 3, aplicou-se o modelo de Arrhenius na forma do fator de aceleração A_F , apresentado na Equação (2.5).

A Tabela 2 sintetiza os resultados obtidos para três valores representativos de energia de ativação E_a , associados a mecanismos de degradação relevantes em módulos fotovoltaicos, como envelhecimento do encapsulante, degradação do *backsheet* e efeitos em contatos elétricos, entre outros. A análise foi conduzida considerando exclusivamente o período de 2024 e 2025, correspondente ao intervalo para o qual se dispõe simultaneamente de dados consistentes de temperatura dos módulos, temperatura ambiente e ocorrência de eventos de *curtailment*. Dessa forma, a degradação acelerada estimada reflete apenas as condições térmicas efetivamente observadas nesse período, não sendo extrapolada retroativamente para anos anteriores de operação.

Em todos os cenários avaliados, partiu-se de uma taxa de degradação anual de referência de 0,45% ao ano, informada no *datasheet* do módulo e interpretada como a degradação média em regime de operação normal. Essa taxa foi então corrigida pela aplicação do fator de aceleração térmica A_F , permitindo estimar o incremento associado à elevação da temperatura média de operação sob *curtailment*.

Tabela 2 – Resultados da análise de degradação acelerada pelo modelo de Arrhenius, considerando o período de 2024 e 2025.

Cenário	Fator de aceleração A_F	Taxa anual corrigida	Degradação extra anual
Otimista ($E_a = 0,7$ eV)	1,79	0,54%	0,09%
Médio ($E_a = 0,9$ eV)	2,11	0,58%	0,13%
Pessimista ($E_a = 1,1$ eV)	2,49	0,62%	0,17%

Em termos de taxa anual de degradação, a combinação entre a taxa de referência e os fatores A_F avaliados sugere um incremento típico de algumas décimas de ponto percentual ao ano na presença de *curtailment*. Embora esses acréscimos aparentem ser modestos quando analisados em base anual, seu efeito acumulado ao longo da vida útil do sistema torna-se relevante, como será discutido na seção seguinte.

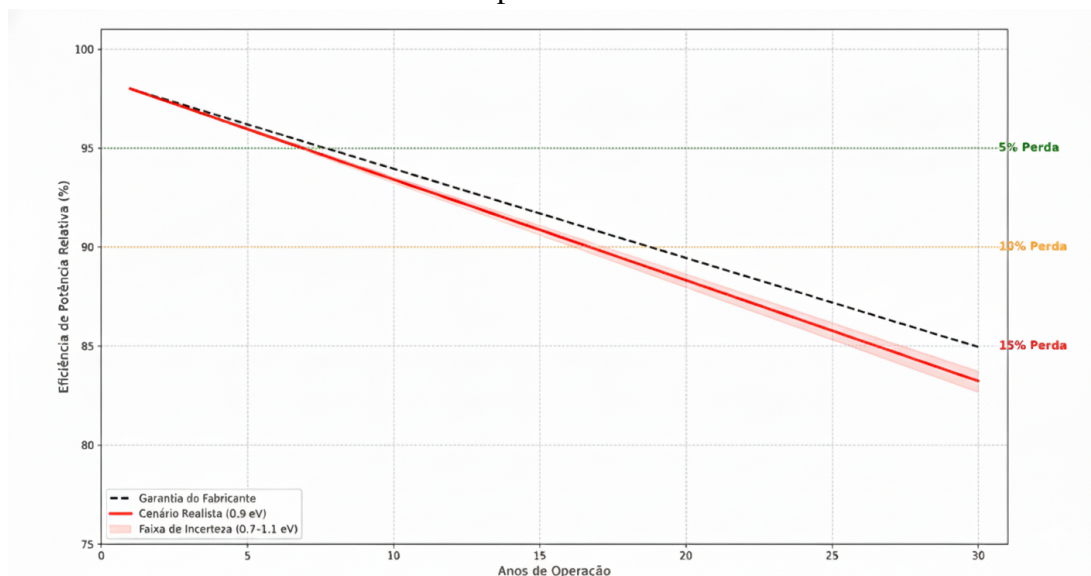
Por fim, destaca-se que os resultados apresentados dependem de duas hipóteses principais: (i) a diferença entre T_{ref} e T_{curt} observada no período de 2024 e 2025 é representativa do regime operacional futuro da usina; e (ii) os efeitos térmicos da degradação podem ser aproximados por um único fator de aceleração A_F , apesar da coexistência de múltiplos mecanismos físicos com diferentes energias de ativação. Assim, a Tabela 2 deve ser interpretada como um exercício de sensibilidade fundamentado em dados reais, e não como uma previsão determinística da degradação ao longo de toda a vida útil do

