



Universidade Federal de Ouro Preto
Instituto de Ciências Exatas e Aplicadas
Departamento de Engenharia Elétrica



Trabalho de Conclusão de Curso

Avaliação Técnica e Econômica sobre a Utilização do Transformador Acoplado na Micro Geração Distribuída Fotovoltaica

Abraão Silva Ferreira

João Monlevade, MG
2023

Abraão Silva Ferreira

**Avaliação Técnica e Econômica sobre a
Utilização do Transformador Acoplado na Micro
Geração Distribuída Fotovoltaica**

Trabalho de Conclusão de curso apresentado à Universidade Federal de Ouro Preto como parte dos requisitos para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia Elétrica pelo Instituto de Ciências Exatas e Aplicadas da Universidade Federal de Ouro Preto.

Orientador: Prof.^o Igor Dias Neto de Souza

**Universidade Federal de Ouro Preto
João Monlevade
2023**

SISBIN - SISTEMA DE BIBLIOTECAS E INFORMAÇÃO

F383a Ferreira, Abraao Silva.

Avaliação técnica e econômica sobre a utilização do transformador acoplado na micro geração distribuída fotovoltaica. [manuscrito] / Abraao Silva Ferreira. - 2023.

52 f.: il.: color., gráf., tab..

Orientador: Prof. Dr. Igor Dias Neto de Souza.

Monografia (Bacharelado). Universidade Federal de Ouro Preto. Instituto de Ciências Exatas e Aplicadas. Graduação em Engenharia Elétrica .

1. Energia solar. 2. Estudos de viabilidade - Aspectos econômicos. 3. Geração de energia fotovoltaica. 4. Inversores elétricos. 5. Sistemas de energia fotovoltaica. 6. Transformadores elétricos. I. Souza, Igor Dias Neto de. II. Universidade Federal de Ouro Preto. III. Título.

CDU 621.311.243

Bibliotecário(a) Responsável: Flavia Reis - CRB6-2431



FOLHA DE APROVAÇÃO

Abraão Silva Ferreira

Avaliação Técnica e Econômica sobre a Utilização do Transformador Acoplado na Micro Geração Distribuída Fotovoltaica

Monografia apresentada ao Curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Ouro Preto como requisito parcial para obtenção do título de Engenheiro Eletricista

Aprovada em 27 de janeiro de 2023

Membros da banca

Dr - Igor Dias Neto de Souza - Orientador(a) (Universidade Federal de Ouro Preto)
Dr - Thainan Santos Theodoro - (Universidade Federal de Ouro Preto)
Dr - Welbert Alves Rodrigues - (Universidade Federal de Ouro Preto)

Igor Dias Neto de Souza, orientador do trabalho, aprovou a versão final e autorizou seu depósito na Biblioteca Digital de Trabalhos de Conclusão de Curso da UFOP em 13/02/2023



Documento assinado eletronicamente por **Igor Dias Neto de Souza, PROFESSOR DE MAGISTERIO SUPERIOR**, em 13/02/2023, às 19:27, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site http://sei.ufop.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **0474533** e o código CRC **6F607D6B**.

Agradecimentos

Dia a pós dia enfrentamos várias batalhas e desafios. Por maiores que sejam, cada um deles possuem um pequeno ensinamento para cada um de nós. Existe algo dentro de nós que nos instiga a ir em frente, que nos força a continuar e caminhada, que nos faz querer superar as nossas forças. Este fogo nos faz olhar para cada desafio, não com a cabeça baixa, mas sim erguida, como alguém que, olhando para o horizonte, vislumbra sua conquista logo a frente. E com este foco, esta bela imagem de seu futuro, continuo sem olhar para trás. Este belo sentimento é o que move um verdadeiro engenheiro. Superar, questionar, conhecer, ir além do que se imaginava. Por todos estes sentimentos, por tudo que passei, pela companhia de minha família amigos professores e principalmente de Deus eu sou eternamente grato.

Resumo

Atualmente, na matriz energética nacional, as usinas fotovoltaicas representam 25,48% das obras em andamento e chegam a ser 78,95% das obras ainda não iniciadas segundo a ANEEL (2022). Para as usinas fotovoltaicas *on grid* (interligado a rede da concessionária), os inversores fotovoltaicos precisam respeitar os limites de tensão da concessionária, esta exigência técnica pode se tornar um desafio quando se tem um inversor solar trifásico em regiões nas quais a tensão de atendimento é 220 V fase-fase. Nesta situação o cliente pode optar por um inversor solar 220 V, que por sua vez é mais caro, ou optar por um inversor solar 380 V, que é mais barato mas necessita de um transformador 380/220 V para realizar a adequação de tensão, que além de aumentar o custo do investimento possui perdas indesejadas. O objetivo deste trabalho foi realizar uma avaliação técnica e econômica entre estes dois cenários aplicando o *pay back* descontado nos dois investimentos e realizando a comparação entre eles. Para alcançar estes objetivos uma usina real contendo três inversores trifásicos de 25 kW 380 V e um transformador de 95 kVA foi escolhida como modelo de estudo, foi feita a modelagem do sistema fotovoltaico e do transformador no *simulink* utilizando o modelo fasorial, após os dados de geração de oito meses serem colhidos em campo, diversas simulações foram feitas para contabilizar as perdas no transformador. Como resultado foi encontrado uma média de perdas de energia anuais no transformador equivalente a 5% de toda energia gerada anualmente por este sistema. Avaliando os *pay back's* é possível perceber que ao longo do tempo o sistema 220 V acaba supera o retorno financeiro dos sistemas 380 V. Com 4 anos seu retorno financeiro já supera o retorno de um sistema com inversores 380 V. Com 9 anos esta diferença aumenta, tendo assim um retorno anual de 100% de todo o valor a mais investido num sistema com inversores 220 V. Ou seja, com 9 anos um sistema com inversores 220 V paga a diferença de investimento inicial entre 220 V e 380 V. Desta maneira se concluiu que para o cenário cuja a tensão entregue pela concessionária é 220 V fase-fase um sistema fotovoltaico com inversores 220 V é mais lucrativo a longo prazo do que um sistema com inversores 380 V, estes resultados auxiliam o cliente final na tomada de decisão de seu investimento, trazem um respaldo para os engenheiros e projetistas de sistemas fotovoltaicos para decidirem qual inversor aplicar em seus sistemas além ser um exemplo das as aplicações dos estudos das perdas em transformadores trifásicos.

Palavras-chave: Sistemas fotovoltaicos, sistemas *on grid*, viabilidade econômica, transformadores, *pay back*.

Abstract

Currently, in the national energy matrix, photovoltaic plants represent 25.48% of the works in progress and reach 78.95% of the works not yet started according to ANEEL (2022). For *on grid* photovoltaic plants (interconnected to the utility grid), photovoltaic inverters need to respect the utility voltage limits, this technical requirement can become a challenge when you have a three-phase solar inverter in regions where the voltage of care is 220 V phase-to-phase. In this situation the customer can opt for a 220 V solar inverter, which in turn is more expensive, or opt for a 380 V solar inverter, which is cheaper but needs a 380/220 V transformer to adjust the voltage, which, in addition to increasing the cost of the investment, has unwanted losses. The objective of this work was to carry out a technical and economic evaluation between these two scenarios, applying the discounted *pay back* in the two investments and comparing them. To achieve these objectives a real power plant containing three three-phase inverters of 25 kW 380 V and a transformer of 95 kVA was chosen as a study model, modeling the photovoltaic system and the transformer in *simulink* and after eight months of generation data were collected in the field, several simulations were performed to account for transformer losses. As a result, an average of 8,693.04 kWh of annual losses in the transformer was found, this value represents 5% of the 158,827.64 kWh of energy generated annually by this system. Evaluating the *pay back's* it is possible to notice that over time the 220 V system ends up surpassing the financial return of the 380 V systems. Although kits with inverters 220 V are R\$ 16,330.50 more expensive than kits with inverters 380 V, with 4 years their financial return already exceeds the return of a system with inverters 380 V in R\$2,703.62, this amount represents 17% of the price difference between the two kits. With 9 years this difference increases to R\$16,333.05, thus having an annual return of 100% of all the extra amount invested in a system with inverters 220 V. That is, with 9 years a system with inverters 220 V pays the difference in initial investment between 220 V and 380 V. In this way, it was concluded that for the scenario where the voltage delivered by the utility is 220 V phase-to-phase, a photovoltaic system with inverters 220 V is more profitable in the long term than a system with inverters 380 V, these results they help the end customer in making their investment decision, they provide support for engineers and designers of photovoltaic systems to decide which inverter to apply in their systems, in addition to being an example of the applications of studies of losses in three-phase transformers.

Keywords: Photovoltaic systems, *on grid* systems, economic viability, transformers, *pay back*

Lista de ilustrações

Figura 1 – Comparação da matriz energética em Agosto de 2022 entre usinas: a serem construídas, em construção e em operação.	5
Figura 2 – Exemplos de Usinas Fotovoltaicas.	6
Figura 3 – Indicação dos principais componentes presentes nas usinas fotovoltaicas.	7
Figura 4 – Exemplo de Transformador Ideal	8
Figura 5 – Fluxo Magnético no Transformador.	8
Figura 6 – Resistências R_p e R_s representando perdas no cobre.	9
Figura 7 – Resistência R_c representando as perdas comuns no núcleo.	10
Figura 8 – Indutância X_p e X_s representando perdas por dispersão.	10
Figura 9 – Indutância X_m representando perdas por magnetização no núcleo.	10
Figura 10 – Circuito equivalente transformador real.	11
Figura 11 – Circuito equivalente do transformador referido ao nível de tensão do primário.	11
Figura 12 – Circuito equivalente ensaio de curto-circuito.	12
Figura 13 – Circuito equivalente completo ensaio de curto-circuito.	12
Figura 14 – Circuito equivalente ensaio de curto-circuito Sem Ramo de excitação	12
Figura 15 – Circuito equivalente do ensaio de circuito aberto.	13
Figura 16 – Circuito equivalente ensaio de circuito aberto sem perdas no enrolamento.	14
Figura 17 – Tipos de sistemas fotovoltaicos.	15
Figura 18 – Sistemas <i>on grid</i>	16
Figura 19 – Inversores e transformador da Usina Fotovoltaica	22
Figura 20 – Placas instaladas no telhado.	23
Figura 21 – <i>Home page</i> da plataforma de monitoramento solarweb - Fronius.	24
Figura 22 – Gráfico de potência produzida em função das horas trabalhadas de um inversor.	24
Figura 23 – Gráfico de energia gerada em cada mês para o Inversor 1.	25
Figura 24 – Registro de monitoramento inversor 1 referente a 2021.	25
Figura 25 – Circuito referente ao ensaio de curto-circuito recriado no <i>simulink</i>	27
Figura 26 – Circuito referente ao ensaio de circuito aberto recriado no <i>simulink</i>	28
Figura 27 – Modelo Sistema F.V Consorcio S.G.	29
Figura 28 – Bloco gerador do sinal de entrada da fonte de corrente variável.	29
Figura 29 – Planilha de dados de operação fornecida pelo inversor via USB.	30
Figura 30 – Formas de onda da média de potência ativa na entrada e saída do transformador.	33
Figura 31 – Formas de onda da média de potência ativa na entrada e saída do transformador.	34

Figura 32 – Comparação entre a diferença de potência injetada para cada mês avaliado.	35
Figura 33 – Indicação do consumo na conta de energia.	36
Figura 34 – Comparação entre <i>payback</i>	44
Figura 35 – Comparação entre <i>payback</i> com projeção de tempo estendida para 21 anos.	45
Figura 36 – Relatório de Ensaio de Rotina	49
Figura 37 – Diagrama Unifilar Usina Fotovoltaica Consorcio S.G	50

Lista de tabelas

Tabela 1 – Características UFV.	22
Tabela 2 – Dados relatório de ensaio de rotina	26
Tabela 3 – Resultados calculados ensaio C.C	26
Tabela 4 – Resultados calculados ensaio C.A.	27
Tabela 5 – Comparação dos parâmetros medidos no ensaio de curto-circuito	28
Tabela 6 – Comparação dos parâmetros medidos no ensaio de curto aberto	28
Tabela 7 – Calculo da média de potência ativa do inversor 1 referente ao mês 02/2022.	31
Tabela 8 – Média total de potência ativa gerada pelos inversores.	31
Tabela 9 – Média total de potência reativa gerada pelos inversores.	32
Tabela 10 – Média de perdas mensais do transformador durante o dia	35
Tabela 11 – Média de perdas de energia mensais do transformador durante o dia. .	36
Tabela 12 – Média de perdas de energia mensais do transformador durante da noite.	37
Tabela 13 – Média mensal das perdas totais de energia do transformador.	37
Tabela 14 – Balanço da energia gerada, injetada e consumida anualmente do sistema.	38
Tabela 15 – Valores dos kits fotovoltaicos com 75 kW de inversores 220 V.	39
Tabela 16 – Valores dos kits fotovoltaicos com 75 kW de inversores 380 V.	39
Tabela 17 – Base de cálculo gastos com mão de obra	40
Tabela 18 – Base de cálculo gastos com refeições.	40
Tabela 19 – Base de cálculo gastos com transporte.	41
Tabela 20 – Base de cálculo gastos com materiais.	41
Tabela 21 – Comparação dos valores de obra entre sistemas fotovoltaicos com in- versores 380V e 220V.	42
Tabela 22 – Retorno financeiro anual do sistema com inversores 75kW/380V.	42
Tabela 23 – Retorno financeiro anual do sistema com inversores 75kW/220V.	43
Tabela 24 – Comparação entre retorno obtido em um sistema fotovoltaico com in- versores 220V e investimento em renda fixa.	43

Sumário

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	Identificação do Problema	2
1.2	Objetivo	3
1.3	Revisão Bibliográfica	3
1.4	Estrutura do Trabalho	4
2	FUNDAMENTOS TEÓRICOS	5
2.1	Sistemas Fotovoltaicos	5
2.2	Energia Solar	6
2.3	Equipamentos Presentes nos Sistemas Fotovoltaicos	7
2.3.1	Transformadores	7
2.3.1.1	Análise das Perdas e Modelagem	9
2.3.1.2	Ensaio e Levantamento das Perdas	11
2.4	Categorias de Sistemas Fotovoltaicos	15
2.4.1	Sistemas <i>On Grid</i>	15
2.4.2	Caracterização dos Sistemas Fotovoltaicos <i>On Grid</i>	16
2.4.3	Inversores <i>on grid</i> trifásicos	17
2.5	Conclusão Parcial	18
3	ASPECTOS MATEMÁTICOS DO RETORNO DE INVESTIMENTO	19
3.1	Valor Presente Líquido (VPL)	19
3.2	<i>Payback</i> Descontado	20
3.3	Conclusão Parcial	20
4	ANÁLISE TÉCNICA	21
4.1	Caracterização da planta solar fotovoltaica	21
4.2	Modelagem do sistema	26
4.3	Levantamento das perdas	30
4.4	Conclusão parcial	38
5	RESULTADOS E DISCUSSÕES	39
5.1	Levantamento dos custos da obra	39
5.2	Comparação do <i>payback</i> entre sistemas 380V e 220V	42
6	CONCLUSÃO	46
6.1	Propostas para trabalhos futuros	47

REFERÊNCIAS 51

1 Introdução

Atualmente os sistemas fotovoltaicos são uma das melhores soluções no quesito economia de energia, passando de 1,87% em 2021 para 3,2% da matriz energética nacional em Agosto de 2022, a energia fotovoltaica caminha a passos largos no desenvolvimento energético atual, chegando a passar o número das PCH (Pequenas Centrais Hidrelétricas) na parcela de contribuição da geração de energia total no Brasil as usinas fotovoltaicas representam mais de 78% das construções ainda não iniciadas segundo a ANEEL (2022).

