

Avaliação Global da Eficiência dos Sistemas Fotovoltaicos em Operação com vista à Mitigação das Perdas Energéticas

Beatriz Souza Horn

Dissertação apresentada à Escola Superior de Tecnologia e Gestão de Bragança para obtenção do Grau de Mestre em Energias Renováveis e Eficiência Energética no âmbito da Dupla Diplomação com o Centro Federal de Educação Tecnológica Celso Suckow da Fonseca (CEFET/RJ)

Orientado por:

Prof. Dr. Orientador: Orlando Manuel de Castro Ferreira Soares

Prof. Dr. Orientador: Mamour Sop Ndiaye

Bragança

2024

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho a todos que de alguma forma abriram portas para mim, para que eu pudesse percorrer incríveis caminhos acadêmicos e profissionais.

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar, agradeço a Deus e expresso minha mais profunda gratidão. Sem Ele, esta conquista não teria sido possível. Sou imensamente grata por cada bênção recebida ao longo deste caminho.

À minha família, meu eterno agradecimento. Por cada oportunidade me possibilitada, apoio e carinho. A força e dedicação de vocês me inspira e me faz dar valor a cada conquista. Esta vitória também é de vocês, pois sempre acreditaram em mim e me ajudaram a alcançar este sonho.

Aos meus amigos, que, de várias formas, estiveram ao meu lado nesta caminhada, agradeço a leveza que trouxeram em meio à pressão dos estudos e pelos momentos de descontração que me ajudaram a recarregar as energias. Além da sinceridade e incentivos. A amizade de vocês foi fundamental para que eu mantivesse o equilíbrio e a perseverança durante todo o processo.

À cada instituição de ensino que já estudei, expresso minha gratidão pelos conhecimentos adquiridos e pela estrutura proporcionada. Aos professores, agradeço pela dedicação e pelo compartilhamento de saberes que enriqueceram minha trajetória acadêmica, além de conselhos e direcionamentos. Nesses ambientes, construí as bases que sustentam este trabalho e agradeço a contribuição na minha formação.

Aos locais que já trabalhei e aos colegas de profissão, muito obrigada pela compreensão e apoio durante este período. A flexibilidade, as palavras de incentivo e o acolhimento nos momentos mais exigentes foram essenciais para que eu pudesse conciliar as demandas profissionais com as acadêmicas. Sou grata por ter tido incríveis exemplos profissionais, que me inspiram a cada dia ser uma profissional melhor.

RESUMO

O desempenho energético de uma usina fotovoltaica depende diretamente de sua operação e manutenção, sendo essencial a identificação e mitigação de perdas energéticas para otimizar o retorno financeiro. Este estudo visa realizar uma análise global da eficiência de sistemas fotovoltaicos em operação, propondo uma metodologia baseada no ciclo PDCA (Planejar, Fazer, Checar, Agir) para diagnóstico e melhoria contínua. A metodologia desenvolvida foi aplicada em um estudo de caso real, envolvendo a análise de perdas em diferentes zonas da usina, desde a geração nos módulos fotovoltaicos até a entrega da energia à rede elétrica. As perdas foram classificadas em controláveis e não controláveis, com destaque para os impactos internos e externos que afetam o perfeito funcionamento das usinas fotovoltaicas. Após a metodologia aplicada, os resultados gerados possibilitam a identificação da zona mais crítica da usina, unidade geradora que mais contribui para as perdas, classificação das perdas para determinar foco de ações e dias e horários de maiores concentração de perdas. Além de apresentar visualizações gráficas para auxiliar na identificação de baixas performances e rotinas de manutenção. Os resultados demonstram a importância de uma gestão operacional estruturada, com monitoramento contínuo e ajustes periódicos, para garantir a máxima eficiência energética das usinas fotovoltaicas e evitar perdas.

Palavras-chave: Usinas fotovoltaicas; Perdas de energia; Eficiência energética; Melhoria contínua.

ABSTRACT

The energy performance of a photovoltaic plant directly depends on its operation and maintenance, making it essential to identify and mitigate energy losses to optimize financial returns. This study aims to conduct a comprehensive analysis of the efficiency of operational photovoltaic systems, proposing a methodology based on the PDCA cycle (Plan, Do, Check, Act) for diagnosis and continuous improvement. The developed methodology was applied in a real case study, involving the analysis of losses in different sections of the plant, from generation in the photovoltaic modules to the delivery of energy to the power grid. The losses were classified as controllable and uncontrollable, highlighting the internal and external impacts that affect the proper functioning of photovoltaic plants. After the methodology is applied, the results generated allow the identification of the most critical zone of the plant, the generating unit that contributes most to losses, classification of losses to determine the focus of actions and days and times of greatest concentration of losses. In addition to presenting graphical visualizations to assist in the identification of low performances and maintenance routines. The results demonstrate the importance of structured operational management, with continuous monitoring and periodic adjustments, to ensure maximum energy efficiency of photovoltaic plants and prevent losses.

Keywords: Photovoltaic plants; Energy losses; Energy efficiency; Continuous improvement.

Índice

1. Introdução	1
1.1. Objetivo	1
1.2. Organização do trabalho.....	2
2. Fundamentos teóricos	3
2.1. Contextualização	3
2.2. Estrutura do sistema fotovoltaico on-grid	4
2.3. Sistemas supervisorio SCADA	6
2.4. Classificações de perdas	7
2.4.1. Perdas não controláveis	7
2.4.2. Perdas controláveis	7
2.5. Perdas no sistema	9
2.5.1. Radiação difusa, direta e reflexão (albedo)	9
2.5.2. Perdas por temperatura	11
2.5.3. Perdas espectrais	11
2.5.4. Perdas por recombinação dos portadores de carga	13
2.5.5. Perdas por band gap.....	14
2.5.6. Perdas por efeito de Joule (Rs)	14
2.5.7. Perdas por defeitos e imperfeições (Rp).....	15
2.5.8. Perdas por mismatch entre células.....	15
2.5.9. Perdas por degradação no tempo	16
2.5.10. Perdas por encapsulamento.....	17
2.5.11. Perdas por eficiência do inversor.....	18
2.5.12. Perdas por distorção harmônica em inversores	18
2.5.13. Perdas por controle de potência máxima – MPPT e perdas no filtro de saída	19
2.5.14. Perdas por comando PPC inadequado	21
2.5.15. Perdas de eficiência no transformador.....	22
2.5.16. Perdas magnéticas nos transformadores	22
2.5.17. Perdas por efeito de Joule nos transformadores	23
2.5.18. Perdas por baixo fator de potência em transformadores.....	24
2.5.19. Perdas nos cabos e conexões	24
2.5.20. Perdas por baixo fator de potência em cabos.....	25

2.5.21. Perdas por distorção harmônica em cabos	26
2.5.22. Sujeira, poeira e sombreamento espontâneo.....	26
2.5.23. Pragas (fauna e flora).....	27
2.5.24. Hotspots e danos físicos.....	27
2.5.25. Degradação do encapsulamento - oxidação e corrosão	28
2.5.26. Conexões e ligações defeituosas.....	29
2.5.27. Falhas nos trackers ou inversores	30
2.5.28. Falta de monitorização.....	30
2.5.29. Sombreamento mal planejado.....	31
2.5.30. Orientação e inclinação.....	32
2.5.31. Sobre ou subdimensionamento do inversor e incompatibilidade entre os componentes	32
2.5.32. Mau dimensionamento dos cabos e proteções.....	33
2.5.33. Falta de ventilação - condições de sobreaquecimento.....	33
2.6. Resumo de limites aceitáveis e ideais de perdas	34
2.7. Ciclo PDCA.....	36
3. Metodologia	38
3.1. Características da usina para estudo de caso	38
3.2. Zonas de análise de eficiência	39
3.3. Análise da Zona 1 a 3	41
3.3.1. Divisão de perdas reais Zona 1 a 3	42
3.3.1.1. Perdas meteorológicas: influência de temperatura e irradiância.....	44
3.3.1.2. Perdas por degradação: inicial e conforme o tempo	48
3.3.1.3. Perdas CC aceitáveis: sombreamento, sujeira e mismatch	50
3.3.1.4. Perdas por queda de tensão CC aceitáveis	51
3.3.1.5. Perdas por clipping.....	51
3.3.1.6. Perdas por limitação fixa.....	52
3.3.1.7. Perdas por inversor indisponível.....	53
3.3.1.8. Perdas por limitação variável	54
3.3.1.9. Perdas por comando PPC.....	55
3.3.1.10. Perdas CC não aceitáveis	56
3.3.1.11. Perdas operacionais.....	57
3.3.2. Cálculo da energia estimada do ponto 1	57
3.3.3. Cálculo da energia estimada do ponto 3	57
3.3.4. Eficiência ideal Zona 1 a 3	60

3.3.5. Eficiência real Zona 1 a 3	61
3.4. Análise da Zona 3 a 4	62
3.4.1. Cálculo da energia estimada do ponto 4	62
3.4.2. Eficiência ideal Zona 3 a 4	63
3.4.3. Eficiência real Zona 3 a 4	63
3.5. Análise da Zona 4 a 5	64
3.5.1. Cálculo da energia estimada do ponto 5	64
3.5.2. Eficiência ideal Zona 4 a 5	67
3.5.3. Eficiência real Zona 4 a 5	67
3.6. Análise da Zona 5 a 6	68
3.6.1. Cálculo da energia estimada do ponto 6	68
3.6.2. Eficiência ideal Zona 5 a 6	68
3.6.3. Eficiência real Zona 5 a 6	69
4. Resultados e análise	70
4.1. Resultados de eficiências ideais e reais	70
4.2. Zona mais crítica	71
4.3. Perda real mais crítica	71
4.4. Unidade geradora mais crítica	75
4.5. Dias e horários de maior impacto	76
4.6. Acompanhamento por ciclo PDCA	78
4.6.1. Plan (Planejar)	78
4.6.2. Do (Fazer)	79
4.6.3. Check (Checar)	79
4.6.4. Act (Agir)	80
5. Conclusão	81
5.1. Trabalhos futuros	82
Referências	83

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Diagrama unifilar da usina fotovoltaica do estudo de caso.....	38
Figura 2 - Exemplo de cascata de perdas.....	43
Figura 3 - Datasheet módulo fotovoltaico: influência da irradiância na curva I-V	44
Figura 4 - Datasheet módulo fotovoltaico: influência da irradiância na curva P-V	45
Figura 5 - Variação da potência máxima com a temperatura variável e irradiância solar constante	47
Figura 6 - Degradação indicada no datasheet do módulo fotovoltaico.....	49
Figura 7 - Gráfico da eficiência de transformação do inversor, conforme nível de tensão, retirado do datasheet.....	62
Figura 8 - Esquema de eletrocentros.....	64
Figura 9 - Diagrama de resultado de perdas reais.....	70
Figura 10 - Divisão de energia da zona mais crítica.....	71
Figura 11 - Classificação de perdas de energia da zona mais crítica.....	72
Figura 12 - Resultado de gráfico com perda por clipping e limite fixo.....	73
Figura 13 - Resultado de gráfico com perda por limite variável	74
Figura 14 - Resultado de gráfico com perdas operacionais e baixa irradiância.....	74
Figura 15 - Resultado de gráfico com perdas operacionais e alta irradiância	75

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Limites de perdas aceitáveis e ideais	34
Tabela 2 - Características da usina do estudo de caso	39
Tabela 3 - Premissas de pontos considerados em cenários ideais e reais	40
Tabela 4 - Datasheet módulo fotovoltaico: parâmetros STC.....	44
Tabela 5 - Resultado da potência máxima com variação da irradiância.....	46
Tabela 6 - Datasheet módulo fotovoltaico: influência da temperatura	46
Tabela 7 - Resultado da potência máxima com variação da temperatura.....	48
Tabela 8 - Parâmetros queda de tensão BT.....	58
Tabela 9 - Datasheet do inversor	59
Tabela 10 - Resultados de queda de tensão BT	60
Tabela 11 - Queda de tensão MT na zona mais próxima.....	65
Tabela 12 - Queda de Tensão MT na zona mais distante	65
Tabela 13 - Resultados queda de tensão MT	66
Tabela 14 - Comparação de resultados de eficiências ideais e reais.....	70
Tabela 15 - Resultado da unidade geradora mais crítica	76
Tabela 16 - Resultado de dias da semana com maior concentração de perdas.....	76
Tabela 17 - Resultado de horários com maior concentração de perdas	77

LISTA DE ACRÓNIMOS E ABREVIATURAS

AM	Massa de Ar
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BT	Baixa Tensão
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
DHI	Irradiância Horizontal Difusa
DNI	Irradiância Normal Direta
EVA	Etileno Vinil Acetato
GHI	Irradiância Horizontal Global
HH	Hora Homem
IAM	Modificador de ângulo de incidência
I-V	Corrente e Tensão
LeTid	Degradação induzida pela luz e pela temperatura elevada
LID	Degradação induzida pela luz
MPPT	Rastreamento de Ponto de Potência Máxima
MT	Média Tensão
MUST	Montante de Uso do Sistema de Transmissão
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PC	Ponto de Conexão
PDCA	Planejar, Fazer, Checar, Agir
PID	Degradação potencial induzida
PMI	Ponto de Medição Individual
POA	Plano do Módulo Fotovoltaico
PPC	Controlador de potência de usina
Rp	Resistência paralela
Rs	Resistência série
RTU	Unidade Terminal Remota
SCADA	Sistema de Supervisão e Aquisição de Dados
SKID	Eletrocentro Modular
SRH	Recombinação Mediada por Defeitos
STC	Condições de Teste Padrão
TCP	Protocolo de Controle de Transmissão
UV	Ultravioleta

1. Introdução

Os resultados energéticos de uma usina fotovoltaica dependem diretamente de sua operação e manutenção. Com a finalidade de obter resultados para o melhor retorno possível, as usinas comercializadoras de energia tendem a realizar uma análise para diagnóstico de falhas e mitigação das perdas energéticas.

A partir dessa motivação, pela falta de ferramentas que facilitem o processo, entender qual ponto focal para melhoria pode ser um desafio. No momento, existem algumas opções de softwares para análise de dimensionamento e energia prevista anual com o desconto de uma cascata de perdas. Mesmo adaptando os softwares existentes para análise operacional, pode haver erros de previsão de grande impacto. Isso pode gerar resultados incoerentes relacionados com o realizado de produção de energia e as ações efetivas de manutenção.

Dessa forma, é necessário analisar os dados reais de performance de um sistema fotovoltaico já dimensionado e em operação, realizar cálculos simplificados que possibilitem o diagnóstico com identificação de possíveis perdas associadas ao resultado e traçar ações assertivas para melhorias. Possibilitando, assim, a tomada de decisão do responsável por operação e manutenção do sistema fotovoltaico, com a demanda de realizar ações e mensurar os resultados continuamente. Destacando-se a necessidade de realização do ciclo PDCA (Plan-Do-Check-Act) na gestão de usinas fotovoltaicas de forma a garantir uma melhor eficiência global no processo.

1.1. Objetivo

O estudo em questão tem como finalidade realizar uma análise de diagnóstico para avaliação global da eficiência dos sistemas fotovoltaicos em operação com vista à mitigação das perdas energéticas. Além disso, outros objetivos subjacentes estão listados abaixo:

- Definir possíveis zonas de perdas de energia;
- Comparar resultados reais com cálculos estimados de perda de energia e indicação de eficiência garantida pelos fabricantes dos equipamentos;
- Identificar dentro de um complexo de usinas fotovoltaicas as unidades geradoras com maiores impactos positivos e negativos;
- Exemplificar a metodologia desenvolvida pelo trabalho através de um estudo de caso real;
- Estabelecer ações através do ciclo PDCA a partir dos resultados obtidos.

1.2. Organização do trabalho

Visando atender o objetivo deste trabalho, este documento foi dividido em 5 capítulos. O Capítulo 1 apresentou uma breve introdução do tema e o objetivo do trabalho.

O Capítulo 2 contextualiza alguns conceitos prévios necessários para entendimento ao longo do desenvolvimento do trabalho e são desenvolvidas definições dos tipos de perdas energéticas existentes para embasamento teórico e melhor relacionamento com as equações abordadas a seguir.

No Capítulo 3 é apresentada a metodologia do trabalho. Primeiramente, há uma abordagem dos dados da usina utilizada como estudo de caso. Em seguida, o capítulo é dividido por zonas da usina fotovoltaica para melhor diagnóstico, demonstração de cálculos, identificação de perdas e comparação de eficiências ideais e reais.

O Capítulo 4 expõe os resultados obtidos através da aplicação da metodologia para a usina utilizada nesse estudo de caso, de forma gráfica e textual. E por fim, o Capítulo 5 resume a conclusão do trabalho realizado e propõe tópicos para estudos futuros.

2. Fundamentos teóricos

2.1. Contextualização

A Energia Solar Fotovoltaica é a energia proveniente da conversão da irradiação solar em energia elétrica, em corrente contínua, através de semicondutores [1].

A irradiação solar é medida em Wh/m^2 e retrata a irradiância por um período. Já a irradiância solar é medida em W/m^2 e demonstra o valor instantâneo da radiação solar incidente [2]. A irradiância solar e a energia solar fotovoltaica são diretamente proporcionais. Quanto maior irradiância, maior a possibilidade de geração de energia naquele determinado momento. O equipamento que converte irradiância incidente em sua superfície em energia é o módulo fotovoltaico. Um módulo fotovoltaico é um conjunto de células fotovoltaicas, de material semicondutor, comumente comercializados em silício [1].

O primeiro ponto de geração de energia é a energia produzida através dos módulos fotovoltaicos. Essa energia é produzida através do efeito fotovoltaico.

O efeito fotovoltaico consiste no aparecimento de uma diferença de potencial elétrico (tensão, “volts”), produzida pela absorção de luz/radiação nas extremidades de uma estrutura constituída por um material semicondutor [3]. As células solares constituídas de silício possuem duas camadas com cargas opostas, uma negativa e uma positiva. Quando os elétrons se soltam dos átomos, eles se acumulam na parte negativa e depois migram para a positiva, criando uma diferença de potencial [4].

Pelas células dos módulos fotovoltaicos serem constituídas por material semicondutor, como o silício, quando a radiação solar incide nas células, há excitação dos elétrons. Alguns dos elétrons que circundam os átomos se desprendem e migram para a parte da célula de silício que está com ausência de elétrons, criando um movimento ordenado dos elétrons, e portanto, uma corrente elétrica [5].

Logo, através do contato da radiação solar com as células fotovoltaicas, há geração de energia elétrica em corrente contínua. Essa corrente circula pelo conjunto de células fotovoltaicas dispostas no módulo fotovoltaico, tornando esse equipamento uma fonte de energia elétrica.

Através desse efeito, cada módulo fotovoltaico possui uma eficiência de suas células fotovoltaicas estimada através de ensaios em condições em condições STC (standard test condition) de irradiância (1000 W/m^2), temperatura ($25 \text{ }^\circ\text{C}$) e massa de ar (1,5). Essa eficiência traduz o potencial de conversão da luz solar em energia elétrica por metro quadrado. Portanto, quanto maior a eficiência de um painel solar maior será a quantidade de energia elétrica produzida por m^2 com a mesma quantidade de luz incidente [6].

A energia solar fotovoltaica possui diversas aplicações e pode ser utilizada como fonte de energia para consumo residencial ou venda de energia no mercado livre, por exemplo. Para que essa energia possa ser fonte de alimentação de uma residência ou injetada na rede elétrica, é necessário que haja algumas transformações.

Logo, a corrente dos módulos fotovoltaicos precisa ser convertida de corrente contínua (CC) para corrente alternada (AC) através de um inversor fotovoltaico. Além disso, dependendo do nível de tensão da energia gerada, é necessário aumentar a tensão através de um transformador elevador.

Em vista disso, é perceptível que a energia final entregue a partir de um sistema fotovoltaico é afetada diretamente pelo desempenho dos equipamentos que compõe o sistema, controles configurados e interferências externas. Portanto, é essencial conhecer os fatores que afetam a performance da usina para poder controlá-los.

2.2. Estrutura do sistema fotovoltaico on-grid

Uma usina fotovoltaica ou parque fotovoltaico é uma central geradora de energia elétrica, que produz energia originada por módulos fotovoltaicos, para injeção na rede elétrica, consumo ou armazenamento de energia [7]. Esse trabalho será focado em usinas on-grid [8], conectadas à rede elétrica. Principalmente, usinas comercializadoras de energia, pois, nesse caso, o nível de eficiência impacta no retorno financeiro.

No Brasil, segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), a geração fotovoltaica é considerada de uma usina (ou central geradora) a partir de uma potência instalada

superior a 5 MW. Usinas com capacidade instalada abaixo desse valor são classificadas como microgeração ou minigeração distribuída [9].