sistema.

4.6 Projeção de vida útil consolidada

A partir das taxas corrigidas pelo modelo de Arrhenius, foram traçadas as curvas de potência remanescente ao longo de 25 anos de operação, considerando o comportamento médio de *curtailment* observado no período de análise. A Figura 16 apresenta a projeção consolidada, comparando a curva de garantia do fabricante com os cenários calculados a partir dos fatores de aceleração A_F .

Figura 16 – Projeção consolidada da degradação de potência, comparando a garantia do fabricante com os cenários obtidos pelo modelo de Arrhenius.



Fonte: Elaboração do autor.

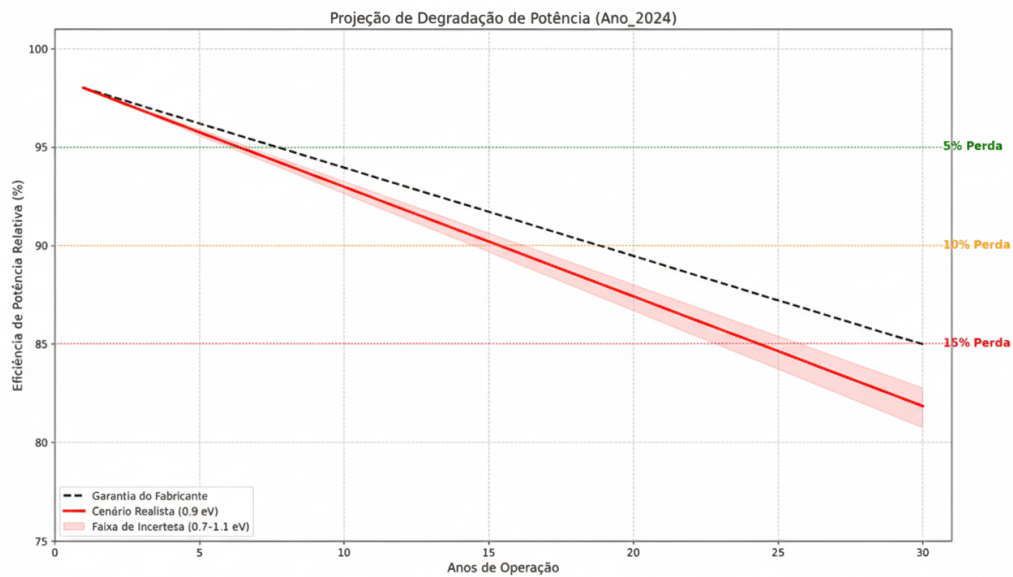
Em todos os cenários avaliados, as curvas associadas à operação com *curtailment* se situam abaixo da curva de referência, indicando uma antecipação dos marcos de perda de potência em relação à garantia. A diferença entre os cenários otimista, médio e pessimista reflete diretamente a incerteza associada à energia de ativação E_a : quanto maior E_a , mais sensível à temperatura é o mecanismo de degradação modelado e maior é a separação entre as curvas.

Do ponto de vista prático, os resultados sugerem que a presença sistemática de *curtailment* pode antecipar em alguns anos a passagem por marcos típicos de degradação (como 5%, 10% ou 15% de perda de potência), quando comparada a uma situação hipotética em que a usina operaria sempre próxima do MPP, sem restrições. Essa antecipação deve ser entendida como uma tendência indicativa, compatível com o nível de simplificação do modelo, e não como uma previsão exata ano a ano.