A grande proposta do sistema fotovoltaico é que cada indivíduo possa gerar sua própria energia suprimindo assim suas demandas mínimas. O sistema é composto por dois equipamentos fundamentais: os módulos fotovoltaicos e o inversor solar. Os módulos são os componentes responsáveis por realizar a transformação da energia proveniente do sol em energia elétrica, através do efeito fotovoltaico. Assim, correntes contínuas são produzidas. O inversor solar é responsável por converter a corrente contínua em corrente alternada e realizar a conexão deste sistema às cargas e/ou à concessionária de energia. A sua popularidade é evidente, alcançando consumidores de pequeno porte, como residências e pequenos comércios, e indo até grandes consumidores, como indústrias e etc.

Apesar da complexidade do efeito fotovoltaico o grande diferencial da engenharia envolvida na energia solar é conseguir agrupar em equipamentos com tecnologia avançada a praticidade na instalação. Como consequência, cada vez mais profissionais se capacitam para trabalharem nesta área e novas empresas são abertas todos os dias. Em agosto de 2022, Minas Gerais foi o estado que obteve a segunda maior expansão na capacidade de geração de energia elétrica, sendo 610,40 MW ou 98% representada por fontes renováveis como a energia solar.

Uma das modalidades de instalação mais utilizadas é o *on-grid*, nele o sistema é conectado em paralelo com a rede da concessionária e a unidade consumidora do cliente. Nesta situação, a energia produzida pela fonte renovável primeiramente abastece as cargas da unidade consumidora e o excedente é enviado para a rede de distribuição. Os sistemas *on-grid* são os mais populares no mercado brasileiro, representando 25,48% das usinas de geração distribuída em construção e tendem a crescer cada dia mais (ANEEL, 2022).

A partir deste crescimento, novos desafios ficam mais evidentes e precisam ser trazidos a luz do conhecimento técnico e muitas vezes econômico, visto que um dos objetivos deste sistema é a economia financeira. Pode-se destacar dois pontos de atenção no caso dos sistemas fotovoltaicos *on-grid* : as perdas de energia desnecessárias, dado uma carga indesejada na instalação, e a compatibilidade dos equipamentos do sistema fotovoltaico com o sistema da concessionária de energia. O inversor solar é o equipamento responsável por realizar esta interface entre o sistema fotovoltaico e a rede da concessionária, ele deve ter os parâmetros de saída, tensão e corrente, compatíveis com os níveis entregues pela

concessionária de energia na região da instalação, e é no momento desta compatibilização entre os inversores e a rede da concessionária que é possível esbarrar nestes dois desafios citados.

Os inversores de pequeno porte (até 10 kW) são equipamentos monofásicos de 220 V. Os inversores de maior porte (a cima de 10 kW) são trifásicos, podendo ser de 380 V ou 220 V. Os inversores de 380 V oferecem uma tensão de saída nos seus terminais de 220 V linha neutro, são mais baratos e produzidos em maior escala pelos grandes fabricantes de equipamentos fotovoltaicos. Já os inversores de 220 V possuem uma tensão de saída de 127 V, linha neutro, são mais caros e geralmente produzidos em menor quantidade.

Em situações nas quais os clientes de grande porte são atendidos pela concessionária de energia com tensão de fase de 127 V pode ser escolhido investir uma quantia maior em um inversor de 220 V ou economizar em equipamentos fotovoltaicos adquirindo um inversor de 380 V que necessita de um transformador 380/220 V para se adequar os níveis da tensão da rede elétrica. Neste tipo de instalação, embora solucionado o desafio da compatibilidade dos níveis de tensão entre concessionária e os equipamentos do sistema, surge o desafio das cargas desnecessárias, uma vez que o transformador possui perdas internas de energia.

O grande intuito dos sistemas fotovoltaicos é economia de energia visando o retorno financeiro deste investimento. Neste contexto, este cenário entre o projeto com inversores de 380 V e inversores de 220 V se torna um interessante estudo de caso.

1.1 Identificação do Problema

Os transformadores não são máquinas ideais e possuem parcelas de perdas na realização do seu trabalho. Tais perdas estão presentes no núcleo e no enrolamento. No núcleo, as perdas são causadas por diversos fatores como: histerese, correntes parasitas, atrito, temperatura e corrosão. Já no cobre, as perdas mais comuns são devido ao efeito joule e as correntes parasitas no condutor. Portanto, é evidente que os transformadores oferecem perdas aos sistemas fotovoltaicos não somente durante o período noturno, mas também durante o funcionamento diário da usina.

Dentro desta realidade, o cliente têm duas opções de sistemas para investir: o de 380 V, que é mais barato, entretanto necessita compatibilizar a tensão, e o de 220 V, mais caro, sem necessidade desta adequação. Nesta perspectiva econômica, a escolha pela primeira opção é óbvia, contudo, ela não leva em consideração as perdas elétricas e consequentemente econômicas que a inclusão do transformador insere no sistema. Portanto, uma avaliação econômica mais detalhada desta planta se faz necessário uma vez que o retorno financeiro do investimento ou *payback* é um importante fator que deve ser analisado pelo comprador.

1.2 Objetivo

O trabalho a seguir tem como objetivo geral realizar uma avaliação técnica-econômica da utilização dos transformadores acoplados aos sistemas de micro geração distribuída. A análise técnica será feita através do levantamento das perdas do transformador e a avaliação dos impactos destas perdas na geração anual de um sistema fotovoltaico. A análise econômica irá se basear no cálculo e comparação do *payback* de um sistema com inversores 380 V e transformador acoplado e um sistema com inversores 220 V sem transformador acoplado. Os objetivos específicos para o desenvolvimento do trabalho serão:

- Escolher um sistema fotovoltaica que possua um transformador acoplado ao sistema como modelo de estudo
- Realizar a modelagem do transformador e do sistema fotovoltaico escolhido no simulador *simulink*;
- Obter os dados reais de geração do sistema escolhido;
- Incluir os dados reais no ambiente de simulação;
- Fazer o levantamento das perdas do transformador através da simulação;
- Calcular o *payback* da planta com transformador, considerando os impactos na geração devido as perdas de energia no transformador;
- Comparar com o *payback* do sistema avaliado com o transformador com o mesmo sistema considerando a hipótese da ausência das perdas no transformador.

1.3 Revisão Bibliográfica

Entre os trabalhos que avaliam a viabilidade econômica do sistema fotovoltaico podemos destacar o trabalho realizado por Bernardino (2018). Focado em apresentar a viabilidade técnica-financeira de um sistema fotovoltaico *on-grid* através da apresentação do retorno do investimento. Para isto foi utilizado duas usinas como referências e os seus retornos foram mensurados através dos dados de geração fornecidos pela CEMIG. Os resultados demonstraram que as duas instalações possuíam taxas de rendimentos aproximadamente duas vezes maior que o da Selic, o que torna o projeto viável apesar dos altos investimentos. As duas usinas em questão são de pequeno porte e por isso alguns cenários encontradas apenas nas usinas de maior porte não foram considerados.

Estas obras citadas não consideram um fator que o atual trabalho pretende abordar. Os sistemas *on-grid* muitas vezes precisam de algumas adequações para realizar a

conexão com a rede, utilizando algumas vezes transformadores de potência para esta adequação. Tendo em mente isto, um grande questionamento pode ser feito é: qual a influência técnica e econômica da utilização de transformadores em sistemas fotovoltaicos?

Poucas obras se dedicam ao estudo do impacto econômico do transformador nos sistemas fotovoltaicos. Considerando o trabalho realizado por Campos et al. (2020) é possível ter uma visão desta questão. A pesquisa focou na análise da perda que um transformador conectado a um sistema fotovoltaico pode ter. Foram utilizados analisadores de energia em uma planta de 50 kW para contabilizar as perdas do transformador. Estes valores coletados em campo foram comparados com os valores estimados via cálculo das perdas em vazio do transformador. As análises indicaram um gasto de aproximadamente R\$2.307,02 ao ano referente as perdas do transformador a vazio, no período noturno. Este estudo foi realizado analisando somente as perdas noturno do transformador teria, mas esta não é a única perda que um transformador possui, perdas envolvendo o processo de magnetização e no cobre durante o funcionamento deste equipamento também devem ser contabilizados, afinal, parte da energia gerada pelo sistema fotovoltaico será destinado a suprir esta perda do transformador durante o período de funcionamento dele.

1.4 Estrutura do Trabalho

O trabalho foi dividido em 6 capítulos com o intuito de melhor apresentar o caso, suas bases teóricas, seus dilemas técnicos econômicos e seus impactos e discussões. O capítulo Capítulo 2 apresenta o referencial teórico, descrevendo a teoria por trás do efeito fotovoltaico, indicando todo o embasamento técnico dos sistemas fotovoltaicos, seus equipamentos, categorias e indicando alguns princípios teóricos básicos dos transformadores. O Capítulo 3 indicou os métodos matemáticos que foram utilizados nas análises financeira do trabalho. O Capítulo 4 se concentrou no desenvolvimento técnico da análise do problema, realizando o levantamento dos dados de campo, a modelagem do sistema e toda a avaliação técnica das perdas presentes no transformador. Já o Capítulo 5 realizou as discussões econômicas dos impactos que as perdas, já levantadas no capítulo anterior, teria sobre o *payback* do investimento no sistema fotovoltaico. Por fim o Capítulo 6 apresenta as conclusões, considerações finais e propostas para novos estudos.

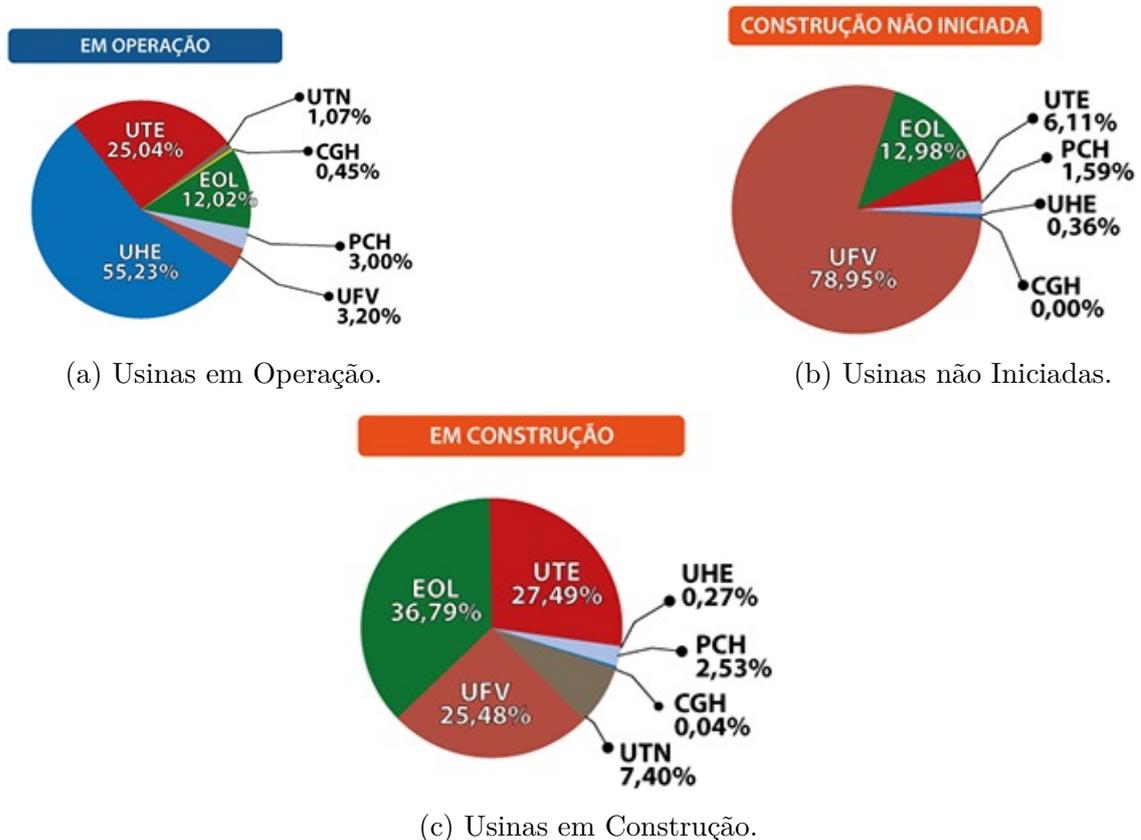
2 Fundamentos Teóricos

2.1 Sistemas Fotovoltaicos

Sistemas fotovoltaicos podem ser definidos como aqueles que realizam a conversão da energia proveniente da radiação solar em energia elétrica através do efeito fotovoltaico. Possuem a capacidade de abastecer pequenas cargas e sistemas isolados das concessionárias de energia (*off grid*), assim como prover energia para residências e grandes centros de cargas conectados ao Sistema Interligado Nacional (*on grid*) (ZILLES et al., 2016).