Primeiramente, a energia é produzida nos módulos fotovoltaicos. Os conjuntos de módulos fotovoltaicos podem ser agrupados em fileiras, formando “strings”. Em instalações menores, cada string pode ser conectada por uma entrada MPPT (Maximum Power Point Tracking) do inversor, cada uma possuindo um próprio rastreamento de ponto de potência máxima. Já em usinas fotovoltaicas, há a necessidade de agrupar algumas strings por entrada MPPT. Logo, nesse caso, são utilizadas as Combiners Box ou Caixas de Junção e esse é o segundo ponto de análise na estrutura de uma usina fotovoltaica.

A Combiner Box é o equipamento que garante a proteção do sistema fotovoltaico. Para isso, a conexão da Combiner Box é feita entre os módulos fotovoltaicos, onde a energia é gerada, e o inversor, onde acontece a transformação da corrente contínua em corrente alternada [10]. Principalmente, para não comprometer os componentes do inversor e causar um impacto progressivo e financeiramente maior.

A energia das Combiner Box é a energia da saída de cada módulo fotovoltaico, que percorre as strings e é agrupada com outras strings. Essa energia pode apresentar perdas de cabos de baixa tensão. Porém, como a distância da zona do cabo não é grande, não tende ser uma perda significativa.

Em seguida, a energia chega na entrada do inversor. Cada inversor possui uma quantidade de entradas MPPT disponível, sendo escolhida a configuração que melhor atende o projeto. Nem sempre é necessário ocupar todas as entradas MPPTs. A vantagem desse tipo de entrada é possibilitar a inserção de strings com configurações de orientação, inclinação e módulos de potências ou fabricantes diferentes em um mesmo inversor.

Depois, a energia passa pelos transformadores de média tensão, presentes no mesmo agrupamento de um conjunto de inversores e painéis auxiliares, esse agrupamento pode ser chamado de eletrocentro ou SKID. Após isso, a energia de cada unidade geradora sai dos transformadores de média tensão e chega a um ponto de resumo de energia única final, o ponto de medição individual.

O Ponto de Medição Individual – PMI corresponde ao primeiro ponto do sistema de interesse restrito onde é possível identificar, de forma individualizada, a geração e o consumo interno do empreendimento [11]. A energia medida nesse ponto é um resultado da soma da energia da saída dos inversores com descontos de perdas por transformação em média tensão e queda de tensão por cabos de média tensão. Como um complexo fotovoltaico pode ser composto por diversas unidades geradoras, cada unidade geradora deve apresentar um PMI, assim, tornando possível a análise individual de cada uma antes do ponto de conexão.

O Ponto de Conexão – PC é o ponto físico a partir do qual a energia elétrica gerada pelo empreendimento é entregue ao Sistema de Transmissão ou de Distribuição [11]. Como esse ponto encontra-se na subestação, a energia gerada é resultante da soma das energias dos PMIs do empreendimento, com aplicação das perdas por transformação em alta tensão e queda de tensão de cabos de alta tensão. Após todo esse caminho a energia gerada finalmente é inserida na rede elétrica.

2.3. Sistemas supervisório SCADA

Em usinas fotovoltaicas, o sistema SCADA apresenta funções de supervisão, operação e controle. São realizados registros constantes, com intervalo mais comum de médias de 5 minutos, de diversos pontos de monitoramento da usina. Exemplos dos dados registrados no sistema SCADA são: irradiância, temperatura, corrente, tensão, potência, energia, entre outros.

Sistema supervisório SCADA é aquele que utiliza tecnologias de computação e comunicação para automatizar o monitoramento e o controle de processos industriais. Este sistema é parte integrante da maioria dos ambientes industriais complexos ou geograficamente dispersos, na medida em que podem coletar rapidamente os dados de uma quantidade grande de fontes, para depois serem apresentados a um operador de uma forma amigável. O sistema SCADA melhora a eficácia do processo de monitoramento e controle, fornecendo a informação oportuna para poder tomar decisões operacionais apropriadas [12].

A troca de dados do sistema supervisório é feita através dos protocolos de comunicação padrão, como o MODBUS versão RTU (Remote Terminal Unit - Unidade Terminal Remota), (RS232/RS485) e TCP (Transmission Control Protocol - 11 Protocolo de Controle de

Transmissão), padrão ethernet. A confiabilidade do sistema SCADA é determinada pelo tipo de comunicação escolhido [12].

2.4. Classificações de perdas

Uma perda de energia pode ser identificada quando há medição de energia em dois pontos e há uma diferença entre eles, de forma que a medição do segundo ponto seja menor que a do primeiro.

2.4.1. Perdas não controláveis

A perda de energia não controlável é resultado de um processo de transformação, que para que ocorra, há gasto de energia. A conversão de energia química para elétrica, por exemplo, retrata um processo de transformação, portanto, há perdas associadas. Assim como a transformação do nível de tensão ou forma de corrente. Todos esses processos de transformação apresentam uma eficiência associada, que traduz o impacto das perdas não controláveis.

A eficiência é a proporção da energia final, em relação a 100% de uma energia inicial. Portanto, a eficiência dos equipamentos deve ser levada em consideração nos projetos de dimensionamento, visando atingir um valor de energia final entregue o mais real possível, em perfeitas condições de operação e manutenção.

Quanto menos energia é perdida, mais eficiente é o processo. Os fabricantes dos equipamentos costumam realizar ensaios para garantir um valor mínimo de eficiência. Logo, caso o equipamento apresente eficiência inferior à indicada, pode haver uma falha na fabricação ou erro de manuseio.

2.4.2. Perdas controláveis

Uma perda de energia controlável em uma usina fotovoltaica pode ser caracterizada por uma entrega final de energia, inferior ao esperado, em relação a energia obtida caso a usina apresentasse todos os equipamentos e processos em perfeito funcionamento. No geral, uma

perda de energia controlável é uma perda operacional resultante de uma falha de equipamentos ou processos. Também pode ser apresentada como um funcionamento inadequado, fora dos limites estabelecidos como aceitáveis por normas ou fabricantes dos equipamentos através de ensaios.

As perdas operacionais são bastante comuns em usinas fotovoltaicas. Devido à grande quantidade de equipamentos e alta sensibilidade, a rotina de operação pode ser comprometida a qualquer momento.

O desafio da operação e manutenção de usinas fotovoltaicas é controlar as perdas operacionais de forma que só ocorram em situações extremas ou quando a vida útil dos equipamentos está próxima do fim. As perdas operacionais podem ser nomeadamente por: indisponibilidade ou inadequado funcionamento de equipamentos. Essas podem ser motivadas por falhas ou por perdas por manutenção corretiva ou preventiva.

A perda de indisponibilidade de equipamentos ocorre quando um equipamento que deveria estar disponível ou em bom funcionamento falha ou é afetado pela falha de outro equipamento. Ou então, recebe um comando para não estar disponível.

Quando uma falha indisponibiliza um equipamento significa que um ou mais componentes internos desse equipamento sofreram um dano e impossibilitam a disponibilidade deste. Por exemplo, a queima de uma placa eletrônica em um inversor. A corrente elétrica terá seu caminho reduzido até a placa. Logo, não é possível completar o circuito e o equipamento não funciona.

Um equipamento pode ser indisponibilizado também pela falha de outro equipamento ou ponto da estrutura da usina, sendo uma interferência externa. Caso a alimentação de serviço auxiliar do inversor pare de funcionar, por exemplo, o inversor fica indisponível mesmo sem nenhuma falha interna.

Em momentos de sobrecarga na rede elétrica, é possível haver a necessidade de indisponibilizar equipamentos para garantir a estabilidade. Logo, dependendo do ponto da rede que é afetado, os equipamentos da usina podem ter que ser indisponibilizados, por motivo externo.

Esse tipo de perda pode ser mensurável através do registro de potência zero do equipamento no SCADA, alarme de falha ou identificação visual em campo da indisponibilidade.

Em contrapartida, as perdas de funcionamento inadequado dos equipamentos também são originárias de falhas, mas ao contrário das indisponibilidades, o circuito continua funcionando, porém, limitado.

Supondo o mesmo exemplo de falha em uma placa eletrônica, caso seja uma placa de um inversor, pode ser que dependendo da falha, não queime, mas funcione de forma comprometida, limitando o funcionamento do inversor. Logo, a energia de saída do inversor será inferior ao que deveria ser em condições normais.

Esse tipo de perda pode ser mensurável através do registro de potência inferior à média dos demais equipamentos da mesma família ou alarme de falha.

Já as perdas motivadas por necessidade de manutenção são perdas programadas para realização de manutenções preventivas ou corretivas para garantir funcionamento e vida útil dos equipamentos. Essa é uma perda necessária para que a usina esteja operacional em seus 25 anos de vida útil. Porém, a gestão de execução é controlável sobre a indisponibilidade ou limitação dos equipamentos. Optar pela execução à noite quando possível, em período fora de geração, pode atenuar essa perda.

2.5. Perdas no sistema

As perdas controláveis e não controláveis podem ser observadas em diversos pontos de um sistema fotovoltaico, desde os módulos fotovoltaicos até o ponto de conexão à rede elétrica. Os tópicos abaixo classificam essas perdas de modo a distinguir a origem e estabelecer limites aceitáveis.

2.5.1. Radiação difusa, direta e reflexão (albedo)

Sendo a radiação solar um fator não controlável, esta é influenciada pela localização geográfica, sendo que os locais mais próximos da linha do equador apresentam maior

aproveitamento. Além disso, a radiação pode ser refletida pela presença de obstáculos até o contato com as superfícies.

A irradiação solar que alcança a superfície da Terra é composta por radiação direta (horizontal e normal) e difusa, sendo que a radiação direta vem diretamente do sol, enquanto a radiação difusa é a luz solar que foi refratada e espalhada pela atmosfera [13]. Quando essas irradiâncias entram em contato com o solo, pode haver uma terceira irradiância absorvida pelos módulos fotovoltaicos que é a irradiância refletida, também chamada de albedo. Essas irradiâncias podem ser detalhadas abaixo.

- Irradiância Direta (DNI - Direct Normal Irradiance): é a radiação solar que atinge diretamente a superfície do módulo fotovoltaico, sem sofrer espalhamento pela atmosfera. Essa é mais perceptível em dias de céu limpo e é captada mais facilmente por módulos inclinados diretamente em direção ao sol.
- Irradiância Difusa (DHI - Diffuse Horizontal Irradiance): refere-se à parte da radiação solar que foi espalhada pela atmosfera e atinge o módulo de forma indireta. Essa componente é maior em dias nublados do que em ensolarados. Já que em dias nublados há presença de nuvens e água (chuva) e esses fatores são obstáculos para irradiância direta, aumentando o espalhamento desta pela atmosfera e a tornando difusa.
- Irradiância Refletida: é a parte da radiação solar que é refletida pelo solo ou por superfícies ao redor do módulo e, em seguida, absorvida pela superfície fotovoltaica. A quantidade de irradiância refletida depende do tipo de superfície ao redor do módulo e de sua capacidade de refletir a luz solar. Essa pode ser absorvida tanto por módulos fotovoltaicos convencionais quanto por módulos bifaciais. Porém, os módulos bifaciais são projetados especificamente para aproveitar melhor a irradiância refletida pelo solo ou por outras superfícies. Como a face traseira também é ativa, os módulos bifaciais absorvem de forma mais eficiente a irradiância refletida, o que pode aumentar a produção de energia, causando um ganho, especialmente em ambientes com alta refletividade (alto albedo), como áreas cobertas de neve, superfícies claras ou espelhos.

A soma das irradiâncias direta e difusa em uma superfície horizontal é a Irradiância Global (GHI - Global Horizontal Irradiance). Porém, considerando o ângulo de inclinação e

orientação dos módulos fotovoltaicos, a radiação realmente convertida em energia é a irradiância incidente na superfície dos módulos fotovoltaicos, também conhecida como plane of array (POA).

A irradiância POA é resultante da soma das irradiâncias direta, difusa e refletida, que pode variar conforme posição do sol e da estrutura de fixação, que pode ser fixa ou de rastreamento solar (tracker).

Em condições em condições STC (standard test condition) considera-se 1000 W/m² de irradiância absorvida pelos módulos fotovoltaicos. Esse valor é uma referência de dias ensolarados.

2.5.2. Perdas por temperatura

A temperatura do local de instalação é outro fator também não controlável e variável conforme as estações do ano e fenômenos meteorológicos. A potência máxima gerada é diretamente influenciada pela temperatura. Quanto maior a temperatura, menor a potência gerada. Altas temperaturas aquecem as células fotovoltaicas e a dissipação de calor limita a potência gerada.

Em condições STC (standard test condition) considera-se 25 °C de temperatura para entrega da potência nominal. Porém, a temperatura medida nos módulos fotovoltaicos costuma ser superior a esse valor, logo, há uma perda associada a essa variação superior.

2.5.3. Perdas espectrais

A caracterização de módulos fotovoltaicos envolve essencialmente a determinação da curva I-V, corrente e tensão, que é dependente da distribuição espectral da luz incidente. Em condições STC considera-se 1,5 de massa de ar para entrega da potência nominal.

A distribuição AM 1,5 é o espectro de referência e consiste na distribuição total da radiação solar (direta + difusa), correspondendo a uma irradiância integrada de 1.000 W/m²

incidente em uma superfície plana orientada para o sol e com massa de ar 1,5. As perdas espectrais ocorrem devido à alteração do espectro solar ocasionadas pelo vapor de água contido na atmosfera, os aerossóis em suspensão e a distância percorrida pela luz que alteram a massa de ar. São observadas quando o espectro da radiação recebida não é o padrão AM 1,5, e variam conforme latitude, clima, dia e horário [14]. Portanto, essa não é uma perda controlável.

A absorção da radiação solar na superfície de um módulo fotovoltaico pode ser comprometida com interferências externas, que não dependem de ações da manutenção. Ao passar pela atmosfera, a radiação solar sofre atenuação, podendo ser reflexão ou espalhamento ocasionada por nuvens (umidade e partículas de gelo), material particulado (poeira, fumaça, neblina ou neve) e gases em geral. Em condições de céu nublado, uma fração apenas da radiação chega efetivamente à superfície terrestre [15].

Em locais muito frios, pode ser que no inverno, os módulos fotovoltaicos sejam envolvidos com neve e/ou gelo. Essa configuração cria um obstáculo para que as células fotovoltaicas mantenham contato com a máxima irradiância disponível no local.

Porém, quando a neve ou gelo se depositam na superfície de instalação dos módulos fotovoltaicos, pode maximizar o albedo. O efeito de albedo refere-se à refletividade de uma superfície. Neve e gelo têm alto albedo, o que significa que refletem uma quantidade significativa de luz solar. Quando os painéis solares são instalados em superfícies cobertas de neve, eles podem reduzir o efeito de albedo, pois os painéis absorvem a luz solar em vez de refleti-la [16].

Além disso, qualquer localidade está suscetível à presença de nuvens. As nuvens geram um sombreamento transitório nos módulos fotovoltaicos, também criando um obstáculo que dificulta a total absorção de radiação.

Outro sombreamento não controlável é o causado pela linha do horizonte. Esse causa uma interferência relativa ao ângulo solar, diferente em cada estação do ano. Está diretamente associado ao relevo do local de instalação do sistema fotovoltaico, podendo ou não apresentar montanhas ao redor do local, por exemplo. O sombreamento distante é o que age de forma global em todo o plano dos módulos e se deve às características topográficas do terreno onde será instalada a usina fotovoltaica [14].

Já o sombreamento próximo pode ser caudado por construções e vegetação não controláveis. Um local com menores interferências de sombreamentos próximos e distante reflete um melhor aproveitamento das horas de sol.

2.5.4. Perdas por recombinação dos portadores de carga

Ao incidirmos luz de um determinado comprimento de onda num semiconductor, surgem pares de elétrons e lacunas. Deste modo, considera-se a concentração dos portadores num material semiconductor iluminado igual ao número de portadores em excesso neste material. Quando deixamos de iluminar o material, esses valores de concentração voltam para o valor de equilíbrio. O processo de diminuição do valor até o equilíbrio é o que chamamos de recombinação [17].

As perdas por recombinação podem impactar a eficiência do dispositivo de maneiras distintas, como retratam os tópicos abaixo.

- A recombinação radiativa ocorre quando um elétron e uma lacuna se recombinam, emitindo um fóton. Esse processo é inevitável em semicondutores. Apesar de ser um fenômeno natural, essa recombinação resulta em perdas, pois os fótons emitidos não contribuem para a geração de energia.
- A recombinação não radiativa dissipa a energia liberada durante a recombinação como calor, em vez de reemitir como luz. Essa forma de perda é significativa em dispositivos que operam com alta concentração de portadores de carga.
- A recombinação mediada por defeitos, conhecida como recombinação de Shockley-Read-Hall (SRH), ocorre devido a impurezas ou defeitos no material semiconductor. Esses defeitos atuam como centros de recombinação, capturando elétrons ou lacunas antes que possam ser extraídos. Essa recombinação pode ser minimizada por meio do uso de camadas de passivação e de materiais de melhor qualidade.
- A recombinação de banda a banda, ou recombinação direta, ocorre quando um elétron na banda de condução cai diretamente para a banda de valência, liberando energia. Este processo é mais comum em semicondutores de banda direta.

2.5.5. Perdas por band gap

Além disso, os semicondutores também são caracterizados por apresentarem uma banda de valência e outra de condução. A separação entre essas duas bandas de energia, denominada de banda proibida ou band gap, pode atingir um nível de energia de até 3 elétrons volts [18].

A banda proibida é a faixa de energia necessária para que um semicondutor conduza eletricidade. Materiais com band gaps muito baixos absorvem toda a luz, enquanto aqueles com band gaps altos não conseguem captar luz de baixa energia, levando a perdas significativas.

Além disso, a banda proibida pode variar com a temperatura, impactando a eficiência, pois em temperaturas mais altas ela diminui, o que pode aumentar a recombinação de portadores e reduzir ainda mais a eficiência.

As perdas por band gap em módulos fotovoltaicos resultam na eficiência reduzida da conversão de luz solar em eletricidade, devido à incapacidade de certos comprimentos de onda serem absorvidos pelo material semicondutor.

Para minimizar essas perdas, podem ser adotadas estratégias como a utilização de tecnologias de múltiplas junções de band gaps diferentes e a opção de band gaps mais largos, como o silício, para permitir uma operação mais estável em condições de irradiâncias distintas.

2.5.6. Perdas por efeito de Joule (R_s)

Os condutores e contatos metálicos entre as células e entre o painel e a carga, podem ser representados por uma resistência série (R_s), provocando perdas por efeito de Joule [19].

O efeito de Joule refere-se à dissipação de energia na forma de calor quando a corrente elétrica passa por um resistor. Em módulos fotovoltaicos, isso acontece nas interconexões e contatos elétricos.

As perdas são influenciadas pela resistência dos materiais condutores utilizados nas interconexões e pela qualidade das conexões, que podem ser inadequadas ou corroídas, aumentando a resistência e, conseqüentemente, as perdas. Isso resulta em uma redução da

tensão de saída e da potência disponível, diminuindo a eficiência geral do módulo. Para minimizar essas perdas, é fundamental utilizar materiais de baixa resistência, otimizar o design das interconexões e realizar monitoramento e manutenção regulares.

2.5.7. Perdas por defeitos e imperfeições (R_p)

As falhas na estrutura de um material semicondutor e suas imperfeições podem ser representadas por uma resistência paralela (R_p) que pode ser interpretada como uma resistência de fugas [19].

Esses defeitos podem incluir impurezas, descontinuidades e microfissuras, que afetam a capacidade dos portadores de carga de se moverem livremente, resultando em recombinações indesejadas. Como consequência, a eficiência do módulo diminui, reduzindo a energia elétrica gerada.

Para mitigar essas perdas, é importante aprimorar os processos de fabricação e garantir uma melhor qualidade dos materiais. Além de realizar inspeções regulares para identificar e corrigir problemas nas células e nas interconexões.

2.5.8. Perdas por mismatch entre células

Outro tipo de perda diz respeito ao mismatch, que pode ser entendido como o descasamento elétrico entre módulos fotovoltaicos que, teoricamente, deveriam ser idênticos. Quando os módulos são conectados em conjunto, o sistema não funciona na mesma eficiência que nas características individuais, levando o sistema a procurar um novo ponto de máxima potência coletiva [14].

Esse descasamento ocorre em função dos diferentes valores de tensão e corrente apresentados por cada módulo conectado eletricamente, promovendo limitações na obtenção da potência nominal do equipamento. Apesar do mismatch estar totalmente associado ao

comportamento da corrente elétrica nos módulos, outros fatores que alterem as condições de operação dos módulos podem ocasionar ou amplificar este fenômeno, como [14]:

- Sujeira;
- Sombreamento parcial (de um módulo ou de módulos de uma série);
- Diferenças nos comprimentos dos cabos elétricos de uma série;
- Variações de inclinação ou orientação das estruturas de suporte;
- Diferenças de temperatura na área dos módulos;

As perdas por mismatch entre células são inevitáveis, pois não é possível garantir exatamente as mesmas características entre os módulos fotovoltaicos. Logo, não é uma perda controlável, somente sendo possível controlar outras perdas que podem ocasionar essa, como a sujeira.

2.5.9. Perdas por degradação no tempo

Já a perda de degradação dos equipamentos pode ser definida como a diminuição da eficiência deste, conforme o passar do tempo e forma de utilização.