4.7 Comparação temporal da vida útil

Para avaliar o efeito da intensificação recente do *curtailment*, foram elaboradas projeções específicas baseadas em recortes de dados de 2024 e 2025, representadas nas Figuras 17 e 18. Em ambos os casos, o procedimento é o mesmo: calculam-se T_{ref} e T_{curt} para o ano em análise, obtêm-se os fatores A_F e, em seguida, gera-se a curva de potência remanescente associada àquele regime operacional.

Figura 17 – Projeção de degradação de potência com base nos dados de 2024.



Fonte: Elaboração do autor.

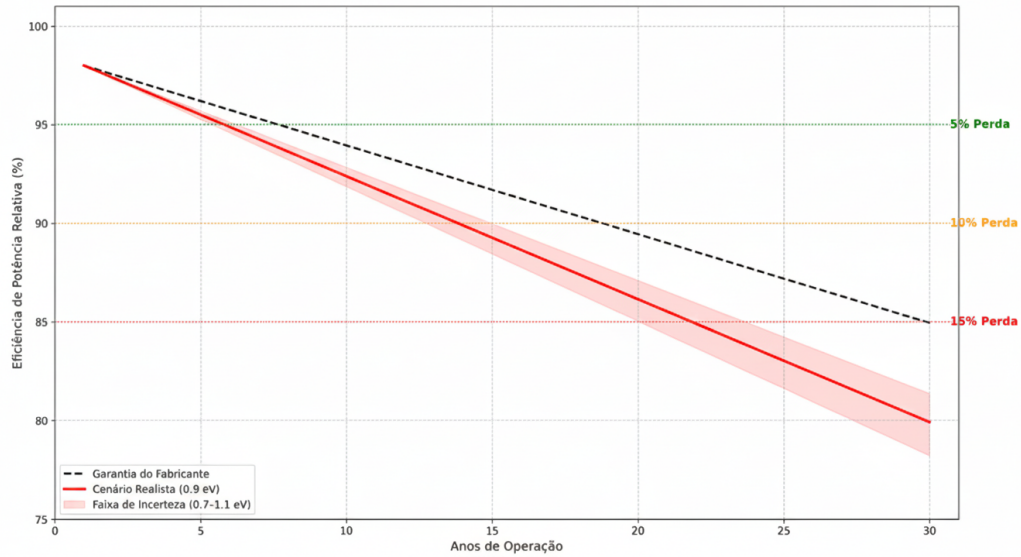
Comparando as duas figuras, observa-se que o aumento do *curtailment* em 2025 tende a produzir curvas de potência remanescente ligeiramente mais inclinadas, isto é, com degradação acumulada um pouco maior ao final do horizonte de 25 anos. Em termos qualitativos, isso significa que anos com maior intensidade de *curtailment* contribuem mais para o encurtamento da vida útil efetiva dos módulos do que anos com baixa incidência de restrições, mesmo quando o recurso solar permanece estável.

Essa comparação também reforça uma limitação importante: os dados disponíveis cobrem apenas alguns anos de operação, enquanto as projeções se estendem por décadas. Assim, os resultados devem ser interpretados como cenários condicionais ao regime de *curtailment* observado em cada ano, e não como uma previsão definitiva do comportamento futuro da usina.

De forma a sintetizar os diferentes cenários ilustrados nas Figuras 16, 17 e 18, as Tabelas 3 e 4 resumem, para o cenário médio ($E_a = 0,9$ eV), os anos em que são atingidos os marcos de 5%, 10% e 15% de perda de potência.

Observa-se, pela Tabela 3, que no cenário agregado de 2022 a 2025 os marcos de 5%, 10% e

Figura 18 – Projeção de degradação de potência com base nos dados de 2025.



Fonte: Elaboração do autor.