Sendo uma das maiores fontes de energia gratuita na nossa natureza, atualmente as Usinas Fotovoltaicas (UFV) compreendem 3,20% das unidades geradoras de energia no Brasil em operação, segundo a (ANEEL, 2022). O seu potencial para crescimento é indiscutível. Observando os gráficos da Figura 1b, é possível perceber que ela compreende uma fatia de mais de 78% das obras das novas usinas geradoras de energia ainda não iniciadas.

Figura 1 – Comparação da matriz energética em Agosto de 2022 entre usinas: a serem construídas, em construção e em operação.



Fonte: (ANEEL, 2022).

Tendo isto em mente, fica evidente que maiores desafios serão encontrados no decorrer desta corrida energética. Conhecer melhor este sistema de geração de energia e procurar compreender como ele influencia e é influenciado pelos equipamentos presentes no cotidiano do Sistema Interligado Nacional, se torna um ponto crucial para o desenvolvimento profissional de um engenheiro eletricista.

2.2 Energia Solar

Energia solar é a energia gerada através da conversão da radiação solar em energia elétrica, geralmente, feita através das células fotovoltaicas que utilizam o princípio do efeito fotovoltaico (IMHOFF et al., 2007). A radiação é o fenômeno físico no qual ocorre a emissão e a propagação de energia por meio de ondas eletromagnéticas. A partir da radiação solar se tem a propagação de duas energias, energia térmica e luminosa. A diferença entre a manifestação destas duas energias está no comprimento de onda. Enquanto a radiação luminosa se encontra na faixa de comprimento de onda entre 0,4 e 0,7 μm , a radiação térmica encontra entre 0,7 e 1000 μm .

Anualmente, segundo o Centro de Referência para Energia Solar e Eólica (CRESESB), a atmosfera terrestre recebe cerca de $1,5 \times 10^{18}$ kWh de energia proveniente do sol. O índice utilizado para quantificar a quantidade de radiação solar por metro quadrado (W/m^2) que a superfície da terra recebe é a irradiância (CRESESB, 2008).

O aproveitamento da energia luminosa na produção de energia elétrica é dado através do efeito fotovoltaico. Neste processo, placas contendo células fotovoltaicas são posicionadas em locais estratégicos para receberem a maior incidência desta radiação solar. As placas convertem a luz solar em energia elétrica. Atualmente, este método de geração de energia é utilizado cada vez mais em residências e indústrias. Em casos de produção de energia em larga escala são utilizadas as grandes fazendas solares. Estes exemplos podem ser vistos na Figura 2a e Figura 2b.

Figura 2 – Exemplos de Usinas Fotovoltaicas.



(a) Usina Fotovoltaica Comercial.

Fonte: (ELYSIA, 2019).



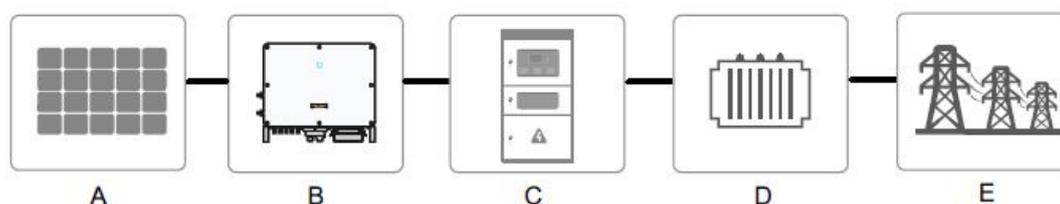
(b) Usina Pirapora.

Fonte: (NETCONTAINER, 2018).

2.3 Equipamentos Presentes nos Sistemas Fotovoltaicos

Na conversão energia de solar em elétrica, diversos equipamentos são necessários, tais como: inversores, painéis fotovoltaicos, dispositivos de proteção e em alguns casos transformadores. Os painéis solares são fonte de corrente contínua, este fato impossibilita a sua conexão direta à rede das concessionárias de energia nacionais. Desta forma, para se integrar ao SIN, é necessário a conversão desta corrente CC em CA. Para promover esta solução são utilizados os inversores solares, equipamentos dotados de conversores internos capazes de realizar tal tarefa.

Figura 3 – Indicação dos principais componentes presentes nas usinas fotovoltaicas.



Fonte: (SUNGROWPOWERSUPPLYCO.LTD, 2019)

Na Figura 3 é destacado alguns dos equipamentos mais comuns nas instalações, sendo eles:

- **A** - Painéis Fotovoltaicos.
- **B** - Inversor Solar.
- **C** - Proteções CA.
- **D** - Transformador.
- **E** - Concessionária.

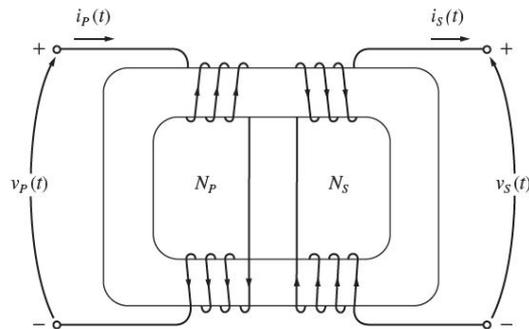
Serão abordados os itens A, B e D. As proteções CA, como disjuntores, dispositivos de proteções contra surtos e etc, não serão alvo de estudo.

2.3.1 Transformadores

Máquinas elétricas são dispositivos capazes de converter tanto energia mecânica em energia elétrica, quanto energia elétrica em mecânica. Transformadores são máquinas que realizam a conversão da energia elétrica CA com uma determinada tensão para outro nível de tensão. (CHAPMAN, 2013). Na Figura 4 é indicado um exemplo de um transformador ideal.

O princípio de funcionamento é baseado na indução eletromagnética. De maneira ideal, o transformador tem como proposta realizar a transformação de tensão com a conservação de potência, logo ele é construído de forma que tenha o menor índice de perda

Figura 4 – Exemplo de Transformador Ideal



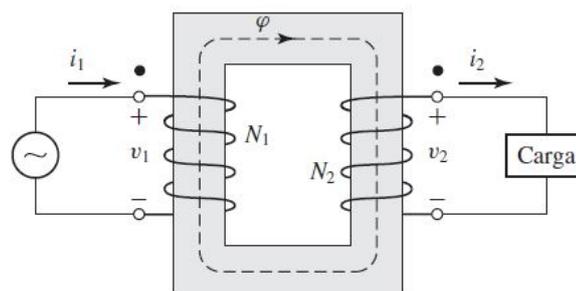
Fonte: (CHAPMAN, 2013)

possível, ou seja, a maior eficiência. Mesmo tendo este princípio as limitações da realidade imputam sobre esta máquina perdas que podem ser contabilizadas que são proporcionais ao nível de potência do equipamento. Quanto maior em potência o transformador maior serão suas perdas (FINKLER et al.,).

Como já citado na subseção 2.4.3, para realizar a compatibilização entre a tensão de saída do inversor, nos sistemas fotovoltaicos trifásico, e a tensão entregue pela concessionária são utilizados transformadores. Nas subseções a seguir esta solução será avaliada a luz das perdas que esta máquina possui.

Um transformador consiste em dois ou mais enrolamentos acoplados através de um fluxo magnético comum, que percorre um material ferro magnético denominado núcleo (CHAPMAN, 2013). Quando uma tensão é aplicada em um dos enrolamentos que envolvem o núcleo do transformador, a corrente que circula nesta espira gera um fluxo magnético que percorre material ferro magnético que forma o núcleo, a Figura 5 representa esse fluxo magnético percorrendo o núcleo. Este fluxo magnético, ao percorrer as demais espiras envolvidas no núcleo, produz uma corrente induzida nestas espiras. Estes processos são regidos pela Lei de Ampere, lei fundamental que demonstra a produção de um campo magnético e função de uma corrente (FITZGERALD, 2014).

Figura 5 – Fluxo Magnético no Transformador.



Fonte: (FITZGERALD, 2014)

Analisando a Figura 5, é possível verificar o princípio de funcionamento do transformador ideal através de (2.1) e (2.2).

$$v_1 = N_1 \frac{d\phi}{dt} \quad (2.1)$$

$$v_2 = N_2 \frac{d\phi}{dt} \quad (2.2)$$

Fazendo v_1/v_2 é possível chegar em:

$$\frac{v_1}{v_2} = \frac{N_1}{N_2} = a. \quad (2.3)$$

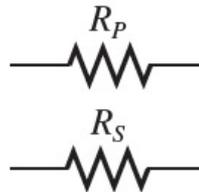
Assim se obtém a relação de transformação de um transformador ideal, no qual v_1 é a tensão no enrolamento primário, v_2 a tensão do enrolamento secundário, N_1 é o número de espiras do enrolamento primário, N_2 o número de espiras do enrolamento secundário e a a relação de transformação entre primário e secundário.

2.3.1.1 Análise das Perdas e Modelagem

Para modelar um transformador de maneira mais fidedigna é necessário levar em consideração as perdas presentes nesta equipamento durante o seu funcionamento. As principais perdas relacionadas a um transformador real são perdas no cobre, perdas por correntes parasitas, perdas por histerese e perdas no fluxo de dispersão (CHAPMAN, 2013). Entrando em detalhe em cada uma delas se tem:

1. **Perdas no cobre (I^2R):** Perdas devido ao efeito Joule causado nos enrolamentos primário e secundário. Estas perdas são modeladas em forma de uma resistência, presente no enrolamento primário R_p e no secundário R_s , indicados na Figura 6.

Figura 6 – Resistências R_p e R_s representando perdas no cobre.



Fonte: (CHAPMAN, 2013)

2. **Perdas por corrente parasita:** Correntes que circulam, indesejavelmente, pelo núcleo e causam um aquecimento.

3. **Perdas por histerese:** Perdas causadas pela reorganização dos domínios magnéticos. As perdas por corrente parasitas e por histerese são agrupadas e modeladas por uma resistência R_c e é indicada na Figura 7.

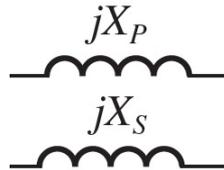
Figura 7 – Resistência R_c representando as perdas comuns no núcleo.



Fonte: (CHAPMAN, 2013)

4. **Fluxo de dispersão:** São fluxos que não percorrem efetivamente todas as bobinas do enrolamento. São modeladas como as reatâncias X_p e X_s , representando a dispersão no enrolamento primário e no secundário respectivamente. Esta modelagem é indicado na Figura 8.

Figura 8 – Indutância X_p e X_s representando perdas por dispersão.



Fonte: (CHAPMAN, 2013)

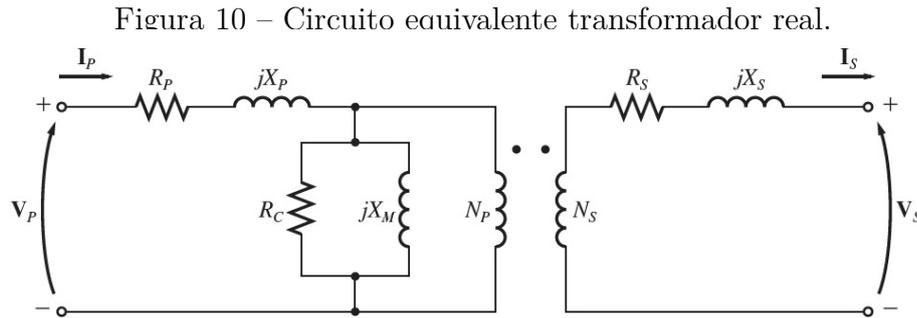
5. **Corrente de magnetização:** Parcela da corrente de excitação I_ϕ necessária para gerar o fluxo no núcleo do transformador, podendo ser representada por uma reatância indutiva X_m , como destaca a Figura 9.

Figura 9 – Indutância X_m representando perdas por magnetização no núcleo.



Fonte: (CHAPMAN, 2013)

A Figura 10 demonstra o circuito equivalente do transformador real, sendo V_p e I_p as tensões e correntes no enrolamento primário respectivamente, V_s e I_s são as tensões e corrente no enrolamento secundário, N_p o número de espiras do enrolamento primário e N_s o número de espiras do enrolamento secundário.

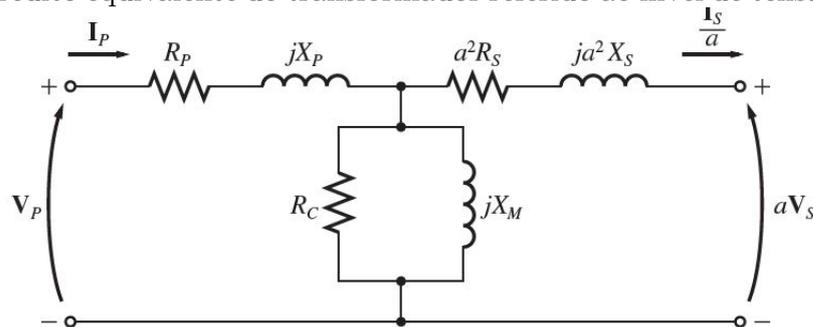


Fonte: (CHAPMAN, 2013)

2.3.1.2 Ensaios e Levantamento das Perdas

As perdas citadas no capítulo 2.3.1.1 podem ser mensuradas através de dois ensaios práticos, o ensaio de curto-circuito e o ensaio de circuito aberto. Estes ensaios tem o circuito equivalente da Figura 11 como base para as suas análises, este circuito é obtido refletindo os componentes do enrolamento secundário para o enrolamento primário.