Alguns equipamentos, como o módulo fotovoltaico, apresentam em seu datasheet uma curva de degradação ao longo dos 25 anos de vida útil de uma usina fotovoltaica. À medida que o material degrada, a conversão de irradiação em energia é dificultada, diminuindo a eficiência dos módulos fotovoltaicos.

Pode-se dividir a degradação total esperada dos módulos fotovoltaicos em dois tipos de perdas [20]:

- Perdas por degradação inicial dos módulos: degradação no início da operação, seja por efeitos de LID (Light Induced Degradation), PID (Potential Induced Degradation) ou LeTid (Light and elevated temperature-induced degradation), após exposição a luz;

- Perdas por degradação anual dos módulos ao longo da vida útil: degradação linear ao longo da vida útil do módulo fotovoltaico, seja por efeitos de LID (Light Induced Degradation) ou LeTid (Light and elevated temperature-induced degradation).

Essa é uma perda esperada ao longo da vida útil dos módulos fotovoltaicos, portanto, não é controlável, somente possível de acompanhamento. Como é esperado que o módulo cumpra a curva indicada pelo fabricante, caso os limites do sejam ultrapassados, cabe uma análise da garantia linear desse equipamento para entender os motivos de desvio.

2.5.10. Perdas por encapsulamento

O encapsulamento em módulos fotovoltaicos, que é a camada de proteção que envolve as células solares, composta por materiais como o EVA (etileno-vinil-acetato), tem a função de proteger as células.

Porém, por se tratar de uma camada adicional e um barreira protetora, esse material pode ter impacto no desempenho do módulo fotovoltaico. Por mais que se trate de um material transparente, pode haver absorção da radiação solar, reduzindo a quantidade que chega efetivamente às células semicondutoras. Caso alguma radiação seja absorvida pelo material encapsulante, pode gerar um aumento da temperatura e conseqüente recombinação de cargas, afetando a corrente elétrica gerada e ocasionando perdas.

Além disso, pode ser que a superfície reflita um pouco a radiação incidente dependendo do material escolhido e se torne uma resistência adicional ao circuito.

Como essas perdas dependem da qualidade dos materiais e testes confiáveis, não é um fator controlável, pois depende do fabricante. Sendo possível apenas realizar pesquisas de mercado para evitar produtos defeituosos ou de má qualidade.

2.5.11. Perdas por eficiência do inversor

A função dos inversores é transformar corrente contínua (CC) em corrente alternada (CA). Logo, nesse processo estão previstas perdas e essas perdas não são controláveis.

As perdas de eficiência da transformação de CC para CA estão determinadas no datasheet do fabricante do inversor e variam conforme nível de tensão de entrada. Uma elevação na tensão de entrada, provocada por redução de temperatura corresponde a uma menor intensidade de corrente pelo inversor, acarretando redução de perdas e aumento de eficiência. Por outro lado, com aumento de temperatura, observa-se redução da tensão de entrada no inversor com conseqüente aumento da corrente, resultando em redução da eficiência [14].

Outros parâmetros transitórios também podem afetar na eficiência do inversor, como:

- Ultrapassagem da tensão e/ou potência máxima do inversor, na entrada e na saída;
- Baixa irradiação ou sombreamento, quando a tensão do arranjo não atinge a mínima operacional do inversor;
- Autoconsumo do inversor para aquecimento/ventilação, monitoramento e durante a noite;
- Eventuais restrições de potência impostas ao inversor.

2.5.12. Perdas por distorção harmônica em inversores

As perdas por distorção harmônica nos inversores fotovoltaicos são resultantes da geração de componentes harmônicos que não seguem a forma de onda senoidal ideal. Essas distorções ocorrem devido à operação do inversor que é um equipamento não linear.

A qualidade de energia em sistemas fotovoltaicos depende essencialmente dos inversores. Devido ao processo de modulação não é obtida uma forma de onda senoidal perfeita, durante o processo de conversão. Os harmônicos de corrente de ordem 3, 5, 7, 9 e 11 são os que exercem maior influência na forma de onda de saída do inversor. Sendo que os harmônicos de ordem maior, oferecem menor interferência no sinal final [21].

A presença de harmônicas pode elevar a temperatura dos componentes e reduzir a eficiência global do sistema, causando sobrecargas e falhas. Para mitigar essas perdas, é recomendável a implementação de filtros harmônicos.

A maioria dos inversores de geração centralizada fotovoltaica são equipados com filtros harmônicos para garantir a conformidade com os padrões de qualidade de energia elétrica e minimizar os impactos negativos das harmônicas. Esses filtros podem ser passivos ou ativos, e são projetados para melhorar a eficiência do sistema, protegendo tanto o inversor quanto a infraestrutura elétrica conectada.

Os componentes do filtro harmônico do inversor podem incluir:

- Indutores: utilizados para bloquear as frequências harmônicas e permitir a passagem das frequências fundamentais.
- Capacitores: ajudam a compensar a reatância indutiva e a formar ressonâncias que filtram as harmônicas indesejadas.
- Resistores: usados em filtros ativos para dissipar energia e reduzir a amplitude das harmônicas.
- Transformadores: podem ser utilizados em combinação com filtros para isolar e ajustar as frequências da rede.
- Controladores de Harmônicas: em filtros ativos, sistemas de controle são empregados para monitorar e ajustar a compensação em tempo real.

2.5.13. Perdas por controle de potência máxima – MPPT e perdas no filtro de saída

Nos inversores com algoritmos MPPTs são realizados comandos constantes que regulam a entrada do inversor em busca do ponto de potência máxima. A potência fornecida pelo painel fotovoltaico depende das condições ambientais (irradiância e temperatura) e da carga nele conectada. Assim, a impossibilidade de escolher arbitrariamente as condições climáticas faz com que todo o controle de potência seja feito por meio da carga vista pelo painel. Isso é realizado por meio de um conversor CC-CC. Para controlar a potência fornecida do painel para a carga, ajusta-se o ciclo de trabalho do conversor conforme desejado. A busca do ciclo de

trabalho do conversor CC-CC que fornece a maior potência que o painel pode prover, para uma dada irradiância e temperatura, geralmente é realizada por meio de algoritmos de MPPT [22].

Logo, a energia na entrada dos inversores é a energia produzida pelos módulos fotovoltaicos, conforme comando MPPT, com desconto de algumas perdas por cabos de baixa tensão. E energia na saída dos inversores é reflexo da energia da entrada do inversor, com ajuste do algoritmo MPPT, após desconto das perdas por conversão de energia CC em CA.

Porém, alguns fatores adicionais podem diminuir um pouco mais a energia na saída do inversor, como:

- Clipping;
- Comando fixo de limite máximo de potência do inversor (exemplo: atendimento ao MUST contratado);
- Comando variável de limite máximo de potência do inversor (exemplo: solicitado para estabilidade do sistema elétrico - curtailment).

O clipping ocorre quando há mais potência disponível na saída dos módulos que o inversor consegue converter pelo valor de potência máxima de entrada. Logo, essa energia é cortada, realizando um ceifamento na curva de geração e não possibilitando a conversão da energia total produzida.

Já no comando de limite máximo de potência, acontece algo parecido que no clipping, mas não por motivo construtivo e sim por comando enviado. Nos inversores, há possibilidade de limitar a saída de energia, conforme uma potência fixa ou mutável para não ultrapassar um limite. Muitas vezes são estabelecidos limites para que em momentos de alta irradiância, o aumento de geração não desestabilize a rede elétrica. Logo, nesse caso, mesmo o inversor suportando a entrada de toda energia produzida, após a conversão, o valor de saída deverá ser igual ou menor ao limite estabelecido.

Um ponto de conexão em uma usina fotovoltaica é o local ou a interface onde a energia gerada pela usina é transferida para a rede elétrica ou para um sistema de distribuição. O ponto de conexão pode estar localizado em diferentes partes do sistema, como em uma subestação elétrica, onde a energia é ajustada (normalmente convertida em tensões mais altas) para ser compatível com a rede de distribuição.

No Brasil, a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL estabeleceu que, para cada ponto de conexão com a rede de transmissão denominada de Rede Básica, as distribuidoras têm que informar o Montante de Uso do Sistema de Transmissão (MUST). A partir dessa informação são definidas as tarifas de uso da rede de transmissão, denominadas de tarifas nodais, estabelecendo os encargos de transmissão a serem pagos pelas distribuidoras. O valor de contratação do MUST corresponde ao máximo valor de potência que um ponto de conexão irá demandar da Rede Básica [23].

Logo, no Brasil, há necessidade dos inversores apresentarem uma potência fixa de limitação para que a usina fotovoltaica não ultrapasse os limites do MUST contratado.

Além disso, mesmo com uma limitação fixa aplicada, em momentos específicos, o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, pode solicitar que as usinas geradoras reduzam um pouco mais esses limites para atender a restrições elétricas, confiabilidade do sistema ou indisponibilidades externas. Logo, nesses momentos, há um corte de geração (curtailment) adicional, devido à restrição de uso do sistema de transmissão compartilhado entre usinas associadas.

Portanto, esse conjunto de perdas não é controlável por tratar de configurações construtivas do inversor e solicitações com obrigação de atendimento.

2.5.14. Perdas por comando PPC inadequado

O controle e coordenação da geração de energia da planta fotovoltaica é resultado pelo PPC (Power Plant Controller), garantindo que os inversores operem dentro de limites e requisitos estabelecidos. Esses limites podem ser determinações de equilíbrio da rede, como o MUST e curtailment ou escolhidos para outro fim.

Vale ressaltar que o PPC é responsável por garantir a não ultrapassagens de limites fixos e variáveis definidos nos setpoints determinados no SCADA. Logo, a comunicação entre SCADA e PPC é fundamental.

O PPC identifica o limite determinado no SCADA e realiza leituras dos medidores de energia para adequar os comandos de porcentagem máxima possível de geração aos inversores.

Se o PPC não for configurado ou gerenciado corretamente, isso pode causar diversas perdas. Como perdas por envio de comando errado para os inversores, abaixo do que deveria. Ou sobrecarga aos inversores por comandos acima do que deveria de forma incorreta.

2.5.15. Perdas de eficiência no transformador

Os transformadores de potência são equipamentos cujo princípio básico de funcionamento se dá a partir da conversão de diferentes níveis de tensão entre a fonte, ligada ao primário, e a carga alimentada, ligada ao secundário. Podem ser trifásicos ou monofásicos, dependendo das necessidades específicas de cada instalação [24].

Segundo a NBR 14039, as tensões são classificadas em 3 níveis [25]:

- Baixa tensão (BT): até 1 kV;
- Média tensão (MT): de 1 kV até 36,2 kV;
- Alta tensão (AT): superior a 36,2 kV.

Em uma usina fotovoltaica, pode haver transformadores de média tensão e alta tensão.

Os valores mais comuns para a tensão de operação em média tensão (ou alta tensão de distribuição) são: 34,5 kV; 25,8 kV; 23 kV; 13,8 kV; 13,2 kV; 12,6 kV; 11,5 kV; 6,9 kV; 4,16 kV e 2,13 kV. Já para alta tensão (tensão de transmissão) são: 500 kV; 230 kV e 138 kV [26].

Em geral, os transformadores são construídos para serem máquinas com elevada eficiência, algo entre 96 e 99%. No entanto, eles não estão livres de perdas e se sabe que o rendimento varia com o seu carregamento [27].

2.5.16. Perdas magnéticas nos transformadores

Para que haja o funcionamento do transformador e ocorra este "transporte" de energia, é necessário que seja produzido um campo magnético nas bobinas do mesmo, e esse campo é devido a chamada corrente de magnetização do transformador. Com ela, existem também

perdas devido à resistência do enrolamento, conhecidas como perdas no cobre, perdas por histerese no núcleo magnético e perdas por correntes parasitas no núcleo. Estas perdas podem chegar a 8% da corrente de máxima potência com o transformador operando a vazio [28].

As perdas extraviadas em um transformador de usina fotovoltaica referem-se à energia que se perde durante a operação do transformador, sem ser convertida em trabalho útil. Essas perdas podem ser em vazio, quando o transformador está energizado, mas não fornece carga. Ou em carga, quando o transformador está em operação.

As perdas no núcleo (ou perdas por histerese e correntes parasitas) do transformador se dá pois o mesmo é constituído de materiais ferromagnéticos. Logo, há perdas devido à magnetização e desmagnetização do material. Isso ocorre devido ao ciclo de histerese, que gera calor, e às correntes parasitas, que se formam nas camadas do núcleo quando expostas a um campo magnético alternado.

As perdas por resistência (ou perdas no cobre) ocorrem nas bobinas do transformador devido à resistência elétrica dos fios. Quando a corrente passa pelo enrolamento, uma parte da energia é dissipada na forma de calor, aumentando a temperatura do transformador.

2.5.17. Perdas por efeito de Joule nos transformadores

A perda por efeito Joule nos transformadores representa outro tipo de perda nesse equipamento e ocorre devido à resistência elétrica dos enrolamentos quando a corrente elétrica flui através deles. Os fios condutores dos enrolamentos do transformador possuem uma resistência intrínseca. Quando uma corrente elétrica passa por esses fios, a resistência provoca uma dissipação de energia na forma de calor.

As perdas por efeito Joule são mais significativas quando o transformador opera sob carga, pois a corrente é maior. Assim, quanto maior a carga, maior a dissipação de calor nos enrolamentos. O aumento de temperatura resultante do efeito Joule pode aumentar a resistência do material, exacerbando ainda mais as perdas.

2.5.18. Perdas por baixo fator de potência em transformadores

As perdas por baixo fator de potência em transformadores de usinas fotovoltaicas também ocorrem quando a relação entre a potência ativa (real) e a potência aparente (total) é desfavorável, resultando em uma quantidade significativa de energia reativa. Um fator de potência baixo indica que uma parte da corrente elétrica está contribuindo apenas para a potência reativa, que não realiza trabalho útil, aumentando a carga sobre o transformador.

Essas perdas se manifestam principalmente como aquecimento no transformador, elevando a resistência dos enrolamentos e resultando em dissipação de energia na forma de calor. Isso pode reduzir a eficiência do transformador e causar uma diminuição na capacidade de carga, além de potencialmente levar a danos a longo prazo.

Para mitigar as perdas por baixo fator de potência, é importante implementar correção do fator de potência, utilizando bancos de capacitores que podem compensar a energia reativa. O projeto adequado do transformador e a escolha de materiais de alta qualidade também são essenciais para garantir um desempenho otimizado, aumentando a eficiência e a confiabilidade do sistema em geral.

2.5.19. Perdas nos cabos e conexões

As perdas nos cabos e conexões podem-se resumir em perdas por efeito Joule, perdas por baixo fator de potência e perdas por distorção harmônica.

As perdas por efeito Joule em cabos e conexões em usinas fotovoltaicas ocorrem devido à resistência elétrica dos condutores que transportam a corrente gerada pelas células solares.

Quando a corrente elétrica flui através dos cabos e conexões, a resistência dos materiais (geralmente cobre ou alumínio) causa dissipação de energia na forma de calor.

As perdas aumentam significativamente com a elevação da corrente, tornando-se uma consideração importante em sistemas de alta potência. Além disso, a escolha da seção transversal correta dos cabos é essencial para evitar esse efeito.

Cabos mais longos apresentam maior resistência, resultando em perdas maiores. É importante minimizar o comprimento dos cabos sempre que possível. Conexões inadequadas ou corroídas podem aumentar a resistência, exacerbando as perdas.

As perdas por efeito Joule podem impactar a eficiência geral do sistema fotovoltaico, reduzindo a quantidade de energia que chega ao inversor e à rede elétrica. Portanto, a escolha de condutores de baixa resistência, a minimização do comprimento dos cabos e a manutenção de boas conexões são fundamentais para reduzir essas perdas e otimizar o desempenho da usina fotovoltaica.

As perdas ôhmicas AC são calculadas da mesma forma. Porém, as zonas consideradas são: da saída dos inversores até o ponto de medição individual (PMI) e do PMI até o ponto de conexão (PC).

As perdas nos cabos e conexões não são controláveis e são inevitáveis. Contudo, não devem ultrapassar os limites definidos por fabricantes, nas determinadas seções transversais e distâncias calculadas. Caso esse limite seja ultrapassado na prática, deve haver ação de manutenção para identificar a causa e corrigir a falha que está ocasionando uma perda superior ao que deveria.

2.5.20. Perdas por baixo fator de potência em cabos

As perdas por baixo fator de potência em cabos e conexões de usinas fotovoltaicas ocorrem quando a corrente elétrica não é utilizada de forma eficiente, resultando em uma quantidade significativa de energia reativa.

Essas perdas podem se manifestar como aquecimento nos cabos, aumentando a resistência efetiva e, conseqüentemente, a dissipação de energia na forma de calor. O aumento da corrente reativa também pode levar a sobrecargas em equipamentos e necessidade de novo dimensionamento dos cabos, resultando em custos adicionais e redução da eficiência do sistema.

2.5.21. Perdas por distorção harmônica em cabos

As perdas por distorção harmônica em cabos e conexões de usinas fotovoltaicas ocorrem devido à presença de componentes harmônicos na corrente elétrica gerada. Esses harmônicos são múltiplos da frequência fundamental e podem ser introduzidos por inversores que operam de forma não ideal. As distorções harmônicas resultam em uma forma de onda que não é senoidal, levando a vários problemas.

Essas perdas se manifestam, principalmente, na forma de aumento da resistência efetiva dos cabos, resultando em aquecimento adicional e perda de eficiência. O aquecimento excessivo pode levar a uma degradação prematura dos materiais isolantes e aumentar o risco de falhas nos sistemas elétricos. Além disso, as harmônicas podem causar sobrecargas em equipamentos conectados, resultando em danos ou redução na vida útil.

Para minimizar as perdas por distorção harmônica, é fundamental projetar sistemas que incluam filtros harmônicos e utilizar cabos com uma seção transversal adequada para suportar as correntes distorcidas.

2.5.22. Sujeira, poeira e sombreamento espontâneo

Relativamente a sujeira, poeira e sombreamento espontâneo, dependendo do local que o sistema fotovoltaico está presente, este pode ser mais suscetível à sujeira e poeira, por exemplo, em solos mais arenosos. O acúmulo de sujeira gradual é inevitável, portanto, requer periodicidade de manutenção. Essa periodicidade depende das características do local e quantidade de chuvas, já que essas resultam em uma limpeza natural.

As sujeiras pontuais como excrementos de pássaros e sombreamentos espontâneos como folhas caídas de árvores, devem ser observados e corrigidos o mais rápido possível para evitar pontos quentes (hotspots) pelo bloqueio causado na superfície do módulo fotovoltaico.

2.5.23. Pragas (fauna e flora)

Dada a localização que usinas fotovoltaicas de grande porte costumam ter, é comum que nesses locais, a fauna e a flora interfiram.

A interferência da fauna pode ser retratada por animais típicos da região. Destacam-se os animais peçonhentos, como cobras, pela facilidade de entrar em locais estreitos e poderem adentrar os equipamentos. Além disso, colônias de formigas ou cupins podem afetar a isolação de cabos subterrâneos. Essa é uma perda controlável, pois por mais que sejam características intrínsecas do local, é possível aplicar produtos antipragas e reforçar o bloqueio do perímetro da instalação.

A interferência da flora também depende das características do local. Uma vegetação que cresce numa taxa acelerada precisa ser controlada com uma rotina de roço. Caso a vegetação atinja a altura dos módulos fotovoltaicos, pode ocasionar trinca nesses equipamentos e exigir substituição.

2.5.24. Hotspots e danos físicos

Outras perdas que podem estar presentes são por hotspots. Essas ocorrem quando uma célula fotovoltaica dentro de um módulo é parcialmente sombreada ou apresenta um defeito que faz com que ela opere de forma anômala. Em vez de gerar energia, a célula sombreada ou defeituosa passa a dissipar energia na forma de calor, transformando-se em um ponto quente. Esse fenômeno pode levar a perdas de eficiência e, em casos extremos, a danos permanentes ao módulo.

As causas possíveis podem ser: incompatibilidade, falhas ou erros na interligação entre células ou o sombreamento destas, caso o módulo não esteja devidamente protegido. Se célula gera uma corrente menor do que as demais células do módulo, esta célula irá se comportar como um ponto quente e desta forma esta célula passará a operar com uma temperatura mais elevada do que as demais células do módulo. Para evitar o sobreaquecimento da célula e consequentemente os pontos quentes, diodos de derivação (by-pass) são instalados nas caixas de ligação dos módulos, limitando assim a tensão inversa e também o aumento da temperatura que pode alcançar uma célula sombreada [29].

Os danos físicos referem-se a qualquer tipo de dano mecânico ou estrutural que possa ocorrer no módulo fotovoltaico, afetando seu desempenho e longevidade. Alguns desses podem ser denominados como microfissuras nas células. Esses danos podem ser causados por fatores externos, como impacto de objetos, condições climáticas adversas ou falhas no transporte e instalação.

