



UNIVERSIDADE FEDERAL RURAL DO SEMI-ÁRIDO
PRÓ-REITORIA DE GRADUAÇÃO
CENTRO MULTIDISCIPLINAR DE CARAÚBAS
CURSO DE BACHARELADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

MARCELO TARGINO DE OLIVEIRA

EFICIÊNCIA E LIMITAÇÕES DE SISTEMAS DE MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA:
ESTUDO DE CASO NO RIO GRANDE DO NORTE E COMPARATIVO REGIONAL

CARAÚBAS-RN

2025

MARCELO TARGINO DE OLIVEIRA

EFICIÊNCIA E LIMITAÇÕES DE SISTEMAS DE MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA:
ESTUDO DE CASO NO RIO GRANDE DO NORTE E COMPARATIVO REGIONAL.

Monografia apresentada a Universidade Federal Rural do Semi-Árido como requisito para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Rodrigo de Almeida Coelho

Coorientadora: Profa. Dra. Érica Manguiera Lima

CARAÚBAS-RN

2025

© Todos os direitos estão reservados a Universidade Federal Rural do Semi-Árido. O conteúdo desta obra é de inteira responsabilidade do (a) autor (a), sendo o mesmo, passível de sanções administrativas ou penais, caso sejam infringidas as leis que regulamentam a Propriedade Intelectual, respectivamente, Patentes: Lei nº 9.279/1996 e Direitos Autorais: Lei nº 9.610/1998. O conteúdo desta obra tomar-se-á de domínio público após a data de defesa e homologação da sua respectiva ata. A mesma poderá servir de base literária para novas pesquisas, desde que a obra e seu (a) respectivo (a) autor (a) sejam devidamente citados e mencionados os seus créditos bibliográficos.

048e Oliveira, Marcelo Targino de.
 Eficiência e limitações de sistemas de
 microgeração fotovoltaica: estudo de caso no Rio
 Grande do Norte e comparativo regional / Marcelo
 Targino de Oliveira. - 2025.
 76 f. : il.

 Orientador: Rodrigo de Almeida Coelho.
 Coorientadora: Érica Mangueira Lima.
 Monografia (graduação) - Universidade Federal
 Rural do Semi-árido, Curso de Engenharia
 Elétrica, 2025.

 1. comissionamento. 2. geração distribuída. 3.
 microgeração fotovoltaica. 4. qualidade da energia
 elétrica. 5. sobretensão. I. Coelho, Rodrigo de
 Almeida, orient. II. Lima, Érica Mangueira, co-
 orient. III. Título.

Ficha catalográfica elaborada por sistema gerador automático em conformidade
com AACR2 e os dados fornecidos pelo(a) autor(a).

Biblioteca Campus Caraúbas
Bibliotecária: Sarah Freire Bezerra
CRB: 15/1052

O serviço de Geração Automática de Ficha Catalográfica para Trabalhos de Conclusão de Curso (TCC's) foi desenvolvido pelo Instituto de Ciências Matemáticas e de Computação da Universidade de São Paulo (USP) e gentilmente cedido para o Sistema de Bibliotecas da Universidade Federal Rural do Semi-Árido (SISBI-UFERSA), sendo customizado pela Superintendência de Tecnologia da Informação e Comunicação (SUTIC) sob orientação dos bibliotecários da instituição para ser adaptado às necessidades dos alunos dos Cursos de Graduação e Programas de Pós-Graduação da Universidade.

MARCELO TARGINO DE OLIVEIRA

EFICIÊNCIA E LIMITAÇÕES DE SISTEMAS DE MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA:
ESTUDO DE CASO NO RIO GRANDE DO NORTE E COMPARATIVO REGIONAL

Monografia apresentada à Universidade
Federal Rural do Semi-Árido como requisito
para obtenção do título de Bacharel em
Engenharia Elétrica.

Defendida em: 19 / 12 / 2025.

BANCA EXAMINADORA

Documento assinado digitalmente
 **RODRIGO DE ALMEIDA COELHO**
Data: 19/12/2025 17:17:06-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Prof. Dr. Rodrigo de Almeida Coelho - UFRSA
Presidente

Documento assinado digitalmente
 **ERICA MANGUEIRA LIMA**
Data: 19/12/2025 17:11:15-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Profa. Dra. Érica Manguiera Lima - UFRSA
Membro Examinador

Documento assinado digitalmente
 **ADRIANO COSTA DE OLIVEIRA**
Data: 19/12/2025 21:13:16-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Prof. Dr. Adriano Costa de Oliveira - UFRSA
Membro Examinador

Documento assinado digitalmente
 **ANTONIO ALISSON ALENCAR FREITAS**
Data: 19/12/2025 18:13:31-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Prof. Dr. Antônio Alisson Alencar Freitas - UFRSA
Membro Examinador

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, agradeço a Deus pela vida que me foi concedida, por ter me guiado sempre pelo melhor caminho e por ter me concedido muita saúde e perseverança durante todo o projeto de conclusão de curso.

Agradeço a minha noiva Rosimery Almeida por ter me apoiado desde o momento que nos conhecemos, sempre me incentivando e extraíndo o melhor de mim. Estando ao meu lado nos momentos mais difíceis, dando os melhores conselhos e nunca soltando a minha mão diante de todas as adversidades. Obrigado por ser minha companheira e melhor amiga.

Agradeço a minha mãe Cleonice Rosa e meu pai Zilmar Barboza por terem moldado meus princípios como pessoa, por me ensinarem a ter compaixão e respeito, a sempre sorrir alegrando a vida de todos. Obrigado ao meu irmão Willian Targino por ter acreditado no meu potencial desde o início, e por sempre me motivar nos dias mais difíceis ao longo de toda a minha vida. Obrigado a todos os meus familiares que contribuíram de forma significativa para a minha graduação no curso em Bacharelado em Engenharia Elétrica, em especial a minha avó Maria Iracilda, ao meu irmão Jhonatan Oliveira, ao meu tio Adriano, ao meu primo Fábio Alves e a sua esposa Arleide Mafaldo. Obrigado por me guiarem e incentivarem ao mundo acadêmico.

Agradeço aos meus amigos Kleber Câmara, Valdecy Lourenço, Ronaldo Braga, Luiza Souza, Lara Priscilla, Luana Raquel, Bruno Fernandes, Adriel Batista, Lizandra Gurgel, Fernanda Gurgel, Lucas Fernandes, Gerliano Souza, Vitor Eduardo, Werly Renan, Gustavo Dias e *in memoriam* Henrike Rabelo por sempre estarem sorrindo ao meu lado nos momentos felizes, e fazendo-me sorrir nos tristes. Obrigado por não desistirem de mim. Todas os nossos momentos e trocas de conhecimento foram de suma importância para o meu crescimento pessoal.

Agradeço ao Prof. Rodrigo Coelho e à Profa. Érica Mangueira por terem gentilmente aceito conduzir este trabalho. Expresso minha profunda gratidão pelo tempo dedicado, pelos valiosos direcionamentos e pelos ensinamentos que foram essenciais para o desenvolvimento desta pesquisa. Agradeço especialmente pela confiança depositada e pelo constante incentivo ao longo desta jornada acadêmica. Vocês foram pilares fundamentais na minha formação, e este trabalho não seria possível sem o apoio e a expertise de ambos.

RESUMO

A expansão da microgeração fotovoltaica no Brasil, impulsionada pelo marco regulatório da geração distribuída, tem enfrentado desafios técnicos que comprometem o desempenho operacional de sistemas conectados à rede elétrica. Este trabalho teve como objetivo realizar um estudo de caso sobre as variações de tensão provenientes de um sistema de microgeração instalado no interior do Rio Grande do Norte, identificando os principais fatores que influenciam essas variações, analisando dados operacionais em diferentes condições e avaliando o impacto na qualidade da energia fornecida. O sistema analisado apresentou desligamentos recorrentes causados por sobretensão desde sua energização, comprometendo tanto a geração de energia quanto a continuidade operacional dos equipamentos conectados à instalação. A metodologia adotou abordagem de natureza aplicada com enfoque exploratório e descritivo, combinando medições em campo, monitoramento remoto via plataforma do fabricante e comparação com outras usinas de capacidade similar na região Nordeste. Foram realizadas inspeções termográficas, medições sistemáticas de tensão em diferentes pontos da instalação e avaliação de curvas de geração ao longo do período de comissionamento. A investigação revelou que a causa raiz dos problemas residia na combinação entre características inadequadas da rede de distribuição local e a configuração da infraestrutura de conexão, especificamente relacionada à distância significativa entre o inversor e o padrão de entrada. Foram implementadas múltiplas intervenções técnicas incluindo ajustes paramétricos no inversor, ativação de funções de proteção contra sobretensão, modificação da derivação do transformador de distribuição, substituição dos cabos de interligação por condutores de maior seção e adequação da *string box*. O estudo demonstrou que soluções isoladas foram insuficientes para resolver o problema, sendo necessária abordagem sistêmica para alcançar estabilidade operacional. O comparativo com outras instalações mostrou que a usina estudada apresentou os maiores níveis de sobretensão entre todas as unidades avaliadas, confirmando que a extensão do circuito alimentador constitui fator crítico no desempenho. Os resultados indicaram que o funcionamento adequado não depende exclusivamente da capacidade instalada, mas é fortemente influenciado pela infraestrutura de conexão e pelos níveis de tensão fornecidos pela concessionária.

Palavras-chaves: comissionamento; geração distribuída; microgeração fotovoltaica; qualidade da energia elétrica; sobretensão.

ABSTRACT

The expansion of photovoltaic microgeneration in Brazil, driven by the regulatory framework for distributed generation, has faced technical challenges that compromise the operational performance of systems connected to the electrical grid. This study aimed to conduct a case study on voltage variations originating from a microgeneration system installed in the interior of Rio Grande do Norte, identifying the main factors influencing these variations, analyzing operational data under different conditions, and evaluating the impact on the quality of supplied energy. The analyzed system exhibited recurrent shutdowns caused by overvoltage since commissioning, compromising both energy generation and the continuous operation of the connected equipment. The methodology adopted an applied approach with exploratory and descriptive focus, combining field measurements, remote monitoring via the manufacturer's platform, and comparison with other plants of similar capacity in the Northeast region. Thermographic inspections, systematic voltage measurements at different points in the installation, and evaluation of generation curves throughout the commissioning period were performed. The investigation revealed that the root cause of the problems lay in the combination of inadequate characteristics of the local distribution network and the connection infrastructure configuration, specifically related to the significant distance between the inverter and the connection point. Multiple technical interventions were implemented, including inverter parameter adjustments, activation of overvoltage protection functions, modification of the distribution transformer tap, replacement of interconnection cables with conductors of larger cross-section, and adaptation of the string box. The study demonstrated that isolated solutions were insufficient to solve the problem, requiring a systemic approach to achieve operational stability. Comparison with other installations showed that the studied plant experienced the highest overvoltage levels among all evaluated units, confirming that the length of the feeder circuit is a critical factor in performance. The results indicated that proper operation does not depend exclusively on installed capacity but is strongly influenced by the connection infrastructure and the voltage levels supplied by the utility.

Keywords: commissioning; distributed generation; photovoltaic microgeneration; power quality; overvoltage.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Primeiros SFCRs instalados no Brasil.	18
Figura 2 - SFCRs instalados no Brasil entre 1995 e 2009.	18
Figura 3 - Curva de geração fotovoltaica em operação normal.	27
Figura 4 - Curva de geração com desligamento do equipamento.	28
Figura 5 - Esquemático da metodologia.	29
Figura 6 - Orçamento de conexão emitido pelo NEOENERGIA COSERN.	30
Figura 7 - Vista Superior da instalação de geração fotovoltaica.	30
Figura 8 - Representação de distância entre a fábrica, a usina e o medidor.	31
Figura 9 - Diagrama Unifilar Básico gerado pela Neoenergia Cosern.	32
Figura 10 - Alicata amperímetro digital Minipa 1000A utilizado nas medições.	33
Figura 11 - Câmera térmica.	34
Figura 12 - Aplicativo SOLPLANET.	34
Figura 13 - Distancias geográficas das usinas.	36
Figura 14 - Medição realizada no padrão de entrada com multímetro no dia 10 de julho de 2025.	38
Figura 15 - Registro de funcionamento do inversor nos dias 10 a 12 de julho de 2025.	39
Figura 16 - Medição realizada no padrão de entrada com multímetro às 15h do dia 11 de julho de 2025.	40
Figura 17 - Medição realizada na fábrica com multímetro às 15h do dia 11 de julho de 2025.	40
Figura 18 - Reconfiguração dos parâmetros operacionais do inversor.	41
Figura 19 - Monitoramento nos dias 15 e 16 de julho de 2025.	42
Figura 20 - Ativação da função "Redução de potência ativa de sobretensão P(V)".	43
Figura 21 - Curva de geração no dia 18 de julho 2025.	44
Figura 22 - Registro de funcionamento da usina entre os dias 19 a 21 de julho de 2025.	45
Figura 23 - Registro de funcionamento da usina no dia 24 de julho de 2025.	46
Figura 24 - Medição na fábrica com multímetro às 9h e às 10h, respectivamente, no dia 24 de julho de 2025.	47
Figura 25 - Registro de funcionamento da usina no dia 25 de julho de 2025.	48
Figura 26 - Medição realizada na fábrica com multímetro de 16h do dia 25 de julho de 2025.	48
Figura 27 - Medição no padrão de entrada com multímetro no dia 25 de julho de 2025 (tensão de linha).	49

Figura 28 - Medição na fábrica às 9h e às 13h, respectivamente, do dia 29 de julho de 2025 (tensão de linha).....	50
Figura 29 - Ordem de serviço realizada pela COSERN.	51
Figura 30 - Vista superior do local da usina.....	52
Figura 31 - Cabo de alumínio multiplexado com seção do condutor de 35mm ² que conectava o inversor ao trecho existente da rede.	53
Figura 32 - Cabo de alumínio multiplexado com seção do condutor de 50mm ² que passou a conectar o inversor ao padrão de entrada (cerca de 300m).	54
Figura 33 - Registro dos danos do incêndio na <i>string box</i> do inversor.	55
Figura 34 - Registro da restauração da <i>string box</i> do inversor.....	56
Figura 35 - Medição realizada com câmera térmica no dia 5 de agosto de 2025.....	57
Figura 36 - Registro de funcionamento da usina nos dias 4 a 6 de agosto de 2025.	57
Figura 37 - Registro de funcionamento da usina no dia 6 de agosto de 2025.	58
Figura 38 - Medição realizada com multímetro no dia 7 de agosto de 2025.	59
Figura 39 - Registro de funcionamento da usina no dia 7 de agosto de 2025.	60
Figura 40 - Possível ponto quente identificado na conexão do disjuntor geral.....	61
Figura 41 - Terminal de conexão cobre-alumínio para cabo de 70 mm ²	62
Figura 42 - Conexões refeitas no disjuntor geral.....	62
Figura 43 - Registro de monitoramento no dia 25 de outubro de 2025.....	63
Figura 44 - Registro das sete usinas no dia 17 de novembro de 2025.....	66

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Características das usinas selecionadas.....	64
Tabela 2 - Média de tensões medidas nas sete usinas medidas no dia 17/06/2025.....	65
Tabela 3 - Características de geração das usinas.....	67

LISTA DE SIGLAS

ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica

ATERSA - Atersa Solar

CBE - Congresso Brasileiro de Energia

CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica

CHESF - Companhia Hidroelétrica do São Francisco

COFINS - Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social

CONFAZ - Conselho Nacional de Política Fazendária

COSERN - Companhia Energética do Rio Grande do Norte

CRESESB - Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito

DPS - Dispositivo de Proteção contra Surtos

GD - Geração Distribuída

ICMS - Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços

IUV - Índice Ultravioleta

MPPT - Maximum Power Point Tracker (Rastreador do Ponto de Máxima Potência)

NBR - Norma Brasileira

PCH - Pequena Central Hidrelétrica

PCH-COM - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica com Base em Centrais de Geração Hidrelétrica de Pequeno Porte

PIS - Programa de Integração Social

PRODEEM - Programa de Desenvolvimento Energético dos Estados e Municípios

PRODIST - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional

PROEÓLICA - Programa Emergencial de Energia Eólica

PROINFA - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica

QEE - Qualidade da Energia Elétrica

REN - Resolução Normativa

SFCR - Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede

SIN - Sistema Interligado Nacional

TAP - Comutador de Derivação (do inglês "tap changer")

UFERSA - Universidade Federal Rural do Semi-Árido

UFSC - Universidade Federal de Santa Catarina

USP - Universidade de São Paulo

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	14
1.1. OBJETIVOS.....	15
1.1.1. Objetivos Geral.....	15
1.1.2. Objetivos Específicos	16
2. REFERENCIAL TEÓRICO	17
2.1. EVOLUÇÃO HISTÓRICA E REGULATÓRIA DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA DISTRIBUÍDA.....	17
2.1.1. Panorama Mundial	17
2.1.2. Contexto Brasileiro	17
2.1.2.1. Primeiros Sistemas Fotovoltaicos no Brasil (1986-2009).....	17
2.1.2.2. Programas de Incentivo às Energias Renováveis (1994-2006).....	19
2.1.2.3. Marco regulatório da geração distribuída (2010-2017).....	20
2.1.2.4. Incentivos fiscais (2015)	21
2.1.2.5. Consolidação do marco legal (2020-2022)	22
2.2. DESAFIOS TÉCNICOS REGULATÓRIOS.....	24
2.3. VARIAÇÕES DE TENSÃO E SEUS IMPACTOS NA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA.....	25
2.4. CONSIDERAÇÕES DA ABNT NBR 5410 SOBRE DIMENSIONAMENTO DE CONDUTORES EM INSTALAÇÕES DE BAIXA TENSÃO	26
2.5. CURVAS DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA	27
3. METODOLOGIA	29
3.1. CARACTERIZAÇÃO DO LOCAL E DO SISTEMA	29
3.2. LEVANTAMENTO DOS DADOS	32
3.2.1. Medições em campo	33
3.2.1.1. Multímetro Digital.....	33
3.2.1.2. Câmera Térmica	33
3.2.2. Monitoramento remoto via sistema do inversor.....	34
3.3. COMPARATIVO DE DESEMPENHO COM UNIDADES SEMELHANTES	35
3.3.1. Critérios de seleção das usinas para comparação	35
3.3.2. Parâmetros Analisados	36
3.3.3. Procedimento de Coleta dos Dados.....	37
4. ANÁLISE OPERACIONAL DA USINA SELECIONADA.....	38

4.1. LINHA TEMPORAL	38
4.1.1. Início da operação da usina (desligamentos no inversor causados por sobretensão).....	38
4.1.1.1. Hipótese e possível solução (temporária).....	41
4.1.2. Parametrização do inversor	43
4.1.2.1. Desligamentos nas máquinas da fábrica causados por sobretensão	44
4.1.3. Ajuste da derivação do transformador de distribuição	46
4.1.3.1. Desligamentos nas máquinas da fábrica causados por subtensão	47
4.1.4. Substituição dos cabos no trecho entre o transformador e o padrão de entrada	50
4.1.4.1. Retorno à configuração original do transformador	51
4.1.5. Substituição do condutor de saída do inversor.....	52
4.1.5.1. Incidente Térmico e Adequação da <i>String Box</i> do Inversor.....	55
4.1.6. Restabelecimento da Operação da Usina	57
4.1.6.1. Desabilitação da função "Redução de potência ativa de sobretensão P(V)"	58
4.1.7. Caracterização do desempenho máximo do sistema	58
4.1.8. Melhoria nos conectores do padrão de entrada.....	61
5. COMPARATIVO ENTRE UNIDADES DE GERAÇÃO SEMELHANTES.....	64
5.1. COMPARATIVO DAS TENSÕES	65
5.2. COMPARATIVO DAS CURVAS DE GERAÇÃO.....	66
5.3. SÍNTESE DA ANÁLISE	67
6. CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	69
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	71
APÊNDICE A – DIAGRAMA UNIFILAR INICIAL.....	75
APÊNDICE B – DIAGRAMA UNIFILAR FINAL	76

1. INTRODUÇÃO

A demanda por fontes de energia renováveis tem aumentado o setor de geração distribuída (GD) no Brasil, principalmente por meio da geração solar fotovoltaica. Desde a criação do regulamento pela Resolução Normativa (REN) nº 482/2012 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), mais tarde atualizada pela REN nº 687/2015 e, depois, pela Lei nº 14.300/2022, houve um crescimento significativo da micro e da minigeração distribuída. Este crescimento é mais acentuado na região Nordeste, que apresenta elevados índices de irradiação solar durante todo o ano, estabelecendo-a como localização privilegiada para implementação dessa tecnologia. O Nordeste, com sua alta incidência de radiação UV (IUV 10-15), destaca-se como região ideal para a geração solar fotovoltaica, reforçando a relevância de adaptar tecnologias e regulamentos às particularidades locais (Nascimento, 2015).

A escolha dos equipamentos, as particularidades do projeto elétrico, os distúrbios de rede e os hábitos de consumo dos usuários são fatores que influenciam diretamente o desempenho das usinas fotovoltaicas, o que evidencia a necessidade de estudos comparativos para identificar os fatores críticos que afetam a eficiência da microgeração (Santos *et al.*, 2020).

Apesar dos benefícios ambientais e econômicos, a integração de sistemas fotovoltaicos à rede elétrica pode ocasionar diversos problemas técnicos que comprometem a qualidade da energia elétrica (QEE). A elevação de tensão é uma das perturbações causadas pelos sistemas fotovoltaicos à rede elétrica. Outro problema relevante do ponto de vista da QEE é a distorção dos sinais de corrente proveniente dos sistemas fotovoltaicos (Oliveira; Santos, 2022).

Os impactos da alta penetração fotovoltaica na rede de distribuição que têm sido mais discutidos na literatura são a regulação de tensão, a distorção harmônica, as perdas elétricas, o ilhamento e a redução do fator de potência (Silva *et al.*, 2020; Lima *et al.*, 2023). Esses fatores evidenciam a necessidade de estudos técnicos específicos para a compreensão e mitigação dos impactos negativos que a microgeração fotovoltaica pode provocar na rede elétrica.

Apesar do avanço significativo da energia solar no Nordeste brasileiro, o setor de microgeração fotovoltaica ainda enfrenta desafios técnicos e regulatórios complexos. A compatibilidade entre a potência do sistema, sua frequência e a rede elétrica local é crucial, com os sistemas dependendo de proteções que respondem às condições específicas de instalação (Santos *et al.*, 2020).

Nesse contexto, mesmo em instalações com características similares, pode-se observar discrepâncias nas curvas de geração fotovoltaica referidas. Tal característica evidencia que a

geração de energia não depende exclusivamente da radiação solar. Múltiplos fatores técnicos, como ruídos na rede, distúrbios elétricos, falhas em *strings* e configurações inadequadas, podem impactar substancialmente o desempenho do sistema, criando desafios complexos de diagnóstico.