Tabela 3 – Comparação dos marcos de perda de potência entre a garantia do fabricante e o cenário médio agregado (2022–2025).

Marco de perda	Garantia do fabricante	Cenário médio (2022–2025)
5%	Ano 8	Ano 7
10%	Ano 19	Ano 17
15%	Ano 30	Ano 27

Fonte: Elaboração do autor a partir da Figura 16.

15% de perda ocorrem, respectivamente, cerca de 1, 2 e 3 anos antes da curva de garantia do fabricante. Ou seja, mesmo quando se considera um regime médio de operação ao longo de todo o período, o *curtailment* já se traduz em encurtamento perceptível da vida útil efetiva em comparação com a garantia contratual.

Para destacar o efeito dos anos mais recentes, em que o *curtailment* se intensificou, a Tabela 4 apresenta separadamente os marcos de perda para os cenários médios calculados a partir dos dados de 2024 e de 2025.

Tabela 4 – Comparação dos marcos de perda de potência para os cenários médios de 2024 e 2025.

Marco de perda	Cenário médio (2024)	Cenário médio (2025)
5%	Ano 7	Ano 6
10%	Ano 16	Ano 14
15%	Ano 25	Ano 22

Fonte: Elaboração do autor a partir das Figuras 17 e 18.

A Tabela 4 mostra que, quando se considera apenas o regime operacional de 2024, a passagem pelos marcos de 5%, 10% e 15% de perda é antecipada em aproximadamente 1, 3 e 5 anos em relação à garantia. No recorte de 2025, ano em que o *curtailment* se torna mais intenso, essa antecipação aumenta para cerca de 2 anos (5%), 5 anos (10%) e 8 anos (15%). Esses resultados reforçam que anos com maior incidência de restrições operativas contribuem de forma desproporcional para o encurtamento da vida útil efetiva dos módulos.

4.8 Síntese dos resultados

De forma consolidada, os resultados deste capítulo mostram que:

- o recurso solar permaneceu estável no período analisado, de modo que as diferenças observadas não podem ser atribuídas a mudanças sistemáticas na irradiância;
- o *curtailment* aumentou ao longo dos anos e se concentra nas horas centrais do dia, coincidindo com os períodos de maior irradiância e temperatura;
- a variável ΔT evidencia que, para uma mesma irradiância, os módulos operam sistematicamente mais quentes sob *curtailment*, especialmente em faixas de irradiância elevadas;
- a aplicação do modelo de Arrhenius, utilizando as temperaturas médias T_{ref} e T_{curt} , indica fatores de aceleração térmica A_F da ordem de 1,8 a 2,5, com incremento anual de degradação da ordem de décimos de ponto percentual;
- ao longo de 25 anos, esse incremento anual se traduz em antecipação dos marcos de perda de potência em relação à curva de garantia, especialmente em cenários em que o *curtailment* permanece intenso ao longo do tempo.

Em conjunto, esses achados reforçam a tese central do trabalho: o *curtailment* não é apenas uma medida operacional de despacho, mas também um fator de estresse térmico que atua de forma cumulativa sobre a durabilidade dos módulos.

Os resultados obtidos demonstram que o *curtailment*, além de representar uma limitação energética temporária, pode ter consequências acumuladas sobre a vida útil dos módulos fotovoltaicos. A análise com base em ΔT mostrou que a operação sob restrição tende a elevar a temperatura dos módulos justamente nas horas de maior irradiância, e o modelo de Arrhenius quantificou o impacto dessa elevação em termos de aceleração dos mecanismos de degradação.

Por outro lado, é importante reconhecer as limitações do estudo: o horizonte de dados ainda é relativamente curto frente à vida útil nominal dos módulos e o modelo de Arrhenius considera apenas o estresse térmico, não incorporando explicitamente outros fatores, como umidade, radiação ultravioleta ou ciclos mecânicos. Assim, as projeções de vida útil apresentadas devem ser interpretadas como cenários de referência, úteis para comparar situações com e sem *curtailment*, mas não como previsões exatas.