Alta fragilidade acaba por contribuir para o surgimento de microfissuras que podem afetar as células, possibilitando o surgimento de um caminho possível para a fuga da corrente fotogerada ou ainda deixar uma parte da célula bloqueada transformando-se em um ponto quente e assim comprometer a geração de energia elétrica ou mesmo a perda do módulo fotovoltaico [29].

As perdas por hotspots e danos físicos são consequências do não controle de outras causas, como sujeira, poeira, sombreamento espontâneo e pragas (fauna e flora). Logo, podem ser evitados pelo monitoramento e controle adequado da manutenção.

2.5.25. Degradação do encapsulamento - oxidação e corrosão

O encapsulamento apresenta como função principal proteger as células solares dos elementos externos, como umidade, oxigênio e contaminantes. No entanto, sua exposição prolongada a fatores ambientais, como radiação UV, mudanças de temperatura, e umidade, pode levar à degradação do material. Esse processo pode desencadear a oxidação dos contatos metálicos e a corrosão de componentes sensíveis, reduzindo a eficiência do módulo.

A degradação do material encapsulante entre o vidro frontal do módulo fotovoltaico e as células solares pode ser denominada como Yellowing ou Browning. Há uma mudança na cor no material encapsulante (branco para amarelo; e por vezes, do amarelo para marrom) e isso gera redução na transmissividade da radiação incidente sobre o vidro frontal, que atinge as células solares, gerando diminuição na potência de saída do módulo fotovoltaico [29].

A perda de aderência entre as diferentes camadas do módulo fotovoltaico (mais comum em climas quentes e úmidos) pode ser denominada delaminação. Essa degradação causa um aumento da perda de transmitância, ao possibilitar a penetração de água no interior da estrutura

do módulo fotovoltaico. A umidade no interior do módulo pode promover diferentes reações químicas, causando a degradação do encapsulante e a oxidação de metais envolvidos na grade metálica de absorção da corrente fotogerada pela célula solar e na estrutura suporte do módulo. Além das perdas de energia no módulo, ainda poderá expor a instalação aos riscos elétricos [29].

Além disso, pode haver formação de bolhas nos módulos fotovoltaicos pela falta de aderência do EVA (etileno-vinil-acetato) afetando uma pequena área onde a adesão do encapsulante foi perdida devido a uma reação química onde alguns gases são libertados no interior do módulo fotovoltaico. Bolhas na parte posterior do módulo comprometem a dissipação de calor das células solares contribuindo para o sobreaquecimento das mesmas e, conseqüentemente, reduzindo a vida útil do módulo. Essas bolhas aparecem geralmente na área central da célula, devido a uma falha na aderência do encapsulante causada pela elevação da temperatura [29].

O impacto das degradações citadas são controláveis através do monitoramento eficaz e substituição dos módulos danificados.

2.5.26. Conexões e ligações defeituosas

Também os defeitos em conexões podem causar uma série de problemas, incluindo quedas de tensão, aumento de resistência e geração de calor excessivo. As perdas por conexões e ligações defeituosas em usinas fotovoltaicas ocorrem quando os pontos de interconexão entre os componentes não estão adequadamente ajustados ou apresentam falhas. Essas falhas podem resultar de corrosão, desgaste, aperto inadequado ou uso de materiais de baixa qualidade.

Quando as conexões não estão em boas condições, a resistência aumenta, levando a perdas de energia na forma de calor. Além disso, conexões defeituosas podem causar pontos quentes, que podem levar a danos permanentes nas células solares e nos inversores.

A falta de manutenção regular agrava esses problemas, pois a deterioração das conexões pode passar despercebida, resultando em um desempenho abaixo do esperado da usina.

Para minimizar essas perdas, é fundamental realizar inspeções periódicas, garantir a qualidade das conexões e utilizar materiais apropriados, além de adotar práticas de manutenção preventiva para assegurar o funcionamento eficiente e seguro do sistema fotovoltaico.

2.5.27. Falhas nos trackers ou inversores

Em sistemas de seguidores ou rastreadores solares (trackers), estes também podem falhar estando indisponíveis ou inoperantes. Porém, somente restringem a energia gerada de ser a máxima pelo não movimento do seguidor. Quando os trackers ficam inoperantes, podem parar em qualquer posição. Então, até que voltem a operar, cada tracker gera uma perda de energia diferente, proporcional a relação entre a posição que parou e a ideal. Quando estão operantes, mas em um ângulo não ideal, a energia entregue também é afetada.

Já os inversores, quando indisponíveis, interrompem a entrega de energia, aumentando o impacto da perda de energia total. Os inversores também podem apresentar baixa eficiência e entrega limitada de energia, por algum dos motivos citado no item 2.5.11.

Para controlar as falhas dos inversores e trackers, é necessário monitorar o funcionamento, entender os alarmes de falha atuados e associar as falhas às etapas de verificação e correção.

2.5.28. Falta de monitorização

As usinas fotovoltaicas dispõem de muitos conjuntos de equipamentos e seus componentes, como: módulos fotovoltaicos, trackers, inversores, transformadores etc. Destes equipamentos, os que apresentam sensores, registrando as informações de funcionamento, são possíveis de serem monitorados. Assim, o sistema supervisor SCADA reúne esses registros de sensores de diversos tipos de equipamentos como inversores, trackers e medições de faturamento em um só repositório, através de protocolos de comunicação.

Porém, nem todos os equipamentos são monitorados pelo sistema supervisório SCADA. Os módulos fotovoltaicos, por exemplo, necessitariam de pelo menos um sensor por unidade, o que tornaria inviável a instalação, monitoramento e manutenção em quantidades elevadas.

A falta de monitoramento de alguns equipamentos requer rotinas de manutenção complementares. Como a análise termográfica e de curva I-V de módulos fotovoltaicos. Essas ações são essenciais para monitorar e controlar dados não disponíveis no sistema supervisório SCADA.

Além disso, é necessário realizar uma análise periódica dos dados disponíveis no sistema supervisório SCADA para análise de desempenho da usina fotovoltaica e geração de ações preventivas e corretivas.

2.5.29. Sombreamento mal planejado

O sombreamento pode ser um fator não controlável, como citado nas perdas por envolvente e condições climáticas. Porém, em fase de projeto é necessário minimizar ao máximo os sombreamentos existentes.

Ao instalar módulos fotovoltaicos em um telhado, por exemplo, caso o espaço físico permita, é preferível optar por locais livres de sombras dos demais edifícios. E se não for possível, com a menor interferência existente.

Em usinas fotovoltaicas, a mesma preocupação é válida. Porém, como costumam ser instaladas em locais mais isolados, outros pontos podem afetar mais o planejamento do sombreamento. Como a construção de base de manutenção e galpão de equipamentos de forma que não interfira no sombreamento. Caso haja rede elétrica aérea, visar o não sombreamento. E correta projeção de espaçamento entre fileiras (pitch) para que uma fileira não sombreie outra, além de backtracking adequado em sistema de rastreamento.

2.5.30. Orientação e inclinação

As perdas por Orientação e inclinação, ou perdas angulares, retratam o aumento da reflexão sobre os módulos fotovoltaicos com o aumento do ângulo de incidência, em relação à irradiação de incidência normal.

A orientação dos módulos é para onde ele está direcionado entre norte, sul, leste e oeste. Para maximizar a geração, instalações no hemisfério sul devem ser orientadas para o norte e vice-versa. Pois assim, são apontados para a direção mais próxima da linha do equador, onde o sol se posiciona.

Já a inclinação, pode ser fixa ou variável dependendo se há sistema de rastreamento ou não. Caso haja, o ângulo de inclinação segue o posicionamento de maior absorção de radiação solar. Caso não haja, há necessidade de definição de um ângulo ideal que maximize a geração ao longo de um ano.

Portanto, caso sejam realizadas escolhas indevidas no projeto, a geração está sendo penalizada por não ser uma instalação em orientação e inclinação ideais. Vale ressaltar, que essas escolhas dependem do objetivo do sistema fotovoltaico. Talvez as opções padrões de maximizar a geração de energia em determinada região, não retornem o resultado esperado. Por isso, é importante realizar essas escolhas caso a caso.

Também conhecidas como perdas por efeito de incidência ou "Incidence Angle Modifier" (IAM), as perdas angulares dependem da posição relativa do sol e da orientação do plano do módulo fotovoltaico. À medida em que o ângulo entre a superfície do módulo e os raios solares se afasta da incidência normal, em condição padrão de teste, mais radiação é refletida pelos componentes do módulo sem serem absorvidos nas células fotovoltaicas, caracterizando maiores perdas [29].

2.5.31. Sobre ou subdimensionamento do inversor e incompatibilidade entre os componentes

Outro fator importante é o sobre ou subdimensionamento do inversor, ou seja, a relação entre potência de módulos fotovoltaicos e potência do inversor deve buscar tender a 1. Porém,

é comum aumentar o número de módulos para acima do necessário para minimizar impactos de baixa irradiância e gerar uma energia maior. Assim, subdimensionando o inversor.

Outra estratégia utilizada é sobredimensionar o inversor visando instalar mais módulos ao longo dos anos de operação.

Subdimensionar ou sobredimensionar o inversor pode causar riscos. O ponto principal de análise é que a tensão dos módulos deve ser compatível com a tensão do inversor. Assim como condições máximas de corrente.

Portanto, os cálculos de compatibilidade devem ser realizados e a faixa operacional permitida respeitada. Não ultrapassando limites para não comprometer os equipamentos e causar danos.

2.5.32. Mau dimensionamento dos cabos e proteções

O mau dimensionamento de cabos pode ser a falha inicial para causar efeito Joule e consequente falha. Isso pode causar sobreaquecimento excessivo e até incêndios, comprometendo equipamentos próximos.

Já o mau dimensionamento de proteções como disjuntores, fusíveis e Dispositivos de Proteção contra Surtos (DPS), pode gerar danos definitivos em equipamentos. Se o DPS instalado não protege o inversor das descargas atmosféricas, por exemplo, pode haver a queima de diversas placas eletrônicas.

Portanto, é essencial certificar que as proteções e cabos sejam bem dimensionados para evitar consequências danosas e altos investimentos para recomposição.

2.5.33. Falta de ventilação - condições de sobreaquecimento

Por fim, o calor excessivo em usinas fotovoltaicas pode afetar tanto os módulos fotovoltaicos quanto os inversores, dois dos principais componentes de uma usina solar. Para os módulos fotovoltaicos, a condição de resfriamento considerada é o vento, uma fonte natural.

Já para os inversores que são componentes fechados, há necessidade de resfriamento artificial. Através de ventilação por ventiladores ou resfriamento por tanques de água.

Se o sistema de ventilação for insuficiente, pode ocorrer sobreaquecimento, afetando a eficiência e a vida útil dos inversores.

Além disso, os inversores possuem uma faixa de temperatura ideal para operar. Quando essa temperatura é excedida, os inversores podem entrar em modo de derating térmico, ou seja, reduzem sua capacidade de conversão para evitar danos. Isso resulta em perdas diretas de energia, já que o inversor não converte toda a energia gerada pelos módulos.

E caso o inversor identifique temperatura de risco de operação, desliga para evitar danos piores. Logo, se faz necessário dimensionar sistema de resfriamento adequado conforme a temperatura ambiente do local de instalação.

2.6. Resumo de limites aceitáveis e ideais de perdas

Com a finalidade de reunir as principais perdas abordadas, a tabela abaixo apresenta um limite aceitável e ideal para as principais perdas.

O limite aceitável é uma referência média, podendo o real ser maior ou menor. Já o limite ideal estabelece uma referência de mercado de um cenário com perdas atenuadas ou um cálculo personalizado para as configurações específicas da instalação, sendo esse mais próximo do cenário ideal real.

Tabela 1 - Limites de perdas aceitáveis e ideais

Perda	Limite Aceitável	Limite Ideal
Perdas Angulares	< 3,5 % [30]	< 2 % [14]

Perdas Espectrais	< 1 % [14]	0 % [14]
Perdas por Nível de Irradiância	< 1 % [14]	Calculado conforme dados medidos
Perdas por Sombreamento	< 3,2 % [14]	1% [31]
Perdas por Sujeira	< 2,5 % [14]	2% [30]
Perdas por Temperatura	< 10,9% [14]	Calculado conforme dados medidos
Perdas por Degradação Inicial dos Módulos	< 3% [14]	Conforme testes em fábrica
Perdas por Degradação Anual dos Módulos	< 0,6% [14]	Conforme datasheet dos módulos
Perdas por Mismatch	< 2,5 % [14]	2 % [30]
Queda de tensão BT / Perdas Ôhmicas na Cablagem CC	< 3 % [32]	<1,5 ou calculado conforme dados da instalação [14]
Queda de tensão MT e AT/ Perdas Ôhmicas na Cablagem CA	< 5 % [33]	< 2 % ou calculado conforme dados da instalação [34]
Transformação MT/AT	< 4 % [27]	< 1% [27]
Perdas por Eficiência do Inversor	< 4,5 % [14]	Conforme datasheet do inversor

Perdas por Controle de Potência Máxima - MPPT	< 2 % [14]	Conforme relação de potência pico e potência do inversor
Perdas por Controle de Potência Máxima – Fixo	Determinado por MUST contratado ou valor fixo escolhido	NA
Perdas por Controle de Potência Máxima – Variável	Depende da solicitação externa de Curtailment ou valor variável escolhido	NA

2.7. Ciclo PDCA

O Ciclo PDCA é uma metodologia de gestão iterativa focada na melhoria contínua de processos e produtos. PDCA é uma sigla em inglês para Plan (planejar), Do (fazer), Check (checar) e Act/Adjust (agir ou ajustar) [35].

Para esse trabalho, com foco na melhoria de eficiência energética em uma usina fotovoltaica, será aplicado da seguinte forma:

- Plan (planejar): planejar manutenções preventivas com periodicidade coerente, rotinas de manutenção corretivas com estratégia, estabelecer quantidade de sobressalentes adequada para cada componente e buscar não ultrapassar a média de HH (Hora Homem) estabelecida.
- Do (fazer): executar o planejado, traçar prioridade para execução, registrar a atividade realizada, coletar o máximo de informações possíveis de uma falha e mensurar o tempo de cada ação executada.
- Check (checar): analisar se o que foi planejado foi executado como esperado, registrar os motivos do porquê o realizado saiu fora do planejado, identificar padrões para implementar ações de contorno e checar à efetividade das ações executadas quanto a persistência de incoerências.

- Act/Adjust (agir ou ajustar): coletar os desvios identificados na etapa de checagem, entender a causa raiz, buscar soluções alternativas, mudar rotinas e processos ineficazes e ajustar a etapa de planejamento conforme novo plano de ação.

Como ferramenta de melhoria contínua, o PDCA deve ser aplicado continuamente, com ajustes a cada ciclo, até obtenção de resultados. No caso desse trabalho, até que a perda de energia diminua.

No caso da gestão de energia elétrica, é interessante avaliar a aplicabilidade do Ciclo PDCA, através do estudo de projetos que já adotaram a metodologia com o fim de se obter maiores níveis de eficiência energética [36].

3. Metodologia

Nesse capítulo será apresentada a metodologia do trabalho, que consiste em analisar por zonas da usina fotovoltaica, o desempenho real da usina em comparação com cálculos teóricos e limites indicados pelos fabricantes.

3.1. Características da usina para estudo de caso

Para basear melhor a metodologia, será apresentada uma usina dimensionada em operação para estudo de caso e análise dos resultados.

Devido à confidencialidade da usina fotovoltaica, não serão divulgadas informações de nome do empreendimento, local ou detalhes sigilosos. Apenas informações gerais técnicas para basear o estudo.

Esse complexo fotovoltaico é composto de 6 unidades geradoras na estrutura descrita no diagrama da Figura 1 abaixo. Além disso, apresenta sistema de rastreo solar. Logo, há trackers na usina, sendo esses mais um ponto para análise de impacto no desempenho e entrega de energia.

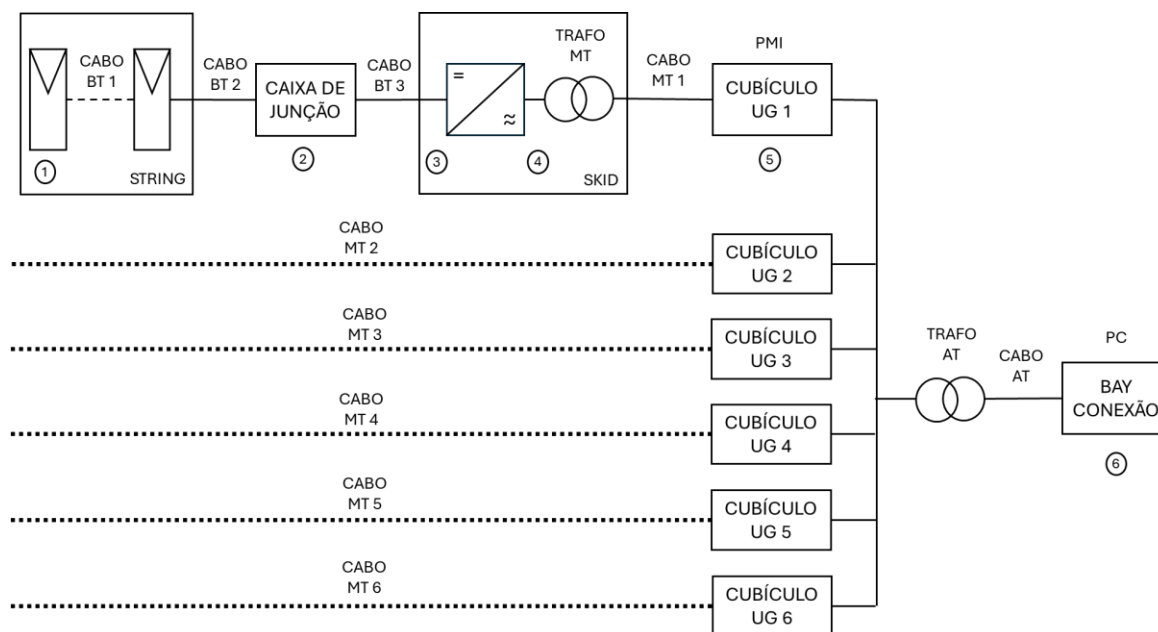


Figura 1 - Diagrama unifilar da usina fotovoltaica do estudo de caso

As quantidades de equipamentos relevantes de cada unidade geradora estão presentes na Tabela 2 abaixo.

Tabela 2 - Características da usina do estudo de caso

Unidade Geradora	Módulos Fotovoltaicos				Inversores			SKID
	Número de Módulos de 340 Wp	Número de Módulos de 345 Wp	Total de Módulos	Potência CC Instalada (MW)	Total de Inversores	Potência CA Instalada (MW)	Potência CA Limitada (MW)	
UG 1	72.360	40.680	113.040	38,6	22	36,0	31,7	6
UG 2	72.360	40.680	113.040	38,6	22	36,0	31,7	6
UG 3	72.360	40.680	113.040	38,6	22	36,0	31,7	6
UG 4	66.600	35.640	102.240	34,9	20	32,7	28,4	5
UG 5	66.600	35.640	102.240	34,9	20	32,7	28,4	5
UG 6	72.360	40.680	113.040	38,6	22	36,0	31,4	6
Total Usina	422.640	234.000	656.640	224,4	128	209,5	183,2	34

3.2. Zonas de análise de eficiência

A partir da estrutura da usina fotovoltaica apresentada acima, as comparações de eficiências e perdas energéticas serão analisadas em zonas nesse trabalho.

Quanto mais subdivisões há em uma análise, mais simples pode ser determinar todas as possíveis causas, impactos, cálculos e soluções por cada zona. Isso facilita ações eficazes e medições de resultados.

Portanto, as zonas analisadas serão divididas em:

- **Zona 1 a 3:**

Energia CC estimada nos módulos fotovoltaicos para Energia CC Entrada dos Inversores. Caracteriza o intervalo entre os pontos 1 e 3 da Figura 1;

- **Zona 3 a 4:**
Energia CC Entrada dos Inversores para Energia AC Saída dos inversores. Caracteriza o intervalo entre os pontos 3 e 4 da Figura 1;
- **Zona 4 a 5:**
Energia AC Saída dos inversores para Energia AC PMI. Caracteriza o intervalo entre os pontos 4 e 5 da Figura 1;
- **Zona 5 a 6:**
Energia AC PMI para Energia AC PC. Caracteriza o intervalo entre os pontos 3 e 4 da Figura 1.

Vale ressaltar que para análise dessa usina em específico, a zona 1 a 3 não considerará informações medidas na zona 2, pois os dados medidos não apresentam registros em todos os pontos, invalidando a análise.

A Tabela 3 abaixo resalta quais serão os pontos analisados nos cenários ideal e real.