O presente trabalho tem como finalidade realizar um estudo de caso detalhado sobre os desafios técnicos enfrentados durante o comissionamento de um sistema de microgeração fotovoltaica de grande porte no estado do Rio Grande do Norte. A pesquisa concentra-se na análise das anomalias operacionais identificadas, com ênfase particular nos problemas de sobretensão que comprometeram inicialmente a operação do sistema. O estudo documenta sistematicamente as intervenções técnicas realizadas, desde ajustes paramétricos no inversor até adequações na infraestrutura elétrica, avaliando a eficácia de cada medida implementada e identificando as causas raízes das falhas observadas.

A justificativa fundamenta-se na necessidade de documentar desafios reais enfrentados em sistemas de grande porte conectados à rede em ambientes industriais, visto que problemas relacionados à qualidade de energia, especialmente sobretensões decorrentes da injeção de potência ativa, constituem obstáculos frequentes que comprometem tanto a operação da usina quanto a continuidade operacional das instalações consumidoras. Ao investigar sistematicamente causas, consequências e soluções implementadas, busca-se gerar conhecimento técnico-científico capaz de orientar futuros projetos, prevenir ocorrências similares e estabelecer protocolos de diagnóstico mais eficazes. Espera-se contribuir para o aprimoramento das práticas de projeto, instalação e comissionamento de sistemas fotovoltaicos de maior porte, oferecendo subsídios práticos para integradores e profissionais do setor, além de fornecer evidências sobre a importância da análise criteriosa das condições da rede elétrica e da infraestrutura de conexão durante todas as fases do projeto.

1.1. OBJETIVOS

1.1.1. Objetivos Geral

Realizar um estudo de caso sobre as variações de tensão provenientes de um sistema de microgeração fotovoltaica.

1.1.2. Objetivos Específicos

- Identificar os principais fatores que influenciam as variações de tensão em sistemas de microgeração fotovoltaica;
- Analisar dados de operação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica em diferentes condições climáticas;
- Avaliar o impacto das variações de tensão no desempenho dos inversores e na qualidade da energia fornecida;
- Analisar curvas de geração e identificar os principais problemas em instalações de maior potência em kWp;
- Investigar o impacto de distúrbios na geração fotovoltaica e identificar possíveis causas.

2. REFERENCIAL TEÓRICO

2.1. EVOLUÇÃO HISTÓRICA E REGULATÓRIA DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA DISTRIBUÍDA

2.1.1. Panorama Mundial

Os Sistemas Fotovoltaicos Integrados à Rede Elétrica (SFCRs) são empregados em nações como os Estados Unidos e diversos países europeus desde os anos 1980. Um marco inicial nesse contexto foi a instalação pioneira de uma usina de 100 kWp pela Iberdrola em San Agustín de Guadalix, na Espanha, em 1984, demonstrando a viabilidade técnica dessa tecnologia há décadas (Lorenzo, 2003). Contudo, apenas em 1993 a ATERSA retomou essa iniciativa, implementando quatro unidades fotovoltaicas de 2,7 kWp cada em residências particulares no município de Pozuelo. Posteriormente, ao término de 1995, a capacidade acumulada desses sistemas conectados à rede alcançou 1,6 MW.

O Real Decreto 2818/1998, promulgado em 23/12/1998, estabeleceu as diretrizes técnicas e administrativas para a integração da energia fotovoltaica no sistema elétrico espanhol, consolidando as experiências prévias não regulamentadas como base para essa normatização (Lorenzo, 2003). Em Portugal, a regulamentação avançou com o Decreto-Lei nº 339-C/2001, que revisou o Decreto-Lei nº 168/99, estabelecendo um marco normativo específico para a energia solar fotovoltaica no país (Figueiras *et al.*, 2014).

A Alemanha destacou-se como pioneira na implementação dessa abordagem, inicialmente com o programa "1.000 Telhados Fotovoltaicos" (1991), seguido pela ampliação para o projeto "100.000 Telhados Fotovoltaicos", executado entre janeiro de 1999 e 2004 (Cavaliero e da Silva, 2005).

2.1.2. Contexto Brasileiro

2.1.2.1. Primeiros Sistemas Fotovoltaicos no Brasil (1986-2009)

O primeiro sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica no Brasil foi implantado pela Companhia Hidroelétrica do São Francisco (CHESF). Tratava-se de uma unidade com capacidade de 11 kWp que operou inicialmente em Natal entre 1986 e 1991, realocado para Recife em 1995 e depois foi interligado efetivamente ao sistema elétrico (Varella *et al.*, 2009).

Figura 1 - Primeiros SFCRs instalados no Brasil.

SFCR	Localização	Ano da instalação	Potência (kWp)	Tipo de células fotovoltaicas
CHESF	Recife, PE	1995	11	Si policristalino
LabSolar (UFSC)	Florianópolis, SC	1997	2	Si amorfo
LSF (IEE/USP)	São Paulo, SP	1998	0,750	Si monocristalino
COPPE (UFRJ)	Rio de Janeiro, RJ	1999	0,848	Si monocristalino
LabSolar (UFSC)	Florianópolis, SC	2000	1,1	Si amorfo
LSF (IEE/USP)	São Paulo, SP	2001	6,3	Si monocristalino

Fonte: Oliveira e Zilles (2001).

Pode-se observar na Figura 1 que, paralelamente, o sistema LabSolar da UFSC, instalado em setembro de 1997, configura-se como o primeiro SFCR integrado a uma edificação no país, fornecendo dados fundamentais para análise de desempenho técnico dessa tecnologia (Rüther e Dacoregio, 2000; Rüther *et al.*, 2008).

De acordo com Tigroso e Andrade (2016), a partir dessa iniciativa pioneira, visando a avaliação do desempenho técnico dos SFCRs e o desenvolvimento de uma estrutura regulatória adequada, diversas localidades do país receberam novas instalações ao longo do tempo. Esses projetos foram majoritariamente implementados por instituições de pesquisa universitárias e concessionárias do setor elétrico, com participação complementar de: (i) empresas privadas, (ii) uma organização não-governamental ambiental e (iii) proprietários residenciais. Conforme demonstrado na Figura 2, o período entre 1995 e 2009 registrou a implantação de 35 sistemas fotovoltaicos conectados à rede, alcançando uma capacidade instalada acumulada de 161,2 kWp.

Figura 2 - SFCRs instalados no Brasil entre 1995 e 2009.

Localização	Nº de sistemas	Potência (kWp)
Universidade Federal de Santa Catarina - LabSolar	3	13,2
Universidade de São Paulo - LSF	4	16,1
Universidade Federal de Rio Grande do Sul – Laboratório de Energia Solar	1	4,8
Universidade Federal de Pernambuco – Grupo FAE	3	5,7
Universidade Federal de Juiz de Fora	1	31,7
Universidade Federal do Pará - GEDAE	1	1,6
Universidade Estadual de Campinas – LH2	1	7,5
CEPEL – Centro de Pesquisas em Energia Elétrica	1	16,0
CELESC – Centrais Elétricas de Santa Catarina	3	4,2
CEMIG – Companhia Energética de Minas Gerais	4	11,0
Eletrosul Centrais Elétricas S. A.	2	14,3
Tractebel Energia	3	6,0
Intercâmbio Eletro Mecânico, IEM – Porto Alegre	1	3,3
Clinica Harmonia – São Paulo	1	0,9
GREENPEACE – Sede São Paulo	1	2,9
Residências particulares	2	3,9
Solaris – Leme – São Paulo	1	1,0
Grupo Zeppini – São Bernardo do Campo – São Paulo	2	17,1
TOTAL	35	161,32

Fonte: Benedito e Zilles (2009).

A instalação desses sistemas teve como principal motivação a pesquisa acadêmica, visando avaliar seu desempenho sob diferentes condições climáticas no país. Contudo, os dados obtidos e sua comparação com o desenvolvimento global da tecnologia revelaram diversas barreiras à sua difusão no Brasil, tais como: falta de padrão de conexão, dificuldades na medição de energia, gestão de sistemas em paralelo com a rede, exigência de licenciamento ambiental, limitação tarifária, ausência de incentivos definidos e carência de regulamentação específica (Benedito e Zilles, 2011).

2.1.2.2. Programas de Incentivo às Energias Renováveis (1994-2006)

No âmbito político, destacam-se iniciativas como o Programa de Desenvolvimento Energético dos Estados e Municípios (PRODEEM) (1994-2001), que fomentou a energia fotovoltaica em áreas rurais (Galdino e Lima, 2002), o Programa Emergencial de Energia Eólica (PROEÓLICA) (2001-2004), criado durante a crise energética (Ruiz *et al.*, 2007), e o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica com Base em Centrais de Geração Hidrelétrica de Pequeno Porte (PCH-COM) (2001-2003), voltado para pequenas centrais hidrelétricas (PCHs).

Os programas PROEÓLICA e PCH-COM foram subsequentemente incorporados ao Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), estabelecido pela Lei nº 10.438 de 26 de abril de 2002 e posteriormente atualizado pela Lei nº 10.762 de 2003. O PROINFA instituiu o marco regulatório do "Produtor Independente de Eletricidade", incentivando a geração distribuída a partir de três matrizes renováveis: (i) parques eólicos, (ii) PCHs e (iii) usinas de biomassa (Ruiz *et al.*, 2007). Sua implementação foi estruturada em duas fases distintas: a primeira fase compreendeu o período de 2002 a 2006, enquanto a segunda fase projetava ações até 2022.

O marco regulatório brasileiro para energias renováveis avançou significativamente em 2004 com a REN ANEEL nº 77, que concedeu descontos tarifários para sistemas de transmissão e distribuição aplicáveis a projetos de até 30 MW movidos a fontes limpas (solar, eólica, biomassa, cogeração qualificada ou hidrelétrica) (Santos, 2022). Dois anos depois, a Resolução nº 167/2005 estabeleceu diretrizes para comercialização de energia distribuída, autorizando concessionárias do Sistema Interligado Nacional (SIN) a adquirirem até 10% de sua demanda total de micro e minigeradores (BRASIL, 2005).

2.1.2.3. Marco regulatório da geração distribuída (2010-2017)

A REN ANEEL nº 414/2010, anterior ao estabelecimento do marco regulatório específico da geração distribuída, já desempenhava papel fundamental ao estabelecer as condições gerais de fornecimento de energia elétrica no Brasil, definindo direitos e deveres tanto das concessionárias quanto dos consumidores. Esta norma regulamenta aspectos essenciais como procedimentos de ligação, faturamento, qualidade do fornecimento, atendimento comercial e padrões de entrada de energia, estabelecendo os fundamentos técnicos e contratuais que posteriormente serviriam de base para a conexão de sistemas de microgeração e minigeração distribuída (ANEEL, 2010). Embora não tenha sido criada especificamente para tratar da geração distribuída, a REN ANEEL 414/2010 fornece o arcabouço regulatório que disciplina a relação entre distribuidoras e unidades consumidoras, incluindo aquelas que posteriormente passaram a gerar sua própria energia, sendo frequentemente referenciada em conjunto com as resoluções específicas de GD para garantir a conformidade técnica e comercial das instalações fotovoltaicas conectadas à rede.

Observou-se uma mudança relevante no panorama energético brasileiro, devido a implementação do marco regulatório que instituiu a GD. Esse marco legal, efetivado por meio da REN ANEEL nº 482/2012, permitiu que os consumidores finais instalassem seus próprios sistemas de geração de energia elétrica, logo, incentivou-se o uso de fontes renováveis ou processos de cogeração qualificada (ANEEL, 2012). Contudo, esse marco regulatório não representou um ponto conclusivo, uma vez que os conhecimentos obtidos após sua implementação resultaram em aprimoramentos normativos, posteriormente aprovados pela Diretoria da ANEEL em 24 de novembro de 2015 (Tigroso e Andrade, 2016).

O principal avanço ocorreu em 2012 com a REN ANEEL nº 482, que instituiu benefícios para geradores de pequeno porte (até 1 MW) utilizando fontes renováveis. Seu diferencial foi a implementação do sistema de compensação energética, onde excedentes de produção podiam ser convertidos em créditos válidos por 36 meses (Santos, 2022). Essa normativa representou um divisor de águas ao criar mecanismos financeiros viáveis para a GD.

Complementarmente à REN ANEEL 482/2012, que estabeleceu o direito de conexão de sistemas de microgeração e minigeração distribuída à rede elétrica, o Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) define os requisitos técnicos e operacionais para o acesso ao sistema de distribuição. Este documento normativo especifica os critérios de conexão, os padrões de proteção necessários, os requisitos de qualidade de energia, os procedimentos para solicitação de acesso e os prazos

a serem cumpridos pelas distribuidoras (ANEEL, 2016). O Módulo 8 do PRODIST estabelece parâmetros essenciais como níveis de tensão admissíveis, requisitos de aterramento, proteção anti-ilhamento, sistemas de medição e os estudos técnicos necessários para avaliar o impacto da conexão de geradores na rede de distribuição, constituindo o instrumento técnico que operacionaliza o direito de acesso garantido pela regulamentação de geração distribuída.

Diante da significativa adesão dos consumidores brasileiros, o marco regulatório da GD passou por sucessivas atualizações. A REN ANEEL nº 687/2015 ampliou a capacidade instalada permitida para 3 MW (hidrelétricas) ou 5 MW (demais fontes renováveis e cogeração qualificada), além de estender o prazo de utilização dos créditos energéticos de 36 para 60 meses. Posteriormente, a REN ANEEL nº 786/2017 padronizou o limite de 5 MW para todas as fontes, incluindo as hidrelétricas, no âmbito da minigeração distribuída (Santos, 2022).

A REN ANEEL nº 786/2017 representou um importante passo na consolidação do marco regulatório da geração distribuída no Brasil, especialmente ao padronizar o limite de potência de 5 MW para todos os empreendimentos enquadrados como minigeração distribuída, independentemente da fonte renovável utilizada. Anteriormente, apenas as centrais hidrelétricas de pequeno porte estavam limitadas a 3 MW, enquanto outras fontes renováveis já operavam com capacidade de até 5 MW, criando assimetrias regulatórias que foram eliminadas pela nova norma (ANEEL, 2017). A resolução também aprimorou os procedimentos de conexão à rede de distribuição, padronizando prazos, atualizando termos técnicos e consolidando critérios já utilizados pelo setor, o que proporcionou maior segurança jurídica tanto para consumidores quanto para integradores.

Além disso, a REN ANEEL 786/2017 reforçou conceitos previamente estabelecidos pela REN ANEEL 687/2015, como as modalidades de autoconsumo remoto e empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras, facilitando o desenvolvimento de projetos de maior porte conectados à rede de distribuição (ANEEL, 2017). Essa uniformização de limites e critérios contribuiu significativamente para a expansão de sistemas fotovoltaicos mais robustos em propriedades rurais, instalações industriais e consumidores comerciais com elevadas demandas energéticas, fortalecendo o mercado fotovoltaico nacional e promovendo a descentralização da matriz energética brasileira.

2.1.2.4. Incentivos fiscais (2015)

No mesmo ano da publicação da REN ANEEL 687/2015, o Convênio ICMS 16/2015, firmado pelo Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ), autorizou os estados

brasileiros a concederem isenção do ICMS sobre a energia elétrica compensada no sistema de geração distribuída, evitando a dupla tributação sobre os créditos energéticos (CONFAZ, 2015). Esta medida representou um incentivo fiscal fundamental para a viabilidade econômica da microgeração e minigeração fotovoltaica no país, contribuindo significativamente para o crescimento exponencial do número de instalações conectadas à rede nos anos seguintes.

Complementando os incentivos fiscais à geração distribuída, a Lei nº 13.169/2015 estabeleceu alíquota zero para as contribuições do Programa de Integração Social (PIS) e da Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS) incidentes sobre a energia elétrica ativa injetada na rede de distribuição por unidades consumidoras participantes do sistema de compensação de energia (BRASIL, 2015). Esta desoneração tributária no âmbito federal, somada à isenção de ICMS no âmbito estadual proporcionada pelo Convênio ICMS 16/2015, consolidou um ambiente fiscal favorável ao desenvolvimento da microgeração e minigeração distribuída no país, eliminando barreiras tributárias que anteriormente comprometiam a atratividade econômica dos sistemas fotovoltaicos residenciais e comerciais de pequeno porte.

2.1.2.5. Consolidação do marco legal (2020-2022)

Em 2020, a Medida Provisória (MP) nº 998 introduziu alterações significativas no marco regulatório da geração distribuída ao estabelecer regras de transição e definir critérios para a cobrança de encargos setoriais sobre a energia injetada na rede pelos consumidores-geradores. A MP propôs mudanças no sistema de compensação de energia elétrica, incluindo a gradual cobrança pelo uso do sistema de distribuição, medida que gerou intensa discussão no setor devido aos potenciais impactos na viabilidade econômica de novos projetos fotovoltaicos (BRASIL, 2020). Embora a MP 998/2020 tenha perdido sua validade por não ter sido convertida em lei dentro do prazo constitucional, o debate por ela suscitado evidenciou a necessidade de revisão do marco regulatório da geração distribuída, pavimentando o caminho para as discussões que resultariam posteriormente na Lei nº 14.300/2022, que efetivamente estabeleceu as novas regras para o setor.

Previamente à consolidação do marco legal pela Lei 14.300/2022, a REN ANEEL nº 1.000/2021 estabeleceu regras atualizadas para a conexão de centrais geradoras de capacidade reduzida aos sistemas de distribuição, consolidando procedimentos técnicos e comerciais aplicáveis à microgeração e minigeração distribuída (ANEEL, 2021). Esta resolução substituiu e revogou as normativas anteriores, incluindo a REN ANEEL 482/2012 e suas atualizações,

estabelecendo um arcabouço regulatório mais robusto que seria posteriormente complementado pela Lei 14.300/2022, criando assim o conjunto normativo atualmente em vigor para a geração distribuída no Brasil.

Após intensos debates sobre a necessidade de atualização do marco regulatório da GD, foi promulgada a Lei nº 14.300, em 6 de janeiro de 2022, estabelecendo o marco legal definitivo para a micro e minigeração distribuída no Brasil. Esta legislação instituiu regras de transição para o sistema de compensação de energia elétrica, determinando que os sistemas solicitados até 12 meses após sua publicação (ou seja, até janeiro de 2023) manteriam as regras vigentes até então, enquanto novos projetos estariam sujeitos à cobrança gradual de encargos pelo uso do sistema de distribuição (BRASIL, 2022).

A Lei 14.300/2022 também consolidou as modalidades de geração compartilhada, autoconsumo remoto e geração em condomínios, além de estabelecer percentuais progressivos de compensação que seriam aplicados a partir de 2023, buscando equilibrar o desenvolvimento da geração distribuída com a sustentabilidade econômica do sistema elétrico. Apesar das mudanças introduzidas, a legislação garantiu segurança jurídica ao setor ao estabelecer regras claras e períodos de transição, permitindo a continuidade dos investimentos em energia solar fotovoltaica no país.

Para regulamentar as disposições estabelecidas pela Lei 14.300/2022, a ANEEL publicou a REN nº 15, em 25 de janeiro de 2022, detalhando os critérios e procedimentos para aplicação das regras de transição do novo marco legal da geração distribuída. A resolução especificou os percentuais de compensação de energia a serem aplicados gradualmente, os prazos para enquadramento nos regimes de transição e os procedimentos operacionais que as distribuidoras deveriam adotar para implementação das novas regras (ANEEL, 2022). A REN ANEEL 15/2022 foi fundamental para operacionalizar as disposições legais, fornecendo clareza técnica e administrativa necessária para que consumidores, integradores e distribuidoras compreendessem e aplicassem adequadamente as mudanças introduzidas pelo marco legal da microgeração e minigeração distribuída.

De acordo com o Balanço Energético Nacional 2025, elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), a matriz elétrica brasileira manteve sua característica predominantemente renovável em 2024, alcançando 88,2% de participação de fontes limpas. Destaca-se o crescimento expressivo da geração solar fotovoltaica, que expandiu 39,6% em relação ao ano anterior, atingindo 70,7 TWh de geração e capacidade instalada de 48.468 MW, representando expansão de 28,1% na potência instalada. A micro e minigeração distribuída (MMGD) consolidou-se como modalidade significativa no cenário energético nacional,

correspondendo a 5,6% da geração total de eletricidade. A energia solar fotovoltaica assumiu posição de destaque dentro desse segmento, representando 97% da MMGD em 2024, com geração de 41.006 GWh e capacidade instalada de 35.892 MW (EPE, 2025). A região Nordeste, caracterizada por elevados índices de irradiação solar, tem protagonizado essa expansão, contexto no qual se insere a instalação analisada neste estudo.

Com a consolidação das normas e a rápida expansão da geração fotovoltaica no Brasil, surgiram novos desafios que vão além da regulamentação. Embora os avanços legais tenham impulsionado a microgeração, a aplicação prática revela problemas relacionados à infraestrutura elétrica, aos critérios de conexão e à compatibilidade dos sistemas com as redes de distribuição. Torna-se necessário, portanto, compreender os principais desafios técnicos e regulatórios que afetam o desempenho e a confiabilidade das instalações fotovoltaicas conectadas à rede.

2.2. DESAFIOS TÉCNICOS REGULATÓRIOS

Apesar do significativo avanço da energia solar no nordeste brasileiro, o setor de microgeração fotovoltaica ainda enfrenta desafios técnicos e regulatórios complexos. A compatibilidade entre a potência do sistema, sua frequência e a rede elétrica local é crucial, com os sistemas dependendo de proteções que respondem às condições específicas de instalação (Santos *et al.*, 2020).

A diversidade de exigências entre concessionárias de energia, mesmo sob uma regulamentação federal única, gera consideráveis entraves para integradores e consumidores. Cada distribuidora adota procedimentos próprios para análise e liberação de projetos, criando um ambiente de incertezas e potenciais conflitos. Os integradores e consumidores frequentemente enfrentam dificuldades para compreender os impactos técnicos de diferentes equipamentos, como inversores de marcas variadas, no desempenho do sistema fotovoltaico. Essas divergências resultam em processos burocráticos complexos, retrabalhos e atrasos que comprometem a eficiência e a expansão da energia solar distribuída (Santos, 2019).

Entre os desafios técnicos da integração de sistemas fotovoltaicos à rede, destacam-se os problemas de qualidade de energia, especialmente as variações de tensão. Essas flutuações, agravadas pelas limitações da infraestrutura de baixa tensão e pelas exigências regulatórias, representam um dos principais obstáculos à operação estável da microgeração fotovoltaica. Torna-se necessário, portanto, aprofundar a compreensão desse fenômeno e seus impactos no desempenho dos sistemas conectados à rede.