No capítulo seguinte, são discutidas as implicações práticas desses resultados para o planejamento e a operação de usinas fotovoltaicas sob crescente incidência de restrições operativas, bem como possíveis estratégias de mitigação e sugestões para trabalhos futuros.

5 CONCLUSÃO

Este trabalho teve como objetivo analisar o impacto das restrições de rede, em especial a operação sob *curtailment*, no aumento da temperatura e na degradação de módulos fotovoltaicos em uma usina de geração centralizada, conectando o fenômeno operacional às consequências térmicas e à vida útil projetada dos módulos.

A abordagem adotada foi estruturada em etapas complementares. Inicialmente, foram revisados os mecanismos internos e externos de limitação de potência em usinas fotovoltaicas, com destaque para *clipping* e *curtailment*, situando o problema no contexto do Sistema Interligado Nacional e do despacho coordenado pelo ONS. Em seguida, foi caracterizada a cadeia de medição da usina e definida a variável $\Delta T = T_{\text{mod}} - T_{\text{amb}}$ como indicador da penalidade térmica associada à operação sob restrições de potência, em condições comparáveis de irradiância.

Na sequência, aplicou-se tratamento estatístico aos dados operacionais, com o uso de métricas descritivas e boxplots para comparar o regime térmico entre operação normal e sob *curtailment*. Por fim, a diferença de temperatura observada entre esses regimes foi traduzida em aceleração de envelhecimento por meio do modelo de Arrhenius, utilizando o fator de aceleração A_F para representar o efeito térmico adicional imposto aos módulos.

Os resultados indicam que, para faixas semelhantes de irradiância, a operação sob *curtailment* desloca a temperatura de operação dos módulos para valores sistematicamente mais elevados. Esse comportamento é observado tanto na análise global de ΔT quanto na segmentação por faixas de irradiância, tornando-se mais evidente em níveis elevados de recurso solar. Essa evidência é consistente com o balanço térmico simplificado do módulo: a redução da potência elétrica extraída implica maior dissipação de energia na forma de calor, elevando a temperatura de operação.

A aplicação do modelo de Arrhenius, com valores de energia de ativação representativos dos principais mecanismos de degradação de módulos de silício cristalino, resultou em fatores de aceleração que, em alguns cenários, se aproximam do dobro da taxa base de degradação. Isso indica que módulos submetidos a *curtailment* recorrente podem apresentar envelhecimento significativamente mais rápido, mesmo quando expostos ao mesmo clima e ao mesmo recurso solar.

Quando projetados em horizontes compatíveis com a vida útil típica dos sistemas fotovoltaicos, esses efeitos térmicos se refletem na antecipação dos marcos de perda de potência em relação às curvas de garantia usuais dos fabricantes. Em particular, para os recortes anuais de 2024 e 2025, observa-se antecipação relevante dos níveis de 5%, 10% e 15% de perda de potência, evidenciando o impacto acumulado do estresse térmico adicional associado ao *curtailment*.

Apesar da consistência dos resultados, algumas limitações devem ser reconhecidas. A métrica ΔT representa um indicador médio de aquecimento e não captura heterogeneidades térmicas

intra-módulo ou gradientes locais, que podem ser relevantes para a formação de pontos quentes. Além disso, a energia de ativação utilizada no modelo de Arrhenius depende do mecanismo de falha dominante e pode variar entre tecnologias e fabricantes, de modo que a análise por cenários não substitui investigações específicas em campo. Por fim, a variável de *curtailment* utilizada agrega diferentes naturezas de restrição, cuja decomposição exigiria metadados operacionais adicionais.

Do ponto de vista prático, os resultados mostram que o *curtailment* não deve ser avaliado apenas sob a ótica da energia não entregue, mas também como um fator que influencia a temperatura média de operação e a degradação dos módulos. A incorporação de indicadores térmicos, como ΔT , em rotinas de operação, manutenção e planejamento pode contribuir para estimativas mais realistas de vida útil e para decisões operacionais que minimizem o impacto térmico acumulado sobre os ativos fotovoltaicos.