Figura 11 – Circuito equivalente do transformador referido ao nível de tensão do primário.

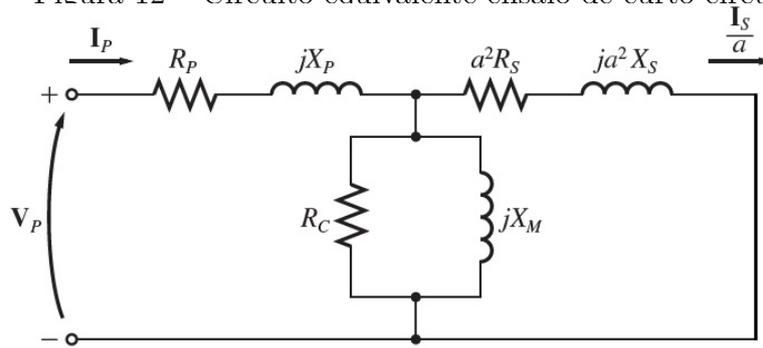


Fonte: (CHAPMAN, 2013)

O ensaio de curto-circuito tem como objetivo levantar as perdas nas bobinas que envolvem o núcleo, o circuito equivalente do teste é dado na Figura 12 (CHAPMAN, 2013). O procedimento se baseia em realizar um curto-circuito em um dos lados do transformador, primário ou secundário, e aplicar uma tensão no outro enrolamento, atingindo 10 a 15% da tensão nominal. Muitas vezes o curto é aplicado no lado de alta tensão, pois as correntes referentes a este lado são mais baixas, oferecendo maior segurança para a manobra. Outro ponto, ao aplicar o curto no lado de alta tensão possibilita realizar a manobra regulando a tensão no lado de baixa até alcançar a corrente nominal no lado do curto (FITZGERALD, 2014).

Na Figura 12, como a impedância do ramo de excitação é muito maior que as impedâncias do ramo dos enrolamentos, ou seja, $(R_c + jX_m) \gg (R_p + jX_p)$ e também $(R_c + jX_m) \gg (R_s + jX_s)$, logo as correntes que circulam no ramo de excitação são muito baixas e seus efeitos, neste cenário, podem ser desconsideradas. Com isso, o circuito

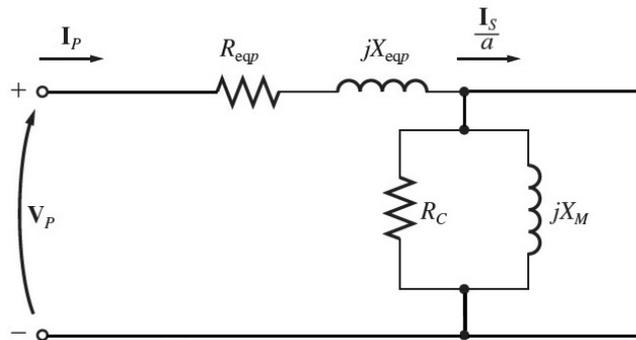
Figura 12 – Circuito equivalente ensaio de curto-circuito.



Fonte: (CHAPMAN, 2013)

equivalente pode ser representado conforme a Figura 13, sendo $R_{eqp} = R_p + R_s$ e $jX_{eqp} = jX_p + jX_s$ (FITZGERALD, 2014).

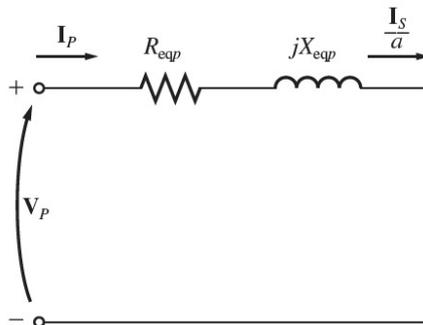
Figura 13 – Circuito equivalente completo ensaio de curto-circuito.



Fonte: (CHAPMAN, 2013)

Como as influências do ramo de excitação são mínimas, é possível desconsiderá-las das análises, desta maneira o circuito equivalente resultante é o da Figura 14. O valor da impedância de curto-circuito pode ser aproximado como $Z_{cc} \approx R_{eqp} + jX_{eqp}$.

Figura 14 – Circuito equivalente ensaio de curto-circuito Sem Ramo de excitação



Fonte: (CHAPMAN, 2013)

Ao realizar o ensaio, são coletados os valores da tensão de curto-circuito, $V_{cc} = V_p$, corrente de curto-circuito, $I_{cc} = I_p$ e a potência de curto-circuito, P_{cc} . Com os dados

levantados, são obtidos a impedância de curto-circuito Z_{cc} , a resistência equivalente R_{eq} e a reatância equivalente X_{eq} de (2.4), (2.5) e 2.6, respectivamente (FITZGERALD, 2014).

$$|Z_{cc}| = \frac{V_{cc}}{I_{cc}}. \quad (2.4)$$

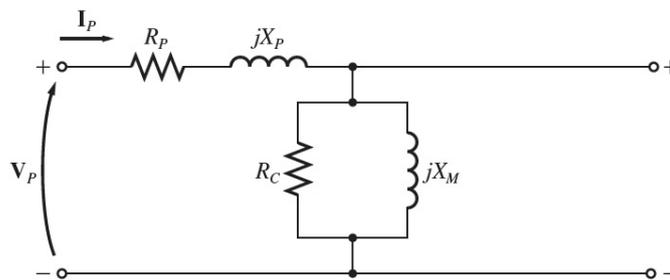
$$R_{eq} = R_{cc} = \frac{P_{cc}}{I_{cc}^2}. \quad (2.5)$$

$$X_{eq} = X_{cc} = \sqrt{|Z_{cc}|^2 - R_{cc}^2}. \quad (2.6)$$

As perdas no enrolamento são representadas pela potência de curto-circuito, P_{cc} . Estas, são as perdas que o transformador possui durante o seu funcionamento conforme representado na Figura 5. Em um sistema fotovoltaico que tenha a presença de um transformador tais perdas são observadas no funcionamento da usina, ou seja, durante o período no qual houver produção de energia, aproximadamente das 6 h às 17 h.

O ensaio de circuito aberto, ou ensaio a vazio, é realizado abrindo um dos lados do transformador, primário ou secundário, e aplicando tensão no lado contrário até alcançar a tensão nominal no enrolamento escolhido para permanecer em aberto. Usualmente é aplicada a tensão no lado de alta tensão enquanto o lado de baixa tensão é deixado em aberto. Desta forma, a tensão de referência a ser alcançada é uma tensão de nível menor e mais segura. Analisando a Figura 10 percebe-se que para qualquer um dos lados em aberto a corrente é nula, assim o circuito equivalente é visto na Figura 15.

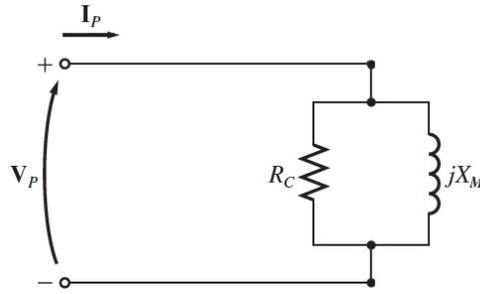
Figura 15 – Circuito equivalente do ensaio de circuito aberto.



Fonte: (CHAPMAN, 2013)

Como $(R_c + jX_M) \gg (R_p + jX_p)$, as influências dos efeitos no enrolamento podem ser desprezadas. Assim, o circuito equivalente final fica como destacado na Figura 16, um único ramo, sendo ele o ramo da excitação. Desta maneira, serão contabilizadas as perdas no núcleo do transformador, ficando então a impedância de magnetização Z_φ , que é resultado do paralelo entre R_c e jX_M (FITZGERALD, 2014).

Figura 16 – Circuito equivalente ensaio de circuito aberto sem perdas no enrolamento.



Fonte: (CHAPMAN, 2013)

As grandezas levantadas neste ensaio são: a tensão de circuito aberto, $V_{ca} = V_p$, a corrente de circuito aberto, $I_{ca} = I_p$, e a potência de circuito aberto, P_{ca} . Com estes dados é possível obter Z_φ , R_c e jX_M , através de (2.7), (2.8) e (2.9), respectivamente.

$$|Z_\varphi| = \frac{V_{ca}}{I_{ca}}. \quad (2.7)$$

$$R_c = \frac{V_{ca}^2}{P_{ca}}. \quad (2.8)$$

$$X_m = \frac{1}{\sqrt{(1/|Z_\varphi|^2) - (1/R_c^2)}}. \quad (2.9)$$

As perdas a vazio são um conjunto de perdas que ocorrem no núcleo durante o seu processo de magnetização, elas são representadas pela potência P_{ca} . Estas perdas são referente a potência requerida para magnetização do núcleo, as perdas referentes ao efeito de histerize no núcleo e perdas por correntes parasitas no núcleo. Todos estes efeitos ocorrem durante todo o período em que é aplicado uma tensão nos terminais do transformador mas podem ser melhor mensuradas quando este se encontra sem uma carga em seus terminais (CHAPMAN, 2013).

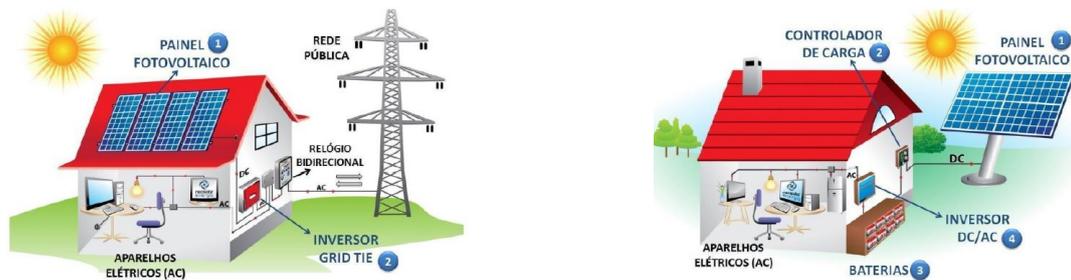
No cenário fotovoltaico *on grid* o transformador é conectado à usina pelos terminais de alta tensão e à rede da concessionária pelos terminais de baixa tensão. As perdas no núcleo vão se manifestar tanto durante o período de geração de energia, durante o dia, quanto no período no qual o sistema se encontra desligado, durante a noite. Neste período noturno, quando o nível de irradiação solar é muito baixo, os módulos fotovoltaicos não produzem potência o bastante para manter os inversores em funcionamento, o inversor então se desliga completamente e a partir deste momento o lado de alta tensão fica em aberto, caracterizando assim um funcionamento a vazio do transformador.

Esta perda constante de energia, juntamente com a perda sazonal nos enrolamentos do transformador, foram os alvos das análises de campo realizada neste trabalho. Até que ponto estas perdas influenciam o retorno econômico do investimento de um sistema fotovoltaico é a análise que será realizada até o final deste estudo.

2.4 Categorias de Sistemas Fotovoltaicos

Os sistemas fotovoltaicos podem ser divididos em três tipos: *on grid*, aqueles que são conectados à rede da concessionária; *off grid*; os sistema isolados que não são conectados à rede da concessionária e utilizam baterias; os híbridos, aqueles que possuem a capacidade de trabalharem tanto em conjunto com a concessionária quanto isolado. A Figura 17 possui uma ilustração demonstrando estes três tipos de sistemas que serão abordados a seguir.

Figura 17 – Tipos de sistemas fotovoltaicos.



(a) Sistema *on grid*.

(b) Sistema *off grid*.



(c) Sistema híbrido.

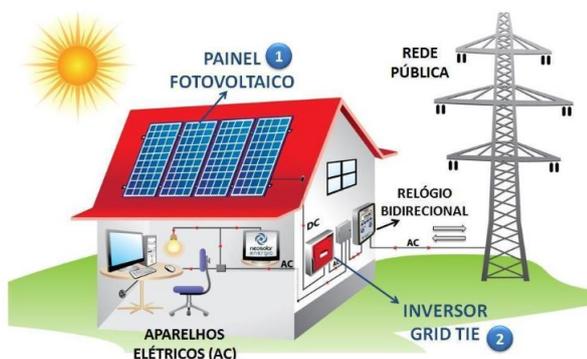
Fonte: (GSHENGENHARIA, 2020)

2.4.1 Sistemas *On Grid*

O sistema fotovoltaico *on grid*, ou *grid tie*, é conectado à concessionária local e à rede interna do cliente simultaneamente, como é demonstrado na Figura 18. Os inversores

possuem um sistema de proteção que impede que eles entrem em funcionamento caso não detecte a presença da rede da concessionária, como nos casos de falta de energia, ou algo do tipo.

Figura 18 – Sistemas *on grid*.



Fonte:(GSHENGENHARIA, 2020)

A energia gerada por esse sistema abastece a carga local e o excesso é direcionado para a rede da concessionária. Na instalação do cliente, a concessionária troca o medidor convencional por um bidirecional, esse excesso de energia direcionado para a concessionária é contabilizado por este medidor como crédito para o cliente. Da mesma forma, quando o consumo da carga local for maior do que o sistema fotovoltaico pode suprir, ou, em momentos de baixa geração e até mesmo durante o não funcionamento no período da noite, a demanda da carga é suprida através da concessionária. Esta energia agora consumida diretamente da concessionária é registrada no medidor bidirecional e será contabilizada como consumo a ser quitado para a concessionária (BOSO; GABRIEL; FILHO, 2015).