2.3. VARIAÇÕES DE TENSÃO E SEUS IMPACTOS NA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

A integração de sistemas fotovoltaicos às redes de distribuição introduz problemas técnicos relacionados à QEE. A conexão desses sistemas pode causar flutuações de tensão e instabilidades na rede, visto que mudanças rápidas na potência de saída dos sistemas fotovoltaicos causadas por nuvens transitórias podem levar a problemas de QEE nas redes de baixa tensão (Rodriguez *et al.*, 2022). Além disso, a regulação de tensão das redes de distribuição fotovoltaicas torna-se mais proeminente com o aumento da penetração desses sistemas (Chen *et al.*, 2025).

Entre os principais desafios técnicos associados à integração de sistemas fotovoltaicos à rede elétrica destacam-se a intermitência da geração solar, as flutuações de tensão provocadas pela injeção de potência e a sobrecarga da infraestrutura de distribuição (Parida; Iniyar; Goic, 2011). Esses aspectos evidenciam a importância da análise das variações de tensão, parâmetro crítico que pode tanto limitar a operação do sistema fotovoltaico quanto afetar a qualidade da energia fornecida aos demais consumidores conectados à rede.

As variações de tensão de curta duração são desvios temporários na tensão que duram de meio ciclo até três minutos, conforme o Módulo 8 do PRODIST, manifestando-se como afundamentos, elevações ou interrupções momentâneas causadas principalmente por chaveamentos de cargas, curtos-circuitos, partidas de motores (ANEEL, 2021). No contexto da GD, uma oscilação na geração pode ocasionar variações de tensão de curta duração (como a passagem de nuvens sobre sistemas fotovoltaicos). Esses fenômenos podem resultar em desligamentos inesperados de equipamentos sensíveis, reinicialização forçada de sistemas eletrônicos e falhas temporárias no funcionamento de inversores e controladores, causando transtornos operacionais mesmo com sua duração limitada.

As variações de tensão de longa duração são desvios sustentados na tensão que persistem por mais de três minutos, classificando-se em subtensão, sobretensão ou interrupção completa do fornecimento, geralmente causadas por operação inadequada de reguladores automáticos de tensão, sobrecargas no sistema, erros operacionais ou compensação reativa insuficiente. Esses distúrbios prolongados provocam redução no rendimento de motores elétricos, diminuição da vida útil de equipamentos sensíveis e podem causar danos permanentes em inversores de sistemas fotovoltaicos, evidenciando a necessidade fundamental de monitoramento contínuo da QEE (ABNT NBR 14565, 2000; ANEEL, 2021).

Em sistemas fotovoltaicos conectados à rede, é fundamental distinguir as perturbações elétricas no lado CC daquelas no lado CA. Os inversores utilizam algoritmos de rastreamento

do ponto de máxima potência (MPPT, do inglês *Maximum Power Point Tracking*) para otimizar a geração dos módulos diante de variações de irradiância e temperatura. Contudo, essa atuação restringe-se ao controle do arranjo fotovoltaico em corrente contínua, não sendo capaz de compensar distúrbios de tensão provenientes da rede elétrica. Dessa forma, mesmo com o MPPT operando adequadamente, flutuações de tensão no ponto de conexão podem causar limitação de potência ou desligamento do inversor, evidenciando que tais fenômenos estão relacionados às condições da rede e da infraestrutura de conexão (Barata, 2017).

As variações de tensão em sistemas fotovoltaicos conectados à rede não decorrem apenas das condições da rede de distribuição, mas também das características elétricas da instalação, como o dimensionamento dos condutores e a impedância do circuito de interligação. Assim, é necessário considerar os critérios normativos aplicáveis ao projeto elétrico, uma vez que o dimensionamento adequado dos condutores influencia diretamente a elevação ou queda de tensão no ponto de conexão.

2.4. CONSIDERAÇÕES DA ABNT NBR 5410 SOBRE DIMENSIONAMENTO DE CONDUTORES EM INSTALAÇÕES DE BAIXA TENSÃO

A ABNT NBR 5410:2004 estabelece os requisitos fundamentais para instalações elétricas de baixa tensão no Brasil, definindo critérios técnicos essenciais para o dimensionamento adequado de condutores elétricos. Em qualquer ponto de utilização da instalação, a queda de tensão verificada não deve ser superior a 7% calculados a partir dos terminais secundários do transformador de média para baixa tensão no caso de transformador de propriedade da unidade consumidora, enquanto para instalações alimentadas diretamente pela rede pública de baixa tensão, o limite é de 4% (ABNT NBR 5410, 2004). O controle das quedas de tensão dentro dos limites estabelecidos pela NBR 5410 é fundamental para garantir a eficiência, longevidade e desempenho dos equipamentos, uma vez que condutores corretamente dimensionados reduzem perdas, melhoram a distribuição de energia e prolongam a vida útil dos componentes. O atendimento rigoroso a esses limites mostra-se imprescindível para assegurar a operação adequada dos equipamentos conectados e prevenir perdas excessivas de eficiência energética nos circuitos de distribuição.

Em instalações fotovoltaicas conectadas à rede, o dimensionamento inadequado dos condutores assume criticidade ainda maior devido ao fluxo bidirecional de potência característico desses sistemas. Diferentemente das instalações convencionais, nas quais a energia flui exclusivamente da rede para as cargas, nos sistemas fotovoltaicos a corrente elétrica

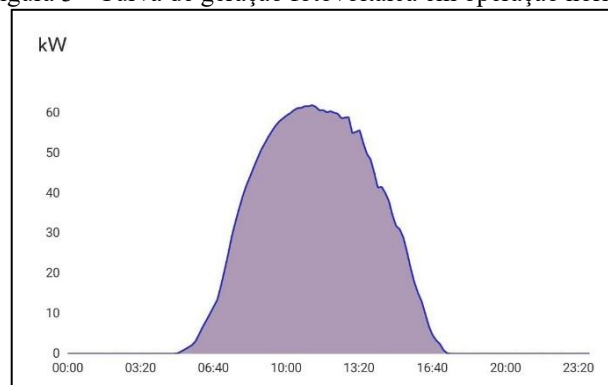
pode fluir da rede para o consumidor ou, durante a geração, do inversor para a rede de distribuição. Quando o inversor injeta corrente, devido às impedâncias do circuito como cabos, transformadores e conexões, existe uma queda de tensão proporcional ao valor da corrente e da impedância total do circuito, sendo que essa queda é somada à tensão da rede, fazendo com que instalações com cabos de seção inadequada tornem-se particularmente sensíveis ao problema de elevação de tensão (SICES BRASIL, 2025).

Cabos dimensionados levando em conta o critério de queda de tensão descrito na norma NBR 5410 minimizam o risco de desligamento do inversor por elevação de tensão. O critério de capacidade de condução de corrente consiste na determinação da corrente corrigida fictícia que passará no condutor em certas condições de temperatura ambiente, resistividade de solo, agrupamento de condutores e método de instalação (Ribeiro Junior, 2021). Essa condição evidencia que o dimensionamento correto dos condutores em instalações fotovoltaicas transcende os critérios convencionais de projeto elétrico, exigindo análise aprofundada das interações entre geração, impedância do circuito e características da rede de distribuição.

2.5. CURVAS DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

As curvas de geração fotovoltaica representam graficamente a potência elétrica fornecida por um sistema ao longo do tempo, constituindo ferramentas fundamentais para análise de desempenho, diagnóstico de falhas e validação operacional de instalações solares. Por meio dessas curvas, torna-se possível visualizar o comportamento dinâmico do sistema em resposta às variações de irradiância solar, temperatura ambiente e condições operacionais dos equipamentos (Pinho e Galdino, 2014). Na Figura 3 é ilustrada uma curva de geração fotovoltaica, a partir da qual podem ser realizadas análises para identificar padrões operacionais normais e detectar anomalias que comprometam a eficiência energética da instalação.

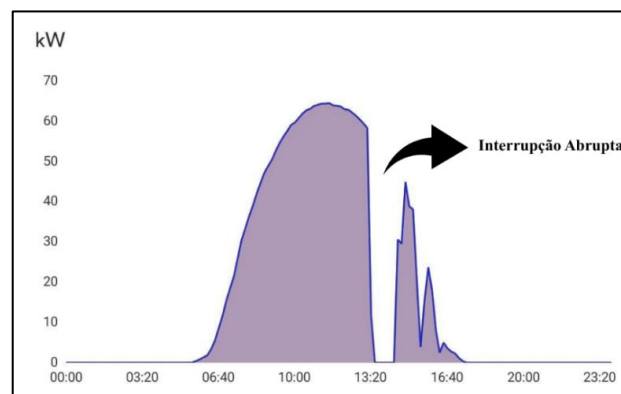
Figura 3 - Curva de geração fotovoltaica em operação normal.



Fonte: Autoria própria (2025).

Sob condições ideais de operação, a curva de geração fotovoltaica exibe formato característico em sino, iniciando a produção ao nascer do sol, atingindo potência máxima próximo ao meio-dia solar e declinando gradualmente até o pôr do sol. Esse perfil reflete a variação natural da irradiância solar ao longo do dia e constitui o padrão de referência para avaliação do desempenho esperado (Zilles *et al.*, 2012). Desvios significativos desse comportamento, como achatamento da curva, interrupções abruptas (Figura 4) ou oscilações irregulares, sinalizam a presença de problemas técnicos que demandam investigação detalhada.

Figura 4 - Curva de geração com desligamento do equipamento.



Fonte: Autoria própria (2025).

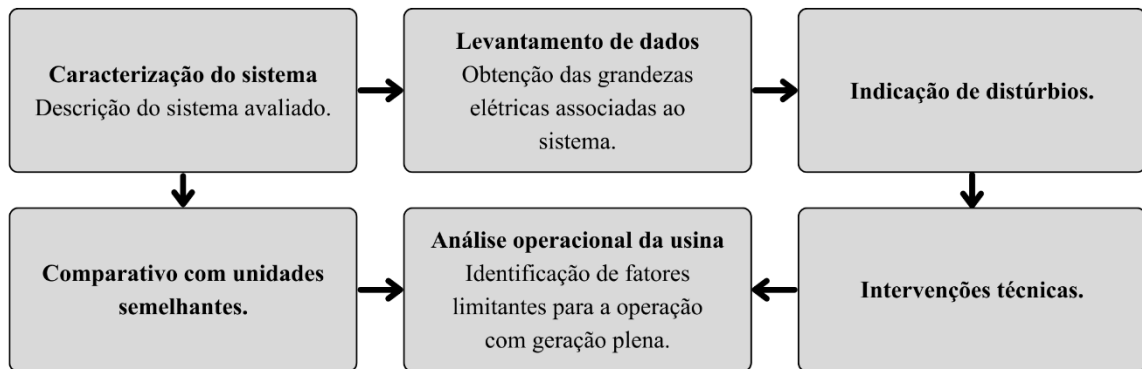
Múltiplos fatores podem alterar o formato das curvas de geração, comprometendo o desempenho do sistema fotovoltaico. Entre os principais, destacam-se sombreamento parcial ou total dos módulos, falhas em *strings* ou módulos individuais, desligamentos automáticos do inversor por proteção, limitação de potência ativa devido a sobretensão, degradação de componentes e condições meteorológicas adversas (Villalva e Gazoli, 2012). A identificação precisa da causa raiz das anomalias observadas requer análise integrada com outros parâmetros operacionais, incluindo tensões de entrada e saída do inversor, correntes por MPPT (*Maximum Power Point Tracker*), e registros de eventos de proteção.

A comparação entre curvas de geração de sistemas instalados em condições similares constitui metodologia eficaz para identificação de problemas específicos e validação do desempenho operacional. Instalações com características técnicas equivalentes, localizadas em regiões geograficamente próximas e submetidas a condições climáticas semelhantes, devem apresentar curvas de geração com perfis comparáveis (Santos *et al.*, 2020). Discrepâncias significativas entre sistemas similares evidenciam a influência de fatores locais, como qualidade da rede elétrica, características da instalação e configuração dos equipamentos, possibilitando diagnósticos mais precisos e direcionamento de ações corretivas.

3. METODOLOGIA

O principal propósito da pesquisa consistiu em identificar os fatores responsáveis pelas variações de tensão registradas em uma unidade de microgeração fotovoltaica com capacidade de 60 kW, localizada na região do Alto Oeste no Rio Grande do Norte, além de sugerir e examinar medidas corretivas para reduzir essas irregularidades. O trabalho caracteriza-se como um estudo de caso com foco técnico-operacional, construído mediante a avaliação de dados de medição coletados em campo, documentos operacionais e acompanhamento presencial realizado durante os meses de julho e setembro de 2025. As etapas do estudo realizado são sumarizadas no esquemático apresentado na Figura 5.

Figura 5 - Esquemático da metodologia.



Fonte: Autoria própria (2025).

3.1. CARACTERIZAÇÃO DO LOCAL E DO SISTEMA

A investigação foi realizada em uma instalação de geração fotovoltaica integrada à rede elétrica de baixa tensão, situada em um complexo industrial no interior potiguar. A estrutura do sistema compreende 123 painéis fotovoltaicos com potência individual de 610 Wp, resultando em uma capacidade total instalada de 75,03 kWp, além de contar com um inversor trifásico de 60 kW responsável pela conversão e injeção da energia gerada, como pode ser visto na Figura 6.

Figura 6 - Orçamento de conexão emitido pelo NEOENERGIA COSERN.

2. CARGA			
Carga inst. (kW)	Maior disjuntor permitido (A)	Potência disponibilizada (kW)	
60	100	62,7	

3. GERAÇÃO			
Tipo da geração	Potência aprovada de geração (kW)	Potência solicitada (kW)	Área total dos módulos (m²)
Solar	60	60	500
Fabricante(s) do(s) módulos(s)	Modelo(s) do(s) módulos(s)	Qtd módulos	Pot. total da(s) placa(s) (kWp)
HANERSUN	HN21RN-66HT610W	123	75,03
Fabricante(s) do(s) inversor(es)	Modelo(s) do(s) inversor(es)		
SOLPLANET	ASW60K-LT-G3		
Qtd inversores	Pot. total do(s) inversor(es) (kW)	Tipo de Conexão	
1	60	Trifásica	
Tipo de Proteção CC do(s) Inversores(es)	Proteção CC do(s) Inversor(es) (A)	Tipo de Proteção CA do(s) Inversor(es)	Proteção CA do(s) Inversor(es) (A)
Não informado		Disjuntor	100.0 A
Fabricante(s) do(s) micro-inversor(es)		Modelo(s) do(s) micro-inversor(es)	
Qtd micro-inversores		Pot. total do(s) micro-inversor(es) (kW)	Tipo de Conexão
Tipo de Proteção CC do(s) Micro-Inversor(es)	Proteção CC do(s) Micro-Inversor(es) (A)	Tipo de Proteção CA do(s) Micro-Inversor(es)	Proteção CA do(s) Micro-Inversor(es) (A)

Fonte: Autoria própria (2025).

A conexão da usina à rede elétrica ocorre por meio de um transformador de potência posicionado a cerca de 300 metros do local da unidade (Figura 7). Essa distância considerável entre o ponto de conexão e a instalação revelou-se um elemento crucial para compreender as variações de tensão identificadas ao longo do estudo. O fornecimento energético da região é administrado pela Companhia Energética do Rio Grande do Norte (Neoenergia COSERN), e o funcionamento da usina segue as diretrizes do sistema de compensação de energia elétrica da concessionária.

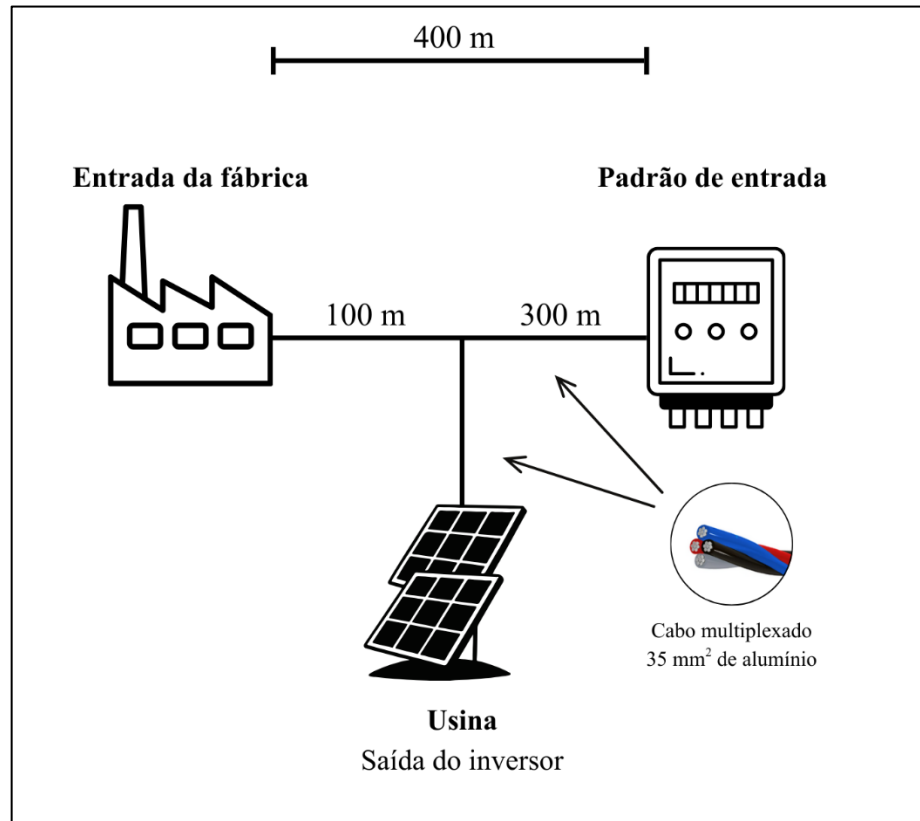
Figura 7 - Vista Superior da instalação de geração fotovoltaica.



Fonte: Autoria própria (2025).

Na Figura 8 é ilustrada a disposição espacial da instalação analisada, a qual é constituída da usina, da fábrica e do padrão de entrada.

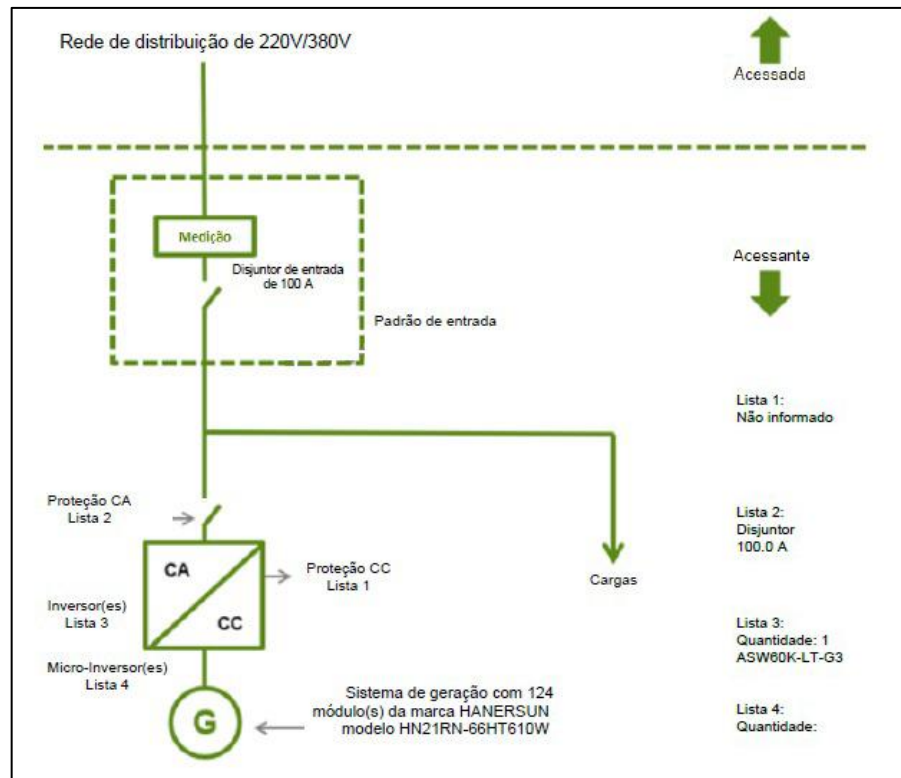
Figura 8 - Representação de distância entre a fábrica, a usina e o medidor.



Fonte: Autoria própria (2025).

A instalação opera em rede trifásica de baixa tensão (Figura 9) e dispõe de uma *string box* equipada com dispositivos de proteção e seccionamento, garantindo a segurança operacional do sistema. O projeto elétrico foi desenvolvido em conformidade com as normas técnicas brasileiras aplicáveis, especificamente a ABNT NBR 5410 (Instalações Elétricas de Baixa Tensão), NBR 16274 (Sistemas Fotovoltaicos – Requisitos Mínimos) e NBR 16690 (Instalações Elétricas de Arranjos Fotovoltaicos), adotando uma topologia convencional com *strings* distribuídas e alimentação centralizada no inversor principal.

Figura 9 - Diagrama Unifilar Básico gerado pela Neoenergia Cosern.



Fonte: Autoria própria (2025).

O inversor utilizado no sistema é do fabricante Solplanet, modelo ASW60K-LT-G3, equipamento que apresenta cinco entradas MPPT das quais quatro foram efetivamente empregadas na configuração do sistema. Cada entrada MPPT gerencia uma *string* composta por 31 módulos fotovoltaicos conectados em série, do fabricante HANERSUN, modelo HN21RN-66HT610W. A representação esquemática dessa configuração elétrica pode ser visualizada no diagrama unifilar apresentado no Apêndice A.

3.2. LEVANTAMENTO DOS DADOS

Nesta etapa, foram obtidas informações detalhadas sobre os parâmetros elétricos e térmicos da instalação, viabilizando a identificação de possíveis falhas e a determinação de suas origens. A integração entre as medições realizadas no local, utilizando instrumentação adequada, e os dados extraídos do sistema de monitoramento do inversor permitiu uma avaliação completa do desempenho da planta geradora. Esta abordagem forneceu os elementos técnicos necessários para julgar a eficácia das ações corretivas implementadas no sistema.

3.2.1. Medições em campo

A coleta de dados primários foi conduzida mediante medições instrumentais e observações diretas no local, realizadas ao longo do período de acompanhamento técnico-operacional do sistema.

3.2.1.1. Multímetro Digital

Para as medições elétricas, utilizou-se um multímetro digital (Figura 10), o qual permite aferições precisas de grandezas elétricas em sistemas com sinais distorcidos, característica comum em instalações fotovoltaicas. Com este equipamento, foram realizadas medições de tensão em três pontos estratégicos da instalação: na saída do inversor fotovoltaico, no padrão de entrada da unidade consumidora e na entrada da Fábrica (demonstrado na Figura 8). Essas aferições possibilitaram mapear o comportamento da tensão ao longo do circuito e identificar os trechos onde ocorriam as principais variações e quedas de tensão.