5.1 Trabalhos futuros

Algumas extensões naturais deste trabalho podem aprofundar e complementar os resultados obtidos.

Uma primeira linha de continuação consiste em aplicar a mesma cadeia analítica separando explicitamente períodos dominados por *clipping* interno e por *curtailment* externo. A comparação entre esses regimes, incluindo a distinção entre *high-voltage* e *low-voltage curtailment*, permitiria identificar modos de limitação menos danosos do ponto de vista térmico.

Uma segunda linha envolve a combinação dos dados de SCADA com campanhas de termografia em campo, sincronizadas com janelas de *curtailment*. Isso possibilitaria mapear gradientes de temperatura intra-módulo e verificar, de forma direta, a relação entre padrões de limitação de potência e a formação de pontos quentes.

Também se recomenda testar modelos complementares de envelhecimento que combinem temperatura com outros estressores ambientais, como umidade e radiação ultravioleta, bem como considerar curvas de degradação não lineares ao longo da vida útil. Nesse contexto, análises de sensibilidade mais detalhadas em relação à energia de ativação E_a podem ser realizadas para diferentes tecnologias de módulos.

Por fim, uma agenda promissora consiste em investigar estratégias de controle de *curtailment* “térmico-consciente”, nas quais o custo térmico marginal das restrições seja incorporado como critério adicional de decisão. Esse tipo de abordagem pode contribuir para redistribuir cortes de potência ao longo do dia ou entre unidades geradoras, minimizando o impacto acumulado sobre a vida útil dos módulos sem comprometer a segurança operativa do sistema elétrico.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- IEA. **Renewables 2024**. 2025. Acesso em: 03 set. 2025. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/renewables-2024>>.
- ABSOLAR. **Infográficos e Dados do Mercado Fotovoltaico Brasileiro**. 2025. Acesso em: 02 set. 2025. Disponível em: <<https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>>.
- ONS. **Curtilment - Procedimentos Operativos**. 2024. Acesso em: 18 set. 2025. Disponível em: <https://www.ons.org.br/Paginas/faq_curtilment.aspx>.
- ONS. **Dados de geração solar e restrições de operação**. 2025. Acesso em: 02 set. 2025. Disponível em: <<https://dados.ons.org.br/>>.
- ANEEL. **Análise de Impacto Regulatório – AIR nº 002/2022-SRG: Constrained-Off de Centrais Geradoras Fotovoltaicas**. Brasília, 2022. Acesso em: 25 set. 2025. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/documents/656877/22466821/AIR2022002SRG.pdf>>.
- Empresa de Pesquisa Energética. **Incertezas e perdas na geração fotovoltaica**. Rio de Janeiro, 2024. Metodologias, estimativas e valores frequentes.
- WU, Y.; XU, Y.; YANG, G.; Oestergaard, J. Curtailment of renewable energy: A review of key issues. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 111, p. 354–370, 2019.
- JORDAN, D. C.; KURTZ, S. R. Photovoltaic degradation rates – an analytical review. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, v. 21, n. 1, p. 12–29, 2013. Disponível em: <<https://doi.org/10.1002/pip.1182>>.
- VILLALVA, M. G. **Energia Solar Fotovoltaica: Conceitos e Aplicações**. 3. ed. São Paulo: Érica, 2018.
- NREL, N. R. E. L. **PV System Design Basics**. Golden, CO, 2023. Technical guidance on photovoltaic system architecture, including series/parallel configuration of modules and use of stringboxes.
- GMBH, F. I. **Fronius SnapINverter Technical Data and Operating Principles**. Wels, Austria, 2021. Comprehensive technical description of grid-tied inverter operation, synchronization, protection and AC interface.
- COMMISSION, I. E. **IEC TS 60904-1-2: Photovoltaic Devices – Part 1-2: Measurement of Bifacial Photovoltaic (PV) Devices**. Geneva, Switzerland, 2020. Technical specification defining procedures and principles for measuring and evaluating bifacial photovoltaic module performance.
- ISE, F. I. for S. E. S. **Thermal Behavior and Performance of Bifacial Photovoltaic Modules**. Freiburg, Germany, 2021. Study on heat balance, rear-side irradiance absorption, and temperature distribution in bifacial PV modules.
- EPE. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2033**. Brasília, 2023. Acesso em: 25 set. 2025. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Plano-Decenal-de-Expansao-de-Energia-PDE>>.
- NREL. **Photovoltaic Reliability and Performance Data: Failures, Soiling and O&M Considerations**. Golden, CO, 2020. Acesso em: 25 set. 2025. Disponível em: <<https://www.nrel.gov/pv/performance-reliability.html>>.
- ABSOLAR. **Manual de Boas Práticas em Operação e Manutenção de Usinas Fotovoltaicas**. 2023. Acesso em: 25 set. 2025. Disponível em: <<https://www.absolar.org.br/publicacoes/>>.