2.4.2 Caracterização dos Sistemas Fotovoltaicos *On Grid*

Como destacado na subseção 2.4.1, os inversores *on grid* são conectados em paralelo com a rede da concessionária de energia elétrica local. De acordo com Chapman (2013) qualquer gerador conectado em paralelo a outro precisa respeitar algumas condições de paralelismo, isto inclui os inversores fotovoltaicos, estas condições de paralelismo são:

- Tensões eficazes iguais.
- Mesma sequência de fases.
- Ângulo de fases iguais.
- Frequências iguais.

Estas condições de tensão, sequência de fases, ângulo de fase e frequência devem ser respeitados para que o inversores não atuem seu sistema de proteção e possam entrar

em funcionamento. Os inversores fotovoltaicos são parametrizados de acordo com as características da rede elétrica de cada país que será utilizado, ou seja, conforme os perfis de corrente, tensão e frequência, (FRONIUSECO, 2020). Contudo, devido as várias particularidades encontradas em diversas concessionárias nem todas as condições conseguem ser atendidas. Uma limitação recorrente é em função dos níveis de tensões secundárias de fornecimento. Há no Brasil cerca de 6 níveis diferentes de tensões que são homologadas pela ANEEL, sendo alguns deles: 220/127 V, 230/115 V e 380/220 V (ANEEL, 2022).

Os inversores *on grid* monofásicos são projetados para funcionar em 220 V. Este fato facilita a sua utilização em larga escala no cenário nacional. A CEMIG, concessionária de energia elétrica presente em grande parte de nosso estado, atende às unidades consumidoras de baixa tensão (até 75kVA de demanda) com as faixas de tensão de 220 V fase-fase e 127 V fase-neutro. Desta forma para um consumidor que possua seu fornecimento bifásico a sua rede está apta a atender os inversores monofásicos de 220 V, sendo dispensável adequação (ND5.1-CEMIG, 2017).

2.4.3 Inversores *on grid* trifásicos

Já os inversores trifásicos para aplicação em sistemas fotovoltaicos disponíveis no mercado podem ser divididos em duas categorias referentes a tensão de linha de saída: os de 380 V e os de 220 V. Segundo CleanEnergyReviews (2021), até abril de 2021 os inversores fotovoltaicos mais procurados são os 380 V, o que torna seus preços mais acessíveis.

Os inversores trifásicos possuem seus aspectos construtivos semelhantes aos monofásicos em relação às tensões de saída, ou seja, são equipamentos 220 V fase-neutro. Seus componentes internos ficam expostos a níveis de corrente menos elevadas. Por exemplo, um inversor fotovoltaico trifásico de 30 kW e 380 V tem uma corrente máxima de saída de 45,5A, enquanto outro inversor de mesma potência mas de 220 V pode atingir uma corrente de até 78,8 A (CANADIA, 2018; SOLIS, 2019). Essa diferença no nível de corrente permite que os inversores de 380 V possam ser construídos com componentes internos menos robustos, ou seja, componentes sem a capacidade de suportar níveis altos de corrente, este fato diminui o seu preço final e o torna mais acessível.

Quando a concessionária realiza um atendimento de 127 V fase-neutro, mesmo com uma rede trifásica, se torna impossível a utilização destes equipamentos sem uma adequação, ou seja, sem a utilização de transformadores (SUNGROWPOWERSUPPLYCO.LTD, 2019). Contudo, o acréscimo de um transformador em qualquer sistema, seja fotovoltaico ou um sistema convencional, gera alguns pontos que devem ser levados em consideração em um projeto, tais como:

- **Acréscimo financeiro:** Este acréscimo é inerente ao valor do transformador e demais componentes necessários para a instalação do mesmo na planta.

- **Manutenção:** Um componente a mais em um sistema é a adição de uma manutenção a mais, seja preventiva, ou corretiva.
- **Aumento das perdas de energia:** O transformador possui uma perda interna natural que é proveniente do funcionamento com e sem carga(a vazio).

Os inversores *on grid* trifásicos de 220 V possuem sua tensão de saída 127 V fase-neutro. Esta característica permite que ele seja utilizado em sistemas de distribuição cuja tensão de entendimento seja 220 V fase-fase e 127 V fase-neutro, como é o caso da CEMIG.

Como já citado na subseção 2.4.3, os níveis de corrente em inversores fotovoltaicos trifásicos de 220 V são mais elevados, este fato acarreta na utilização de componentes internos mais robustos, estes componentes possuem o seu valor mais elevado no mercado. Estes aspectos agregam no preço final do equipamento.

Segundo ABSOLAR (2021), Minas é o estado com mais sistemas fotovoltaicos homologados, chegando a 1303,7 MW instalados. Desta forma, é de se esperar dilemas como a dúvida entre a utilização de inversores trifásicos de 380 V ou inversores de 220 V.

2.5 Conclusão Parcial

Neste capítulo foi ressaltado a relevância dos sistemas fotovoltaicas na atualidade possuindo números expressivos segundo ANEEL (2022). Foi abordado as tecnologias que envolvem seus equipamentos como os módulos e inversores. Também foram abordados os tipos de sistemas fotovoltaicos, sendo estes caracterizados como *on grid*, *off grid* e híbridos. Neste ponto, foi indicado um desafio da adequação com a rede da concessionária, que se esbarra quando se possui um sistema fotovoltaico *on grid* trifásico. Para este desafio, foi abordado duas soluções, a utilização de transformadores para realizar esta adequação ou a utilização de inversores com níveis de tensão já adequados a rede da concessionária, 220 V. Para cada, caso foi indicado seus desafios, no caso da utilização do transformador foi demonstrado seus circuitos equivalentes, bem como suas perdas internas, que diminuem a eficácia do sistema fotovoltaico fazendo com que parte da energia gerada seja dissipada por essas perdas do transformador. Para o caso dos inversores o desafio apresentado se resume nos preços elevados deste equipamento. Estes pontos formam o fundamento da proposta deste trabalho, que é realizar uma comparação entre as duas soluções de adequação de tensão para inversores fotovoltaico *on grid* trifásicos.

3 Aspectos Matemáticos do Retorno de Investimento

Um dos pontos principais em qualquer empreendimento é a análise da sua viabilidade econômica, uma previsão de gastos e tempo retorno definirá se um projeto sairá do papel ou não. Em essência os sistemas fotovoltaicos são investimentos financeiros, a sua implantação tem como objetivo uma solução financeira para o cliente e não apenas uma solução técnica. Desta maneira avaliar os retornos deste investimento é parte essencial do projeto. Os métodos para análise econômica podem ser os mais diversos, como fluxo de caixa, VPL, *Payback* com desconto, TIR, entre outros. Para os projetos fotovoltaicos a análise do *Payback* é o método mais utilizado. Para este estudo de avaliação econômico do transformador acoplado na microgeração distribuída será destacado os métodos de VPL e *Payback* com desconto.

3.1 Valor Presente Líquido (VPL)

O VPL tem como finalidade comparar os valores investidos com os valores de retorno considerando as taxas de correções financeiras sofridas ao longo do tempo (BROM; BALIAN, 2007). Com este método é possível prever o real lucro obtido em cada retorno que o investimento dará, levando em consideração as correções financeiras sofridas com tempo. O valor do VPL é obtido, segundo Brom e Balian (2007) através de (3.1):

$$VPL = \sum_{t=0}^n \frac{FC_t}{(1+i)^t} - FC_0, \quad (3.1)$$

em que FC_t é o fluxo de caixa para cada período t e i é a taxa mínima atrativa (TMA) ou taxa de desconto. Ele permite realizar as correções no fluxo de caixa para os valores presentes.

Os fluxos de caixa FC representam as entradas e as saídas do caixa, logo FC_0 representa o investimento inicial do projeto. Neste caso está sendo considerado um único investimento, feito no período inicial da implantação, sendo $t = 0$, e o restante do fluxo FC_t são entradas vindas dos lucros ao longo do tempo t . Os investimentos feitos nos sistemas fotovoltaicos seguem esta mesma característica. É feito um único investimento inicial para implantação da usina (compra do equipamento, projeto de engenharia e mão de obra) seguido de retornos mensais que se iniciam no momento que a planta é homologada (aprovada e liberada para funcionamento pela concessionária de energia local). Para a tomada de decisão se baseando no método de *VPL* deve-se seguir os seguintes critérios:

$VPL > 0$ o projeto é lucrativo, $VPL = 0$ o projeto não gera lucro e nem prejuízo apenas sobre os investimentos feitos, $VPL < 0$ o projeto gera prejuízo.

3.2 Payback Descontado

O *payback* descontado se enquadra no conjunto de métodos de análise financeira que levam em consideração o valor do dinheiro no tempo. Ele tem como objetivo informar o tempo que o investimento leva para se pagar (CAMARGOS, 2013).

No método os valores do fluxo de caixa são somados e neles são aplicados as correções financeiras de acordo com o tempo, assim é possível levantar o valor retornado do investimento em cada período desejado de análise. Por exemplo, caso queira verificar o retorno obtido em 3 anos de investimento de um determinado projeto o *payback* descontado, irá retornar este valor com as devidas correções no tempo. Tendo em mãos os reais valores de retornos financeiros obtidos para um dado período de tempo é possível verificar o real tempo que um determinado projeto leva para se pagar o investimento inicial. Segundo CAMARGOS (2013) o *payback* descontado pode ser obtido utilizando (3.2):

$$PD = t \sum_{t=0}^n \frac{FC_t}{(1+i)^t}; \quad (3.2)$$

Para critérios de análise deve-se levar em consideração dois pontos, caso o prazo de *payback* seja superior o estipulado pelo investidor o projeto deve ser declinado, caso o período seja igual ou inferior o projeto deve ser executado.

3.3 Conclusão Parcial

Neste capítulo foram indicados os dois principais métodos de análise econômica para projetos em gerais. Como destacado, o método mais utilizado é o *payback* descontado, em que o fluxo de caixa tem seus valores corrigidos de acordo com as taxas de correções financeiras anuais. Desta forma o *payback* descontado o método mais adequado para análise de retorno financeiro para sistemas fotovoltaicos, já que são investimentos com expectativa de retorno a médio/longo prazo. Este método será utilizado para a comparação entre retorno financeiro de um sistema fotovoltaico com inversores 220 V e sistemas fotovoltaicos com transformadores.

4 Análise Técnica

Neste capítulo serão levantados os impactos técnicos do transformador no sistema fotovoltaico. O transformador, como já citado no subseção 2.3.1.1 possui duas principais perdas, sendo elas perdas no núcleo e perdas no cobre. As perdas no núcleo são obtidas quando o transformador esta atuando com um dos seus lados, primário ou secundário, a vazio, ou seja, com seu circuito em aberto. Já as perdas no cobre ocorrem quando há uma corrente circulando nos enrolamentos do transformador, logo, durante o seu funcionamento conectado a uma carga. As perdas noturnas foram obtidas através dos registros do consumo da usina feita pelo medidor bidirecional da concessionária, as perdas diurnas foram levantadas obtendo as perdas em kW provenientes do transformador para diferentes horários do dia e realizando a média mensal destas perdas. Desta maneira, será estabelecido uma base de dados para os cálculos da viabilidade economia entre um sistema com inversores 380 V e transformador acoplado e um sistema com inversor 220 V.

4.1 Caracterização da planta solar fotovoltaica

Inicialmente foi feita a escolha da planta modelo para atender os seguintes critérios:

- Ser uma micro geração;
- Ter a presença de um transformador;
- Não possuir consumo interno na unidade consumidora, com exceção das perdas do próprio sistema fotovoltaico.

Atendendo a estes requisitos uma usina fotovoltaica de um cliente foi escolhida como modelo. Localizada na cidade São Gonçalo do Rio Abaixo - MG suas placas foram instaladas no telhado metálico de um galpão que é alugado como ponto de apoio para empresas que eventualmente realizam obras na região. Suas características podem ser vistas na Tabela 1 e a Figura 19 e 20 mostra a instalação. Os itens indicados na Figura 19 são:

1. Inversores.
2. Painel de proteção CA.
3. Painel de proteção CC.
4. Transformador.

Tabela 1 – Características UFV.

Características da Usina	
kWp	100,8
Nº de placas	252
Nº de inversores.	3
Potência do inversor	25 kW
Tensão do inversor	380 V

Fonte: Do Autor

Figura 19 – Inversores e transformador da Usina Fotovoltaica



Fonte: Do Autor

Como já citado na subseção 2.4.1, os sistemas fotovoltaicos *on-grid* primeiramente abastecem as cargas da unidade consumidora que eles estão instalados e após isto o seu excedente de energia é injetado nas concessionárias de energia. Para evitar que parte da energia gerada fosse utilizada para abastecer as cargas das empresas presentes no galpão, foi construído um padrão de entrada exclusivo para a usina e outro exclusivo para o galpão. Desta forma, a usina se encontra isolada das cargas do galpão, todo consumo do galpão é contabilizado pelo seu medidor de energia enquanto o medidor de energia da usina contabiliza somente as perdas e a injeção da usina fotovoltaica, perdas estas provenientes em sua maior parte, do transformador. Assim, todo consumo registrado pelo medidor bidirecional é referente as perdas dos equipamentos e componentes da usina, como por exemplo o transformador. Durante o dia essas perdas são supridas pela energia que é gerada pelo sistema fotovoltaico, que abastece o transformador e qualquer outra possível carga, e após isto a energia excedente é enviada para a concessionária. Durante

Figura 20 – Placas instaladas no telhado.



Fonte: Do Autor

o período da noite as placas não possuem potência o bastante para produzir energia, os inversores então se desligam e não há mais energia produzida pelo sistema fotovoltaico, neste momento a usina não supri as perdas de magnetização do transformador, sendo necessário a utilização da energia da concessionária para realizar esta tarefa.

O levantamento das perdas noturnas é feito através dos registros de consumo que a concessionária fornece tanto no medidor bidirecional quanto na conta do cliente, assim, de posse destes dados é possível levantar as perdas noturnas do transformador instalado na planta. Já para as perdas do transformador que ocorrem durante o dia é necessário avaliar o balanço de energia entre geração e injeção na concessionária, isto é, levantar a diferença da energia total gerada pelo sistema com a energia que é registrada no relógio medidor bidirecional. Toda diferença entre a energia gerada pelos inversores e a energia injeta na rede é referente às perdas no transformador. Um bom sistema de monitoramento fornece as informações de energia gerada por cada inversor, tendo isto, basta comparar com os valores informados pela concessionária sobre a energia injetada em sua rede.