Figura 10 - Alicate amperímetro digital Minipa 1000A utilizado nas medições.



Fonte: Santil (2025).

3.2.1.2. Câmera Térmica

A inspeção termográfica foi realizada utilizando-se uma câmera térmica infravermelha Mileseey, modelo TR120e (Figura 11), aplicada na verificação dos cabos elétricos localizados na saída do inversor e nas conexões da *string box*. O objetivo dessa análise consistiu em identificar eventuais pontos de aquecimento anormal que pudessem indicar problemas como

conexões defeituosas, subdimensionamento dos condutores ou sobrecarga nos circuitos elétricos.

Figura 11 - Câmera térmica.

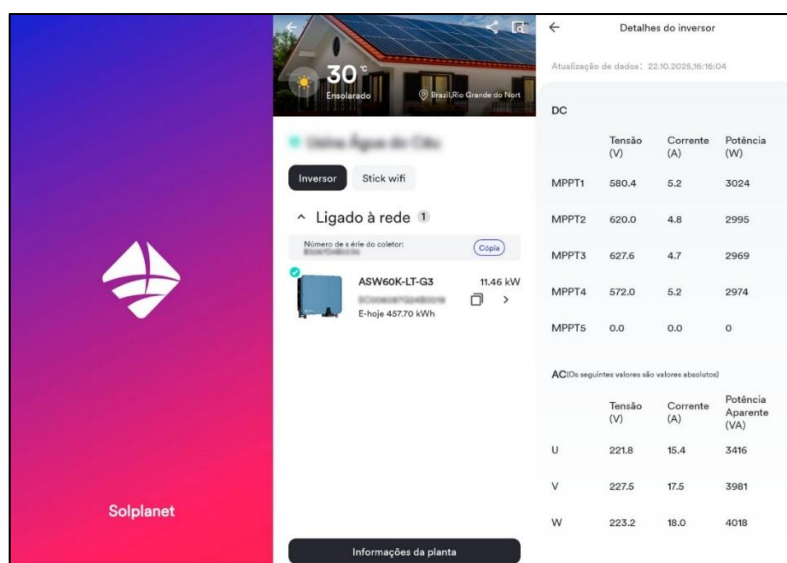


Fonte: Autoria própria (2025).

3.2.2. Monitoramento remoto via sistema do inversor

O acompanhamento operacional do sistema foi complementado pela análise dos dados disponibilizados pela plataforma de monitoramento remoto do inversor Solplanet (Figura 12). Este sistema permite o acesso em tempo real e histórico a parâmetros essenciais de funcionamento, incluindo potência de operação, tensões de entrada e saída do inversor, correntes elétricas por *string* e temperatura interna do equipamento.

Figura 12 - Aplicativo SOLPLANET.



Fonte: Autoria própria (2025).

Por meio dessa ferramenta, procedeu-se à análise sistemática das curvas de geração fotovoltaica, perfis de tensão por fase, potências ativas instantâneas e históricos de falhas operacionais registrados automaticamente pelo sistema. O monitoramento remoto revelou-se fundamental para identificar padrões de comportamento anômalo, correlacionar eventos de desconexão com variações de tensão e avaliar o desempenho global da usina ao longo do período de estudo. A interface do sistema de monitoramento, apresentada na Figura 12 exibe os principais parâmetros acompanhados durante a investigação.

3.3. COMPARATIVO DE DESEMPENHO COM UNIDADES SEMELHANTES

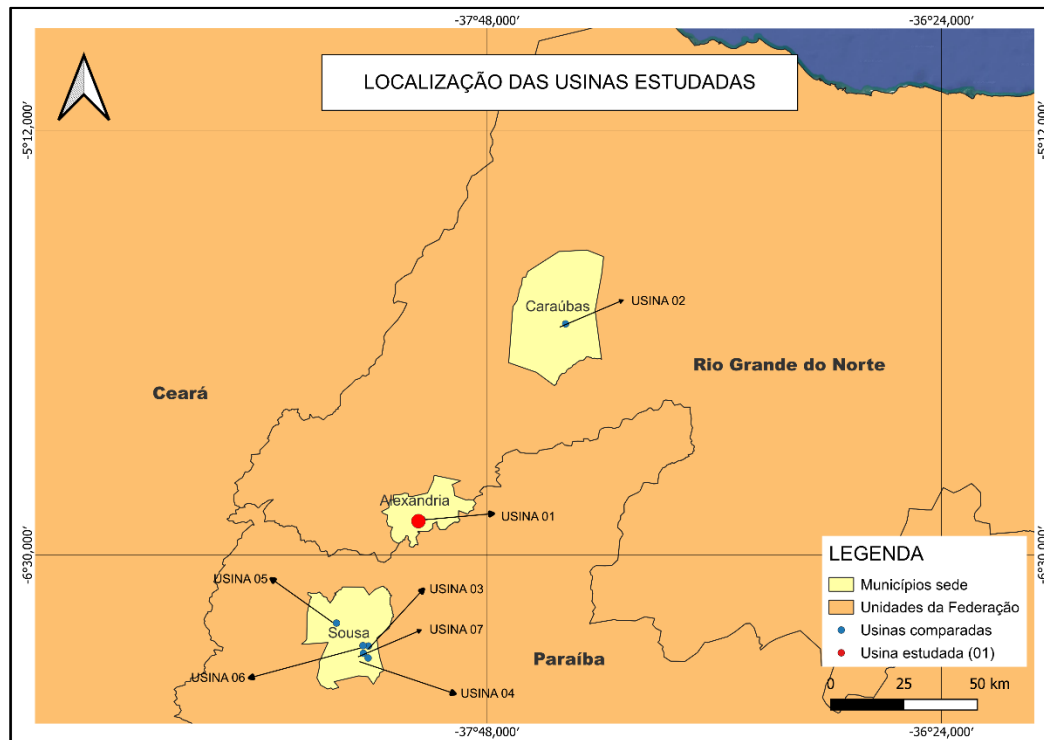
3.3.1. Critérios de seleção das usinas para comparação

Para a análise comparativa de desempenho, foram selecionadas seis usinas fotovoltaicas conectadas à rede, escolhidas segundo critérios técnicos que asseguram equivalência operacional. O primeiro critério refere-se à similaridade de potência instalada (kWp), com todas as usinas apresentando capacidades próximas a do sistema objeto deste estudo de caso. Essa equivalência é fundamental para garantir a coerência técnica das comparações entre curvas de geração, comportamento de tensão e ocorrência de distúrbios elétricos.

Adicionalmente, considerou-se a similaridade dos equipamentos utilizados. Das seis usinas selecionadas, quatro empregam inversores da mesma marca do sistema estudado (Solplanet), possibilitando avaliar o desempenho do equipamento sob diferentes condições de instalação e características da rede elétrica local. As duas usinas restantes operam com inversores SAJ, cuja inclusão permite uma análise comparativa entre fabricantes, identificando possíveis diferenças de comportamento operacional entre modelos distintos quando submetidos a condições similares.

O terceiro critério diz respeito à localização geográfica das instalações. Das sete usinas selecionadas, cinco situam-se na Paraíba e duas no Rio Grande do Norte, estados vizinhos com características climáticas e níveis de irradiância solar semelhantes. Essa proximidade regional, conforme ilustrado na Figura 13, minimiza as variações relacionadas ao recurso solar disponível, permitindo que eventuais diferenças de desempenho sejam atribuídas predominantemente às características da rede elétrica local, à qualidade da instalação e ao comportamento dos equipamentos, e não a fatores climáticos ou geográficos significativamente distintos.

Figura 13 - Distancias geográficas das usinas.



Fonte: Autoria própria (2025).

3.3.2. Parâmetros Analisados

A comparação entre a usina estudada e as demais instalações selecionadas fundamentou-se em parâmetros técnicos diretamente relacionados ao desempenho elétrico, às condições operacionais e às características construtivas de cada sistema fotovoltaico. Os parâmetros foram escolhidos por sua relevância na avaliação da qualidade da energia gerada, da estabilidade operacional do inversor e da interação com a rede de distribuição. Os principais critérios considerados são elencados a seguir.

- Tensões de operação (fase-neutro): níveis de tensão registrados ao longo do dia, avaliando variações, equilíbrio entre fases e conformidade com limites normativos;
- Curvas de geração horária: perfis de potência diários, identificando interrupções, quedas abruptas e comportamentos atípicos relacionados a distúrbios elétricos;
- Ocorrência de sobretensão e subtensão: eventos de operação fora da faixa nominal, avaliando a sensibilidade do sistema e a qualidade do fornecimento da rede;
- Distância entre inversor e padrão de entrada: impacto da extensão do circuito nas quedas de tensão e no comportamento operacional do inversor;

- Seção dos cabos de interligação: análise do dimensionamento dos condutores e seu impacto na impedância do circuito e nas perdas de tensão;
- Configuração do arranjo fotovoltaico: quantidade de *strings* e distribuição entre MPPTs, influenciando eficiência e equilíbrio do sistema.

A análise integrada desses parâmetros permite uma avaliação comparativa consistente entre as usinas, possibilitando identificar padrões operacionais, causas de distúrbios elétricos e diferenças decorrentes das condições de instalação e características da rede local.

3.3.3. Procedimento de Coleta dos Dados

O processo de coleta de dados foi estruturado para garantir precisão, consistência e comparabilidade entre as usinas avaliadas. Utilizaram-se exclusivamente fontes secundárias de monitoramento, obtidas remotamente por meio das plataformas de supervisão dos inversores e de documentação técnica das instalações. A análise foi possibilitada a partir das etapas indicadas a seguir.

- Monitoramento remoto e registros operacionais: dados obtidos através das plataformas de supervisão dos fabricantes (Solplanet e SAJ), incluindo registros históricos de tensões, curvas de geração, eventos de falha, alarmes e desligamentos automáticos. Analisaram-se dias com condições climáticas e irradiância equivalentes para garantir comparabilidade;
- Análise documental: avaliação de diagramas unifilares, projetos elétricos e memoriais descritivos fornecidos pelas equipes responsáveis pelas instalações, obtendo informações sobre seção dos condutores, número de *strings*, distâncias entre componentes e configuração geral dos sistemas;
- Padronização temporal: análises realizadas em janelas temporais equivalentes, priorizando dias com céu aberto, irradiância estável e condições representativas de operação normal, reduzindo influências de variações climáticas.

Esses procedimentos constituíram uma base de dados consistente, permitindo comparações que refletem as realidades operacionais e elétricas de cada sistema fotovoltaico analisado.

4. ANÁLISE OPERACIONAL DA USINA SELECIONADA

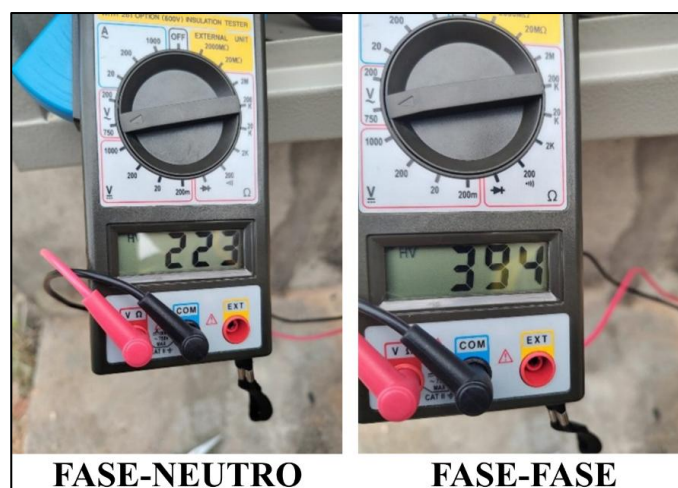
Apresenta-se, nesta seção, uma caracterização dos parâmetros elétricos e térmicos do sistema fotovoltaico em questão, visando avaliar seu desempenho operacional e detectar eventuais anomalias relacionadas a flutuações de tensão, sobreaquecimento e distúrbios na rede elétrica.

4.1. LINHA TEMPORAL

4.1.1. Início da operação da usina (desligamentos no inversor causados por sobretensão)

A energização da planta fotovoltaica foi realizada no dia 10 de julho de 2025, às 15h00min. Decorridos 35 minutos da conexão, procedeu-se à medição dos níveis de tensões no padrão de entrada da COSERN (disjuntor geral), cujos valores estão apresentados na Figura 14. Conforme ilustrado, a tensão entre fase e neutro registrou 223 V, enquanto a tensão entre fases apresentou o valor de 394 V. Observa-se que, para um sistema trifásico equilibrado com tensão de fase de 223 V, o valor teórico esperado para a tensão de linha seria de aproximadamente 386 V ($\sqrt{3} \times 223 \text{ V} \approx 386 \text{ V}$). A discrepância de 8 V acima do valor calculado indica a presença de desequilíbrio entre as fases do sistema.

Figura 14 - Medição realizada no padrão de entrada com multímetro no dia 10 de julho de 2025.

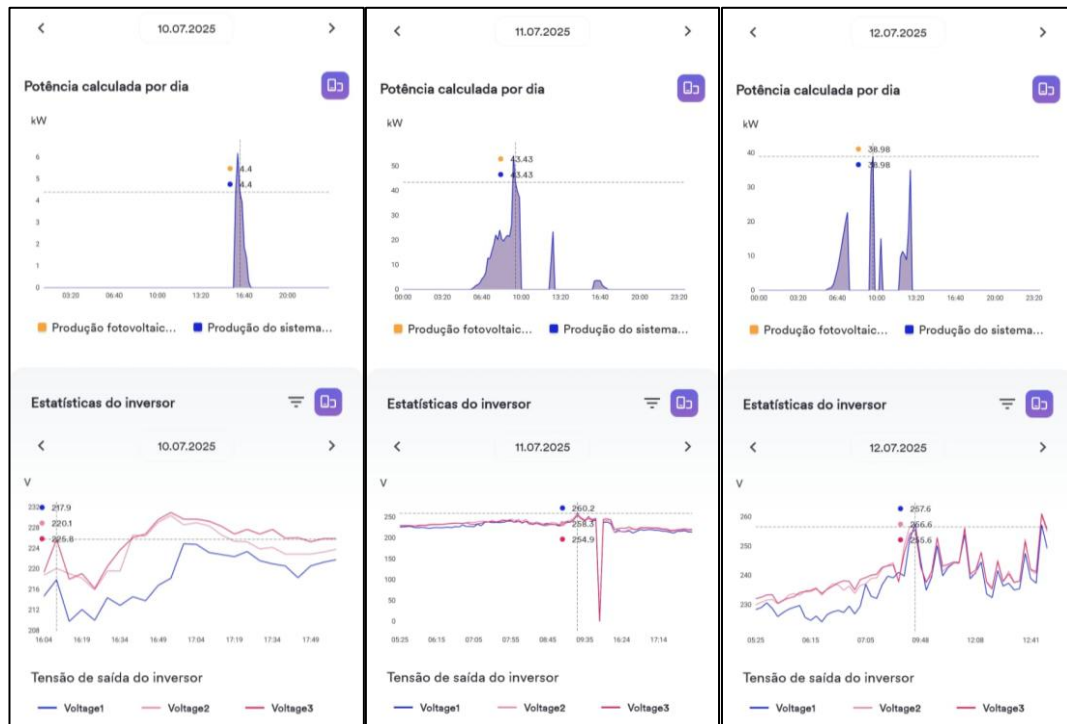


Fonte: Autoria própria (2025).

Complementarmente às medições em campo, foram consultados os registros da plataforma de monitoramento do inversor referentes aos dias 10 a 12 de julho (Figura 15). O

aplicativo permite visualizar tanto os parâmetros instantâneos do horário analisado quanto a curva de geração completa do dia, fornecendo uma perspectiva temporal mais ampla do desempenho operacional do sistema fotovoltaico.

Figura 15 - Registro de funcionamento do inversor nos dias 10 a 12 de julho de 2025.

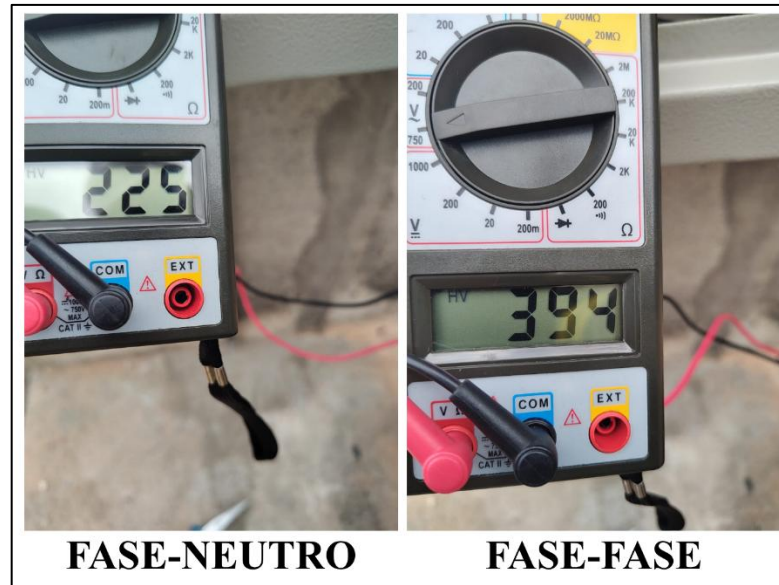


Fonte: Autoria própria (2025).

Durante o período compreendido na Figura 14, foram identificadas múltiplas interrupções na operação do inversor, ocasionadas pela atuação dos dispositivos de proteção integrados ao equipamento. Essas desconexões são evidenciadas graficamente pela curva de geração atingindo valores nulos em diversos momentos ao longo do dia. A análise dos registros revelou que os desligamentos ocorreram devido à transgressão do limite de tensão de saída do inversor, que excedeu o valor de 242 V estabelecido pelo fabricante como limiar de segurança.

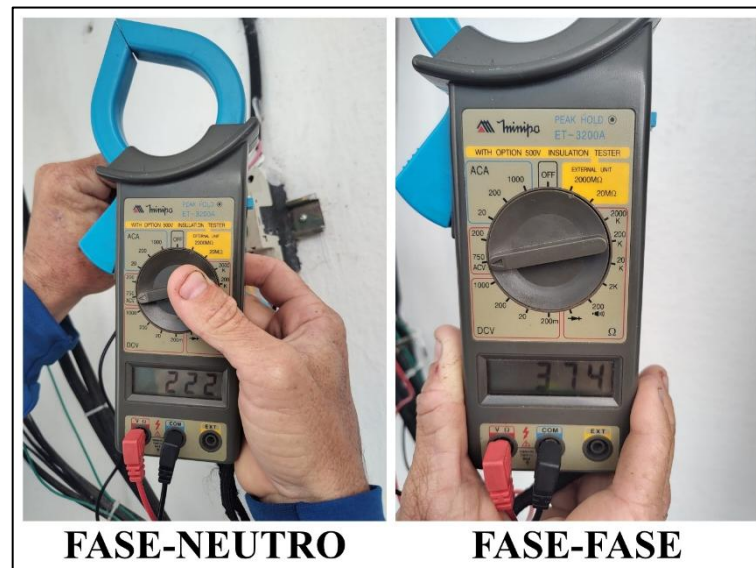
Realizaram-se medições em dois pontos distintos da instalação em 11 de julho de 2025, às 15h00, para caracterizar a distribuição de tensão ao longo do circuito alimentador. A primeira medição foi executada no padrão de entrada, junto ao disjuntor geral e medidor de energia, conforme apresentado na Figura 16. A segunda medição ocorreu na entrada da fábrica, aproximadamente 400 metros à do ponto da primeira medição, conforme Figura 17.

Figura 16 - Medição realizada no padrão de entrada com multímetro às 15h do dia 11 de julho de 2025.



Fonte: Autoria própria (2025).

Figura 17 - Medição realizada na fábrica com multímetro às 15h do dia 11 de julho de 2025.



Fonte: Autoria própria (2025).

No padrão de entrada, os valores registrados foram 394 V entre fases e 225 V entre fase e neutro. Já na entrada da fábrica, as medições indicaram 374 V entre fases e 222 V entre fase e neutro. Observa-se uma queda de tensão de 20 V na tensão de linha e de 3 V na tensão de fase ao longo do trecho de 400 metros que separa os dois pontos. No horário referido o inversor fotovoltaico havia sido desconectado automaticamente por atuação da proteção de sobretensão (conforme a Figura 15), uma vez que, quando em operação, a tensão medida na saída do

inversor atingiu aproximadamente 252 V, valor configurado no equipamento como limite superior de tensão.

4.1.1.1. Hipótese e possível solução (temporária)

Diante da recorrência dos desligamentos automáticos, que impediam a coleta contínua de dados e a análise adequada do comportamento do sistema, optou-se por uma intervenção nos parâmetros de proteção do inversor. Essa medida teve caráter paliativo, não atuando sobre a causa raiz, mas permitindo que o equipamento permanecesse em operação para fins de diagnóstico.

Como medida corretiva, procedeu-se à reconfiguração dos parâmetros operacionais do inversor, ajustando-se a faixa de operação admissível para sobretensão. O limite de desconexão por sobretensão foi elevado de 242 V para 260 V (Figura 18), permitindo que o equipamento permanecesse conectado à rede mesmo diante de flutuações de tensão previamente consideradas críticas. O fabricante estabelece como restrição técnica o valor máximo de 275 V para este parâmetro, acima do qual podem ocorrer danos aos componentes internos do inversor, comprometendo sua integridade e vida útil.

Figura 18 - Reconfiguração dos parâmetros operacionais do inversor.

← SP001787G2510017

06.11.2025

Potência calculada por dia

×

Aviso legal

Antes que o usuário se inscreva para ativar esta função, nós (AISWEI Technology Co., Ltd.) informamos que o requerente compreenda completamente as seguintes informações:

- Para ativar esta função, o utilizador deve possuir qualificações e competências profissionais para aplicações de sistema de geração de energia.

- Devido ao método de operação desta função, é provável que cause o risco de falha do sistema de geração de energia, falha do inversor, etc.

Os usuários devem fazer seus próprios julgamentos sobre se devem utilizar esta função após a compreensão completa das informações acima.

Qualquer requerente que solicite esta função é considerado por nós como uma pessoa que entendeu completamente o conteúdo das informações acima e tem qualificações e habilidades profissionais correspondentes.

Nos isentamos de qualquer obrigação de rever as qualificações e habilidades dos candidatos. Após o requerente ativar esta função, todos os prejuízos causados pelo funcionamento do requerente serão suportados pelo requerente, e estamos isentos de qualquer obrigação de compensar a perda.