Tabela 3 - Premissas de pontos considerados em cenários ideais e reais

Ponto	Energia Ideal	Energia Real
1	Energia estimada nos módulos fotovoltaicos calculada através da variação da potência instalada por: interferência meteorológica (irradiância medida e temperatura medida e registradas no SCADA) + degradação total dos módulos fotovoltaicos (Perdas por degradação inicial dos módulos + Perdas por degradação anual dos módulos ao longo da vida útil)	Igual a energia ideal por não haver medições nesse ponto devido ao número expressivo de módulos fotovoltaicos

3	Energia do ponto 1 com aplicação de: perda de queda de tensão calculada para cabos BT dos módulos até as strings + perda de queda de tensão calculada para cabos BT das strings até combiner box + perda de queda de tensão calculada para cabos BT das combiner box até a entrada do inversor	Energia registrada no SCADA no ponto de entrada dos inversores
4	Energia do ponto 3 com aplicação de: eficiência do inversor informada pelo fabricante	Energia registrada no SCADA no ponto de saída dos inversores
5	Energia do ponto 4 com aplicação de: perda de transformação MT com base em limites ideais + perda de queda de tensão calculada para cabos MT	Energia registrada no SCADA no ponto de saída de medição individual - PMI
6	Energia do ponto 5 com aplicação de: perda de transformação AT com base em limites ideais + perda de queda de tensão calculada para cabos AT	Energia registrada no SCADA no ponto de saída de medição individual - PC

3.3. Análise da Zona 1 a 3

Essa zona é o intervalo entre a energia produzida nos módulos fotovoltaicos e a energia que chega na entrada dos inversores. Nessa zona, as seguintes perdas podem ser refletidas:

- Perdas por envolventes e condições climáticas;
- Perdas nos módulos fotovoltaicos;
- Perdas por cabos BT (em três subzonas) e conexões;

- Perdas por controle de potência máxima – MPPT e perdas no filtro de saída;
- Perdas por falta de manutenção;
- Perdas por mau dimensionamento e projeto.

Como nessa zona é refletido a maior parte das perdas do sistema, há necessidade de destaque dessas influências com metodologias de cálculos aplicadas por tipo de classificação.

3.3.1. Divisão de perdas reais Zona 1 a 3

Ao subtrair o valor de energia real do ponto 3 com o valor de energia real do ponto 1, o resultado tende a refletir a maior concentração de perdas da usina, cálculo demonstrado na Equação 3.1 abaixo.

$$\rho_{(1-3)} = E_{REAL.3} - E_{IDEAL.1} \quad (3.1)$$

Onde:

- $\rho_{(1-3)}$: Perdas totais da zona 1 a 3, em MWh;
- $E_{REAL.3}$: Energia medida no ponto 3, como referência real, em MWh;
- $E_{IDEAL.1}$: Energia estimada no ponto 1, como referência real, por não haver medição nesse ponto, em MWh.

Dividir o total de perdas da zona de 1 a 3 por grupos é essencial para identificar os pontos de falhas e melhorias.

Na realidade, sabe-se que as perdas dessa zona assumem um comportamento de cascata, conforme demonstra o diagrama de Sankey apresentado na Figura 2 abaixo:

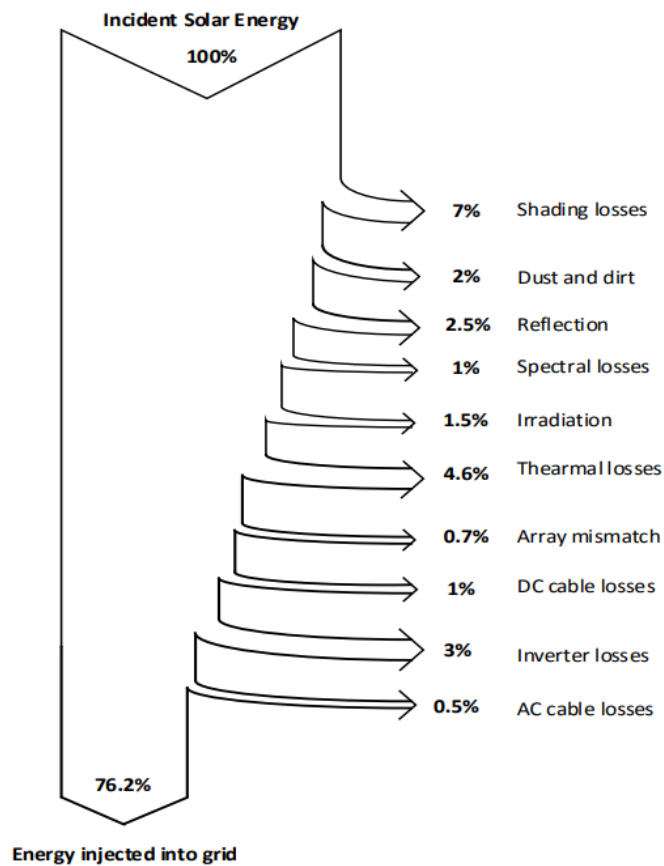


Figura 2 - Exemplo de cascata de perdas
 Fonte: [37]

Porém, para facilitar a análise de cálculo, devido a cada perda da cascata depender da perda anterior e nem todas as perdas serem conhecidas, todas as perdas refletidas nessa zona serão calculadas como pertencentes a um mesmo conjunto. Logo, todas as porcentagens de perdas somadas nessa zona resultam em 100%.

Classificar a zona como conjunto único e atribuir uma porcentagem de representatividade de cada tipo de perda na zona atende o objetivo de diagnóstico e identificação de pontos críticos para promover melhorias.

Porém, caso esses mesmos cálculos sejam aplicados para identificação de energia possível de armazenamento, para reaproveitamento e evitar perdas, recomenda-se aplicar ao final do valor de energia resultante da equação apresentada, uma porcentagem de perdas operacionais. Assim como perdas das demais zonas seguintes, dependendo do ponto de armazenamento.

Abaixo estão descritos métodos de cálculos para os tipos de perdas segregados nessa zona.

3.3.1.1. Perdas meteorológicas: influência de temperatura e irradiância

As perdas por motivos meteorológicos são perdas que nesse trabalho serão divididas entre, por influência da irradiância e por influência da temperatura, que afetam a potência máxima dos módulos fotovoltaicos. Em condições STC, como citado nos itens 2.5.1 e 2.5.2, a potência máxima dos módulos fotovoltaicos é a potência nominal. Esse valor pode ser observado na primeira linha da Tabela 4 retirada de um datasheet de módulo fotovoltaico.

Tabela 4 - Datasheet módulo fotovoltaico: parâmetros STC

Dados	TSM-340 PE15H	TSM-345 PE15H
Potência Máxima (Wp)	340	345
Tensão Máxima (V)	37,5	37,7
Corrente Máxima (A)	9,06	9,15
Tensão de Circuito Aberto (V)	46,2	46,4
Corrente de Curto-Circuito (A)	9,53	9,62

Fonte: [38]

Essa potência máxima pode ser alterada por influência da irradiância conforme demonstram os gráficos abaixo das Figuras 3 e 4 também retirados do datasheet do módulo fotovoltaico.

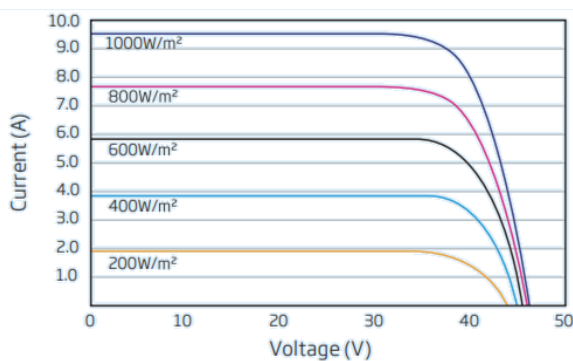


Figura 3 - Datasheet módulo fotovoltaico: influência da irradiância na curva I-V

Fonte: [38]

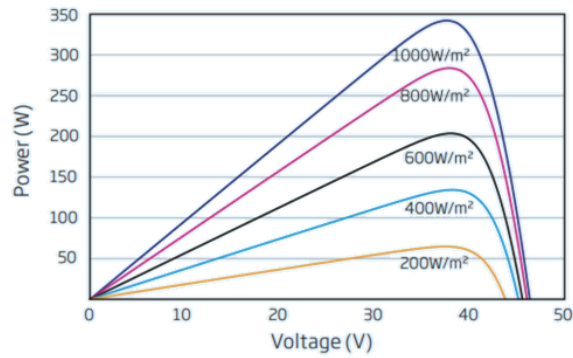


Figura 4 - Datasheet módulo fotovoltaico: influência da irradiância na curva P-V
Fonte: [38]

A partir dos gráficos, é possível observar que para uma mesma temperatura de 25 °C a potência máxima do módulo varia proporcionalmente conforme a variação da irradiância. Essa relação pode ser demonstrada através da Equação 3.2 abaixo.

$$PM_{I.G} = PM_{PV} * \frac{G_M}{G_{STC}} \quad (3.2)$$

Onde:

- $PM_{I.G}$: Potência máxima do módulo fotovoltaico conforme variação da irradiância, em W;
- PM_{PV} : Potência máxima nominal do módulo fotovoltaico indicada no datasheet em condições STC, em Wp.
- G_M : Irradiância POA real medida incidente na superfície dos módulos fotovoltaicos, em W/m².
- G_{STC} : Irradiância STC = 1.000 W/m².

Aplicando essa equação aos valores de irradiância citados no gráfico e valor de irradiância superior a 1000 W/m², obtém-se resultados correspondentes às potências demonstradas nos gráficos das Figuras 3 e 4, como detalha a Tabela 5.

Tabela 5 - Resultado da potência máxima com variação da irradiância

Irradiância medida (W/m ²)	Irradiância medida/Irradiância STC	Potência máxima (W)
1.200	120%	414
1.000	100%	345
800	80%	276
600	60%	207
400	40%	138
200	20%	69

Percebe-se que quanto maior a irradiância, maior a potência máxima do módulo fotovoltaico.

Já a influência da temperatura, também está presente no datasheet, mas são necessários cálculos para resultar na potência máxima. A Tabela 6 apresenta os coeficientes de influência da temperatura na potência máxima.

Tabela 6 - Datasheet módulo fotovoltaico: influência da temperatura

Dados	%/°C
Coefficiente de temperatura da Potência Máxima	-0,37
Coefficiente de temperatura da Tensão de Circuito Aberto	-0,29
Coefficiente de temperatura da Corrente de Curto-Circuito	-0,05

Fonte: [38]

A partir da Tabela 6, a informação que será utilizada será do coeficiente de temperatura da Potência Máxima, que apresenta que a potência máxima do módulo fotovoltaico diminui em 0,37% a cada °C superior a temperatura STC de 25 °C.

Para analisar a variação da potência perante o desvio entre a temperatura real e a temperatura STC, o gráfico da Figura 5 considera as mesmas condições de irradiância fixa, nesse caso em 500 W/m² e varia a temperatura real da célula fotovoltaica.

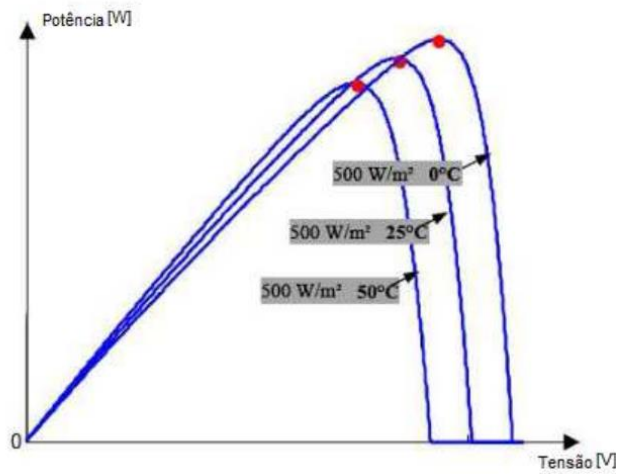


Figura 5 - Variação da potência máxima com a temperatura variável e irradiância solar constante

Fonte: [39]

Percebe-se através do gráfico da Figura 5, que ao contrário da irradiância, quanto maior a temperatura, menor a potência máxima.

A relação da temperatura e potência máxima pode ser demonstrada através da Equação 3.3 abaixo.

$$PM_{I,T} = PM_{PV} * [1 + (T_M - T_{STC}) * C_{PM}] \quad (3.3)$$

Onde:

- $PM_{I,T}$: Potência máxima do módulo fotovoltaico com influência da variação da temperatura, em W.
- PM_{PV} : Potência máxima nominal do módulo fotovoltaico indicada no datasheet em condições STC, em Wp.
- T_M : Temperatura POA medida extraída dos registros do SCADA, em °C.
- T_{STC} : Temperatura STC = 25 °C.
- C_{PM} : Coeficiente de variação de potência máxima conforme temperatura indicado no datasheet, nesse caso = -0,37%/°C.

A Tabela 7 abaixo demonstra a aplicação dessa equação com algumas opções de temperaturas medidas.

Tabela 7 - Resultado da potência máxima com variação da temperatura

T_M (°C)	$T_M - T_{STC}$ (°C)	Impacto na Potência máxima (%)	Potência máxima (W)
-25	-50	119%	409
0	-25	109%	377
25	0	100%	345
50	25	91%	313
75	50	82%	281

Logo, de forma a estabelecer um valor total de impacto por condição meteorológicas, basta relacionar a Equação 3.2 com a 3.3. Exemplificando essa relação, supondo uma irradiância de 800 W/m² e uma temperatura de 50 °C, basta multiplicar 80% com 91%, retirados das Tabelas 5 e 7, respectivamente.

Portanto, nesse exemplo, o impacto meteorológico total seria 72,80%. Isso corresponde a uma perda de potência, em relação a máxima em condições STC de 345 Wp, de 27,20%. Nesse cenário meteorológico, com as características do módulo de exemplo, a potência máxima seria 251,16 W.

3.3.1.2. Perdas por degradação: inicial e conforme o tempo

O impacto da degradação total dos módulos fotovoltaicos deve ser aplicado na potência máxima calculada resultante da interferência de impactos meteorológicos.

A degradação anual costuma ser fornecida pelo fabricante do módulo fotovoltaico através de gráfico linear presente em datasheet, conforme Figura 6 abaixo.

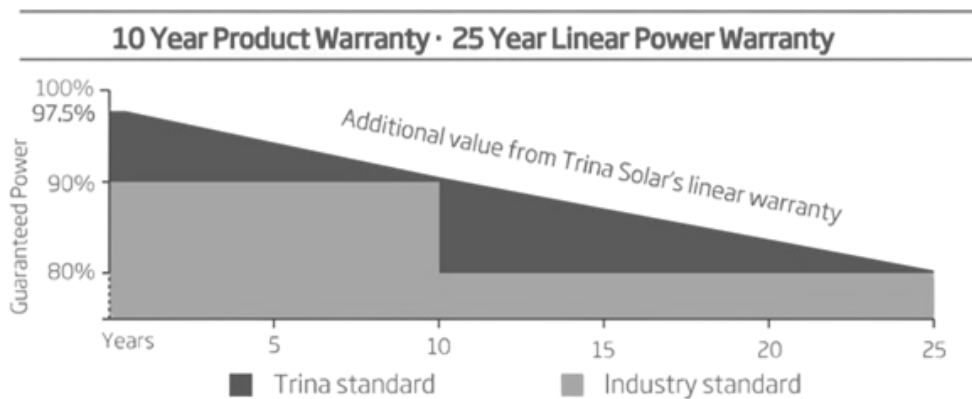


Figura 6 - Degradação indicada no datasheet do módulo fotovoltaico
Fonte: [38]

O cálculo de degradação total é apresentado na Equação 3.4 abaixo:

$$D_T = D_{LID} + \left(\frac{D_{ANUAL}}{12} * M_{OPE} \right) \quad (3.4)$$

Onde:

- D_T : Degradação total dos módulos fotovoltaicos, em porcentagem.
- D_{LID} : Degradação inicial por exposição à luz - LID, comprovada por teste em fábrica, em porcentagem.
- D_{ANUAL} : Degradação anual indicada no datasheet do módulo fotovoltaico, em porcentagem.
- M_{OPE} : Mês de operação da usina fotovoltaica.

Nesse trabalho, será considerado um LID médio de 0,86%, conforme ensaio em fábrica realizado pelo fabricante e uma degradação média anual de 0,7%, conforme datasheet. Logo, pode-se considerar uma degradação mensal média de 0,06%.

O mês de análise de desempenho dessa usina nesse trabalho será o 51º mês de exposição dos módulos fotovoltaicos. Logo, a degradação média desse mês seria $0,86\% + (0,06\% * 51) = 3,92\%$. Portanto, nesse caso de exemplo, aplicando a degradação na potência encontrada após as perdas meteorológicas, a potência máxima seria $251,16 \text{ W} * (1 - 3,92\%) = 241,31 \text{ W}$.

3.3.1.3. Perdas CC aceitáveis: sombreamento, sujeira e mismatch

Aplicar um valor fixo após o cálculo da energia estimada CC é diferente que aplicar a cada 5 minutos. Quando o valor referente a essas perdas é aplicado a cada 5 minutos, em muitos momentos, a energia real ultrapassa a estimada, gerando um ganho de energia. Para evitar que esses ganhos mascarem a real performance da usina, o valor será descontado no acumulado de energia, para ser refletido apenas no ponto 3.

Esse valor foi estimado pela soma de limites ideais apresentados na Tabela 1, de 1%, 2% e 2% para as perdas de sombreamento, sujeira e mismatch, respectivamente. Resultando em um valor fixo de 5%, com aplicação da Equação (3.5) abaixo.

$$\rho_{CC.AC} = \rho_{SB} + \rho_{SJ} + \rho_{MS} \quad (3.5)$$

Onde:

- $\rho_{CC.AC}$: Perdas CC aceitáveis, em porcentagem.
- ρ_{SB} : Perda por sombreamento total, em porcentagem.
- ρ_{SJ} : Perda por sujeira, em porcentagem.
- ρ_{MS} : Perda por mismatch, em porcentagem.

Para melhorar essa estimativa para um valor personalizado da usina de análise pode-se realizar alguns testes em campo.

Para sujeira, é possível mensurar a perda comparando uma célula de referência suja com uma limpa periodicamente. Assim, obtendo uma porcentagem real para o local de análise. Além disso, é possível basear esse valor em pesquisas conforme região geográfica. Levantar a informação se é uma região com poucas ou muitas chuvas e se é uma área desértica ou não já pode aproximar mais esse valor.

Para mismatch, é possível realizar análises termográficas e também traçar a curva I-V de algumas strings para amostragem em comparação com a curva ideal segundo algoritmo

MPPT, para estimar uma porcentagem de perda de energia em relação ao quantitativo médio de módulos fotovoltaicos afetados.

Para sombreamento, é mais difícil de estimar, mas pode-se personalizar com um valor variável para cada mês conforme posição do sol e objetos próximos e distantes.

3.3.1.4. Perdas por queda de tensão CC aceitáveis

A perda por queda de tensão também será um valor fixo aplicado, com base na Equação 3.24. Para essa usina, em específico, foi determinado 1% para esse valor.

Uma opção de melhorar essa aproximação é realizar medições de tensão em algumas zonas de amostragem, nos pontos 1, 2 e 3, em variadas distâncias, para realizar uma estimativa média mais real.

3.3.1.5. Perdas por clipping

As perdas por clipping podem ser calculadas, se, e somente se, a energia estimada no ponto 1 for maior que a potência máxima de saída do inversor, convertida para energia e redirecionada para o ponto de entrada CC, a partir da Equação 3.6 abaixo.

$$\rho_{Clipping} = \left(E_{IDEAL1} - \left(\frac{PM_{INV} * 5/60}{\eta_{INV}} \right) \right) \quad (3.6)$$

Onde:

- $\rho_{Clipping}$: Perda por clipping, quando a potência de entrada CC dos inversores é superior ao valor da potência de saída máxima do inversor, indicada no datasheet do fabricante, com replicação do valor de perda por eficiência, em MWh.

- $E_{IDEAL.1}$: Energia estimada no ponto 1, como referência real, por não haver medição nesse ponto, em MWh.
- PM_{INV} : Potência máxima de saída do inversor CA, nesse caso = 1,637 MW.
- η_{INV} : Eficiência do inversor calculada conforme Equação 3.30 e dados de entrada e saída reais, registrados no momento de análise.

O fator 5/60 corresponde a conversão de potência para energia, multiplicando 5 minutos do intervalo analisado e dividindo por 60 minutos, 1 hora.

Multiplicando o valor de potência máxima por inversor de 1,637 MW pela quantidade total de 128 inversores da usina, obtém-se 209 MW como potência máxima CA. Para transformar em potência máxima de entrada CC, é necessário dividir pela eficiência registrada naquele momento. Considerando uma eficiência média de 98,5%, retirada da Figura 7, a potência máxima de entrada CC seria 212 MW. Logo, nesse caso, qualquer momento que a potência CC da entrada dos inversores ultrapassar 212 MW, será calculada a perda por clipping.

3.3.1.6. Perdas por limitação fixa

O cálculo de perda por valor limitado de potência fixa é similar a perda por clipping, somente a referência é alterada conforme valor determinado. Esse cálculo pode ser utilizado para perda por limite de MUST.