Um desafio enfrentado durante o levantamento dos dados de geração do sistema foram os problemas com o sistema de monitoramento da usina. Devido a problemas com a qualidade do sinal do *wi-fi* no local e posteriormente problemas com a placa de monitoramento do inversor 1, alguns dados de geração foram perdidos. Os sistemas fotovoltaicos geralmente são monitorados via *wi-fi* por componentes chamados *data loggers*. Os *data loggers*, também conhecidos como *datamanager*, são registradores de dados que ficam conectados ao inversor e que gravam as informações da planta e realizam sua transmissão via *wi-fi* para uma plataforma de monitoramento, cujo exemplo é destacado na Figura 21. Este sistema de monitoramento é o Solarweb, o mesmo utilizado na planta do Consórcio São Gonçalo, uma plataforma da Fronius utilizado para monitorar os seus inversores.

Como a Fronius denomina os seus registradores como *datamanager*, foi adotado esta nomenclatura neste documento.

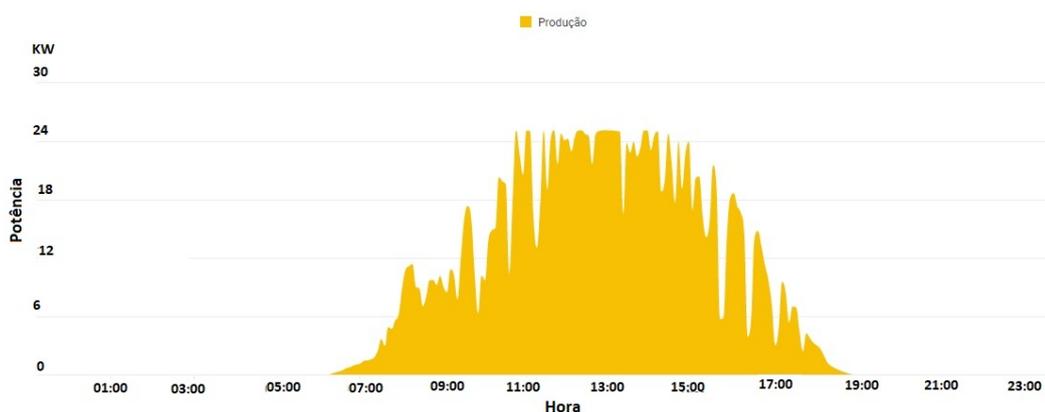
Figura 21 – *Home page* da plataforma de monitoramento solarweb - Fronius.



Fonte: Do Autor

Os dados referente ao lado CC e também CA do sistema fotovoltaico, incluindo os dados de geração, podem ser facilmente adquiridos apenas acessando a plataforma de monitoramento, para isto basta que o inversor possua um *datamanager* em bom estado e o local no qual ele se encontra instalado possua um sinal de qualidade de rede *wi-fi*.

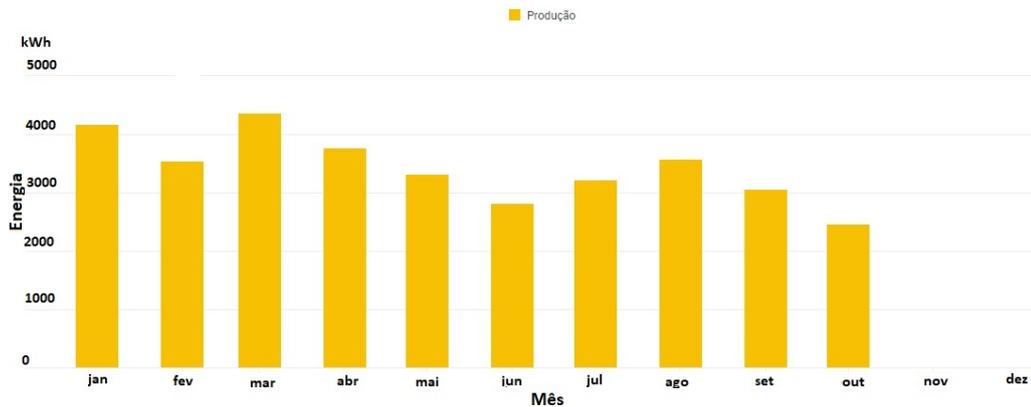
Figura 22 – Gráfico de potência produzida em função das horas trabalhadas de um inversor.



Fonte: Do Autor

Na Figura 22, é mostrado um gráfico de potência (kW) em função do tempo (horas) produzida por um inversor em um dia. Neste gráfico, é possível observar o comportamento do inversor em função de sombreamento e também em função de diferentes posições do sol durante o dia. A Figura 23 indica a energia gerada para os meses monitorados.

Figura 23 – Gráfico de energia gerada em cada mês para o Inversor 1.

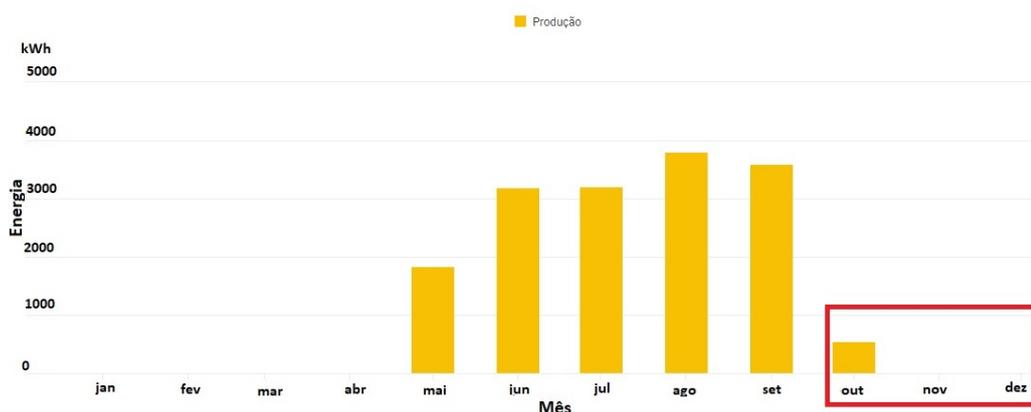


Fonte: Do Autor

Um sistema sem monitoramento é um sistema praticamente isolado, informações básicas da sua performance são perdidas, mensagens de falhas não são recebidas, qualquer tipo de informação somente pode ser obtida no inversor em campo, acessando seu IHM.

Como já citado o primeiro problema enfrentado no sistema de monitoramento da usina foi a qualidade do sinal wi-fi. A distância entre o inversor e o roteador era longa, dificultando a transmissão dos dados do *datamanager* para o sistema de monitoramento. Após isto outro desafio surgiu, o *datamanager* do inversor 1 queimou, desta maneira ele perdeu seu monitoramento a partir do final do mês de outubro de 2021, como mostra a Figura 24, e permanece sem monitoramento como indicado até o mês 09/2022.

Figura 24 – Registro de monitoramento inversor 1 referente a 2021.



Fonte: Do Autor

Graças a estes problemas com o sistema monitoramento os dados de geração, que poderiam ser obtidos *online*, foram perdidos. Devido estas perdas dos dados, para o levantamento das perdas foram tomadas as seguintes estratégias:

1. Modelagem do transformador e sistema F.V.

2. Obtenção dos dados de geração da planta *in loco*.
3. Levantamento das perdas via simulação.

4.2 Modelagem do sistema

Iniciando com a etapa de modelagem, o primeiro item modelado na planta foi o transformador. Através do relatório de ensaio de rotina, um documento fornecido pelo fabricante do transformador, presente no Apêndice 6.1, foi possível levantar os dados indicados na Tabela 2, sendo W_0 as perdas em vazio e W_r as perdas em curto-circuito.

Tabela 2 – Dados relatório de ensaio de rotina

Dados do Relatório	
W_0	400W
W_r	1126W

Fonte: Do Autor

A partir dos valores da Tabela 2 é possível obter os componentes que modelam o núcleo e o enrolamento do transformador, através das equações já vistas no subseção 2.3.1. Iniciando com a modelagem do enrolamento do transformador, as equações 2.4, 2.5 e 2.6 referente ao ensaio de curto-circuito foram utilizadas e assim se obteve a impedância de curto-circuito, Z_{cc} , a resistência de curto-circuito, R_{cc} , e a reatância de curto-circuito, X_{cc} . Os valores obtidos são encontrados na Tabela 3.

Tabela 3 – Resultados calculados ensaio C.C

Resultados Ensaio C.C	
$ Z_{cc} $	0,066 Ω
R_{cc}	0,055 Ω
X_{cc}	0,04 Ω
X_p	0,02 Ω
X_s	0,02 Ω

Fonte: Do Autor

Segundo Chapman (2013) e Fitzgerald (2014), não há uma maneira trivial de se encontrar as impedâncias X_p e X_s separadamente, alguns artigos científicos se propõem a desenvolver métodos para a obtenção destas reatâncias, como é o caso de Luciano et al. (2009) que propõe uma análise matemática que assume, para critérios de cálculo, a existência de um terceiro enrolamento além dos já conhecidos primário e secundário, para desenvolver o equacionamento que estime cada reatância individualmente. Outro

trabalho que se dedica a solucionar esta questão é Dawood et al. (2017) que investe na avaliação das linhas de campo dos enrolamentos. Contudo, seja de um método ou de outro a complexidade para solução destas questões são elevadas e não se adequam à situação encontrada, uma vez que o transformador em análise já se encontra instalado em campo. Logo, não é possível realizar outros ensaios para obter os valores reais de X_p e X_s . Devido a isto, neste ponto foi considerado a seguinte aproximação: $X_p = X_s = X_{cc}/2$, assim $X_p = X_s = 0,02\Omega$.

Através de (2.7), (2.8), (2.9) referente ao ensaio de circuito aberto foram obtidos os valores referentes à modelagem do núcleo do transformador representados na Tabela 4.

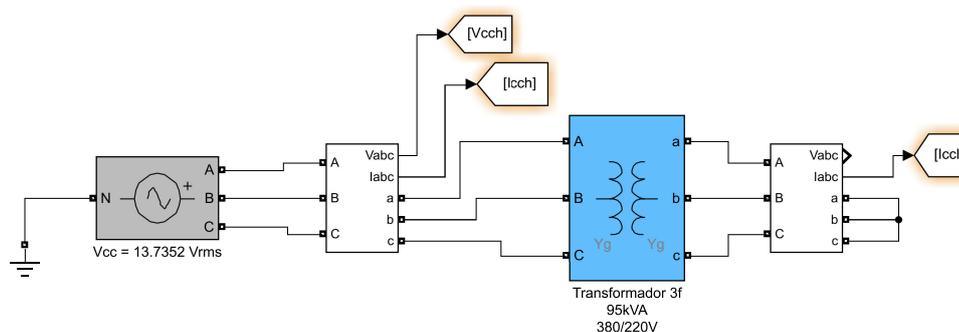
Tabela 4 – Resultados calculados ensaio C.A.

Resultados Ensaio C.A	
$ Z_{\phi} $	105,27 Ω
R_C	343,81 Ω
X_m	110,59 Ω

Fonte: Do Autor

Os valores obtidos nas Tabelas 3 e 4 foram utilizados na modelagem do transformador no *simulink*. Ensaios de curto-circuito e circuito aberto foram realizados com o intuito de comparar as diferenças entre o transformador modelado e o real.

Figura 25 – Circuito referente ao ensaio de curto-circuito recriado no *simulink*.



Fonte: Do Autor

Iniciando com o ensaio de curto-circuito, o circuito simulado é indicado na Figura 25. A referência para a avaliação do modelo são os dados recolhidos do ensaio realizado em laboratório que se encontram no Apêndice 6.1. As comparações se encontram na Tabela 5, nela é colocado lado a lado os valores de potência de curto-circuito média obtidos durante o ensaio.

Houve uma diferença de 266,7W entre as perdas no cobre levantadas nos ensaios e as perdas levantadas através da simulação. Esta diferença representa 24% das perdas

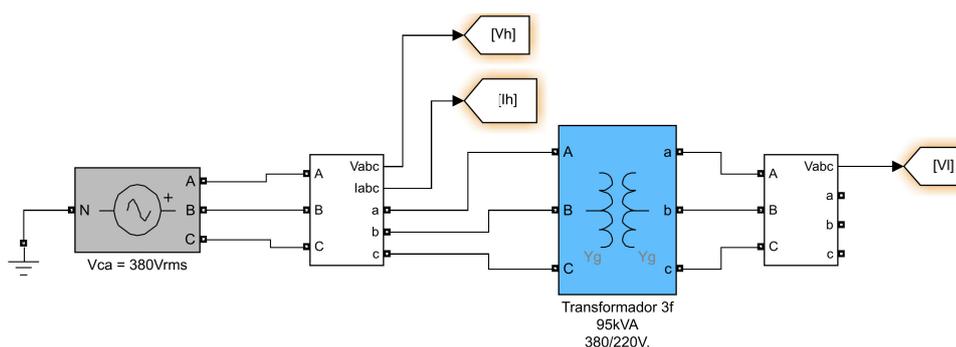
Tabela 5 – Comparação dos parâmetros medidos no ensaio de curto-circuito

Ensaio C.C			
Potência C.C no Laboratório		Potência C.C na Simulação	
$P_{cc.méd}$	1126 W	$P_{cc.méd}$	858,5 W

Fonte: Do Autor

encontradas nos ensaios de laboratório. Também foi possível alcançar a corrente nominal $I_{h.nom} = I_{cc} = 144$ A aplicando uma tensão menor, $V_{cc.med} = 7,93$ V, influenciando o valor final da potência de curto-circuito.