☐ Assinale para indicar que leu e concordou com o aviso legal

Confirmar

← Configuração do inversor

Configurações de função >

Configurações de código de grade >

Configurações de energia ativa >

Definição dinâmica do suporte de rede >

Ligar/desligar >

← Configurações de parâmetros d... Guardar

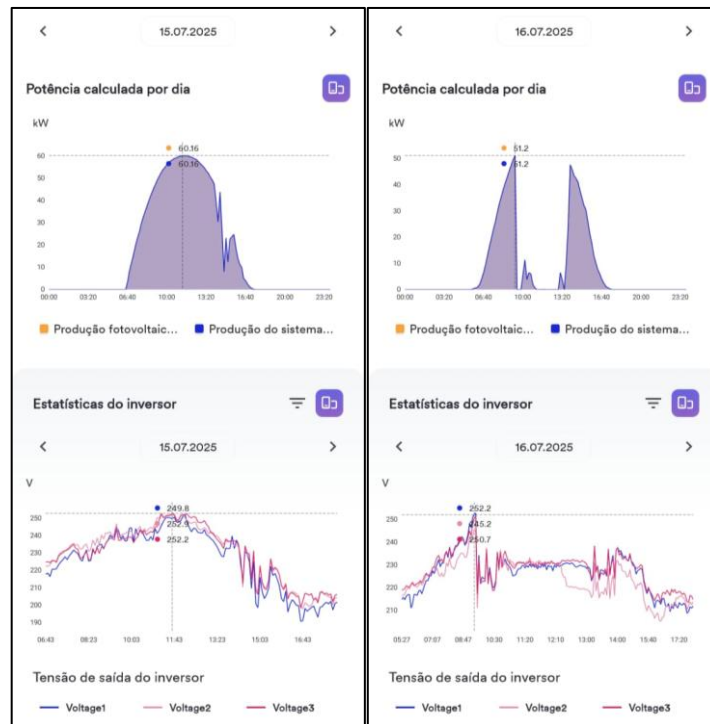
← Proteção de tensão da rede Guardar

Limite máximo de tensão de inicial (volt.)	242.0	V(230~300)	Estágio de limite de sobretensão fase 3	300.0	V(230~300)
Limite mínimo de tensão de inicial (volt.)	176.0	V(0~230)	Tempo de operação de sobretensão fase 3	120	ms(0~600000)
Limite máximo de frequência de inicial (volt.)	62.00	Hz(60~65)	Estágio de limite de sobretensão fase 2	287.5	V(230~300)
Limite mínimo de frequência de inicial (volt.)	57.50	Hz(55~60)	Tempo de operação de sobretensão fase 2	120	ms(0~600000)
			Estágio de limite de sobretensão fase 1	242.0	V(230~300)
			Tempo de operação de sobretensão fase 1	120	ms(0~600000)
			Estágio do limite de subtensão fase 3	45.0	V(0~230)
			Tempo de operação de subtensão fase 3	340	ms(0~600000)
			Estágio do limite de subtensão fase 2	115.0	V(0~230)
			Tempo de operação de subtensão fase 2	340	ms(0~600000)

Fonte: Autoria própria (2025).

Conforme representado na Figura 19, em 15 de julho de 2025, observou-se pela primeira vez uma curva de geração consistente, sem interrupções significativas, totalizando uma produção diária de 403,2 kWh. Contudo, mesmo neste dia, os registros indicaram a persistência de sobretensão na saída do inversor, com valores atingindo 242 V por fase. Devido à reconfiguração prévia dos parâmetros de proteção para o limiar de 260 V, o sistema permaneceu operacional ao longo do período de geração. Ainda de acordo com a Figura 19, no dia 16 de julho o inversor voltou a apresentar sobretensões, isto é, a reconfiguração paramétrica demonstrou que a alteração apenas mitigou temporariamente o problema, sem eliminar sua causa raiz. A situação atingiu seu ponto crítico por volta das 12h, quando os níveis de sobretensão na rede interna começaram a provocar desligamentos automáticos de equipamentos industriais da fábrica. Diante do comprometimento da continuidade operacional e do risco de danos aos equipamentos, optou-se pelo desligamento preventivo da usina fotovoltaica para preservar a integridade de toda a instalação elétrica.

Figura 19 - Monitoramento nos dias 15 e 16 de julho de 2025.



Fonte: Autoria própria (2025).

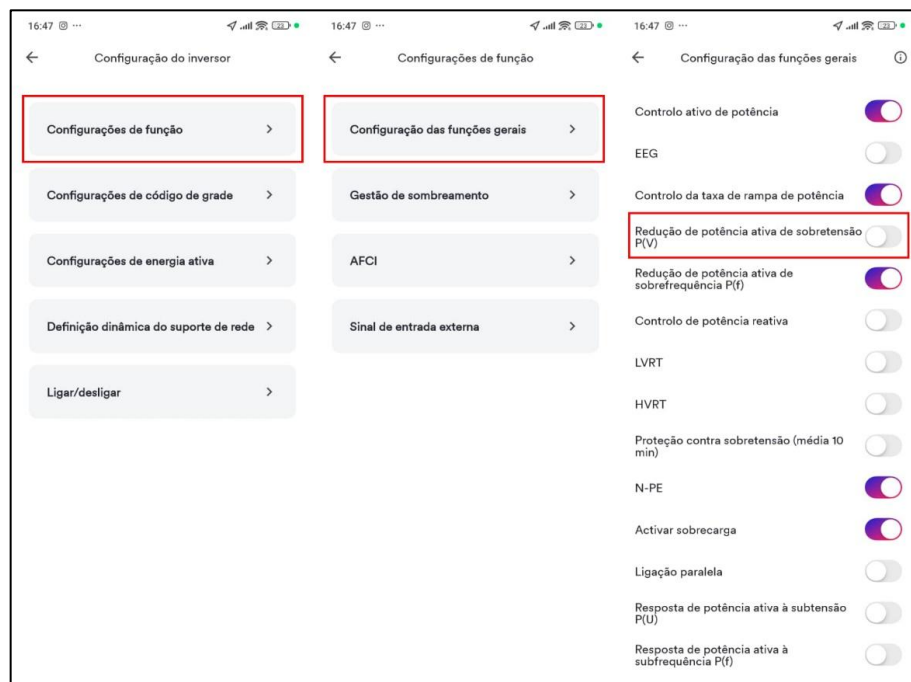
Esse evento evidenciou a gravidade do problema enfrentado. A paralisação forçada de uma usina recém-instalada, apenas seis dias após sua energização, representou não apenas prejuízo financeiro direto pela interrupção da geração, mas também suscitou questionamentos quanto à adequação do projeto elétrico da instalação. A incapacidade do sistema em operar de

forma estável, aliada aos desligamentos de equipamentos essenciais ao processo produtivo, configurou uma falha crítica que comprometeu tanto a viabilidade técnica quanto a confiabilidade do sistema fotovoltaico.

4.1.2. Parametrização do inversor

Após dias de análise do comportamento do sistema, foi realizada uma reunião técnica remota com os especialistas da fabricante Solplanet para discussão das ocorrências registradas. Como solução, os técnicos recomendaram a ativação da função "Redução de potência ativa de sobretensão P(V)", recurso avançado que permite o controle automático da potência injetada na rede em função da tensão medida (Figura 20). Este mecanismo de proteção atua no ajuste dinâmico da potência de saída do inversor sempre que a tensão da rede excede patamares preestabelecidos, seguindo uma curva de controle parametrizável.

Figura 20 - Ativação da função "Redução de potência ativa de sobretensão P(V)".



Fonte: Autoria própria (2025).

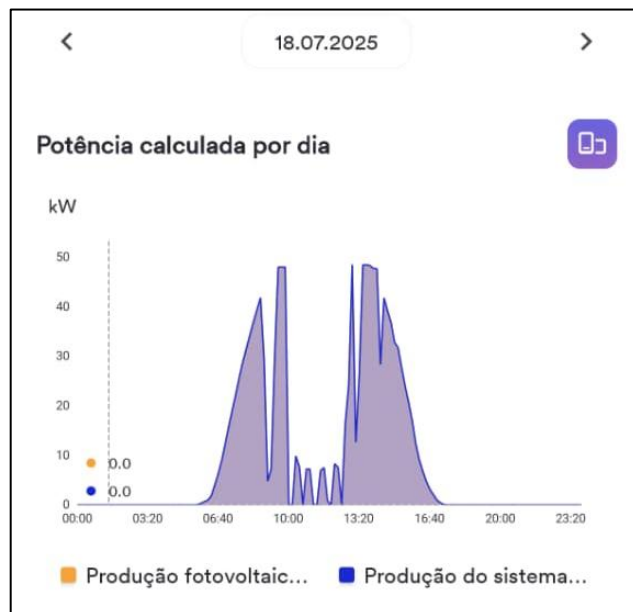
O princípio de funcionamento da referida função baseia-se na limitação progressiva da potência ativa injetada à medida que a tensão se eleva acima do valor nominal, prevenindo assim tanto a deterioração da QEE quanto possíveis danos aos componentes do sistema

fotovoltaico. Desta forma, o inversor opera como um elemento ativo de regulação, contribuindo para a estabilidade do ponto de conexão.

4.1.2.1. Desligamentos nas máquinas da fábrica causados por sobretensão

A religação do inversor foi realizada em 18 de julho de 2025, após a parametrização da função "Redução de potência ativa de sobretensão P(V)", estabelecendo-se 250 V como tensão de referência para início da redução de potência. Contudo, conforme ilustrado na Figura 21, a análise da curva de geração revelou um comportamento anômalo nos horários de maior disponibilidade de recurso solar, quando se esperava a máxima extração de potência, o inversor apresentou significativa limitação de sua saída, operando substancialmente abaixo de sua capacidade nominal. Nessa situação, o sistema permaneceu com potência severamente reduzida ou nula justamente nos períodos de pico de irradiação, comprometendo o desempenho e produzindo apenas 226,7 kWh no dia.

Figura 21 - Curva de geração no dia 18 de julho 2025.

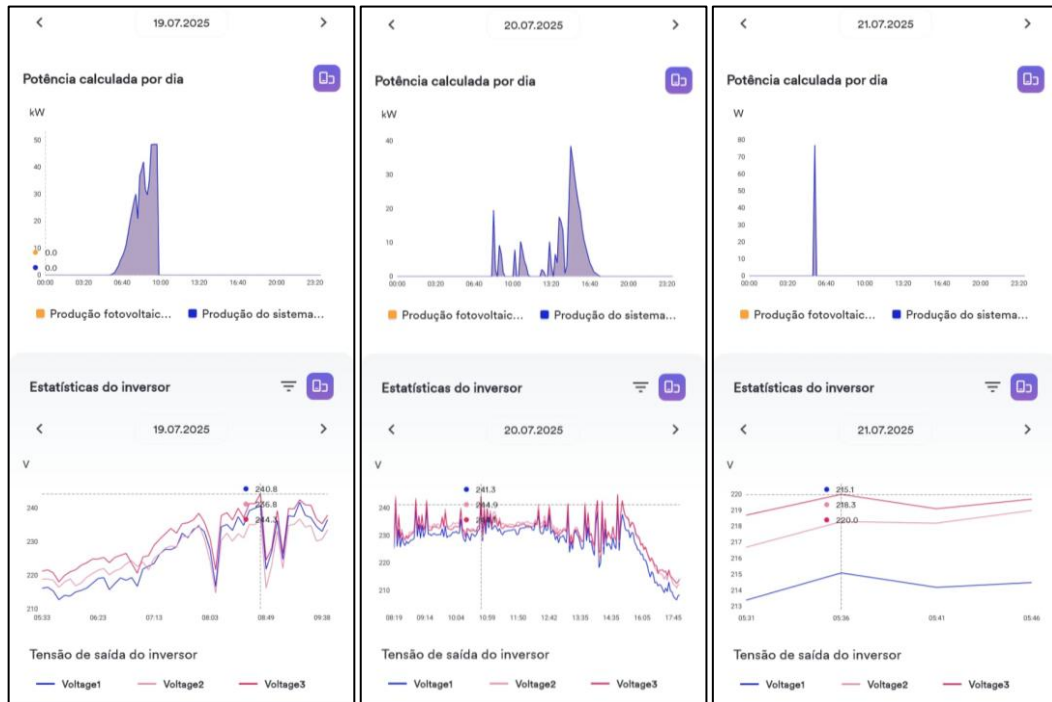


Fonte: Autoria própria (2025).

A usina fotovoltaica foi desconectada manualmente pela equipe de manutenção da fábrica no período entre 19 e 21 de julho de 2025, devido ao agravamento da situação, conforme ilustrado na Figura 22. A sobretensão gerada pelo sistema fotovoltaico estava se propagando pela rede interna da instalação industrial, atingindo equipamentos trifásicos sensíveis do

processo produtivo. Como consequência, diversos dispositivos acionavam suas proteções internas e desligavam automaticamente, interrompendo a operação da linha de produção.

Figura 22 - Registro de funcionamento da usina entre os dias 19 a 21 de julho de 2025.



Fonte: Autoria própria (2025).

Diante desse cenário crítico, que comprometia diretamente a continuidade operacional da empresa, optou-se pelo desligamento completo da planta geradora enquanto se buscava uma solução definitiva para o problema de sobretensão.

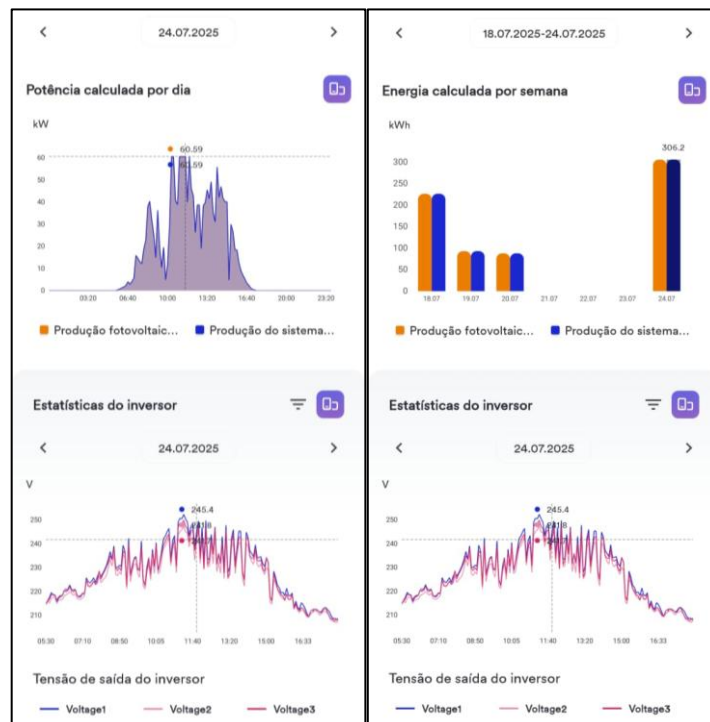
A recorrência das falhas, mesmo após as intervenções realizadas nos parâmetros de proteção do inversor, evidenciou que o problema possuía origem externa ao sistema fotovoltaico. Tornou-se evidente que ajustes nos limites de operação do inversor não resolveriam a questão de forma estrutural. A análise conjunta das medições realizadas ao longo deste período revelou que os níveis de tensão fornecidos pela concessionária estavam inadequados para suportar a injeção de potência da usina sem comprometer a qualidade da energia na instalação. Essa constatação direcionou as ações subsequentes para intervenções na infraestrutura de distribuição, reconhecendo que a solução passaria necessariamente por adequações no sistema de suprimento de energia.

4.1.3. Ajuste da derivação do transformador de distribuição

Após criteriosa análise dos eventos registrados e das intervenções anteriormente realizadas sem sucesso, a empresa solicitou formalmente à concessionária de energia a realização de ajuste no comutador de derivação (TAP) do transformador de distribuição que alimenta a unidade. O objetivo da intervenção foi reduzir o nível de tensão primária fornecida, atuando diretamente sobre a causa raiz do problema identificado. A concessionária atendeu à solicitação e executou o ajuste de TAP, reconfigurando a relação de transformação do equipamento na tentativa de normalizar os níveis de tensão secundária e, consequentemente, eliminar as sobretensões que estavam comprometendo tanto a operação da usina fotovoltaica quanto a estabilidade dos equipamentos industriais da fábrica.

Após a execução do ajuste de TAP pela concessionária, realizado em 24 de julho de 2025, a usina fotovoltaica retornou à operação em regime normal, sem registro de desconexões involuntárias. A redução da tensão de fornecimento promovida pela reconfiguração do transformador eliminou as ocorrências de sobretensão que estavam causando os desligamentos recorrentes do inversor. Na Figura 23 é evidenciada a estabilidade operacional alcançada após a intervenção, com curva de geração contínua ao longo do dia chegando aos 306,2 kWh no dia, característica de um sistema operando dentro dos parâmetros adequados de tensão.

Figura 23 - Registro de funcionamento da usina no dia 24 de julho de 2025.



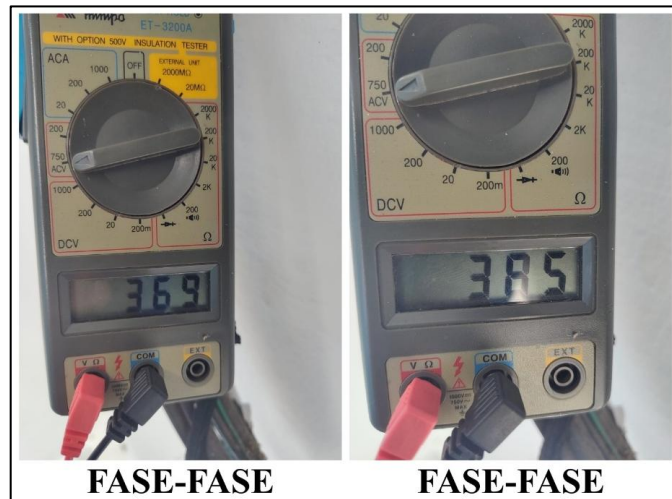
Fonte: Autoria própria (2025).

A modificação do TAP do transformador de distribuição não foi acompanhada por ajustes na parametrização do inversor, que permaneceu operando com os mesmos limites de tensão de desconexão (260 V) e configurações de proteção estabelecidos anteriormente. Dessa forma, as alterações observadas nos níveis de tensão e no comportamento operacional do sistema refletem exclusivamente o efeito da intervenção realizada pela concessionária na rede de distribuição.

4.1.3.1. Desligamentos nas máquinas da fábrica causados por subtensão

Constatou-se, a partir de 24 de julho de 2025, o surgimento de uma nova anomalia operacional. Em dois períodos distintos do dia, no horário da manhã até as 10h e no período da tarde após as 15h, os equipamentos industriais da fábrica voltaram a apresentar desligamentos automáticos, porém desta vez motivados por subtensão. As medições realizadas no período matutino (Figura 24) e vespertino confirmaram a redução dos níveis de tensão entre fases para valores inferiores aos limites operacionais adequados dos equipamentos.

Figura 24 - Medição na fábrica com multímetro às 9h e às 10h, respectivamente, no dia 24 de julho de 2025.

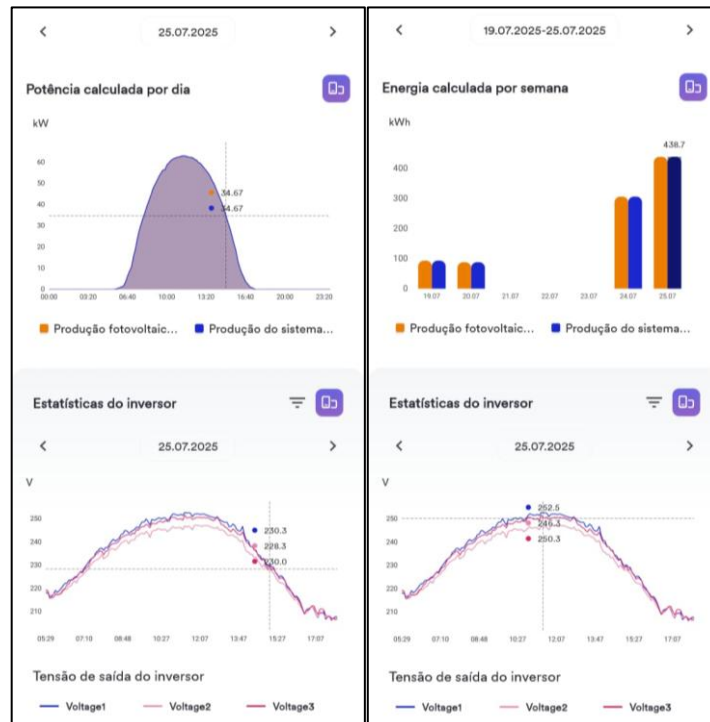


Fonte: Autoria própria (2025).

Observou-se que a usina fotovoltaica apresentou, em 25 de julho de 2025, uma curva de geração satisfatória, conforme demonstrado na Figura 25, totalizando uma produção diária de 438,7 kWh sem interrupções por desligamentos automáticos. Entretanto, o monitoramento dos níveis de tensão na saída do inversor revelou um comportamento dinâmico ao longo do dia, caracterizado por uma redução progressiva dos valores. Durante o horário de pico de irradiação

solar, a tensão atingiu 250 V por fase, aproximando-se do limite superior de proteção configurado no equipamento. À medida que o dia avançava, observou-se uma queda gradual da tensão, acompanhando a diminuição da geração fotovoltaica. No período vespertino, após as 15h, quando a potência injetada pela usina declina significativamente e a demanda da fábrica se mantém elevada, a tensão na saída do inversor havia reduzido para aproximadamente 230 V por fase.

Figura 25 - Registro de funcionamento da usina no dia 25 de julho de 2025.



Fonte: Autoria própria (2025).

Figura 26 - Medição realizada na fábrica com multímetro de 16h do dia 25 de julho de 2025.



Fonte: Autoria própria (2025).

A medição da tensão diretamente no quadro de distribuição secundária do transformador (na saída do medidor da concessionária) foi realizada em 25 de julho de 2025, registrando-se o valor de 401 V entre fases, conforme representado na Figura 27.

Figura 27 - Medição no padrão de entrada com multímetro no dia 25 de julho de 2025 (tensão de linha).

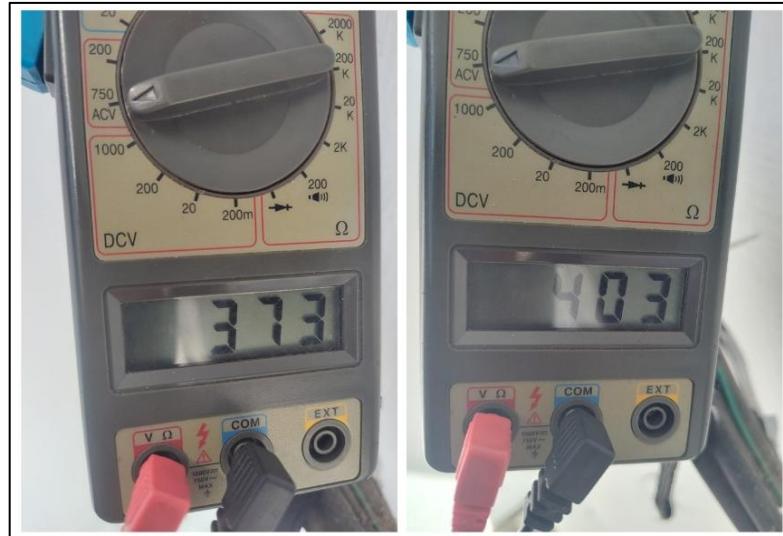


Fonte: Autoria própria (2025).