Porém, como as perdas por clipping e limitação fixa podem coexistir, esse cálculo é dividido em 2 momentos.

$$\text{Se:} \quad E_{IDEAL.1} < \frac{PM_{INV} * 5/60}{\eta_{INV}} \quad (3.7)$$

$$\text{Então:} \quad \rho_{LF} = \left(E_{IDEAL.1} - \frac{P_{LF.INV} * 5/60}{\eta_{INV}} \right) \quad (3.8)$$

Se:
$$E_{IDEAL.1} > \frac{PM_{INV} * 5/60}{\eta_{INV}} \quad (3.9)$$

Então:
$$\rho_{LF} = \left(\frac{PM_{INV} * 5/60}{\eta_{INV}} - \frac{P_{LF.INV} * 5/60}{\eta_{INV}} \right) \quad (3.10)$$

Onde:

- ρ_{LF} : Perda por potência fixa, quando a potência de entrada CC dos inversores é superior ao valor da potência limitada para a saída máxima do inversor, em MW.
- $E_{IDEAL.1}$: Energia estimada no ponto 1, como referência real, por não haver medição nesse ponto, em MWh.
- $P_{LF.INV}$: Potência fixa limitada no inversor, registrada como comando fixo de limite de potência no SCADA, até precisar ser alterado por solicitação externa.
- η_{INV} : Eficiência do inversor calculada conforme Equação 3.30 e dados de entrada e saída reais, registrados no momento de análise.

3.3.1.7. Perdas por inversor indisponível

Se um inversor está indisponível, não há registro de dado de energia de saída, nem de entrada para comparação efetiva de perda.

A perda por indisponibilidade dos inversores é calculada quando identificada energia como 0 MWh na entrada e na saída de algum inversor. Logo, é realizada uma soma para identificar quantos inversores estão indisponíveis naquele momento. O cálculo de energia perdida é demonstrado na Equação abaixo:

$$\rho_{INV.IND} = E_{IDEAL.1} - \left[\left(\frac{E_{IDEAL.1}}{T_{INV}} \right) * (T_{INV} - T_{INV.IND}) \right] - \rho_{Clipping} - \rho_{LF} \quad (3.11)$$

Onde:

- $\rho_{INV.IND}$: Perda por indisponibilidade dos inversores, em MWh.
- $E_{IDEAL.1}$: Energia estimada no ponto 1, como referência real, por não haver medição nesse ponto, em MWh.
- T_{INV} : Total de inversores instalados na usina fotovoltaica, nesse caso = 128.
- $T_{INV.IND}$: Total de inversores indisponíveis identificados no momento de análise, ou seja, com energia ou potência de entrada e saída iguais a zero.
- $\rho_{Clipping}$: Perda por clipping, quando a potência de entrada CC dos inversores é superior ao valor da potência de saída máxima do inversor, indicada no datasheet do fabricante, com reaplicação do valor de perda por eficiência, em MW.
- ρ_{LF} : Perda por potência fixa, quando a potência de entrada CC dos inversores é superior ao valor da potência limitada para a saída máxima do inversor, em MW.

3.3.1.8. Perdas por limitação variável

O cálculo de perda por valor limitado de potência variável é similar a perda por valor limitado de potência fixa e é dividido por algumas condicionais.

$$\text{Se: } \frac{P_{LV.INV} * 5/60}{\eta_{INV}} > \left(\frac{E_{IDEAL.1}}{T_{INV}} \right) * (T_{INV} - T_{INV.IND}) \quad (3.12)$$

$$\text{Então: } \rho_{LV} = 0 \quad (3.13)$$

Esse resultado se dá, pois, nessas condições, a solicitação de redução de potência fixa máxima para potência variável não afetou a energia máxima do momento. Essa energia máxima considera o valor da energia estimada no ponto 1 com o ajuste das indisponibilidades de inversores existentes.

$$\text{Se:} \quad \left(\frac{E_{IDEAL.1}}{T_{INV}} \right) * (T_{INV} - T_{INV.IND}) < \frac{P_{LF.INV} * 5/60}{\eta_{INV}} \quad (3.14)$$

$$\text{Então:} \quad \rho_{LV} = \left(\left(\frac{E_{IDEAL.1}}{T_{INV}} \right) * (T_{INV} - T_{INV.IND}) - \frac{P_{LV.INV} * 5/60}{\eta_{INV}} \right) \quad (3.15)$$

$$\text{Se:} \quad \left(\frac{E_{IDEAL.1}}{T_{INV}} \right) * (T_{INV} - T_{INV.IND}) > \frac{P_{LF.INV} * 5/60}{\eta_{INV}} \quad (3.16)$$

$$\text{Então:} \quad \rho_{LV} = \left(\frac{P_{LF.INV} * 5/60}{\eta_{INV}} - \frac{P_{LV.INV} * 5/60}{\eta_{INV}} \right) \quad (3.17)$$

Onde:

- ρ_{LV} : Perda por redução de potência fixa para potência variável, em MWh.
- $P_{LV.INV}$: Potência variável limitada no inversor, por necessidade externa de rede ou interna.

3.3.1.9. Perdas por comando PPC

As perdas por comando PPC se baseiam em momentos que o comando de porcentagem de limitação para potência máxima dos inversores, resulta em energia menor que a máxima possível, em comparação com limite fixo ou energia estimada para o ponto 1. Essa perda pode ser verificada nas seguintes equações, conforme condicionais:

$$\text{Se:} \quad E_{IDEAL.1} < \frac{P_{LF.INV} * 5/60}{\eta_{INV}} \quad (3.18)$$

$$\text{Então:} \quad \rho_{PPC} = E_{IDEAL.1} - \left(C_{PPC} * \frac{PM_{INV} * 5/60}{\eta_{INV}} \right) \quad (3.19)$$

Se:
$$E_{IDEAL.1} > \frac{P_{LF.INV} * 5/60}{\eta_{INV}} \quad (3.20)$$

Então:
$$\rho_{PPC} = \frac{P_{LF.INV} * 5/60}{\eta_{INV}} - \left(C_{PPC} * \frac{PM_{INV} * 5/60}{\eta_{INV}} \right) \quad (3.21)$$

Onde:

- ρ_{PPC} : Perda por comando inadequado do PPC, em MWh.
- C_{PPC} : Comando do PPC para inversor limitar a potência máxima, em porcentagem.

3.3.1.10. Perdas CC não aceitáveis

Para finalizar o conjunto de perdas, após todos os cálculos acima, caso o valor de perdas totais ainda não seja justificado em 100%, a diferença da soma das perdas calculadas para esse valor são as perdas CC não aceitáveis.

$$\rho_{CC.NAC} = \rho_{(1-3)} - \left(\begin{array}{l} (\rho_{CC.AC} + \rho_{QT.BT}) * \rho_{(1-3)} \\ + \rho_{Clipping} + \rho_{LF} + \rho_{INV.IND} + \rho_{LV} + \rho_{PPC} \end{array} \right) \quad (3.22)$$

Onde:

- $\rho_{CC.NAC}$: Perdas CC não aceitáveis, em MWh.
- $\rho_{(1-3)}$: Perdas totais da zona 1 a 3, em MWh.
- $\rho_{CC.AC}$: Perdas CC aceitáveis, em porcentagem.
- $\rho_{QT.BT}$: Perda por queda de tensão monofásica e em baixa tensão, em porcentagem.
- $\rho_{Clipping}$: Perda por clipping, quando a potência de entrada CC dos inversores é superior ao valor da potência de saída máxima do inversor, indicada no datasheet do fabricante, com reaplicação do valor de perda por eficiência, em MWh.
- ρ_{LF} : Perda por potência fixa, quando a potência de entrada CC dos inversores é superior ao valor da potência limitada para a saída máxima do inversor, em MWh.
- $\rho_{INV.IND}$: Perda por indisponibilidade dos inversores, em MWh.
- ρ_{LV} : Perda por redução de potência fixa para potência variável, em MWh.
- ρ_{PPC} : Perda por comando inadequado do PPC, em MWh.

3.3.1.11. Perdas operacionais

As perdas operacionais são a parte controlável das perdas totais. Essas necessitam atenção da operação e manutenção da usina fotovoltaica. Com intuito de identificar causas, aplicar planos de ação e mensurar os resultados para acompanhamento da diminuição desse valor ao longo do tempo.

$$\rho_{OPE} = (\rho_{INV.IND} + \rho_{CC.NAC} + \rho_{PPC}) \quad (3.23)$$

Onde:

- ρ_{OPE} : Perdas Operacionais, em MWh.

3.3.2. Cálculo da energia estimada do ponto 1

A energia total no ponto 1 será a soma de cada possível potência gerada, da quantidade total de módulos fotovoltaicos, em suas devidas potências nominais, através da aplicação de perdas meteorológicas (a partir de medições no SCADA) e degradação do mês de análise, demonstradas no item 3.3.1.

Logo, exemplificando o cenário que todos os 656.640 módulos fotovoltaicos estivessem gerando a mesma potência de 241,31 W, após as influências calculadas, durante 1 hora, a energia estimada no ponto 1 seria 158 MWh.

3.3.3. Cálculo da energia estimada do ponto 3

A energia estimada no ponto 3 é a energia do ponto 1 com aplicação de:

- Perdas CC aceitáveis: sombreamento, sujeira e mismatch;

- Perda de queda de tensão calculada para cabos BT dos módulos até as strings + perda de queda de tensão calculada para cabos BT das strings até combiner box + perda de queda de tensão calculada para cabos BT das combiner box até a entrada do inversor.

Para as perdas CC aceitáveis, será aplicado o valor de 5% definido como valor fixo no item 3.3.1.3.

Por haver uma quantidade expressiva de cabos, em cada zona há uma queda de tensão e conseqüentemente uma queda de energia diferente ao final da zona. Portanto, o método utilizado será calcular uma queda de tensão média em cada zona. Serão consideradas a menor e maior distância presente naquela zona e a queda de tensão total da zona será uma média das duas.

Além disso, a corrente utilizada será baseada na corrente máxima indicada pelo datasheet do módulo fotovoltaico.

A queda de tensão de baixa tensão total dessa usina se divide em 3 subzonas, também citadas na Figura 1, com as seguintes características expressadas na Tabela 8.

Tabela 8 - Parâmetros queda de tensão BT

Zona	Intervalo	Seção transversal (mm^2)	Resistência do condutor (Ω/km)	Menor distância (km)	Maior distância (km)	Corrente (A)
CABO BT 1	Módulos fotovoltaicos para Strings	4	5,09	0,001	0,03	9
CABO BT 2	Strings para Caixa de junção	95	0,32	0,003	0,03	12
CABO BT 3	Caixa de junção para entrada dos Inversores	400	0,08	0,030	0,30	265

A Equação da queda de tensão monofásica é expressa conforme a Equação 3.24 abaixo [40].

$$QT_{BT} = 2 * I * L * R \quad (3.24)$$

Onde:

- QT_{BT} : Queda de tensão Monofásica em Baixa Tensão, em V.
- I: Corrente do condutor, conforme corrente máxima do módulo fotovoltaico, em A.
- L: Comprimento do condutor, em km.
- R: Resistência do condutor, informado na tabela do fabricante do cabo, conforme seção transversal instalada, em Ω/km .

Para exemplificar o cálculo, será realizado o cálculo para o CABO BT 3, considerando a maior distância identificada e menor tensão de operação do inversor. Esse cenário retrata a queda de tensão máxima da zona. Aplicando os valores na Equação 3.2.5 obtém-se:

$$QT_{CABO BT 3} = 2 * 265 * 0,3 * 0,08 = 12,4 \text{ V} \quad (3.25)$$

A tabela abaixo apresenta os principais parâmetros fornecidos pelo datasheet do inversor.

Tabela 9 - Datasheet do inversor

Datasheet Inversor	
Faixa de Tensão de entrada CC (V)	910 - 1300
Tensão Máxima de entrada CC (V)	1500
Corrente Máxima de entrada CC (A)	1850
Faixa de Corrente de Saída CA (A)	46,2
Tensão Máxima de Saída CA (V)	630
Faixa de Potência de Saída CA (MW)	1,473 - 1,637

Fonte: [41]

Logo, nesse exemplo, aplicando a Equação 3.26 abaixo, considerando uma tensão de 910 V, resulta em uma queda de tensão em 1,4%.

$$\rho_{QT.BT} = QT_{BT}/T_{BT} \quad (3.26)$$

Onde:

- $\rho_{QT.BT}$: Perda por queda de tensão monofásica e em baixa tensão, em porcentagem.
- QT_{BT} : Queda de tensão, em V.
- T_{BT} : Tensão de referência inicial, em V.

Portanto, após simular valores médios entre cenários mínimos e máximos, os resultados de queda de tensão das três zonas e total são observados na tabela abaixo:

Tabela 10 - Resultados de queda de tensão BT

Zona	Queda de tensão (V)	Queda de tensão (%)
CABO BT 1	1,4	0,20%
CABO BT 2	0,1	0,02%
CABO BT 3	6,8	0,90%
TOTAL BT		1,00%

Com base nos resultados obtidos, foi utilizado o maior resultado em porcentagem como resumo do total, em arredondamento, será utilizado 1% como valor aceitável ideal de queda de tensão de baixa tensão, em corrente contínua.

Logo, considerando a energia de 158 MWh no ponto 1, a energia estimada no ponto 3 deve ter um desconto de 6%, referente às perdas aceitáveis CC e perda por queda de tensão. Logo, o valor do ponto 3 seria 148.52 MWh.

3.3.4. Eficiência ideal Zona 1 a 3

A eficiência ideal nessa zona é a relação entre os pontos 1 e 3 ideias citados na Tabela 3.

$$\eta_{IDEAL(1-3)} = \frac{E_{IDEAL.3}}{E_{IDEAL.1}} \quad (3.27)$$

Onde:

- $\eta_{IDEAL(1-3)}$: Eficiência ideal da zona 1 a 3, em porcentagem.
- $E_{IDEAL.1}$: Energia estimada no ponto 1, como referência ideal, em MWh.
- $E_{IDEAL.3}$: Energia estimada no ponto 3, como referência ideal, em MWh.

Nesse caso, a eficiência ideal de referência para a zona 1 a 3 seria 94%, pois só foi aplicado 6% de perdas por queda de tensão para diferenciar esses pontos.

3.3.5. Eficiência real Zona 1 a 3

A eficiência real nessa zona é a relação entre os pontos 1 e 3 reais citados na Tabela 3.

$$\eta_{REAL(1-3)} = \frac{E_{REAL.3}}{E_{IDEAL.1}} \quad (3.28)$$

Onde:

- $\eta_{REAL(1-3)}$: Eficiência real da zona 1 a 3, em porcentagem.
- $E_{REAL.3}$: Energia medida no ponto 3, como referência real, em MWh.
- $E_{IDEAL.1}$: Energia estimada no ponto 1, como referência real, por não haver medição nesse ponto, em MWh.

Nesse caso, a eficiência real utilizaria a mesma referência de energia calculada nos módulos. Porém, para entrada dos inversores consideraria a soma dos dados reais de energia registrada no SCADA para os inversores, a cada 5 min.

Supondo um exemplo que a energia medida no ponto 3, nesse mesmo momento, fosse 145 MWh, então a eficiência real, resultante da divisão pelo ponto 1 estimado seria 91,7%. Logo, subtraindo a eficiência real da eficiência ideal, encontra-se uma diferença de 2,3% nesse cenário. Essa diferença, retrata as perdas controláveis apresentáveis nessa zona, já que as perdas não controláveis fixas estão contempladas na equação de estimativa de eficiência ideal.

Vale ressaltar que na análise de perdas, a diferença entre as energias dos dois pontos é uma soma das perdas controláveis e não controláveis. Isso foi realizado com o objetivo de comparar a representatividade de cada uma dessas perdas na zona analisada.

3.4. Análise da Zona 3 a 4

Essa zona é o intervalo entre a energia produzida que chega na entrada dos inversores e a energia da saída dos inversores. Nessa zona, as seguintes perdas podem ser refletidas:

- Perdas por eficiência do Inversor;
- Perdas por distorção harmônica;
- Perdas por falta de manutenção.

3.4.1. Cálculo da energia estimada do ponto 4

O datasheet dos inversores apresenta um gráfico de eficiência relacionada com a tensão de entrada dos inversores, assim como o gráfico apresentado na Figura 7 abaixo.

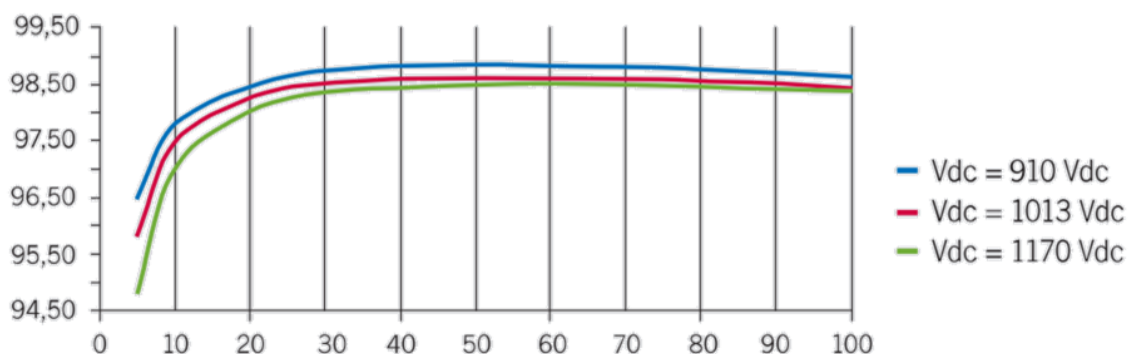


Figura 7 - Gráfico da eficiência de transformação do inversor, conforme nível de tensão, retirado do datasheet

Fonte: [41]

Nesse trabalho será utilizado o método de previsão linear para demais níveis de tensão, conforme a amostragem dos 3 valores apresentados no gráfico do datasheet.

Logo, para mensurar a energia estimada no ponto 4, será aplicada na energia do ponto 3, a eficiência estimada por previsão linear para o nível de tensão de entrada CC do momento analisado, a cada 5 minutos registrado pelo SCADA.

3.4.2. Eficiência ideal Zona 3 a 4

A eficiência ideal nessa zona é a relação entre os pontos 3 e 4 ideais citados na Tabela 3.

$$\eta_{IDEAL(3-4)} = \frac{E_{IDEAL.4}}{E_{IDEAL.3}} \quad (3.29)$$

Onde:

- $\eta_{IDEAL(3-4)}$: Eficiência ideal da zona 3 a 4, em porcentagem.
- $E_{IDEAL.3}$: Energia estimada no ponto 3, como referência ideal, em MWh.
- $E_{IDEAL.4}$: Energia estimada no ponto 4, como referência ideal, em MWh.

3.4.3. Eficiência real Zona 3 a 4

A eficiência real nessa zona é a relação entre os pontos 3 e 4 reais citados na Tabela 3.

Para calcular a eficiência real do inversor, basta aplicar a Equação 3.30 abaixo.

$$\eta_{REAL(3-4)} = \eta_{INV} = \frac{E_{REAL.4}}{E_{REAL.3}} \quad (3.30)$$

Onde:

- η_{INV} : Eficiência do inversor, em porcentagem.
- $E_{REAL.3}$: Energia da entrada do inversor, em corrente contínua, em MWh.
- $E_{REAL.4}$: Energia da saída do inversor, em corrente alternada, em MWh.

3.5. Análise da Zona 4 a 5

Essa zona é o intervalo entre a energia da saída dos inversores e a energia que chega no ponto de medição individual. Nessa zona, as seguintes perdas podem ser refletidas:

- Perdas por transformação MT
- Perdas por cabos MT e conexões;
- Perdas por falta de manutenção;

3.5.1. Cálculo da energia estimada do ponto 5

Para a perda por transformação ideal será utilizado o valor de 1% presente na Tabela 1.

A queda de tensão de média tensão dessa usina se divide em 6 subzonas, respectivas às 6 unidades geradoras. Dentro de cada unidade geradora, da saída dos inversores ao PMI, também há subdivisões conhecidas por SKID ou eletrocentro, que pode ser observado na imagem abaixo.

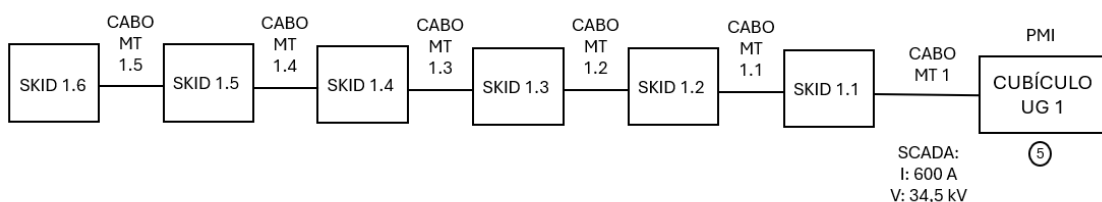


Figura 8 - Esquema de eletrocentros

Realizando análise das medições de tensão e corrente no PMI registradas no SCADA no ponto 5, foi possível identificar para essa usina as condições de 34,5 kV de tensão (secundário do transformador) e 600 A como corrente máxima estimada com base em registros históricos.