Seguindo para a etapa de modelagem do núcleo do transformador através do ensaio de circuito aberto os mesmos procedimentos utilizados para o a modelagem do enrolamento foram tomados, o circuito simulado é indicado na Figura 26. Novamente a referência para a avaliação do modelo são os dados recolhidos em laboratório que se encontram no Apêndice 6.1.

Figura 26 – Circuito referente ao ensaio de circuito aberto recriado no *simulink*.

Fonte: Do Autor

Tabela 6 – Comparação dos parâmetros medidos no ensaio de curto aberto

Ensaio C.A			
Potência C.A no Laboratório		Potência C.A na Simulação	
$P_{cc.méd}$	420 W	$P_{cc.méd}$	140,26 W

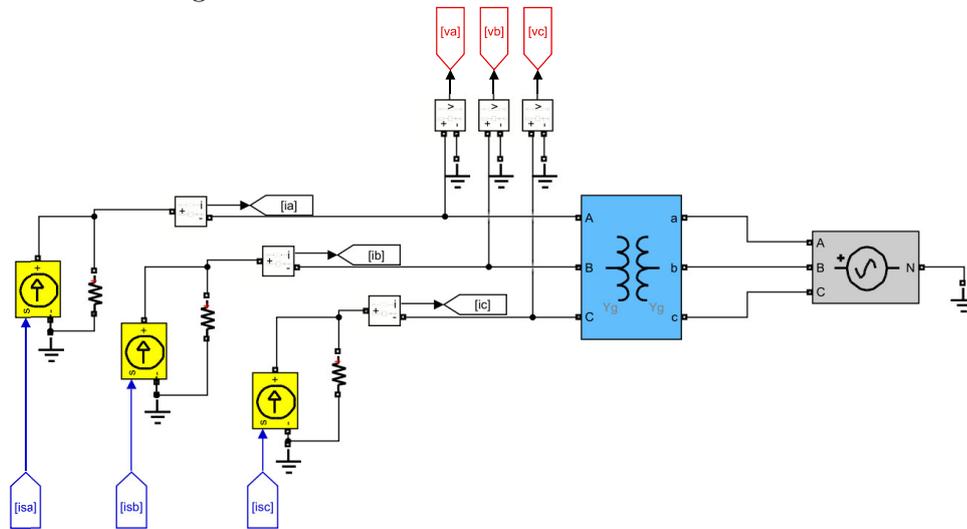
Fonte: Do Autor

A Tabela 6 apresenta os resultados para a potência de circuito aberto levantadas na simulação e compara com os valores indicados no relatório do Apêndice 6.1. Uma diferença de 279,74W pode ser percebida entre os valores de potencia de circuito aberto obtido em laboratório e o valor obtido na simulação. Esta diferença representa 67% da perda encontrada no laboratório. Estas diferenças entre as perdas encontradas no ensaio físico em laboratório e o simulado podem indicar algum parâmetro do sistema que não

foi modelado. Outro ponto que contribui esta discrepância também pode estar ligado as aproximações tomadas entre os valores de X_p e X_s .

Com os resultados da comparação entre os ensaios do transformador real e o simulado o modelo do transformador foi considerado concluído. O próximo passo é modelar a planta por completo, contendo o sistema fotovoltaico e a rede elétrica de distribuição. Esta modelagem pode ser vista na Figura 27. O circuito é composto por uma fonte de corrente dependente, representando o sistema fotovoltaico, uma fonte de tensão CA trifásica, caracterizando a rede elétrica, e o transformador.

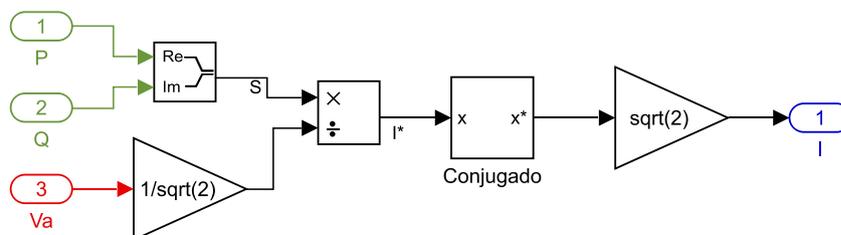
Figura 27 – Modelo Sistema F.V Consorcio S.G.



Fonte: Do Autor

O bloco de controle indicado na Figura 28 gera o sinal que controla para as fontes de correntes no circuito da Figura 27. Ele utiliza os dados de potência ativa e reativa por fase, estas potências são trabalhados através das relações fasoriais. Há, também, uma realimentação da tensão de fase, esta manobra tem como objetivo manter estáveis os valores de tensão nos terminais do transformador em 127V.

Figura 28 – Bloco gerador do sinal de entrada da fonte de corrente variável.



Fonte: Do Autor

4.3 Levantamento das perdas

Com a modelagem da planta concluída, o próximo passo é obter os dados de geração para aplicá-los na simulação. Nesta etapa foi necessário buscar no local da instalação os dados de geração armazenados nos *datamanager* de cada inversor através de um *pen drive*. O modelo de inversor da Fronius, utilizado na planta, possui a capacidade de armazenar e fornecer os dados em uma planilha conforme a Figura 29. Nela, é possível observar informações de energia gerada, tensão CC, tensão CA das três fases e etc. em intervalos de 30 minutos.

Figura 29 – Planilha de dados de operação fornecida pelo inversor via USB.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
1	'SerialNr.: 31181001151380031'									
2	Date	Time	Inverter No.	Device Type	Periode [s]	Energy positiv [W]	Reactive Energy L[Vars]	Reactive Energy C[Vars]	Uac L1 [V]	Uac L2 [V]
57	05/02/2022	06:40:00	1	73	1,85E+03	5,16E+04	3,57E+03	0,00E+00	2,19E+02	2,18E+02
58	05/02/2022	07:10:00	1	73	1,80E+03	7,02E+05	2,13E+04	0,00E+00	2,22E+02	2,22E+02
59	05/02/2022	07:40:00	1	73	1,80E+03	1,93E+06	3,40E+04	0,00E+00	2,22E+02	2,21E+02
60	05/02/2022	08:10:00	1	73	1,80E+03	5,95E+06	6,60E+04	0,00E+00	2,22E+02	2,21E+02
61	05/02/2022	08:40:00	1	73	1,80E+03	1,45E+07	1,65E+05	0,00E+00	2,25E+02	2,25E+02
62	05/02/2022	09:10:00	1	73	1,80E+03	1,32E+07	1,49E+05	0,00E+00	2,23E+02	2,23E+02
63	05/02/2022	09:40:00	1	73	1,80E+03	2,54E+07	3,12E+05	0,00E+00	2,26E+02	2,24E+02
64	05/02/2022	10:10:00	1	73	1,80E+03	2,98E+07	3,73E+05	0,00E+00	2,26E+02	2,25E+02
65	05/02/2022	10:40:00	1	73	1,80E+03	2,58E+07	3,16E+05	0,00E+00	2,25E+02	2,25E+02
66	05/02/2022	11:10:00	1	73	1,80E+03	3,12E+07	3,95E+05	0,00E+00	2,26E+02	2,26E+02
67	05/02/2022	11:40:00	1	73	1,80E+03	3,64E+07	4,65E+05	0,00E+00	2,27E+02	2,26E+02
68	05/02/2022	12:10:00	1	73	1,80E+03	4,00E+07	5,14E+05	0,00E+00	2,29E+02	2,28E+02
69	05/02/2022	12:40:00	1	73	1,80E+03	3,54E+07	4,44E+05	0,00E+00	2,28E+02	2,27E+02
70	05/02/2022	13:10:00	1	73	1,80E+03	2,35E+07	2,84E+05	0,00E+00	2,26E+02	2,25E+02
71	05/02/2022	13:40:00	1	73	1,80E+03	2,82E+07	3,46E+05	0,00E+00	2,27E+02	2,26E+02

Fonte: Do Autor

As informações eram transferidas de cada inversor para o *pen drive* todos os meses, os primeiros dados obtidos forma referentes ao mês 11/2021 em uma visita técnica feita no mês 12/2021. A segunda visita técnica ocorreu no mês 02/2022, obtendo os dados dos meses 01/2022 e 02/2022. E assim mês a mês foram obtidos os dados, com a exceção de alguns meses nos quais os dados do *pen drive* estavam corrompidos como os meses 12/2021 e 04/2022. Por fim, ao todo foram obtidos dados referentes aos meses 11/2021, 01/2022, 02/2022, 03/2022, 05/2022, 06/2022, 07/2022 e 08/2022.

Os dados coletados foram tratados separadamente para cada inversor e posteriormente agrupados. Eles continham, dentre outras informações, o registro de potência gerada pelo inversor a cada intervalo de meia hora. Com os dados obtidos foi, realizado a média mensal da potência ativa e reativa registrada para este intervalo, estes dados foram utilizados na simulação do sistema.

Como tratamento inicial dos resultados da Figura 29, as potências ativas de cada mês foram separadas em uma tabela, conforme exemplifica a Tabela 7, devido a grande quantidade de informações, alguns dados foram omitidos. Para cada dia dos meses analisados foram agrupadas as amostras de potências geradas pelos inversores com o intervalo de meia em meia hora de funcionamento, seguindo o período de amostragem do inversor.

Após a organização dos dados, foi calculado a média das amostras para cada intervalo de meia hora de amostragem. No caso da Tabela 7, é indicada a média de potência produzida pelo inversor 1 para cada meia hora de amostragem de dados para o mês de fevereiro de 2022.

Tabela 7 – Cálculo da média de potência ativa do inversor 1 referente ao mês 02/2022.

Inversor 1					
Hora[h]	06:05 - 06:35	06:40 - 07:10	07:15 - 07:45	...	19:15 - 19:45
01/02	0	27,87	1071,69	...	49,60
02/02	0	389,74	268,94	...	853,46
03/02	0	17,82	328,93	...	8,61
04/02	0	234,94	541,51	...	88,65
05/02	0	291,20	691,97	...	40,40
06/02	0	16,28	234,94	...	3,64
07/02	0	163,31	1815,67	...	286,08
08/02	0	103,01	291,20	...	286,46
09/02	0	9,04	1188,58	...	3,50
.
.
.
Média	0	157,44	693,46	...	203,24

Fonte: Do Autor

Os valores obtidos da média de potência ativa e reativa de cada inversor foram somadas e para gerar a corrente em cada fase pelo bloco indicado na Figura 28, a potência foi dividida por três, e assim se obteve a potência por fase, como realçado na Tabela 8 (potência ativa) e Tabela 9 (potência reativa).

Tabela 8 – Média total de potência ativa gerada pelos inversores.

Fevereiro de 2022					
Hora[h]	P_{Inv1} [kW]	P_{Inv2} [kW]	P_{Inv3} [kW]	P_{total} [kW]	$P_{total/3}$ [kW]
06:05 - 06:35	0	1384,813	223,976	1608,790	536,263
06:40 - 07:10	123,523	4805,564	706,008	5635,096	1878,365
07:15 - 07:45	693,460	8645,581	1407,880	10746,922	3582,307
07:50 - 08:20	2339,834	11238,665	3683,641	17262,141	5754,047
08:25 - 08:55	5741,645	12760,596	6412,913	24915,150	8305,050
09:00 - 09:30	9341,128	14425,032	8554,947	32321,108	10773,702
09:35 - 10:05	11803,455	17065,199	10381,756	39250,411	13083,470
.
.
.

Fonte: Do Autor

Tabela 9 – Média total de potência reativa gerada pelos inversores.

Fevereiro de 2022					
Hora[h]	Q_{Inv1} [KVar]	Q_{Inv2} [KVar]	Q_{Inv3} [KVar]	Q_{total} [KVar]	$Q_{total/3}$ [KVar]
06:05 - 06:35	0	198,320	197,294	395,615	131,871
06:40 - 07:10	48,083	204,356	198,938	451,378	150,459
07:15 - 07:45	27,5563	223,871	151,765	403,193	134,397
07:50 - 08:20	16,767	219,056	137,007	372,831	124,277
08:25 - 08:55	5,269	205,710	103,316	314,296	104,765
09:00 - 09:30	14,949	181,514	67,638	264,102	88,034
09:35 - 10:05	30,299	154,809	42,149	227,259	75,753
.
.
.