Ressalta-se que o transformador está localizado a aproximadamente 400 metros da entrada da fábrica, distância considerável que implica em quedas de tensão significativas ao longo dos condutores de distribuição, especialmente sob condições de carga elevada. Essa disposição geográfica da infraestrutura elétrica constitui um fator relevante para compreender as discrepâncias de tensão observadas entre diferentes pontos da instalação (Figura 8) e em distintos horários de operação.

O monitoramento sistemático da tensão foi mantido até o dia 30 de julho de 2025, permitindo caracterizar um padrão recorrente de comportamento do sistema elétrico. Observou-se que, diariamente, a partir das 9h00 às 13h00 acontecia um aumento de tensão considerável conforme a Figura 28, e quando passava para as 15h00, ocorria uma redução acentuada nos níveis de tensão, condição que se repetiu consistentemente ao longo de todo o período analisado.

Figura 28 - Medição na fábrica às 9h e às 13h, respectivamente, do dia 29 de julho de 2025 (tensão de linha).



Fonte: Autoria própria (2025).

Essa regularidade temporal das quedas de tensão evidenciou a correlação direta com o perfil de carga da instalação industrial e com a redução da geração fotovoltaica no período vespertino. Constatou-se que o ajuste de TAP executado pela concessionária, embora tenha solucionado o problema de sobretensão durante o período de geração em plena carga, resultou em níveis inadequadamente baixos de tensão nos horários de menor irradiação solar e maior demanda da fábrica. O sistema elétrico apresentava, portanto, uma subtensão, mostrando-se incapaz de atender simultaneamente aos requisitos operacionais em diferentes condições de carregamento ao longo do dia, evidenciando que a adequação realizada no TAP do transformador foi insuficiente para solucionar definitivamente o problema.

4.1.4. Substituição dos cabos no trecho entre o transformador e o padrão de entrada

A substituição dos condutores entre o transformador e o padrão de entrada foi motivada pela tentativa de reduzir a impedância do circuito de distribuição da concessionária. Embora esse trecho fosse curto (aproximadamente 10 metros), a adoção de cabos com maior seção visou eliminar possíveis contribuições desse segmento para as variações de tensão observadas e adequar a instalação às recomendações da NBR 5410.

Diante da persistência das variações de tensão e da comprovação de que o ajuste de TAP isoladamente não solucionou o problema, foi formalizada junto à Neoenergia Cosern uma nova solicitação de intervenção para substituição do cabo alimentador que conecta o transformador ao padrão de entrada da unidade consumidora. A concessionária atendeu à solicitação como

visto na Figura 29, substituindo o condutor multiplexado de 35 mm² por outro de 70 mm² no trecho de aproximadamente 10 metros entre o transformador e o medidor.

Figura 29 - Ordem de serviço realizada pela COSERN.



Fonte: Autoria própria (2025).

Embora essa intervenção tenha reduzido a impedância do segmento sob responsabilidade da concessionária, cabe ressaltar que o trecho principal da alimentação, correspondente aos aproximadamente 400 metros entre o medidor e a fábrica demonstrado na Figura 8, permaneceu com condutor de 35 mm². Dessa forma, esse segmento manteve-se como o principal fator contribuinte para as quedas de tensão observadas, especialmente durante os períodos de maior demanda da instalação industrial.

4.1.4.1. Retorno à configuração original do transformador

A substituição parcial do cabo alimentador, restrita ao trecho de 10 metros entre o transformador e o medidor, não proporcionou a melhoria esperada nas condições de tensão do

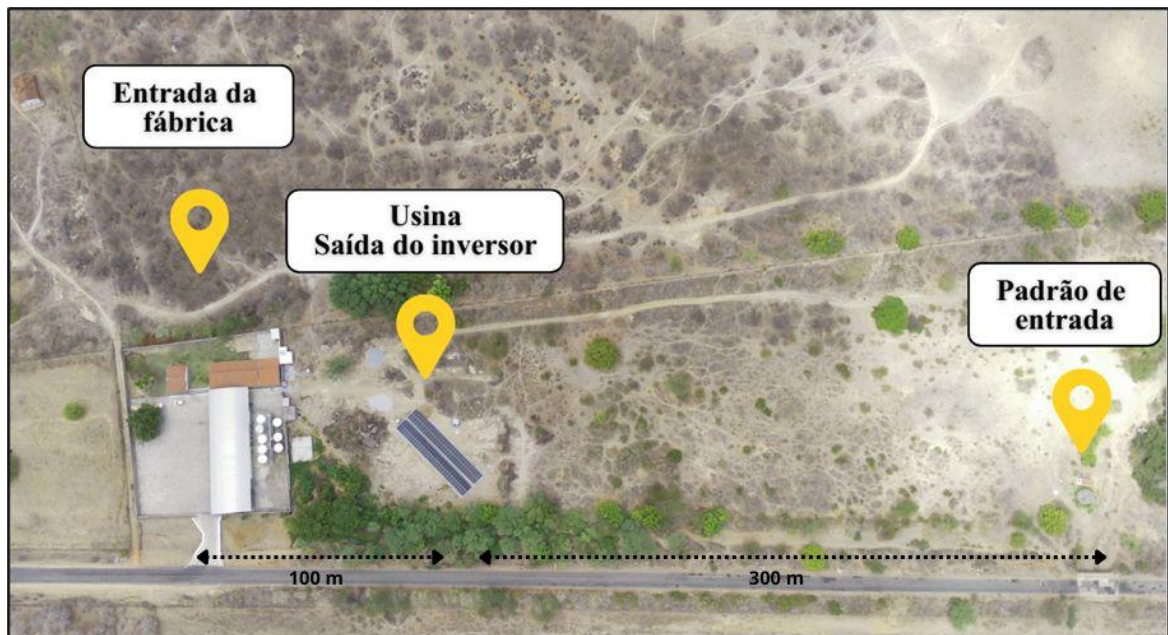
sistema. As quedas de tensão permaneceram significativas, especialmente nos períodos de maior demanda da fábrica, enquanto o ajuste de TAP realizado anteriormente continuava ocasionando subtensões excessivas nos horários vespertinos. Diante da ineficácia dessa intervenção e da persistência dos problemas operacionais, em 1º de agosto de 2025, a concessionária procedeu a um novo ajuste no comutador de derivação do transformador, revertendo-o à posição original anterior às intervenções.

O retorno à configuração inicial do TAP buscou restabelecer um ponto de equilíbrio operacional, ainda que não ideal, que permitisse tanto a operação da usina fotovoltaica quanto o funcionamento adequado dos equipamentos industriais da fábrica.

4.1.5. Substituição do condutor de saída do inversor

Verifica-se que a topologia da instalação elétrica apresentava uma particularidade relevante: a usina fotovoltaica estava conectada em um ponto intermediário do circuito alimentador, situado aproximadamente a 100 metros da fábrica. Considerando que a distância total entre o padrão de entrada e a fábrica é de cerca de 400 metros, o inversor está posicionado a aproximadamente 300 metros do padrão de entrada e a 100 metros da fábrica, conforme ilustrado na Figura 30.

Figura 30 - Vista superior do local da usina



Fonte: Autoria própria (2025).

Essa disposição espacial implica que a corrente gerada pelo sistema fotovoltaico percorria um trecho significativo de condutor até alcançar o ponto de medição, enquanto a corrente demandada pela carga industrial percorria o trajeto completo desde o medidor, fatores que contribuem para as diferentes quedas de tensão observadas ao longo do circuito.

A substituição do cabo de interligação entre o inversor fotovoltaico e o medidor de energia foi realizada em 2 de agosto de 2025. O condutor original de 35 mm² (Figura 31), embora dimensionado conforme a NBR 5410 e adequado aos critérios de capacidade de condução de corrente, mostrou-se insuficiente diante da extensão de 300 metros e do comportamento de sobretensão observado durante a injeção de potência. Optou-se, portanto, pela substituição por cabo multiplexado de 50 mm² (Figura 32), visando reduzir a impedância do circuito e minimizar as perdas de tensão entre o inversor e o ponto de acoplamento comum. Com essa adequação, esperava-se que o inversor operasse com níveis de tensão de saída mais baixos para fornecer a mesma tensão no medidor, reduzindo a probabilidade de acionamento das proteções de sobretensão.

Figura 31 - Cabo de alumínio multiplexado com seção do condutor de 35mm² que conectava o inversor ao trecho existente da rede.



Fonte: Autoria própria (2025).

A redução da queda de tensão decorrente do aumento da seção dos condutores pode ser demonstrada analiticamente a partir das relações fundamentais da teoria de circuitos. A resistência elétrica de um condutor é dada por:

$$R = \rho \cdot \frac{L}{S}, \quad (1)$$

onde ρ representa a resistividade do material, L o comprimento do circuito e S a seção transversal. Nota-se que a resistência é inversamente proporcional à área do condutor, de modo que o aumento da seção reduz a resistência elétrica. Em circuitos trifásicos, a queda de tensão pode ser expressa por:

$$\Delta V = \sqrt{3} \cdot I \cdot R \cdot \cos \varphi, \quad (2)$$

em que I a corrente elétrica e $\cos \varphi$ o fator de potência. Portanto das Equações (1) e (2), verifica-se que a queda de tensão também se torna inversamente proporcional à seção do condutor. Assim, o aumento da área do cabo reduz a impedância do circuito e as perdas de tensão entre o inversor e o ponto de conexão, conforme estabelecido pela NBR 5410 (ABNT, 2004).

Figura 32 - Cabo de alumínio multiplexado com seção do condutor de 50mm² que passou a conectar o inversor ao padrão de entrada (cerca de 300m).



Fonte: Autoria própria (2025).

4.1.5.1. Incidente Térmico e Adequação da *String Box* do Inversor

Registrou-se uma ocorrência grave em 3 de agosto de 2025: o surgimento de um ponto quente nas conexões de saída da *string box* do inversor, que resultou em um incêndio (Figura 33). A anomalia térmica foi rapidamente detectada e o foco controlado, porém o evento evidenciou uma falha crítica na instalação. O sistema foi desligado emergencialmente para inspeção. A análise preliminar indicou como possíveis causas o mau contato elétrico nas conexões, seja por torque insuficiente nos terminais ou aquecimento acumulado decorrente dos problemas de tensão que o sistema vinha enfrentando. Adicionalmente, a troca dos cabos entre a *string box* e o medidor, realizada no dia anterior (2 de agosto), pode ter resultado em conexões inadequadas. O curto intervalo entre a intervenção e o incidente sugere uma possível relação causal entre a execução da manutenção e a falha térmica subsequente.

Figura 33 - Registro dos danos do incêndio na *string box* do inversor.



Fonte: Autoria Própria (2025).

Como ação corretiva, a *string box* foi totalmente reconstruída (Figura 34) com componentes de especificação superior. As análises indicaram que o sobreaquecimento decorreu principalmente de falhas nas conexões dos dispositivos de proteção contra surtos (DPS), comprometendo sua atuação adequada. Embora os componentes fossem compatíveis

com a potência do sistema, a execução inadequada das conexões resultou em aumento da resistência de contato e aquecimento excessivo dos condutores. Assim, disjuntores e DPS foram substituídos por modelos mais robustos, o cabeamento foi redimensionado e as conexões refeitas com terminais certificados e torque conforme especificação do fabricante, garantindo a integridade térmica e elétrica do equipamento e reduzindo o risco de novas falhas por sobreaquecimento.

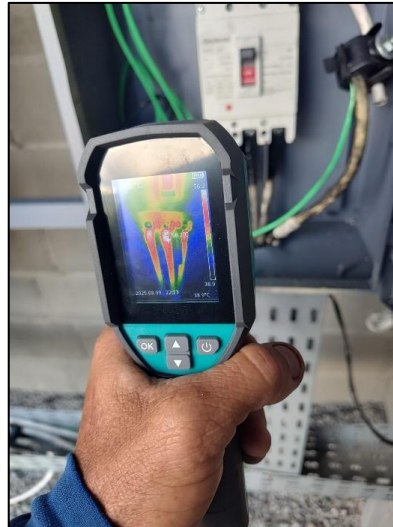
Figura 34 - Registro da restauração da *string box* do inversor.



Fonte: Autoria própria (2025).

Nos dias subsequentes, foi estabelecido um protocolo de monitoramento preventivo, incluindo medições elétricas periódicas com multímetro e acompanhamento sistemático da temperatura (Figura 35) nos condutores de saída do inversor. Essas verificações tiveram caráter precaucional, motivadas pelo incidente térmico registrado anteriormente, visando detectar precocemente qualquer anomalia que pudesse indicar o desenvolvimento de novos pontos quentes. O acompanhamento rigoroso objetivou assegurar a integridade das correções implementadas na *string box* e garantir a operação segura e confiável da planta fotovoltaica.

Figura 35 - Medição realizada com câmera térmica no dia 5 de agosto de 2025.

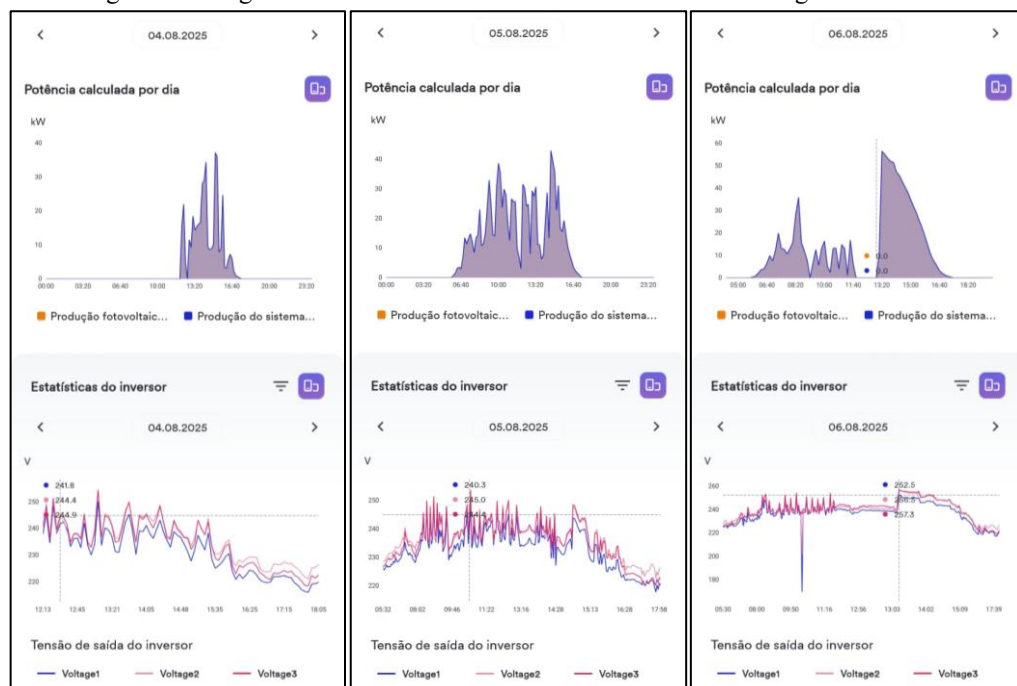


Fonte: Autoria Própria (2025).

4.1.6. Restabelecimento da Operação da Usina

Após a conclusão dos reparos na *string box* e verificação das condições de segurança, a usina fotovoltaica foi religada e retornou à operação em 4 de agosto de 2025, às 12h00. Na Figura 36 é apresentada a curva de geração dos dias 4 a 6 de agosto, evidenciando o momento da reconexão do sistema por volta do meio-dia e a retomada gradual da injeção de potência na rede conforme as condições de irradiância solar disponíveis no período vespertino.

Figura 36 - Registro de funcionamento da usina nos dias 4 a 6 de agosto de 2025.

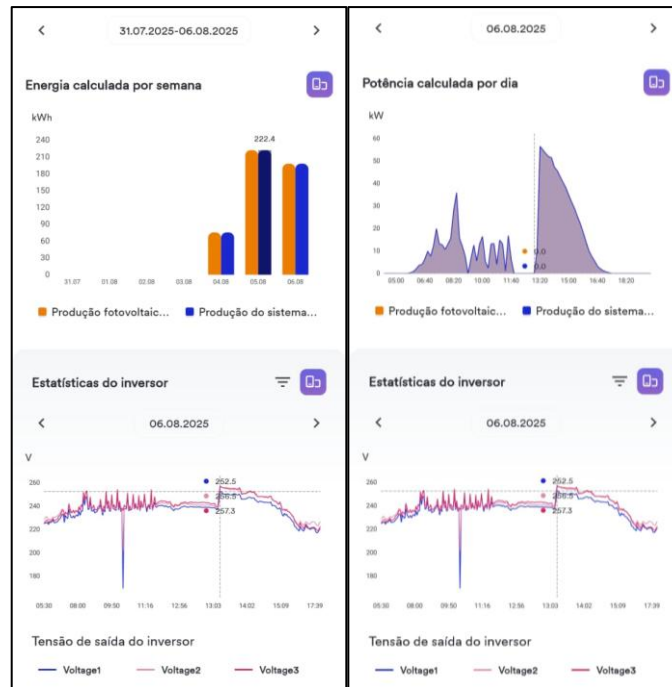


Fonte: Autoria Própria (2025).

4.1.6.1. Desabilitação da função "Redução de potência ativa de sobretensão P(V)"

Após análise das curvas de geração dos dias anteriores, identificou-se que a geração da usina estava significativamente reduzida, conforme evidenciado na Figura 37. Constatou-se que a função "Redução de potência ativa de sobretensão P(V)", previamente habilitada (Figura 14), estava limitando excessivamente a potência de saída do inversor durante os horários de maior irradiação solar. Diante dessa condição operacional desfavorável, optou-se pela desabilitação deste recurso em 6 de agosto de 2025, às 13h20, permitindo que o equipamento operasse com sua capacidade nominal.

Figura 37 - Registro de funcionamento da usina no dia 6 de agosto de 2025.

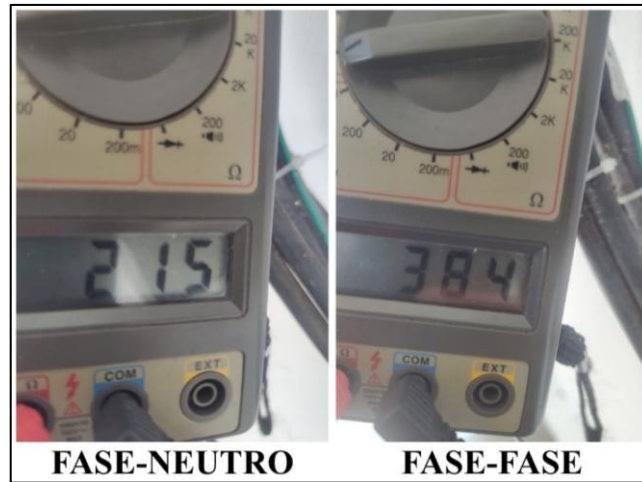


Fonte: Autoria Própria (2025).

4.1.7. Caracterização do desempenho máximo do sistema

Em continuidade ao monitoramento, no dia 7 de agosto de 2025, às 12h00, foram realizadas medições no ponto de conexão da fábrica. Conforme ilustrado na Figura 38, a tensão FASE-FASE registrou 384 V, enquanto a tensão FASE-NEUTRO apresentou 215 V. Esses valores caracterizam as condições de tensão no sistema durante o período de operação da usina fotovoltaica.

Figura 38 - Medição realizada com multímetro no dia 7 de agosto de 2025.



Fonte: Autoria Própria (2025).

Constata-se que a usina fotovoltaica registrou seu melhor desempenho operacional até o momento no dia 7 de agosto, com geração acumulada de aproximadamente 444,8kWh/dia, conforme demonstrado na Figura 39. Durante o monitoramento, constatou-se que a tensão de saída do inversor alcançou 265 V por fase, valor próximo ao limite superior configurado nos parâmetros de proteção do equipamento. No entanto, as medições realizadas simultaneamente no quadro de distribuição da fábrica, apresentadas na Figura 25, indicaram tensão de 215 V entre fase e neutro, evidenciando uma queda de aproximadamente 50 V ao longo do circuito alimentador.

A queda de tensão percentual foi calculada a partir da relação entre a diferença de potencial medida ao longo do circuito e a tensão nominal do sistema, conforme recomendação da NBR 5410, expressa por

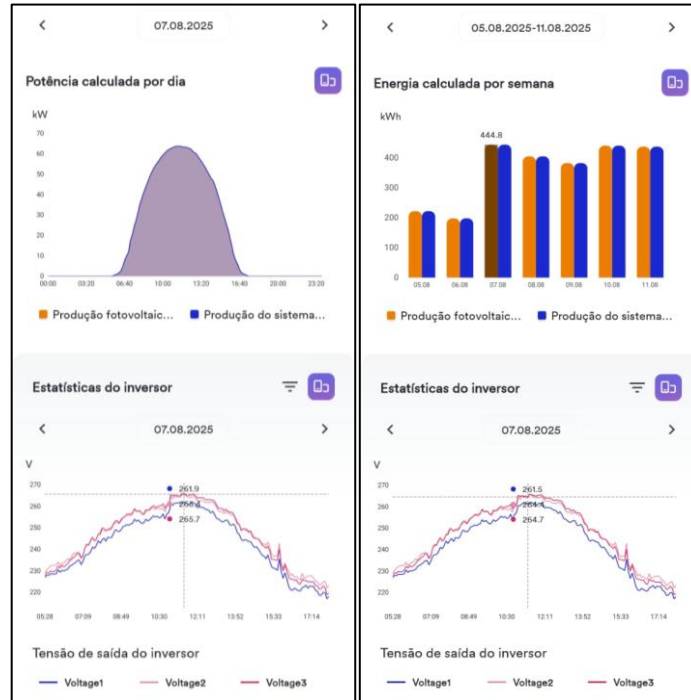
$$\Delta V(\%) = \frac{V_{\text{origem}} - V_{\text{carga}}}{V_{\text{referência}}} \times 100 \quad (3)$$

$$\Delta V(\%) = \frac{265V - 215V}{220} \times 100 \approx 22,7\%$$

Essa diferença comprova a existência de impedância significativa no trecho entre o ponto de conexão do inversor e a carga industrial, resultante principalmente da extensão aproximada de 400 metros e da seção de 35 mm² dos condutores utilizados. Esse diagnóstico constitui o principal resultado técnico obtido após o conjunto de intervenções realizadas ao longo do período de comissionamento. A queda de tensão observada, de aproximadamente 50

V (cerca de 22,7% da tensão nominal), supera significativamente o limite de 4% estabelecido pela NBR 5410 para instalações elétricas de baixa tensão.