MARION, B.; KURTZ, S.; DELINE, C.; WOHLGEMUTH, J.; BARNES, T.; JORDAN, D.; STEIN, J. Pv module degradation due to frequent and prolonged inverter clipping: A preliminary study. In: **Proceedings of the 2022 IEEE 49th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)**. [S.l.]: IEEE, 2022. p. 1234–1240.

BERMUDEZ, J. C.; HUERTA, F.; VELASCO, F.; MARROYO, L. Pv inverter clipping and dc/ac ratio optimization in utility-scale solar plants. **IEEE Journal of Photovoltaics**, v. 10, n. 4, p. 1171–1180, 2020. Disponível em: <<https://doi.org/10.1109/JPHOTOV.2020.2994637>>.

Empresa de Pesquisa Energética. **Integração de Fontes Renováveis Variáveis no Sistema Interligado Nacional**. Brasília, 2023. Discussão sobre limitações de transmissão, decisões operativas do ONS e impactos da variabilidade renovável no SIN. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br>>.

ONS. **Relatório Anual da Operação 2024**. Brasília, 2024. Acesso em: 25 set. 2025. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/paginas/resultados-da-operacao/relatorios-da-operacao>>.

KUNDUR, P.; PASERBA, J.; AJJARAPU, V. Definition and classification of power system stability. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 19, n. 2, p. 1387–1401, 2004.

ULBIG, A.; BORSCHKE, T.; ANDERSSON, G. Impact of low rotational inertia on power system stability and operation. **IFAC Proceedings Volumes**, v. 47, n. 3, p. 7290–7297, 2014.

ONS. **Procedimentos de Rede – Submódulo 2.7: Requisitos Mínimos para a Operação da Transmissão**. Brasília, 2023. Diretrizes sobre manutenções programadas, contingências, falhas de equipamentos e impactos operacionais na transmissão. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/procedimentos-de-rede>>.

RATIA, V. **Photovoltaic Curtailment: Causes, Effects and Mitigation**. Dissertação (Mestrado) — University of Turku, 2021. Disponível em: <<https://www.utupub.fi/handle/10024/181936>>.

FAIMAN, D. Assessing the outdoor operating temperature of photovoltaic modules. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, v. 16, n. 4, p. 307–315, 2008. Acesso em: 25 set. 2025. Disponível em: <<https://doi.org/10.1002/pip.813>>.

KÖHL, M.; HECK, M.; WIESMEIER, S.; WIRTH, H. Classification of degradation mechanisms of photovoltaic modules. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, v. 23, n. 7, p. 899–913, 2015.

PVsyst SA. **Physical Models Used in PVsyst: Thermal, Optical and Electrical Behaviour of PV Modules**. Geneva, Switzerland, 2021. Technical description of the energy balance, heat dissipation mechanisms and thermal modeling of photovoltaic modules. Disponível em: <<https://www.pvsyst.com/help/>>.