Portanto, através dessa característica, exemplificando uma unidade geradora com 6 eletrocentros, pode-se estimar que cada eletrocentro contribui com 100 A para que cheguem 600 A no PMI.

Logo, para queda de tensão de média tensão, serão realizados cálculos na unidade geradora mais próxima e a mais distante dos cubículos, com as zonas iniciais e finais, exemplificadas como SKID 1.1 e 1.6 na Figura 8.

As características são ressaltadas nas tabelas abaixo, com zonas também sinalizadas na Figura 1.

Tabela 11 - Queda de tensão MT na zona mais próxima

Zona mais próxima 6 SKIDs	Intervalo	Seção transversal (mm^2)	Resistência do condutor (Ω/km)	Cabos por fase	Distância (km)	Corrente (A)
CABO MT 3	Mais próximo	150	0,206	1	0,29	100
CABO MT 3	Mais distante	400	0,078	2	0,26	600

Tabela 12 - Queda de Tensão MT na zona mais distante

Zona mais distante 5 SKIDs	Intervalo	Seção transversal (mm^2)	Resistência do condutor (Ω/km)	Cabos por fase	Distância (km)	Corrente (A)
CABO MT 5	Mais próximo	150	0,206	1	0,475	100
CABO MT 5	Mais distante	400	0,078	2	1,91	500

A Equação da queda de tensão trifásica é expressa conforme a Equação 3.31 abaixo:

$$QT_{MT} = \sqrt{3} * C_F * I_F * L * R \quad (3.31)$$

Onde:

- QT_{MT} : Queda de tensão Trifásica em Média Tensão, em V.
- C_F : Número de cabos por fase
- I_F : Corrente por fase do condutor, conforme corrente máxima do módulo fotovoltaico, em A.
- L: Comprimento do condutor, em km.
- R: Resistência do condutor, informado na tabela do fabricante do cabo, conforme seção transversal instalada, em Ω/km .

O fator $\sqrt{3}$ é utilizado como conversão de queda de tensão de fase para linha. Para após isso, ser possível comparar o resultado com tensão de linha, nesse caso igual a 34,5 kV.

Aplicando a Equação 3.31, os resultados de queda de tensão das zonas calculadas e total são observados na tabela abaixo:

Tabela 13 - Resultados queda de tensão MT

Zona	Intervalo	Queda de tensão (V)	Queda de tensão (%)
CABO MT 3	Mais próximo	10,35	0,03%
CABO MT 3	Mais distante	42,04	0,12%
CABO MT 5	Mais próximo	16,95	0,05%
CABO MT 5	Mais distante	257,38	0,75%
TOTAL MT			1,00%

Com base nos resultados obtidos, foi utilizado o maior resultado em porcentagem como resumo do total, em arredondamento, será utilizado 1% como valor aceitável ideal de queda de tensão de média tensão.

3.5.2. Eficiência ideal Zona 4 a 5

A eficiência ideal nessa zona é a relação entre os pontos 4 e 5 ideais citados na Tabela 3.

$$\eta_{IDEAL(4-5)} = \frac{E_{IDEAL.5}}{E_{IDEAL.4}} \quad (3.32)$$

Onde:

- $\eta_{IDEAL(4-5)}$: Eficiência ideal da zona 4 a 5, em porcentagem.
- $E_{IDEAL.4}$: Energia estimada no ponto 4, como referência ideal, em MWh.
- $E_{IDEAL.5}$: Energia estimada no ponto 5, como referência ideal, em MWh.

3.5.3. Eficiência real Zona 4 a 5

A eficiência real nessa zona é a relação entre os pontos 4 e 5 reais citados na Tabela 3.

Para calcular a eficiência real, basta aplicar a Equação 3.33 abaixo.

$$\eta_{REAL(4-5)} = \frac{E_{REAL.5}}{E_{REAL.4}} \quad (3.33)$$

Onde:

- $\eta_{REAL(4-5)}$: Eficiência do inversor, em porcentagem.
- $E_{REAL.4}$: Energia registrada no SCADA no ponto de saída dos inversores, em MWh.
- $E_{REAL.5}$: Energia registrada no SCADA no ponto de saída de medição individual - PMI, em MWh.

3.6. Análise da Zona 5 a 6

Essa zona é o intervalo entre a energia que chega no ponto de medição individual e energia verificada no ponto de conexão. Nessa zona, as seguintes perdas podem ser refletidas:

- Perdas por transformação AT
- Perdas por cabos AT e conexões;
- Perdas por falta de manutenção;

3.6.1. Cálculo da energia estimada do ponto 6

Para a perda por transformação ideal será utilizado o valor de 1% presente na Tabela 1.

Para a queda de tensão de alta tensão dessa usina será utilizado o valor de 2% presente na Tabela 1. Como em alta tensão, as perdas podem estar presentes em cabos e barramentos, será utilizada uma referência única.

3.6.2. Eficiência ideal Zona 5 a 6

A eficiência ideal nessa zona é a relação entre os pontos 5 e 6 ideias citados na Tabela 3.

$$\eta_{IDEAL(5-6)} = \frac{E_{IDEAL.6}}{E_{IDEAL.5}} \quad (3.34)$$

Onde:

- $\eta_{IDEAL(5-6)}$: Eficiência ideal da zona 5 a 6, em porcentagem.
- $E_{IDEAL.5}$: Energia estimada no ponto 5, como referência ideal, em MWh.
- $E_{IDEAL.6}$: Energia estimada no ponto 6, como referência ideal, em MWh.

3.6.3. Eficiência real Zona 5 a 6

A eficiência real nessa zona é a relação entre os pontos 5 e 6 reais citados na Tabela 3.

Para calcular a eficiência real, basta aplicar a Equação 3.35 abaixo.

$$\eta_{REAL(5-6)} = \frac{E_{REAL.6}}{E_{REAL.5}} \quad (3.35)$$

Onde:

- $\eta_{REAL(5-6)}$: Eficiência real da zona 5 a 6, em porcentagem.
- $E_{REAL.5}$: Energia registrada no SCADA no ponto de saída de medição individual - PMI, em MWh.
- $E_{REAL.6}$: Energia registrada no SCADA no ponto de saída de medição individual - PC, em MWh.

4. Resultados e análise

A partir da metodologia extraída, após tratamento de qualidade de dados registrados no sistema SCADA, citados no item 2.3, para retirada de outliers, foi possível gerar as energias ideais e reais de cada zona. Assim, possibilitando a geração de eficiências. Além disso, o cálculo das perdas reais foi determinado com base no diagrama de resultados abaixo.

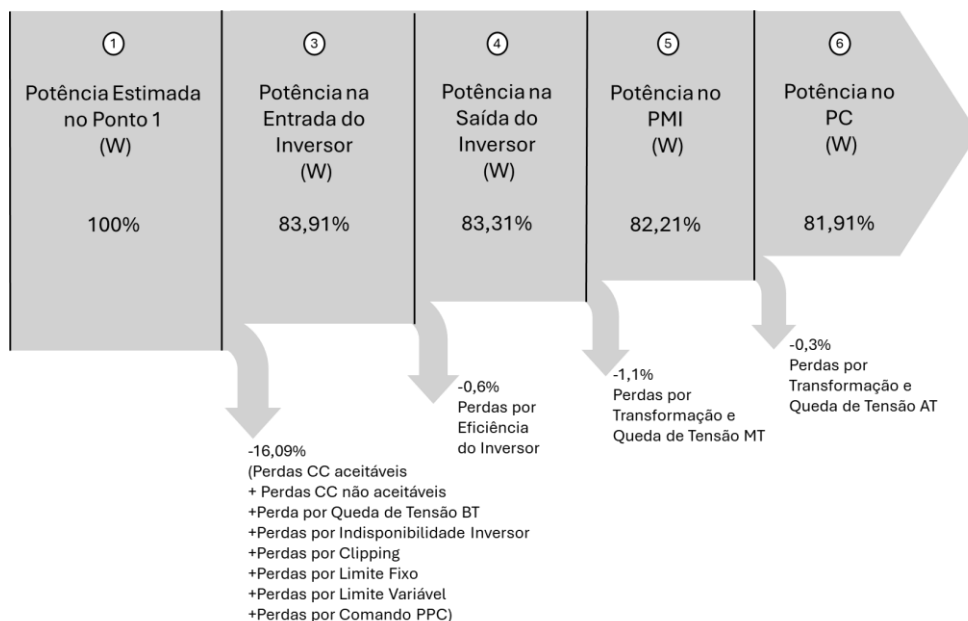


Figura 9 - Diagrama de resultado de perdas reais

4.1. Resultados de eficiências ideais e reais

Ao comparar os resultados das zonas analisadas, percebe-se que das zonas 3 a 6, o cenário real corresponde a um valor superior ao limite ideal. Porém, a zona 1-3 concentra as perdas operacionais e controláveis. Como pode ser observado na tabela abaixo.

Tabela 14 - Comparação de resultados de eficiências ideais e reais

Zona	Eficiência Ideal	Eficiência Real	Eficiência real superior ou inferior aos limites ideais
1-3	94,00%	83,91%	-10,09%
3-4	98,50%	99,41%	0,91%
4-5	98,00%	98,91%	0,91%
5-6	97,00%	99,72%	2,72%

4.2. Zona mais crítica

Conclui-se que o zona mais crítica é a 1-3 e deve ser detalhada melhor de modo que a causa raiz do problema possa ser identificada e sanada.

As demais zonas, por mais que respeitem os limites, apresentam valores próximos. Isso ressalta a necessidade de acompanhamento contínuo, para estabelecer ações imediatas, caso a relação se inverta.

O valor de energia ideal da zona 1-3 comparado com o valor de energia real resulta em uma diferença de 16,09%. Considerando a energia real gerada e dividindo as perdas entre controláveis e não controláveis, pode-se observar a divisão de energia conforme as porcentagens do gráfico da Figura 10.

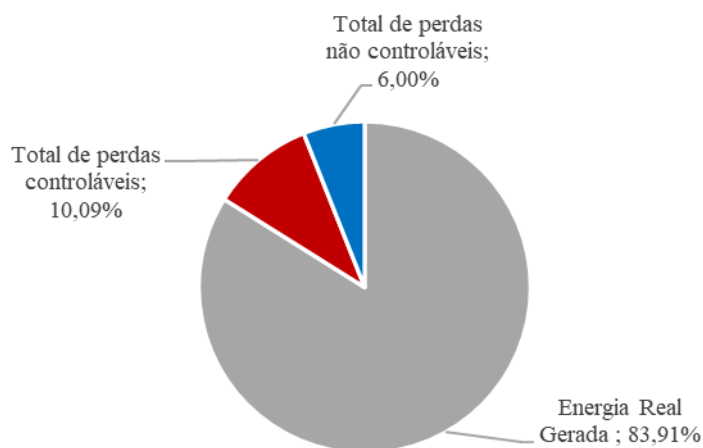


Figura 10 - Divisão de energia da zona mais crítica

4.3. Perda real mais crítica

Com o objetivo de direcionar a manutenção para ações de investigação de causa raiz, o gráfico da Figura 11 classifica as perdas controláveis e não controláveis, em porcentagem, por ordem decrescente.

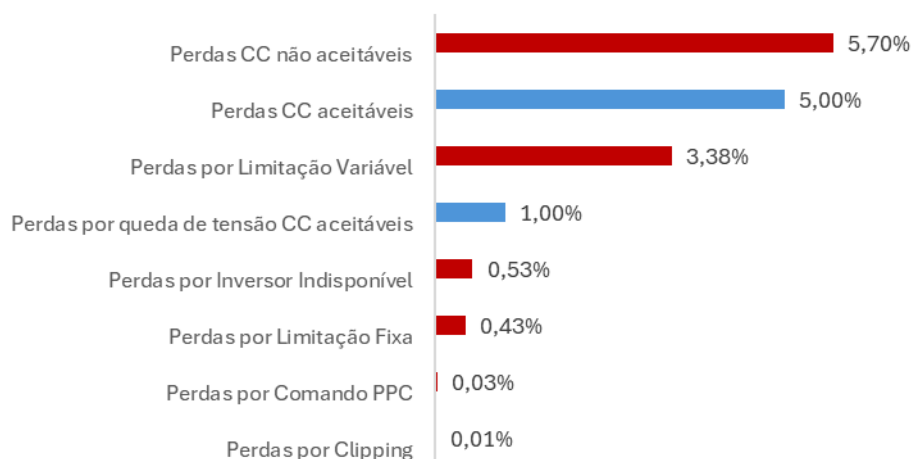


Figura 11 - Classificação de perdas de energia da zona mais crítica

As perdas não controláveis foram divididas entre Perdas CC aceitáveis e Perdas por queda de tensão CC aceitáveis. As demais classificações de perdas são perdas consideradas controláveis.

Destaca-se que o maior acúmulo de perdas está na classificação de Perdas CC não aceitáveis. Essas perdas podem ser de trackers indisponíveis ou com mau funcionamento, módulos fotovoltaicos com baixa eficiência, trincados ou com pontos quentes ou qualquer outro parâmetro que pode ter desviado das condições de perdas ideais.

A parte CC da usina apresenta muitos componentes e conexões, podendo ser difícil o rastreamento rápido da causa raiz dessas perdas.

Para analisar de forma mais visual o impacto das perdas e desvios ao longo dos dias e classificar horários críticos, foi elaborado um gráfico com os valores de energia limites e reais estabelecidos com base na metodologia do trabalho, conforme Figuras de 12 a 15 abaixo.

De forma geral, vale ressaltar que as proximidades de curvas estimadas e reais comprovam a confiabilidade da metodologia aplicada.

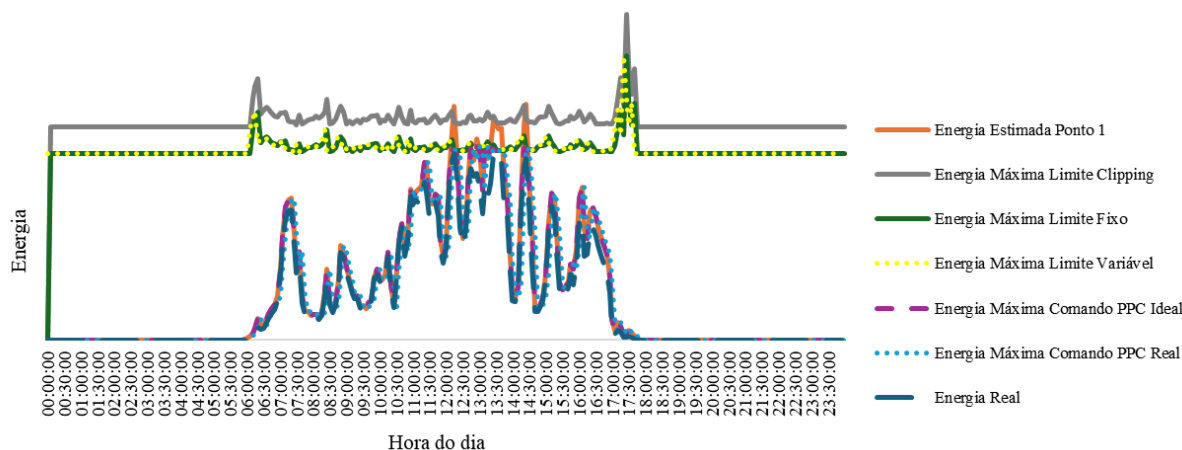


Figura 12 - Resultado de gráfico com perda por clipping e limite fixo

A Figura 12 retrata um dia com bastante oscilação de irradiância. Porém, uma irradiância alta no horário de pico das 11h às 14h. Pode-se assumir, nesse modelo de gráfico, que quanto mais próximo dos limites estão as energias estimadas e reais, mais irradiância houve nesse dia. Essa irradiância alta possibilita maior geração, portanto, nesses momentos ficam claras as perdas por limite fixo e clipping.

O gráfico possibilita a observação da linha de energia estimada no ponto 1 ultrapassando a energia máxima limite fixo, gerando perdas evidentes. Além disso, também há uma sutil ultrapassagem da linha de energia estimada no ponto 1 em relação a linha de energia máxima limite clipping, que caracteriza os limites técnicos máximo do inversor, também resultando em perdas.

A relação CC/CA dessa usina é 1,07. Logo, não se espera uma perda muito alta por clipping e nem uma ocorrência frequente dessa perda. Em usinas com uma relação CC/CA maior, espera-se mais perdas desse tipo de classificação.

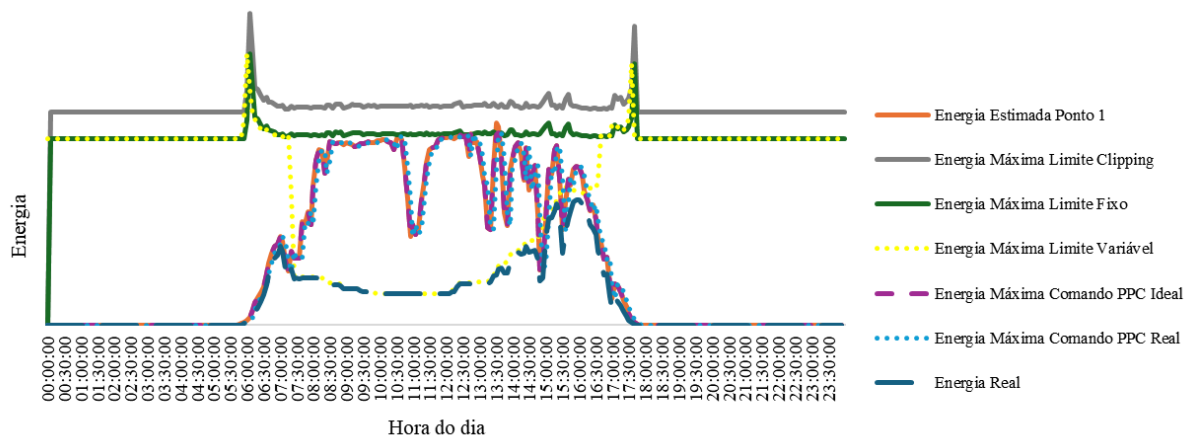


Figura 13 - Resultado de gráfico com perda por limite variável

A Figura 13 retrata uma perda por limitação variável bem visível. No dia de exemplo, por volta das 07h, o limite fixo passa a ser variável até em torno de 17h. A Perda por limitação variável é retratada pela área de diferença entre energia estimada ponto 1 e energia real. Sendo bastante significativa nesse dia, pois aparentemente houve uma irradiância alta, logo, maiores perdas.

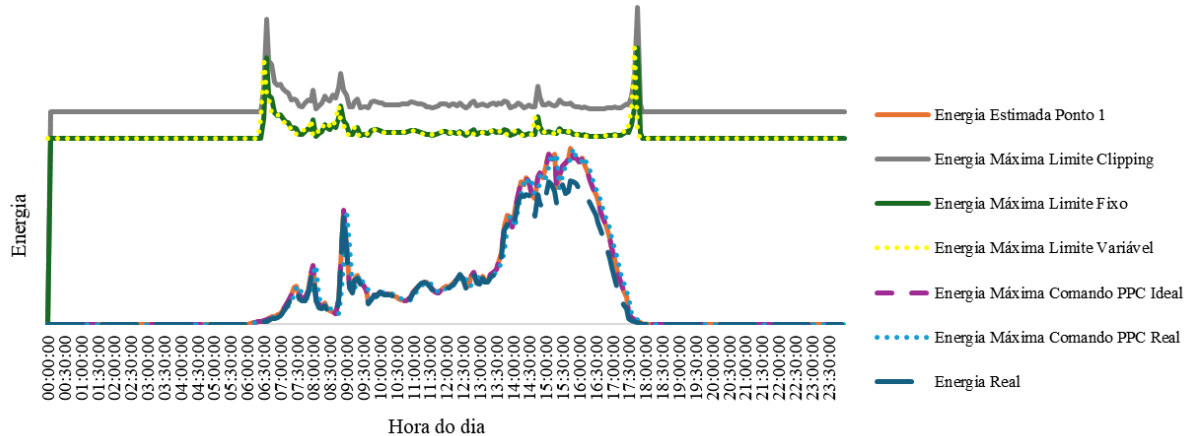


Figura 14 - Resultado de gráfico com perdas operacionais e baixa irradiância

A Figura 14 retrata um dia em que 2 inversores passaram indisponíveis por todo o dia. Porém, só fica visível a perda por indisponibilidade por inversor, retratada pela distância entre a energia real e energia estimada no ponto 1, quando há um aumento da irradiância.

Logo, somente olhando o gráfico não seria possível identificar a indisponibilidade devido ao pequeno deslocamento até às 13h. Concluindo que o modelo desenvolvido deve ser

analisado em conjunto com alarmes do SCADA, além do cruzamento entre informações gráficas e cálculos realizados para melhores ações possíveis.