Figura 39 - Registro de funcionamento da usina no dia 7 de agosto de 2025.



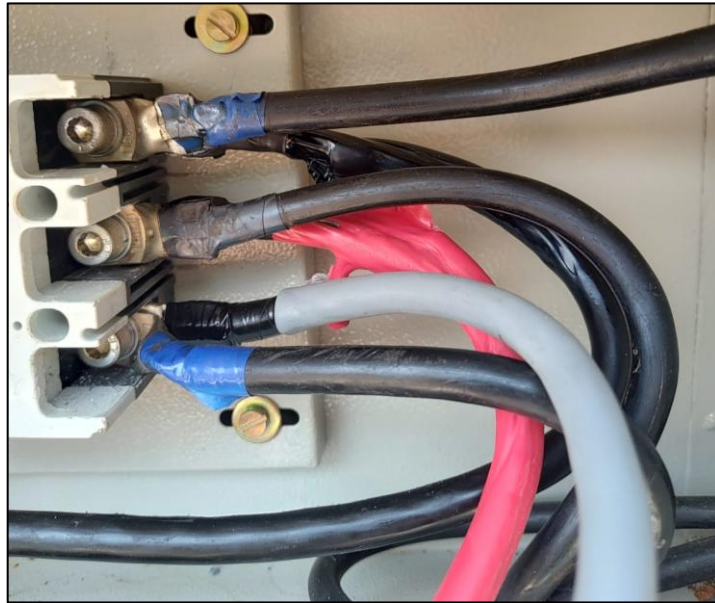
Fonte: Autoria Própria (2025).

A usina fotovoltaica passou a operar de forma contínua e estável a partir de 7 de agosto de 2025, sem registro de desligamentos automáticos ou anomalias térmicas. As curvas de geração subsequentes demonstraram desempenho consistente, com produção energética compatível com a irradiância disponível e ausência de limitações operacionais. A análise evidencia que a condição de operação segura foi alcançada mediante o conjunto de intervenções implementadas ao longo do período: o retorno do TAP do transformador à configuração original, a substituição do cabo de interligação entre inversor e medidor por condutor de maior seção (50 mm²), e a reconstrução completa da *string box* com componentes adequados e conexões executadas conforme especificações técnicas. Essas ações, somadas ao protocolo de monitoramento preventivo estabelecido, proporcionaram a estabilização do sistema elétrico e permitiram que a planta geradora atingisse sua plena capacidade operacional, atendendo aos requisitos de segurança, confiabilidade e desempenho esperados para a instalação.

4.1.8. Melhoria nos conectores do padrão de entrada

Registrou-se o desligamento do disjuntor da *string box* em 25 de outubro de 2025, por volta das 11h20. A inspeção realizada identificou um provável ponto quente no conector do disjuntor geral, localizado no ponto onde convergem o cabo proveniente do inversor e o cabo de alimentação da fábrica demonstrado na Figura 40.

Figura 40 - Possível ponto quente identificado na conexão do disjuntor geral.



Fonte: Autoria Própria (2025).

A falha térmica, causada pela degradação do contato elétrico e consequente elevação da resistência de conexão, demandou intervenção imediata para reaperto dos terminais. Logo foi implementado DTL-2-70 mm² (terminais de conexão de cobre-alumínio) para melhorar a conexão dos terminais, como visto na Figura 41.

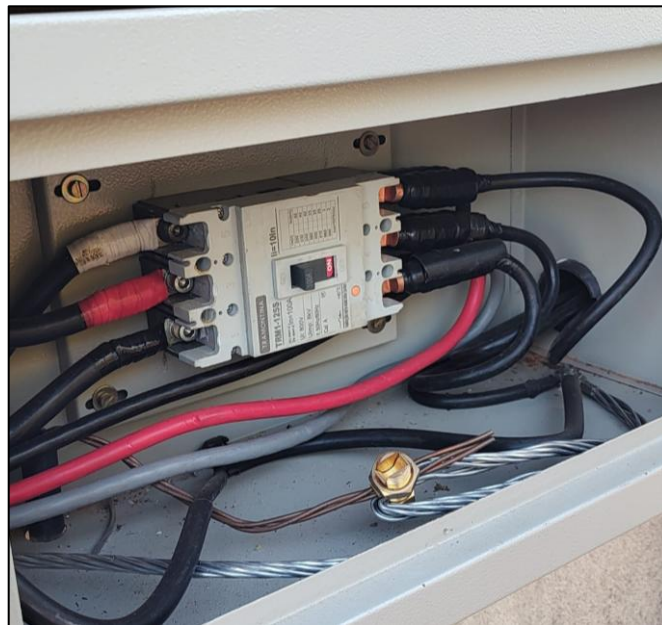
Figura 41 - Terminal de conexão cobre-alumínio para cabo de 70 mm².



Fonte: Autoria Própria (2025).

Como ação corretiva, o disjuntor do padrão de entrada foi refeito com substituição do terminal defeituoso e reaperto adequado das conexões, conforme apresentado na Figura 42.

Figura 42 - Conexões refeitas no disjuntor geral.



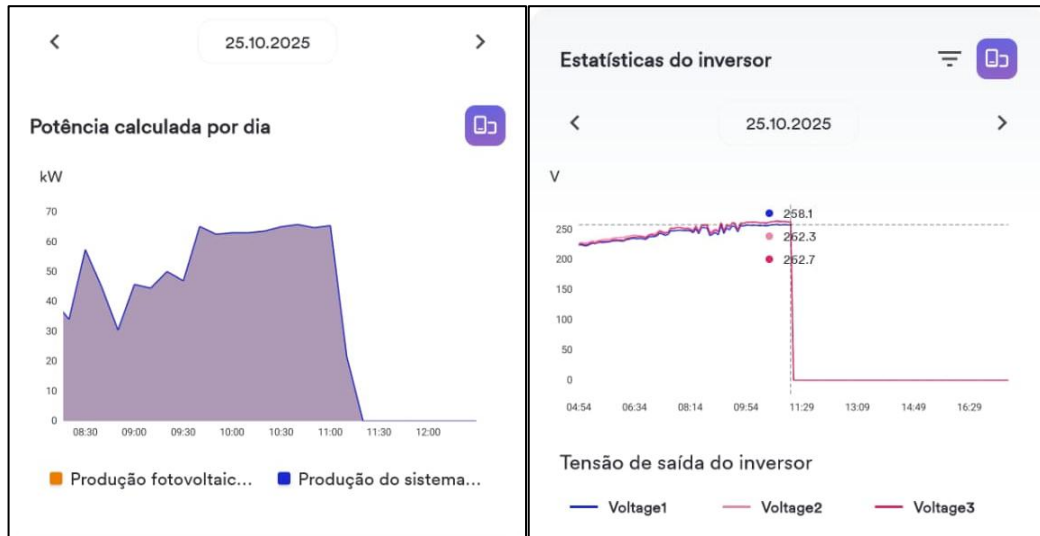
Fonte: Autoria Própria (2025).

A intervenção eliminou o ponto quente e restabeleceu as condições operacionais seguras do sistema. Essa ocorrência reforça a necessidade de manutenção preventiva periódica das conexões elétricas em instalações fotovoltaicas de maior porte.

No exato do desligamento do disjuntor da *string box*, o sistema de monitoramento registrava tensão de 262,7 V por fase na saída do inversor, conforme evidenciado na Figura 43.

Esse valor elevado, próximo ao limite superior de operação configurado no equipamento, indica que o sistema operava sob condição de sobretensão no instante da falha térmica. A combinação entre alta tensão operacional e aquecimento excessivo no terminal defeituoso pode ter contribuído para o desligamento do disjuntor, seja por atuação térmica ou por instabilidade elétrica resultante da degradação do contato.

Figura 43 - Registro de monitoramento no dia 25 de outubro de 2025.



Fonte: Autoria Própria (2025).

Após a conclusão das intervenções nos conectores do padrão de entrada e a eliminação do ponto quente identificado, a usina fotovoltaica retornou à operação normal, mantendo estabilidade operacional nos meses subsequentes. O sistema passou a operar de forma contínua, sem registro de novos eventos térmicos ou desligamentos automáticos relacionados a problemas de conexão elétrica. O diagrama unifilar técnico completo da instalação, contemplando todas as adequações implementadas ao longo do processo de comissionamento, encontra-se disponível no Apêndice B deste trabalho, fornecendo documentação detalhada da configuração final do sistema elétrico da usina fotovoltaica.

5. COMPARATIVO ENTRE UNIDADES DE GERAÇÃO SEMELHANTES

Na Tabela 1 é apresentado um resumo técnico das sete usinas fotovoltaicas analisadas, sendo a Usina 1 o objeto principal deste estudo de caso e as demais utilizadas como referência comparativa. São apresentados fabricante e modelo dos inversores, potência instalada, características dos cabos de interligação e distância até o padrão de entrada. As Usinas 6 e 7 possuem dois inversores cada.

Tabela 1 - Características das usinas selecionadas.

Usina	Fabricante	Modelo	Potência instalada	Seção do condutor	Distância ao padrão de entrada
01	SOLPLANET	ASW60K-LT-G3	75,64 kWp	50 mm ²	300 m
02	SOLPLANET	ASW50K-LT-G3	67,47 kWp	35 mm ²	15 m
03	SOLPLANET	ASW60K-LT-G3	88,92 kWp	35 mm ²	10 m
04	SOLPLANET	ASW60K-LT-G3	88,20 kWp	35 mm ²	6 m
05	SOLPLANET	ASW75K-LT	91,20 kWp	50 mm ²	50 m
06	SAJ	R6-30K-T3-32 R6-30K-T3-32	88,92 kWp	35 mm ²	3 m
07	SAJ	R6-30K-T3-32 R6-30K-T3-32	88,92 kWp	35 mm ²	20 m

Fonte: Autoria própria (2025).

A análise da Tabela 1 revela que, embora todas as usinas possuam potências instaladas similares, as configurações de cabeamento e distâncias de instalação apresentam variações significativas. A Usina 1 destaca-se pela distância de 300 metros até o padrão de entrada, valor substancialmente superior às demais instalações. Essa diferença, mesmo considerando a utilização de cabo de 50 mm², resulta em impedância de circuito consideravelmente maior, conforme evidenciado pelos problemas de sobretensão documentados. As outras usinas operam com cabos de 35 mm², porém em distâncias reduzidas que minimizam as quedas de tensão. A Usina 5 apresenta a configuração mais próxima à ideal, com cabo de 50 mm² sugerindo condições operacionais mais favoráveis, porém está a 50 metros de extensão do padrão de entrada.

5.1. COMPARATIVO DAS TENSÕES

A análise comparativa dos níveis de tensão entre a usina estudada e as demais seis instalações (Tabela 2) revelou diferenças significativas no comportamento elétrico dos sistemas. Essa comparação evidencia a influência direta das características construtivas, do dimensionamento dos cabos e das condições da rede local sobre a estabilidade operacional dos inversores fotovoltaicos.

Tabela 2 - Média de tensões medidas nas sete usinas medidas no dia 17/11/2025.

17 DE NOVEMBRO 2025						
Usina	8:00	10:00	12:00	14:00	16:00	Média (V)
01	249,5 V	252,77 V	258,63 V	244,33 V	225,70 V	249,50 V
02	225,47 V	228,13 V	227,50 V	224,90 V	220,83 V	225,47 V
03	237,67 V	248,73 V	252,10 V	236,37 V	217,37 V	237,67 V
04	222,77 V	232,47 V	233,92 V	232,80 V	225,63 V	225,63 V
05	227,80 V	236,07 V	240,03 V	228,47 V	213,73 V	228,47 V
06	223,13 V	224,93 V	228,53 V	220,63 V	216,00 V	223,13 V
	224,87 V	227,93 V	229,70 V	222,07 V	211,47 V	224,87 V
07	233,47 V	244,83 V	249,33 V	237,53 V	218,70 V	237,53 V
	232,37 V	243,13 V	247,93 V	236,83 V	217,73 V	236,83 V

Fonte: Autoria própria (2025).

A análise comparativa dos níveis de tensão entre as sete usinas avaliadas demonstra inequivocamente que a Usina 1, objeto deste estudo, apresenta os maiores valores de sobretensão ao longo do dia. Nos cinco horários monitorados (08h, 10h, 12h, 14h e 16h), a Usina 1 manteve tensões significativamente superiores às demais unidades, atingindo picos acima de 258 V, enquanto as demais usinas apresentaram valores predominantemente entre 220 V e 240 V, compatíveis com a faixa ideal de operação.

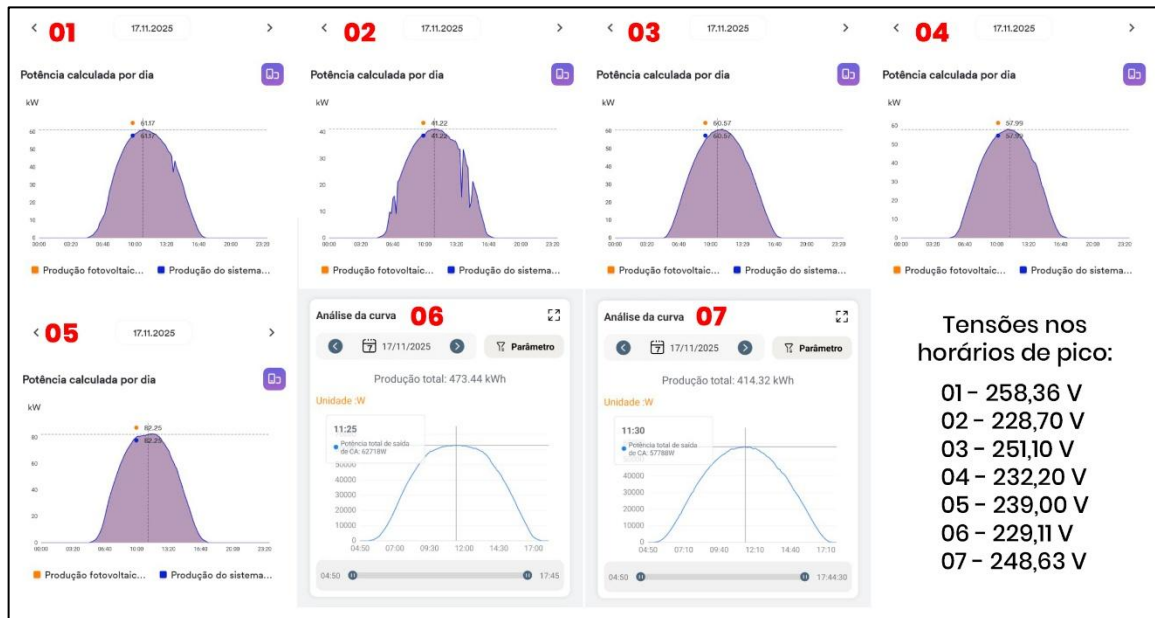
Essa diferença evidencia que a usina estudada opera em um patamar crítico, próximo ao limite máximo permitido pela norma, aumentando o risco de limitação de potência ou desligamentos automáticos do inversor. Os resultados indicam que a Usina 1 está submetida ao maior estresse elétrico entre todas as instalações comparadas, sendo claramente a mais impactada por condições de sobretensão.

Esse comportamento ocorre principalmente devido à elevada extensão do circuito de conexão da Usina 1 entre o inversor e o ponto de acoplamento comum, resultando em impedância elétrica significativa mesmo com condutores de seção adequada (50 mm²). A longa distância intensifica a elevação da tensão durante períodos de maior injeção de potência, especialmente em horários de alta irradiância. Nas demais usinas, a menor distância elétrica entre o inversor e a rede contribui para níveis de tensão mais estáveis, justificando os valores inferiores observados.

5.2. COMPARATIVO DAS CURVAS DE GERAÇÃO

A análise das curvas de geração registradas em 17/11/2025 pelas plataformas de monitoramento dos inversores visto na Figura 44 revelou diferenças significativas no desempenho energético das sete usinas. Avaliaram-se a estabilidade da potência instantânea e a produção diária acumulada (kWh), considerando janelas temporais equivalentes e condições climáticas comparáveis, assegurando a validade técnica da comparação.

Figura 44 - Registro das sete usinas no dia 17 de novembro de 2025.



Fonte: Autoria própria (2025).

A análise da geração diária da Tabela 3 revela desempenho energético relativamente homogêneo entre as usinas, com produções proporcionais às suas capacidades instaladas. As instalações com maior número de módulos apresentaram geração superior, enquanto aquelas

com menor capacidade registraram valores correspondentemente menores, demonstrando comportamento consistente e previsível.

Tabela 3 - Características de geração das usinas.

17 DE NOVEMBRO DE 2025			
Usina	Quant. <i>Strings</i> utilizadas	Quant. Placas	Geração Total (kWh)
01	04/05	124	433,70
02	05/05	118	296,70
03	04/05	148	428,80
04	04/05	148	396,90
05	06/10	160	588,10
06	06/06	148	473,44
07	06/06	148	414,32

Fonte: Autoria própria (2025).

Destaca-se que a Usina 1, apesar de apresentar geração compatível com sua capacidade instalada e desempenho similar às demais instalações de porte equivalente, enfrentou os problemas de sobretensão mais severos documentados neste estudo. Essa constatação evidencia que as dificuldades operacionais observadas não decorrem de deficiências na geração fotovoltaica ou no dimensionamento do arranjo, mas sim das características da infraestrutura de conexão, especialmente a distância até o padrão de entrada. As demais usinas, com distâncias significativamente reduzidas, operam sem registros de sobretensão ou desligamentos, confirmando que a extensão do circuito alimentador constitui o fator crítico diferenciador entre as instalações analisadas.

5.3. SÍNTESE DA ANÁLISE

A análise integrada das sete usinas revelou que, embora todas apresentem desempenho adequado em relação às suas capacidades instaladas, a Usina 1 destacou-se por apresentar os maiores níveis de sobretensão registrados. Enquanto as demais unidades operaram predominantemente entre 220 V e 240 V, a Usina 1 atingiu valores superiores a 258 V durante horários de alta irradiância, aproximando-se dos limites de proteção do inversor.

Essa diferença se manifesta diretamente nas curvas de geração: enquanto as usinas 2 a 7 apresentaram perfis característicos e contínuos, a Usina 1 exibiu achatamento do pico de geração e oscilações durante períodos de maior tensão, indicando atuação das proteções de sobretensão. Esse comportamento limita a entrega de potência e compromete o aproveitamento pleno da irradiância disponível, mesmo com capacidade instalada similar às demais.

A análise técnica identificou que o fenômeno de sobretensão na Usina 1 decorre da combinação entre a injeção de corrente pelo inversor e a impedância do circuito de conexão. Quando o sistema fotovoltaico injeta corrente no sentido da rede, a queda de tensão ao longo dos condutores faz com que o terminal do inversor assuma potencial superior ao do ponto de conexão comum. Com 300 metros de distância até o padrão de entrada, a impedância do trecho é significativamente maior que nas demais instalações (3 a 50 m), resultando em elevações de tensão na saída do inversor que ultrapassam os limites de proteção do equipamento. Esse mecanismo explica por que, mesmo com tensão nominal adequada fornecida pela concessionária, a tensão local medida pelo inversor pode atingir valores críticos.

Os resultados evidenciam que o desempenho de sistemas fotovoltaicos não depende exclusivamente da capacidade instalada, mas é fortemente influenciado pelas características da rede de distribuição local, especialmente pelos níveis de tensão fornecidos pela concessionária e pela impedância do circuito de conexão. As soluções para a Usina 1 demandam intervenções que considerem tanto a adequação da tensão de fornecimento quanto a infraestrutura de conexão, conforme as múltiplas intervenções documentadas ao longo deste estudo.

6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este trabalho teve como objetivo principal realizar um estudo de caso sobre as variações de tensão provenientes de um sistema de microgeração fotovoltaica instalado no Rio Grande do Norte, identificando os fatores críticos que influenciam o desempenho operacional e propondo soluções técnicas para os problemas encontrados.

A investigação revelou que a causa raiz dos problemas operacionais residia nas características da infraestrutura de conexão, especificamente na distância entre o inversor e o padrão de entrada, que resultou em quedas de tensão significativamente superiores aos limites estabelecidos pela NBR 5410. Este resultado evidencia que a impedância do circuito de conexão constitui fator determinante para a estabilidade operacional de sistemas fotovoltaicos, especialmente em instalações de maior porte.

A documentação apresentada neste trabalho demonstrou que soluções isoladas são insuficientes para problemas complexos de infraestrutura elétrica. Ajustes paramétricos no inversor, ativação de funções de proteção e modificações no TAP do transformador, quando aplicados individualmente, apenas transferiram o problema para outros pontos do sistema. Somente após a combinação de múltiplas intervenções o sistema alcançou estabilidade operacional, comprovando que instalações com distâncias significativas de conexão exigem abordagem sistêmica.

O estudo comparativo com outras seis instalações fotovoltaicas de potência similar forneceram evidências sobre a influência da infraestrutura de conexão no desempenho operacional. A análise demonstrou que a proximidade entre o inversor e o ponto de medição é mais determinante para a estabilidade operacional do que o simples aumento da seção dos condutores, evidenciando a necessidade de revisão dos critérios de aprovação de projetos fotovoltaicos que envolvam distâncias significativas de conexão.

As contribuições deste trabalho transcendem o caso específico analisado. Para integradores, demonstra-se a importância de análises criteriosas considerando fluxo bidirecional de potência. Para projetistas, evidencia-se que a distância entre inversor e ponto de conexão deve ser tratada como variável crítica de projeto. Para concessionárias, revela-se que ajustes isolados podem solucionar problemas momentaneamente, mas criar novas anomalias operacionais.

Por outro lado, o estudo realizado apresenta limitações, pois se trata de um estudo de caso específico, cuja generalização requer cautela. Para uma investigação mais robusta, o período de análise deveria abranger um intervalo de tempo mais extenso, idealmente um ciclo

anual. Além disso, para validar os dados fornecidos pelo monitoramento remoto, é fundamental empregar um analisador de qualidade de energia.