ROSS, R. G. Design considerations for flat-plate photovoltaic arrays. In: **Proceedings of the 15th IEEE Photovoltaic Specialists Conference**. Kissimmee, FL, USA: IEEE, 1981. p. 804–810.

SKOPLAKI, E.; PALYVOS, J. A. On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance: A review of efficiency/power correlations. **Solar Energy**, Elsevier, v. 83, n. 5, p. 614–624, 2009.

ISHAQUE, K.; SALAM, Z. A review of maximum power point tracking techniques of pv system for uniform insolation and partial shading condition. **Energies**, v. 13, n. 15, p. 3906, 2020.

FAIMAN, D. Assessing the outdoor operating temperature of photovoltaic modules. **Solar Energy**, v. 82, n. 11, p. 1062–1071, 2008.

KÖNTGES, M.; KURTZ, S.; PACKARD, C.; JAHN, U. **Review of Failures of Photovoltaic Modules**. 2017. Disponível em: <<https://iea-pvps.org/key-topics/review-of-failures-of-photovoltaic-modules/>>.

KÖNTGES, M.; KURTZ, S.; PACKARD, C.; JAHN, U.; BERGER, K. A.; KATO, K.; FRIESEN, T.; LIU, H.; ISEGHEM, M. van. **Review of Failures of Photovoltaic Modules**. St. Ursen, Switzerland, 2014. Acesso em: 25 set. 2025. Disponível em: <https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2020/01/Report-IEA-PVPS-T13_01_2014-Review-of-Failures-of-Photovoltaic-Modules_Final.pdf>.

KÖNTGES, M.; PARLEVLIET, D.; KJÆR, S. B.; GEORGHIOU, G. E.; FRIESEN, T.; GABOR, A.; MEYER, E. L. **Hot-Spot Prevention and Mitigation in PV Modules**. St. Ursen, Switzerland, 2017. Discussão de mecanismos térmicos, heterogeneidade de operação e formação de hot spots. Disponível em: <<https://iea-pvps.org>>.

International Electrotechnical Commission. **IEC 61215: Terrestrial Photovoltaic (PV) Modules – Design Qualification and Type Approval**. Geneva, Switzerland, 2021. Standard defining PV module performance, degradation criteria, and long-term retention requirements.

HASSELBRINK, E.; ANDERSON, M.; DEFREITAS, Z.; MIKOFSKI, M.; SHEN, Y. Validation of photovoltaic module degradation models. **IEEE Journal of Photovoltaics**, v. 8, n. 6, p. 1600–1606, 2018.

BOSCO, N.; DELINE, C.; JORDAN, D.; KURTZ, S. Acceleration of photovoltaic module degradation mechanisms. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, v. 28, n. 12, p. 1295–1307, 2020.

WILCOXON, R. Does a 10°C increase in temperature really reduce the life of electronics by half? **Electronics Cooling**, August 2017. Acesso em: 25 set. 2025. Disponível em: <<https://www.electronics-cooling.com/2017/08/10c-increase-temperature-really-reduce-life-electronics-half/>>.

KURTZ, S.; WHITFIELD, K.; TAMIZHMANI, G.; KOEHL, M.; MILLER, D.; JOYCE, J.; WOHLGEMUTH, J.; BOSCO, N.; ZGONENA, T.; KLITIN, A. Evaluation of established and emerging techniques for qualification of photovoltaic modules. In: **2011 37th IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)**. [S.l.: s.n.], 2011. p. 3102–3107.

WILCOX, S.; MARION, W. **User’s Manual for TMY3 Data Sets**. Golden, CO, 2008. Typical meteorological year (TMY3) data sets for solar and building performance simulations.

KING, D. L.; BOYSON, W. E.; KRATOCHVIL, J. A. **Photovoltaic Module and Array Performance Characterization Methods for All Operating Conditions**. Albuquerque, NM, 2004. Acesso em: 25 set. 2025. Disponível em: <<https://www.osti.gov/servlets/purl/836499>>.