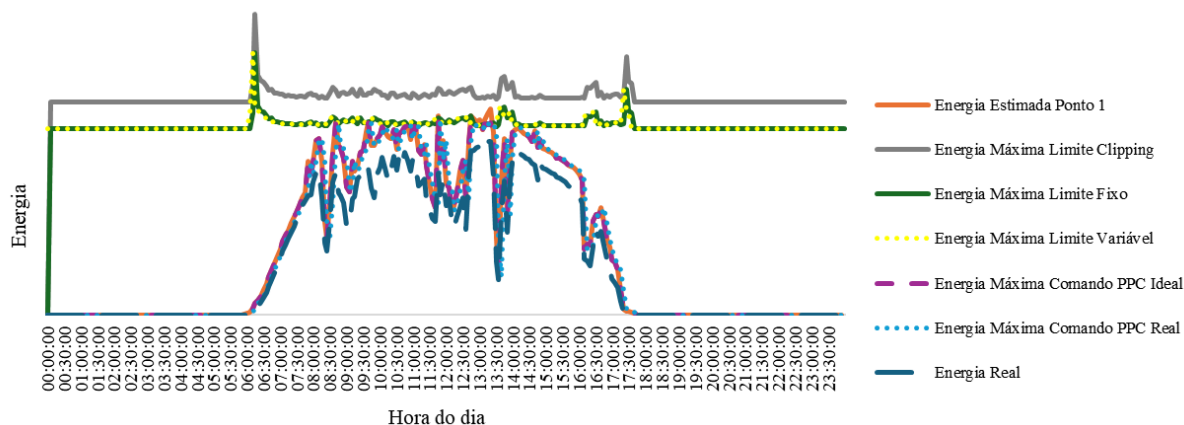


Figura 15 - Resultado de gráfico com perdas operacionais e alta irradiância

A Figura 15 já retrata um dia com uma irradiância mais alta e mais constante. Nesse dia, a indisponibilidade dos inversores fica bastante clara ao longo de todo dia. Sendo um melhor suporte visual do que os dias de baixa irradiância, como observado na Figura 14.

Vale ressaltar que o deslocamento das curvas estimadas e reais são o somatório das perdas operacionais. Logo, perdas CC não aceitáveis, perda por comando PPC e perda por indisponibilidade de inversores estão contidas nesse deslocamento. Sendo mais perceptível quando um inversor fica indisponível pela interrupção de entrega de energia. E nas outras classificações de perda, há um deslocamento, contudo mais difícil de observar devido à contínua entrega de energia, porém, menor do que poderia entregar em perfeitas condições.

4.4. Unidade geradora mais crítica

Como forma de identificar se as unidades geradoras apresentam comportamento distintos entre elas e aumentar a probabilidade de identificação de falhas, foram analisados os desempenhos reais de cada uma, destacados na Tabela 15.

Tabela 15 - Resultado da unidade geradora mais crítica

Zona	UG 1	UG 2	UG 3	UG 4	UG 5	UG 6	Total Usina
1-3	85,0%	85,6%	85,8%	85,8%	82,8%	78,7%	83,9%
3-4	99,3%	99,4%	99,4%	99,4%	99,4%	99,5%	99,4%
4-5	98,8%	98,8%	99,0%	99,1%	99,0%	98,9%	98,9%
Eficiência Global	83,4%	84,1%	84,4%	84,5%	81,5%	77,4%	82,5%

Percebe-se que para as zonas 3 a 5, todas apresentam comportamentos semelhantes. Porém, na zona 1-3, para o mês analisado, a unidade geradora 6 destaca-se das demais, em seguida da unidade geradora 5.

Essa análise indica uma necessidade de foco maior nessas duas unidades geradoras, no momento, pois podem apresentar falhas pontuais que fazem com que desviem das outras. Ou pode ser um cenário crônico que quanto antes identificado melhor para correção.

4.5. Dias e horários de maior impacto

Ao analisar a representatividade de perdas totais do mês de análise, distribuídas por dias da semana na Tabela 16, fica em evidência que os finais de semana e a segunda-feira concentram maiores perdas.

Esse é um resultado esperado para essa usina, já que não há equipe de manutenção fixa na usina nos finais de semana. E conseqüentemente, as perdas se propagam até a chegada pontual da equipe ou até segunda-feira quando há ação de solução.

Tabela 16 - Resultado de dias da semana com maior concentração de perdas

Dia da semana	Representatividade de perdas totais (%)
Domingo	28,3%
Segunda-feira	15,3%
Sábado	13,4%
Terça-feira	12,9%
Sexta-feira	11,3%
Quarta-feira	9,5%
Quinta-feira	9,5%
Perdas Totais	100%

Porém, caso não houvesse explicação clara para o resultado apresentado, seria importante analisar as atividades que ocorrem no dia da semana de maiores perdas e avaliar como podem impactar na operação da usina.

Ao analisar os horários ao longo do dia, na Tabela 17, fica claro que os momentos de pico de irradiância nessa usina, das 10h às 13h, apresentam maior concentração de perdas. O que também é um resultado esperado.

Além disso, é um indicativo para manutenção, que se precisar realizar alguma manutenção com a usina energizada, evitar os horários de maiores perdas.

Tabela 17 - Resultado de horários com maior concentração de perdas

Horários do dia	Representatividade de perdas totais (%)	Irradiância (W/m²)
00	0%	0
01	0%	0
02	0%	0
03	0%	0
04	0%	0
05	0%	0
06	4%	98
07	5%	408
08	8%	625
09	9%	687
10	11%	742
11	13%	810
12	13%	792
13	10%	767
14	8%	716
15	8%	662
16	7%	420
17	4%	78
18	0%	0
19	0%	0
20	0%	0
21	0%	0
22	0%	0
23	0%	0
Perdas Totais	100%	-

4.6. Acompanhamento por ciclo PDCA

O ciclo PDCA pode ajudar na gestão de performance, manutenção, e eficiência de uma usina solar. A partir da implantação da metodologia estabelecida nesse trabalho, monitoramento contínuo de resultados, execução de plano de ações e mensuração se a ação foi efetiva ou não, é possível melhorar o desempenho global da usina.

A partir dos resultados obtidos, para essa usina, um exemplo de projeto de ciclo PDCA seria:

4.6.1. Plan (Planejar)

Nesta fase, serão planejadas as ações com base nos resultados obtidos. Seguem abaixo planejamentos levando em consideração zona crítica, classificação de perdas, unidade geradora em destaque e dias e horários mais representativos:

Inspeções na zona 1-3:

- Ronda nos trackers para garantir a disponibilidade.
- Medição de queda de tensão real.
- Traçar curva I-V de uma amostragem de módulos fotovoltaicos em todas as unidades geradoras.

Planejamento da manutenção preditiva na zona 1-3:

- Programação de análises visuais e termográficas em módulos fotovoltaicos para identificar avarias.

Investigação de causa raiz da unidade geradora 6 ser a mais impactante nas perdas:

- Avaliação das perdas classificadas dentro da unidade geradora 6 para identificar ponto de maior impacto.
- Coletar dados adicionais do SCADA para auxiliar na análise.
- Realizar inspeções em campo em busca de diferenças em relação às demais usinas, sejam visuais ou sonoras, que possam impactar no desempenho.

Planejamento de escala de equipes:

- Avaliar ganho de contratação de equipe de manutenção em finais de semana para evitar perdas nesses dias.

Planejamento de cronograma mensal para testar tópicos traçados:

- Organizar em paralelo a rotina de manutenção, as ações adicionais traçadas, de forma que o cumprimento do ciclo PDCA não traga resultados negativos pela não realização de uma atividade de rotina, em prol de inspeções investigativas, por exemplo.

4.6.2. Do (Fazer)

Nessa etapa, os tópicos de planejamento são executados na prática, conforme cronograma estabelecido. Talvez, ao longo da execução haja necessidade de replanejamento para atender melhor a realidade da rotina de manutenção. O cronograma deve ser atualizado sempre que identificada necessidade e quando possibilite melhora nos resultados e menos impacto na rotina padrão.

4.6.3. Check (Checar)

Após a execução, pelo período definido no planejamento, as ações serão mensuradas conforme resultados. A mesma metodologia do trabalho apresentado será aplicada, para comparação com os resultados iniciais, antes das ações.

Nessa etapa, espera-se a diminuição das perdas, conforme as ações executadas. Caso isso não ocorra, significa que a ação não foi efetiva e deve ser replanejada no próximo ciclo, na primeira etapa de planejamento.

4.6.4. Act (Agir)

Para atendimento ao objetivo desse trabalho, o agir se divide em 4 opções.

- Caso a ação executada tenha impacto positivo e acabe com o problema: a ação seria monitorar para validar que o problema não vai voltar a ocorrer.
- Caso a ação executada tenha impacto positivo, mas não acabe com o problema: indicativo de tornar essa ação uma rotina de manutenção, para controle dos resultados.
- Caso a ação executada não tenha impacto: percebe-se que os resultados não foram alterados. A ação indicada é buscar soluções diferentes da aplicada. E avaliar se a solução aplicada foi executada da maneira correta.
- Caso a ação executada tenha impacto negativo: avaliar se a má execução das ações pode ter resultado nisso. Ou se ao cumprir as ações do ciclo PDCA, alguma outra ação não foi cumprida, impactando negativamente. Além disso, caso tenha sido contratado um serviço, avaliar a contratação de novo fornecedor.

5. Conclusão

A análise apresentada ao longo deste trabalho demonstrou a importância de monitorar continuamente a performance das usinas fotovoltaicas, utilizando metodologias como o ciclo PDCA para gestão e otimização de resultados. Esse estudo possibilitou uma visão clara das diferenças entre as eficiências ideais e reais, identificando as zonas mais críticas e as principais causas de perdas.

O tratamento dos dados, removendo outliers, é essencial em trabalhos como esse para garantir a qualidade dos resultados. Logo, a qualidade e confiabilidade da metodologia aplicada foi validada através dos gráficos apresentados.

A zona 1-3 destacou-se como a mais problemática, com uma eficiência real de 83,91%, inferior em 10,09% ao ideal de 94%. Essa disparidade sugere a necessidade de uma investigação mais profunda para identificar e corrigir as causas das perdas. Deve-se realizar uma análise de causa raiz focada em perdas operacionais controláveis.

Em relação às perdas totais reais, o total de perdas foi de 16,09%, sendo que 10,09% dessas perdas são consideradas controláveis. A maior fonte de perda identificada foi a de perdas CC não aceitáveis, cerca de 5,70%, envolvendo problemas como trackers indisponíveis, módulos fotovoltaicos com baixa eficiência ou cabos e conexões avariados. A elevada porcentagem de perdas controláveis reforça a importância de ações para mitigar esses desvios e possibilitar melhorias para otimizar o desempenho da usina.

A metodologia aplicada, incluindo a análise de dias e horários críticos de maior impacto, permitiu uma visão detalhada de onde ocorrem as maiores perdas. Por exemplo, os finais de semana e o horário de pico de irradiância entre 10h e 13h foram identificados como os momentos de maior concentração de perdas. Esse resultado possibilita uma avaliação de gestão de escalas de trabalho com base em maior suporte para evitar perdas. Além de sugerir manutenções com necessidade de equipamentos energizados em horários diferentes desses.

Esse é um trabalho altamente replicável para outros empreendimentos, possibilitando a aplicação da metodologia e análise de resultados com base nos dados característicos da usina de estudo.

Dividir as perdas entre controláveis e não controláveis possibilita maior afinamento de pontos críticos. Assim como as classificações de análises de: zona de menor eficiência, unidade geradora de maior representatividade em baixa eficiência e dias e horários de maior concentração de perdas.

Um estudo com cálculos definidos, análise numérica e visual por classificações e com medições contínuas de efetividade de ações é chave para uma boa gestão de operação e manutenção, obtenção de resultados cada vez mais eficientes e melhoria contínua do desempenho da usina fotovoltaica de foco da avaliação.

Por fim, o uso do ciclo PDCA se mostrou essencial para a gestão e melhoria contínua da operação, desde o planejamento das ações, passando pela execução, monitoramento e ajustes necessários. Esse processo não só contribui para a redução de perdas, mas também para aumentar a confiabilidade e eficiência geral da usina.

Conclui-se, a partir desse trabalho, que estabelecer uma metodologia de análise contínua em uma usina fotovoltaica é essencial para avaliação global da eficiência dos sistemas em operação e mitigação de perdas energéticas.

5.1. Trabalhos futuros

Para complementar o estudo desenvolvido, recomenda-se os seguintes trabalhos futuros:

- Criação de metodologia para subclassificar as perdas CC não aceitáveis. Como mensuração do impacto de trackers e módulos fotovoltaicos.
- Teste da metodologia por 1 ano, com análise PDCA aplicada. Possibilitando realizar diagnósticos mais profundos e mensurar o impacto das ações contínuas.
- Desenvolvimento de programações, softwares ou aplicações que retornem o resultado do estudo, a partir da alteração dos dados de entrada ou acesso direto aos dados do sistema SCADA.
- Comparação dos resultados da metodologia desenvolvida em relação a softwares existentes no mercado como: PVsyst, PV*SOL e SOLergo.

Referências

- [1] R. P. Braga, “Energia Solar Fotovoltaica: Fundamentos e Aplicações,” Novembro 2008.
- [2] Energês, “Diferença entre Irradiância e Irradiação,” 02 Julho 2020. [Online]. Disponível em: <https://energes.com.br/diferenca-de-irradiancia-e-irradiacao/>.
- [3] J. Carneiro, “Semicondutores – Modelo Matemático da Célula Fotovoltaica,” 2010.
- [4] Instituto Solar, “Como os Módulos Fotovoltaicos transformam Energia Solar em Energia Elétrica,” 15 08 2019. [Online]. Disponível em: <https://institutosolar.com/como-transformar-energia-solar-em-energia-eletrica/>.
- [5] UFRGS, “Efeito fotovoltaico,” [Online]. Disponível em: http://penta3.ufrgs.br/fisica/energia/Energia_solar/efeito_fotovoltaico.html. [Acedido em 2024 08 30].
- [6] Solar, Pannel, “Tudo sobre a Eficiência do Pannel Solar,” [Online]. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/tudo-sobre-a-eficiencia-do-pannel-solar.html>. [Acedido em 30 08 2024].
- [7] Portal Solar, “Usina solar: o que é, tipos, como funciona, vantagens e desvantagens,” [Online]. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/usina-solar.html>. [Acedido em 28 08 2024].
- [8] WEG, “Sistema Fotovoltaico on-grid e off-grid: saiba as diferenças e as vantagens de cada tipo,” [Online]. Disponível em: <https://www.weg.net/solar/blog/sistema-fotovoltaico-on-grid-e-off-grid-saiba-as-diferencas-e-as-vantagens-de-cada-tipo/>. [Acedido em 28 08 2024].
- [9] “LEI Nº 14.300, DE 6 DE JANEIRO DE 2022,” 2022.
- [10] Proauto Electric, “Afinal, qual a importância da Combiner Box no sistema fotovoltaico?,” [Online]. Disponível em: <https://proauto-electric.com/importancia-combiner-box/>. [Acedido em 30 08 2024].
- [11] Ministério de Minas e Energia, “PORTARIA No564, DE 17 DE OUTUBRO DE 2014,” 2014.
- [12] M. M. M. e. W. C. d. s. Fabrício Teixeira dos Santos, “SISTEMA SUPERVISÓRIO Utilização de um sistema Supervisório na usina fotovoltaica,” 2021.
- [13] R. V. S. Rosa, “Estimativa da irradiância solar em módulos fotovoltaicos monofaciais fixos que utilizam os modelos de transposição de Perez e de Hay-Davies,” 07 2023.
- [14] E. d. P. E. -. EPE, “Incertezas e Perdas na Estimativa de Geração Fotovoltaica,” [Online]. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-823/topico-718/NT%20Incertezas%20e%20Perdas%20UFV%20EPE-DEE-050-2024.pdf>. [Acedido em 06 09 2024].

- [15] F. W. F. d. Nascimento, “Desenvolvimento de Analisador de Eficiência de Módulos fotovoltaicos Comerciais: uma Perspectiva Analítica Georreferenciada,” 2021.
- [16] G. C. A. Maranhão, “Desafios da Implementação de Energias Alternativas em Locais Insulares: Estudo de Caso de Svalbard,” 2024.
- [17] D. S. Leite, “Degradação Induzida pelo Potencial (PID) em Módulos Fotovoltaicos,” 28 02 2012.
- [18] A. S. B. e. H. T. Q. Lemos, “Simulação e análise da influência da radiação e temperatura no desempenho de módulos fotovoltaicos,” 19 03 2019.
- [19] M. Â. S. Valente, “Caracterização Automática de um Painel Fotovoltaico,” 2011.
- [20] E. d. P. E. - EPE, “Instruções para Solicitação de Cadastramento e Habilitação Técnica com vistas à Participação nos Leilões de Energia Elétrica,” 12 2021. [Online]. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/leiloes-de-energia/Documents/EPE-DEE-RE-065_2013_R8_UFV.pdf.
- [21] W. I. Tatibana, “Análise das Harmônicas Geradas pelo Inversor Fotovoltaico Operando com Baixa Potência e Implementação de Filtro Passivo Simulado,” 2021.
- [22] R. F. e. F. V. G. Lopes Filho, “Algoritmo de Seguimento do Ponto de Máxima Potência para Sistemas Fotovoltaicos considerando Minimização de Erro e Derivada da Potência,” 30 04 2020.
- [23] R. D. Testi, “Algoritmo Baseado em Enxame de Partículas para Otimização da Contratação do Montante de Uso do Sistema de Transmissão,” 2018.
- [24] R. Bechara, “Análise de Falhas de Transformadores de Potência,” 2010.
- [25] (ABNT), Associação Brasileira de Normas Técnicas, “ABNT NBR 14039 Instalações elétricas de média tensão de 1,0 kV a 36,2 kV,” 30 06 2005. [Online]. Disponível em: https://drb-assessoria.com.br/vid/nbr_Instalacoes_eletricas_de_media_tensao.pdf.
- [26] S. R. Júnior, “Aula 10 – Sistema Elétrico de Potência (SEP),” 10 09 2010. [Online].
- [27] R. M. Santos, “Eficiência Energética no Serviço Auxiliar de uma Pequena Central Hidrelétrica,” 2010. [Online].
- [28] A. Oliveira, “Perdas nos transformadores operando a vazio em sistemas fotovoltaicos,” 01 10 2019.
- [29] D. A. Cassini, “Estudo da Degradação em Módulos Fotovoltaicos de Filme Fino,” 2020.
- [30] PV Magazine USA, “Guide to understanding solar production losses,” 02 03 2023.
- [31] Solarfy, “Perda de eficiência de um sistema fotovoltaico: como calcular?,” 13 07 2023. [Online]. Disponível em: [https://solarfy.com.br/blog/perda-de-eficiencia-de-um-sistema-fotovoltaico-como-calcular/](https://solarfy.com.br/blog/perda-de-eficiencia-de-um-sistema-fotovoltaico-como-calcul/).
- [32] (ABNT), Associação Brasileira de Normas Técnicas, “NBR 16690 Instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos - Requisitos de projeto,” 2019.
- [33] (ABNT), Associação Brasileira de Normas Técnicas, “NBR 14039 Instalações elétricas de média tensão de 1kV a 36,2 kV,” 2003.

- [34] Firstgreen, “Cable Sizing in Solar Projects: Importance, Calculations, and Standards,” 17 03 2023. [Online]. Disponível em: <https://firstgreen.co/cable-sizing-in-solar-projects-importance-calculations-and-standards/>.
- [35] B. Diniz, “Ciclo PDCA: o que é, etapas e como aplicar nos processos?,” 05 05 2024. [Online]. Disponível em: <https://www.sydle.com/br/blog/ciclo-pdca-6019c634725a6426834decea>.
- [36] P. S. d. S. Filho, “Uma Visão geral da Eficiência Energética na indústria e contribuições das metodologias: Ciclo PDCA, 5W2H e WCM,” 04 2021.
- [37] S. E. e. M. A. Kopru, “Investigation of PV System Cable Losses,” 2017.
- [38] Trina Solar, “TSM_DE14H(II)_EN_2019_B,” 2019. [Online]. Disponível em: https://static.trinasolar.com/sites/default/files/Datasheet_DE14H%28II%29_HC_1500V_May2019_NT.pdf.
- [39] D. R. Carrijo, “Uma Proposta de Técnica de Rastreamento do Ponto de Máxima Potência de um Painel Fotovoltaico,” 09 2010.
- [40] R. Magalhães, “Como calcular a queda de tensão? Fórmula e exemplos,” 16 06 2024. [Online]. Disponível em: https://compraco.com.br/blogs/construcao-civil/como-calcular-a-queda-de-tensao-formula-e-exemplos?srsltid=AfmBOorGHqAhMmhkLYYUUv1RQN9B3D0VcrLUNJhf4oPeyRvSq1GO_Q5o. [Acedido em 31 08 2024].
- [41] Ingeteam, “Power B Series 1,500 Vdc,” [Online]. Disponível em: https://www.ingeteam.com/Portals/0/Catalogo/Producto/Documento/PRD_3756_Arquivo_is-b-series-family-1500vdc.pdf. [Acedido em 31 08 2024].