Recomendam-se para trabalhos futuros: estudos de longo prazo validando a estabilidade das soluções sob variações sazonais; análise econômica quantificando perdas elétricas; desenvolvimento de critérios técnicos mais rigorosos para aprovação de projetos com distâncias significativas; e ferramentas computacionais integrando análises de queda de tensão com diferentes cenários operacionais.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST: módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição**. Brasília: ANEEL, 2016. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2016670_Prodist_Mod3_Rev7.pdf. Acesso em: 20 out. 2024.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **PRODIST: Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica – Módulo 8: Qualidade do Fornecimento de Energia Elétrica**. Brasília: ANEEL, 2021. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2020888_prodist_modulo_8_v11.pdf. Acesso em: 10 set. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010**. Estabelece as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica de forma atualizada e consolidada. Brasília: ANEEL, 2010. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414.pdf>. Acesso em: 20 out. 2024.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012**. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>. Acesso em: 31 mar. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **Resolução Normativa nº 786, de 17 de outubro de 2017**. Brasília: ANEEL, 2017. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2017786.pdf>. Acesso em: 20 out. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **Resolução Normativa nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021**. Estabelece regras e procedimentos para a conexão de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica. Brasília: ANEEL, 2021. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20211000.pdf>. Acesso em: 20 out. 2024.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **Resolução Normativa nº 15, de 25 de janeiro de 2022**. Regulamenta a aplicação da Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022, e estabelece as regras de transição para o Sistema de Compensação de Energia Elétrica. Brasília: ANEEL, 2022. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren202215.pdf>. Acesso em: 20 out. 2024.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 5410: Instalações elétricas de baixa tensão**. Rio de Janeiro: ABNT, 2004.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 14565: Sistemas elétricos de potência – Medição, controle e avaliação da qualidade de energia elétrica**. Rio de Janeiro: ABNT, 2000.

BENEDITO, R. S.; ZILLES, R. Caracterização da produção de eletricidade por meio de sistemas fotovoltaicos conectados à rede no Brasil. **Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente**, v. 13, p. 04.09-04.14, 2009.

BARATA, Heitor Alves. **Impacto de redes de distribuição com massiva conexão de geradores fotovoltaicos na estabilidade de tensão de longo-prazo em sistemas de potência**. 2017. 115 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Instituto de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Pará, Belém, 2017.

BENEDITO, R. S.; ZILLES, R. O problema da inserção da geração distribuída com sistemas fotovoltaicos em unidades consumidoras de baixa tensão no Brasil. **Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente**, v. 15, p. 04.53-04.58, 2011.

BRASIL. **Lei nº 13.169, de 6 de outubro de 2015**. Altera a Lei nº 10.637, de 30 de dezembro de 2002, e a Lei nº 10.833, de 29 de dezembro de 2003, para dispor sobre a incidência do PIS/PASEP e da COFINS nas operações com energia elétrica. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 7 out. 2015. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2015-2018/2015/lei/113169.htm. Acesso em: 20 out. 2024.

BRASIL. **Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022**. Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS). Diário Oficial da União, Brasília, DF, 7 jan. 2022. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/114300.htm. Acesso em: 20 out. 2024.

BRASIL. **Medida Provisória nº 998, de 24 de setembro de 2020**. Dispõe sobre a liquidação de operações realizadas no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica e sobre a prestação de garantias no âmbito do setor elétrico. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 25 set. 2020. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2020/mpv/mpv998.htm. Acesso em: 20 out. 2024.

BRASIL. **Resolução Normativa ANEEL Nº 167, de 10 de outubro de 2005**. Diário Oficial da República Federativa do Brasil, Brasília, DF, 11 out. 2005.

CAVALIERO, C. K. N.; SILVA, E. P. Electricity generation: regulatory mechanisms to incentive renewable alternative energy sources in Brazil. **Energy Policy**, v. 33, p. 1745-1752, 2005.

CHEN, L. et al. Voltage Regulation Strategies in Photovoltaic-Energy Storage System Distribution Network: A Review. *Energies*, v. 18, n. 11, art. 2740, 2025.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Balanço Energético Nacional 2025: relatório síntese, ano base 2024**. Rio de Janeiro: EPE, 2025. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/BEN-Series-Historicas-Completas>. Acesso em: 28 dez. 2025.

FIGUEIRAS, B. J. P. P. **Mecanismos de incentivos ao fotovoltaico: estudo comparativo Portugal/Brasil**. 2023. 86 f. Dissertação (Mestrado) – Universidade de Lisboa, Faculdade de Ciências, Departamento de Engenharia Geográfica, Geofísica e Energia, Lisboa, 2023. Disponível em: https://www.aler-renovaveis.org/contents/lerpublication/ulfc104931_tm_baltazar_figueiras.pdf. Acesso em: 3 abr. 2025.

GALDINO, M. A.; LIMA, J. H. G. PRODEEM – O Programa Nacional de Eletrificação Rural Baseado em Energia Solar Fotovoltaica. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA, 9., 2002, Rio de Janeiro. **Anais** [...]. Rio de Janeiro, 2002.

GALDINO, M. A.; LIMA, J. H. G. PRODEEM – The brazilian programme for rural electrification using photovoltaics. In: WORLD CLIMATE & ENERGY EVENT, 2002, Rio de Janeiro. **Proceedings** [...]. Rio de Janeiro, 2002. v. 1, p. 77-84.

LIMA, A. S. et al. Uma avaliação dos impactos técnicos e econômicos na operação de sistemas de distribuição devido inserção de unidades geradoras fotovoltaicas na rede de distribuição. **Revista FT**, v. 12, n. 3, p. 45-62, 2023.

LORENZO, E. **Retratos de la conexión fotovoltaica a la red –I**. Era Solar, n. 113, p. 40-46, mar./abr. 2003. Disponível em: <https://www.censolar.org/wp-content/uploads/2019/06/retrato1.pdf>. Acesso em: 20 out. 2024.

NASCIMENTO, A. S. **Energia solar fotovoltaica: estudo e viabilidade no Nordeste brasileiro**. 2015. 146 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção) – Universidade Federal da Paraíba, João Pessoa, 2015. Disponível em: <https://repositorio.ufpb.br/jspui/bitstream/tede/8153/2/arquivototal.pdf>. Acesso em: 11 maio 2025.

OLIVEIRA, R. S.; SANTOS, J. M. Impactos da geração distribuída fotovoltaica na tensão elétrica de uma rede de distribuição em baixa tensão. **O Setor Elétrico**, São Paulo, out. 2022.

OLIVEIRA, S. H. F.; ZILLES, R. Grid-connected photovoltaic systems: the Brazilian experience and the performance of an installation. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, v. 9, p. 341-347, 2001.

PARIDA, B.; INIYAN, S.; GOIC, R. A review of solar photovoltaic technologies. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 15, n. 3, p. 1625-1636, 2011.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. (Org.). **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: CEPEL - CRESESB, 2014. Disponível em: http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf. Acesso em: 20 out. 2024.

RIBEIRO JUNIOR, L. **Dimensionamento de cabos em baixa tensão de acordo com a NBR 5410**. LinkedIn, 2021. Disponível em: <https://pt.linkedin.com/pulse/dimensionamento-de-cabos-em-baixa-tens%C3%A3o-acordo-com-ribeiro-junior>. Acesso em: 30 nov. 2025.

RODRIGUEZ, M. et al. Regulation strategies for mitigating voltage fluctuations induced by photovoltaic solar systems in an urban low voltage grid. **Electric Power Systems Research**, v. 204, art. 107692, 2022.

RUIZ, B. J.; RODRÍGUEZ, V.; BERMANN, C. Analysis and perspectives of the government programs to promote the renewable electricity generation in Brazil. **Energy Policy**, v. 35, p. 2989-2994, 2007.

RÜTHER, R.; DACOREGIO, M. M. Performance assessment of a 2 kWp grid-connected, building-integrated, amorphous silicon photovoltaic installation in Brazil. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, v. 8, n. 2, p. 257-266, 2000.

RÜTHER, R.; VIANA, T. S.; SALAMONI, I. T. Reliability and long term performance of the first grid-connected, building-integrated amorphous silicon PV installation in Brazil. In: IEEE PHOTOVOLTAICS SPECIALISTS CONFERENCE, 2008. **Proceedings** [...]. 2008. p. 257-266.

SANTIL. **Alicate amperímetro digital 1000A Minipa**. [S.l.], Santil, 2025. Disponível em: <https://www.santil.com.br/alicate-amperimetro-digital-1000a-minipa/p>. Acesso em: 30 nov. 2025.

SANTOS, F. L. et al. Análise estatística da influência da radiação solar na produção de energia elétrica em sistemas fotovoltaicos. **Revista de Engenharia e Pesquisa Aplicada**, v. 5, n. 2, p. 23–34, 2020. Disponível em: <https://revistas.cefet-rj.br/index.php/rep/article/view/1065>. Acesso em: 12 maio 2025.

SANTOS, M. T. et al. A Regulação Brasileira de Geração Distribuída Aplicada em Diferentes Estados e Distribuidoras. In: SIMPÓSIO BRASILEIRO DE SISTEMAS ELÉTRICOS, 9., 2022, Santa Maria. Anais [...]. Santa Maria, 2022. p. 1-8.

SICES BRASIL. **Elevação de tensão em um SFCR**. Disponível em: <https://suporte.plataformasicessolar.com.br/pt-BR/articles/2142517-elevacao-de-tensao-em-um-sfcr>. Acesso em: 30 nov. 2025.

SILVA, A. R. et al. Impactos da alta penetração fotovoltaica na rede elétrica em relação à qualidade de energia. **Revista Científica Núcleo do Conhecimento**, v. 5, n. 2, p. 78-95, 2020.

TRIGOSO, F. B. M; ANDRADE, Cristiane Brito. **Marco regulatório brasileiro da geração distribuída baseada em sistemas fotovoltaicos**. 2016. Trabalho apresentado no VI Congresso Brasileiro de Energia Solar, Belo Horizonte, 2016. Disponível em: <https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/1790/1780>. Acesso em: 1 abr. 2025.

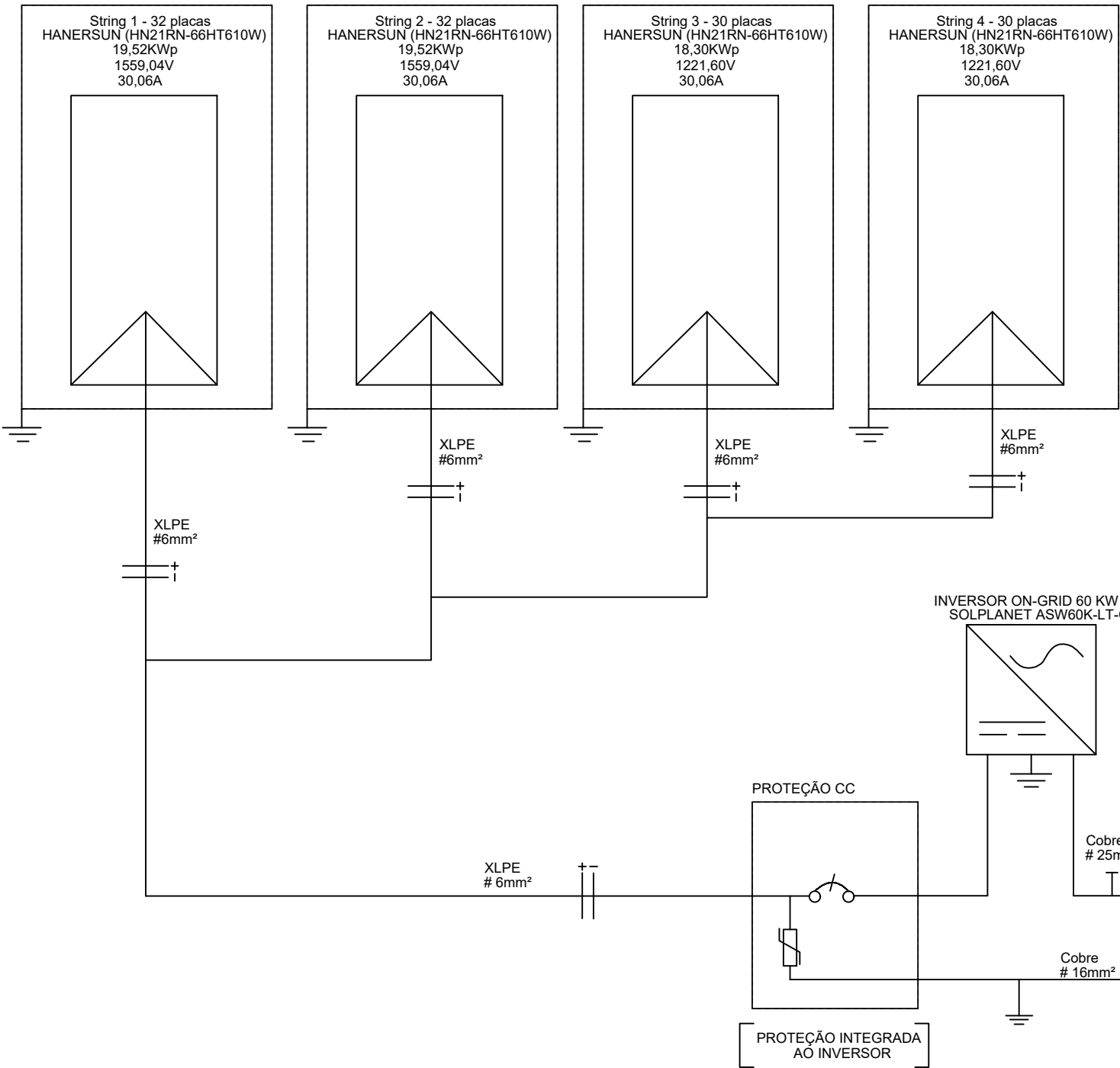
VARELLA, Fabiana Karla de Oliveira Martins. **Estimativa do índice de nacionalização dos sistemas fotovoltaicos no Brasil**. 2009. 129 f. Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica) – Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2009. Disponível em: <https://repositorio.unicamp.br/acervo/detalhe/862767>. Acesso em: 30 nov. 2025.

VARELLA, F. K. O. M.; CAVALIERO, C. K. N.; SILVA, E. P. A survey of the current photovoltaic equipment industry in Brazil. **Renewable Energy**, v. 34, p. 1801-1805, 2009.

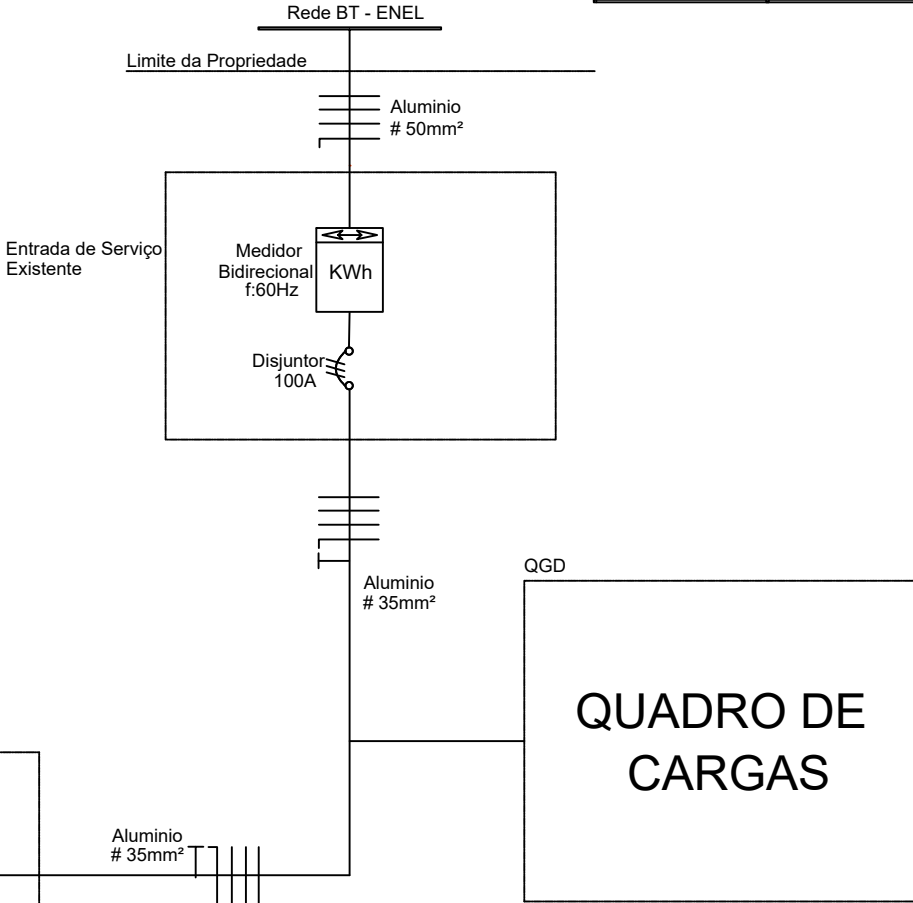
VILLALVA, M. G.; GAZOLI, J. R. **Energia Solar Fotovoltaica: Conceitos e Aplicações**. 1. ed. São Paulo: Érica, 2012.

ZILLES, R. et al. **Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica**. São Paulo: Oficina de Textos, 2012.

APÊNDICE A - DIAGRAMA UNIFILAR INICIAL



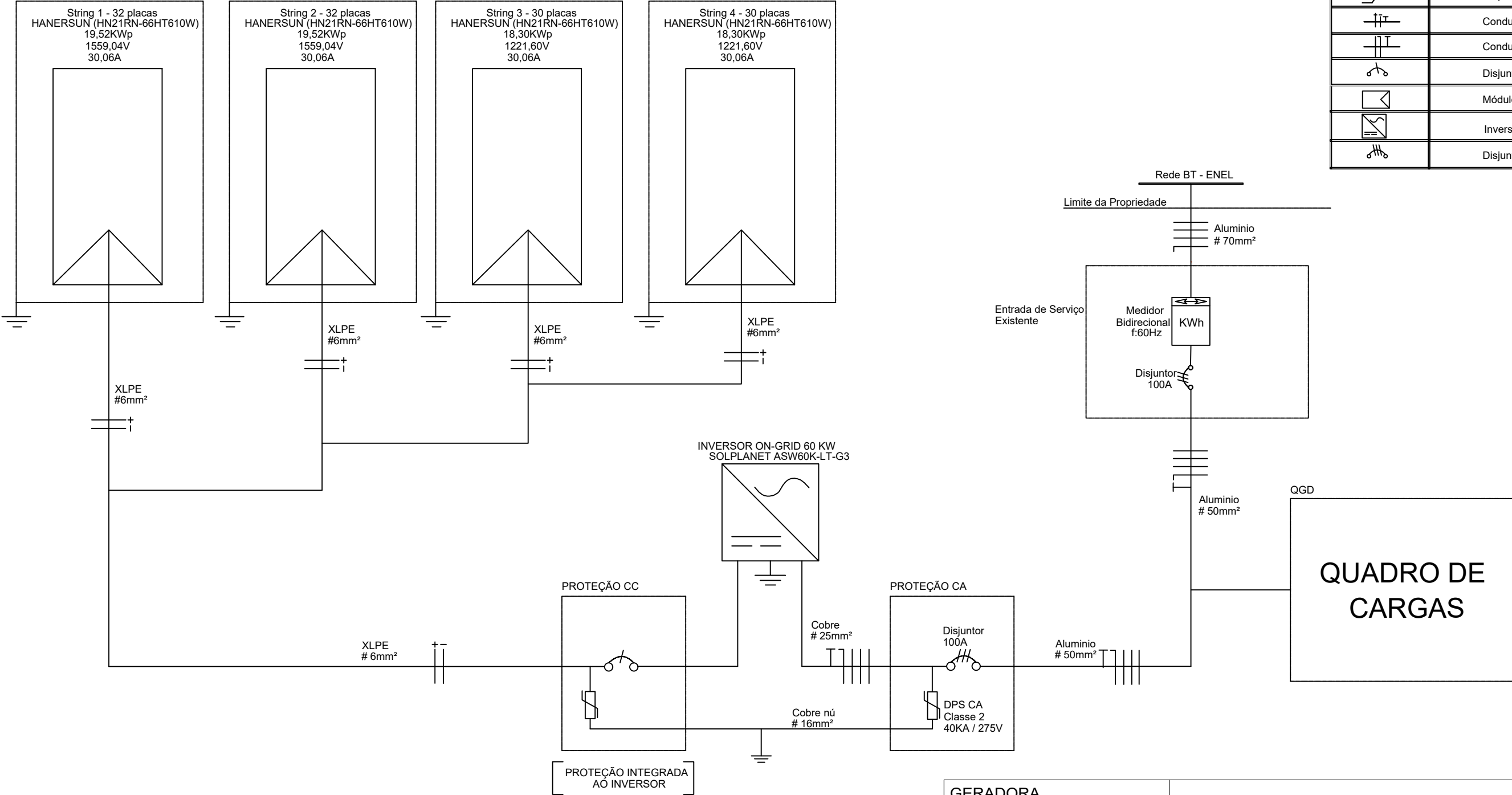
LEGENDAS	
QGD	Quadro Geral de Distribuição
	Medidor Bidirecional
	Aterramento
	Dispositivo de Proteção Contra Surto
	Condutores: Positivo, Negativo e Proteção
	Condutores: Fase, Neutro e Proteção
	Disjuntor Monopolar
	Módulo Fotovoltaico HN21RN-66HT610W
	Inversor SOLPLANET ASW60K-LT-G3
	Disjuntor Tripolar



GERADORA		TÍTULO: DIAGRAMA UNIFILAR	
75,64kWp			
DESENV.:	23/10/2025	RESERVADO NEOENERGIA	PROPRIETÁRIO: USINA ALTO OESTE POTIGUAR ENDEREÇO DA OBRA: SITIO ALEXANDRIA ZONA RURAL- ALEXANDRIA / RN
ESCALA.:	S/ESCALA		
TAM.:	A3		
FOLHA.:	1		
REV.:	1		
			RESPONSÁVEL TÉCNICO: MARCELO TARGINO DE OLIVERIA Título profissional: ESTUDANTE DE ENGENHARIA Nº DE MATRICULA: 2022011481

APÊNDICE B - DIAGRAMA UNIFILAR FINAL

LEGENDAS	
QGD	Quadro Geral de Distribuição
	Medidor Bidirecional
	Aterramento
	Dispositivo de Proteção Contra Surto
	Condutores: Positivo, Negativo e Proteção
	Condutores: Fase, Neutro e Proteção
	Disjuntor Monopolar
	Módulo Fotovoltaico HN21RN-66HT610W
	Inversor SOLPLANET ASW60K-LT-G3
	Disjuntor Tripolar



GERADORA		TÍTULO: DIAGRAMA UNIFILAR	
75,64kWp			
DESENV.:	23/10/2025	RESERVADO NEOENERGIA	PROPRIETÁRIO: USINA ALTO OESTE POTIGUAR ENDEREÇO DA OBRA: SITIO ALEXANDRIA ZONA RURAL- ALEXANDRIA / RN
ESCALA.:	S/ESCALA		RESPONSÁVEL TÉCNICO: MARCELO TARGINO DE OLIVERIA Título profissional: ESTUDANTE DE ENGENHARIA Nº DE MATRICULA: 2022011481
TAM.:	A3		
FOLHA.:	1		
REV.:	1		