Fonte: Do Autor

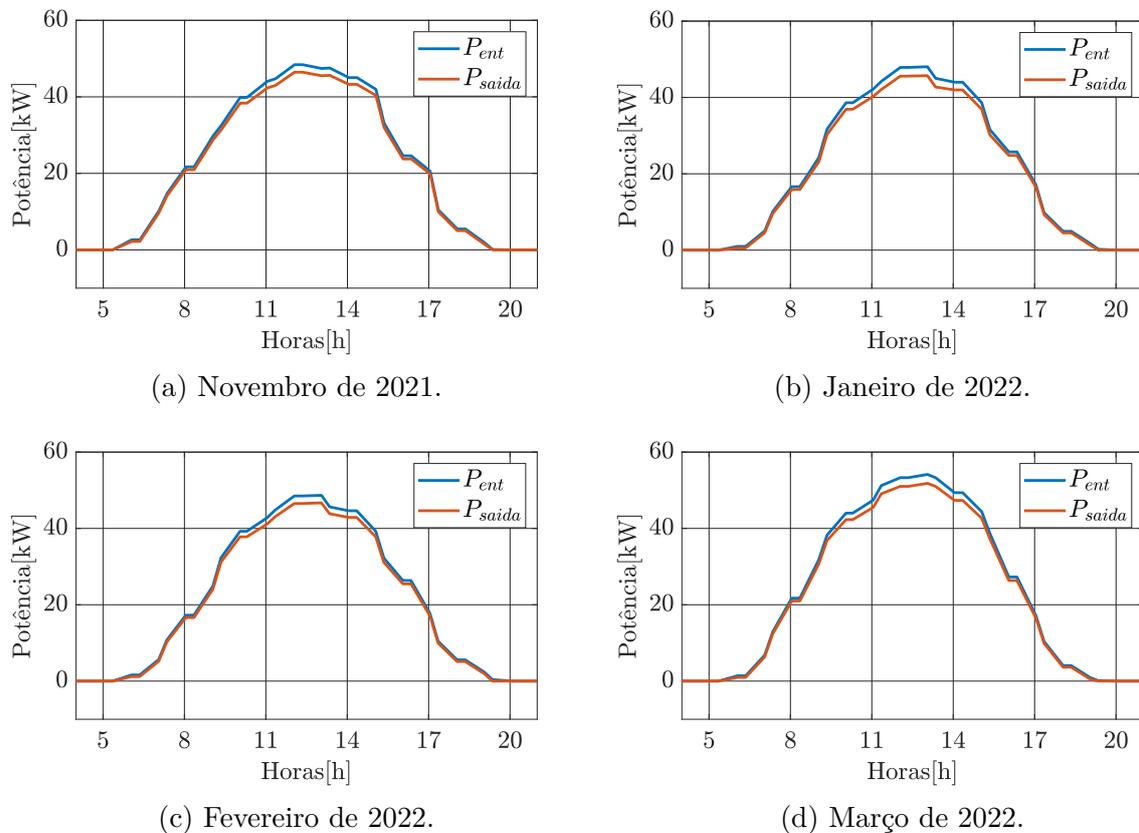
Os valores obtidos da potência trifásica na Tabela 8 e Tabela 9 são aplicados nas entradas de potência no bloco da Figura 28, este por sua vez, gerou o sinal para as fontes de corrente do circuito indicado na Figura 27. Durante a simulação foram levantadas as potências de entrada e saída do transformador. A potência de entrada é aquela proveniente do sistema fotovoltaico, aplicada no lado 380 V do transformador. Já a potência de saída é a medida no lado conectado à rede elétrica de distribuição, ou seja, do lado de 220 V do transformador. Os gráficos das potências referente a cada mês analisado, podem ser vistos da Figura 30 a Figura 31.

A Figura 30(a) é referente ao mês 11/2021, nele ocorreu uma média de 22,93 kW de perda, este valor representa uma perda de 4,05% de toda potência produzida neste mês. Também é possível perceber que o momento em que ocorre a maior quantidade de perda é durante o período de maior geração, entre 9h35 e 13h00, enquanto nos momentos de menor geração as perdas são menores.

Os meses 01/2022 e 02/2022 representados na Figura 30(b) e (c), tiveram um período de chuva que se estendeu mais que o comum, o que auxiliou para uma geração menor que o esperado. As médias de perdas foram de 25,78 kW para o mês de janeiro e 25,17 kW para o mês de fevereiro, que representam respectivamente 4,88% e 4,10% de toda potência produzida nestes meses. O padrão da ocorrência de maior quantidade de perda é durante o período de maior geração se manteve. No mês 03/2022 o sistema teve uma maior geração, suas perdas foram de 25,77 kW, sendo esta 4,23% de toda potência produzida neste mês.

Maio de 2022, destacado pela Figura 31(a), teve uma baixa na geração, isto ocorre por se aproximar do período de inverno, o somatório de toda potência perdida neste mês foi 21,85 kW. Ainda na Figura 31 (b) e (c), os meses 06/2022 e 07/2022 tiveram as menores gerações registradas mas apesar disto, não foram os meses com as maiores perdas. O mês 08/2022 teve a maior perda, com 26,40 kW de perda mensal, o que representar 4,67%

Figura 30 – Formas de onda da média de potência ativa na entrada e saída do transformador.



Fonte: Do Autor

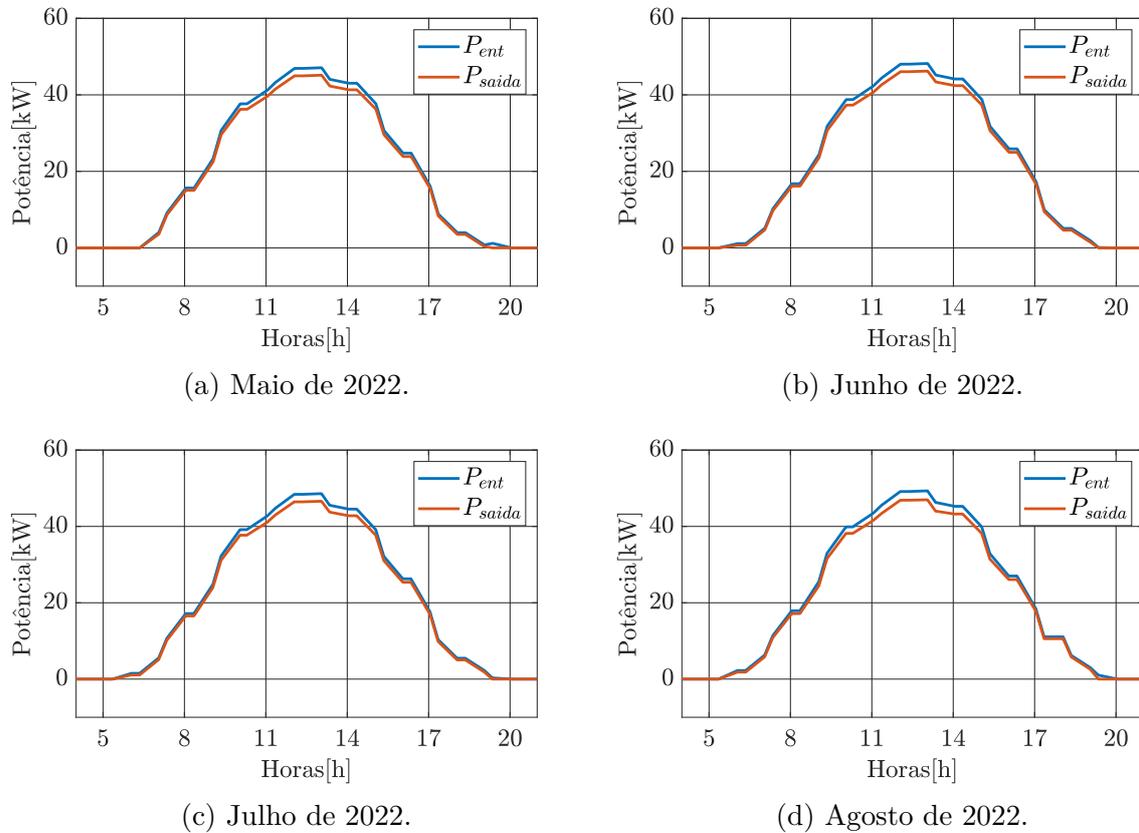
de toda potência produzida neste mês. Já o mês 06/2022 teve uma perda de 21,79 kW, sendo este valor 4,09% de toda potência produzida, enquanto o mês 07/2022 teve uma perda de 22,05 kW, que representa 4,06% de toda potência produzida neste mês. Desta forma é possível notar que os meses de menor geração (05, 06 e 07) tiveram as menores perdas de energia registradas.

A Figura 32 faz a comparação entre as potências injetadas. O cálculo das perdas do transformador foram feitas realizando a diferença entre as potências de entrada e saída do transformador, como indicado em (4.1). Com isso se obteve a média de perdas do transformador para cada meia hora do período de funcionamento da usina nos meses avaliados, tais resultados podem ser vistos na Tabela 10.

$$P_p = P_{ent} - P_{saida}. \quad (4.1)$$

A Tabela 10 também calcula as perdas totais somando as médias diárias de cada mês. Os meses com maiores perdas foram janeiro com 25,15 kW, março com 25,46 kW

Figura 31 – Formas de onda da média de potência ativa na entrada e saída do transformador.



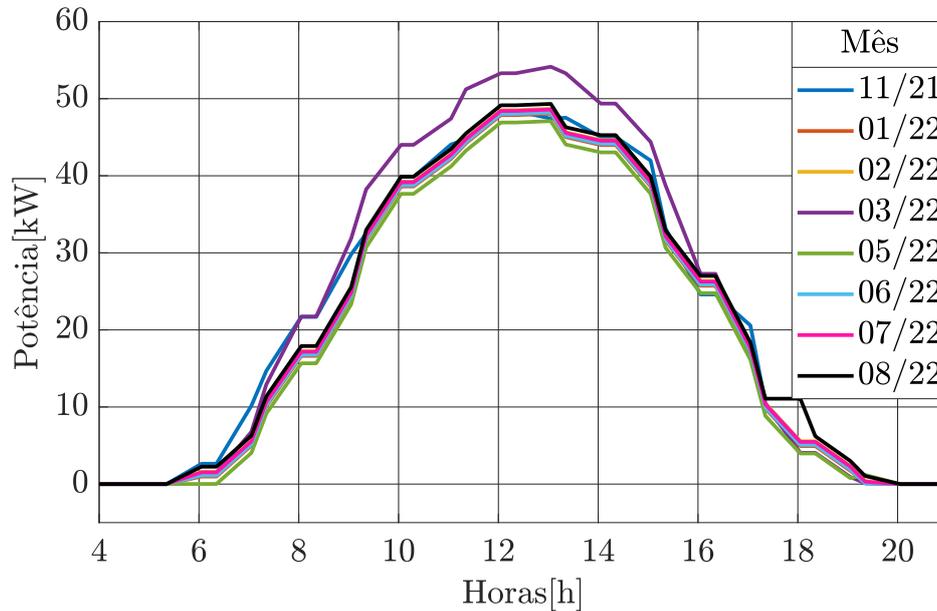
Fonte: Do Autor

e agosto com 26,40 kW. Nestes oito meses avaliados a média das perdas totais foram 23,58 k. Este valor é referente a toda potência perdida no transformador.

Na Tabela 11 é indicada a quantidade de energia perdida mensalmente apenas no período do dia, calculada a partir dos dados da Tabela 10. Elas representam cerca de 4% de toda energia gerada pelos inversores neste mesmo intervalo.

Durante a noite, quando a usina não está gerando energia e o transformador funciona a vazio, as perdas são registradas pelo medidor bidirecional em forma de consumo. Estes registros podem ser encontrados no site CEMIG-Atende (2022), sendo possível acessar uma tabela que indica o histórico de consumo do cliente entre outras informações. Outro local que possui as informações do consumo noturno disponíveis é na conta de energia do cliente, como indicado na Figura 33. A Tabela 12 resume a energia referente às perdas noturnas mensais e indica sua média de 160 kWh, o que representa 1% de toda energia gerada mensalmente pelo sistema. As perdas totais são obtidas somando os valores das perdas que ocorrem durante o dia e as perdas que ocorrem durante a noite, estes valores são indicados na Tabela 13.

Figura 32 – Comparação entre a diferença de potência injetada para cada mês avaliado.



Fonte: Do Autor

Tabela 10 – Média de perdas mensais do transformador durante o dia

Perdas médias para cada 30min de amostragem [kW]								
Hora	nov/21	jan/22	fev/22	mar/22	mai/22	jun/22	jul/22	ago/22
06:05 - 06:35	0,43	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42
06:40 - 07:10	0,49	0,45	0,44	0,45	0,44	0,44	0,44	0,45
07:15 - 07:45	0,57	0,54	0,50	0,54	0,50	0,50	0,50	0,53
08:05 - 08:35	0,74	0,74	0,63	0,74	0,61	0,62	0,63	0,74
08:40 - 09:10	1,02	1,10	0,84	1,10	0,82	0,84	0,84	1,10
09:15 - 09:45	1,13	1,40	1,12	1,40	1,43	1,12	1,12	1,39
10:05 - 10:35	1,48	1,71	1,45	1,71	1,61	1,45	1,45	1,70
10:40 - 11:10	1,71	1,90	1,64	1,90	1,72	1,64	1,64	1,90
11:15 - 11:45	1,75	2,14	1,75	2,14	1,94	1,75	1,75	2,14
12:05 - 12:35	1,97	2,28	1,97	2,28	1,95	1,97	1,97	2,28
12:40 - 13:10	1,91	2,34	1,98	2,34	1,76	1,98	1,98	2,34
13:15 - 13:45	1,91	2,28	1,80	2,28	1,71	1,79	1,80	2,28
14:05 - 14:35	1,76	2,03	1,74	2,03	1,42	1,74	1,74	2,02
14:40 - 15:10	1,59	1,73	1,45	1,73	1,09	1,45	1,45	1,72
15:15 - 15:45	1,16	1,42	1,12	1,42	0,89	1,12	1,12	1,42
16:05 - 16:35	0,83	0,92	0,89	0,92	0,50	0,89	0,89	0,92
16:40 - 17:10	0,71	0,62	0,64	0,62	0,62	0,64	0,64	0,62
17:15 - 17:45	0,50	0,49	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,495
18:05 - 18:35	0,44	0,41	0,44	0,41	0,44	0,44	0,44	0,41
18:40 - 19:10	0,42	0,42	0,42	0,42	0,43	0,42	0,42	0,42
19:15 - 19:45	0,10	0,23	0,40	0,11	1,19	0,08	0,31	1,04
Σ_{Perdas}	22,61	25,59	22,15	25,46	22,61	21,79	22,05	26,40

Fonte: Do Autor

A média de perdas de energia mensais é de 720,19 kWh conforme a Tabela 13. Para uma análise de 12 meses obtêm-se uma perda de energia anual de 8.642,32 kWh,

Tabela 11 – Média de perdas de energia mensais do transformador durante o dia.

Perdas médias mensais [kWh] durante o período diurno								
11/2021	01/2022	02/2022	03/2022	05/2022	06/2022	07/2022	08/2022	Média
537,17	645,83	522,53	605,02	515,70	517,89	521,35	616,06	560,19

Fonte: Do Autor

Figura 33 – Indicação do consumo na conta de energia.



Cemig Distribuição S.A. CNPJ 06.961.190/0001-16 / Insc. Estadual 002.322130.0087
Av. Barbaena, 1.200 - 17º andar - Ala A1 - CEP 30190-131 - Belo Horizonte - MG

Acesse o Cemig Atende
www.cemigatende.com.br
Fale com a Cemig 116 | Cemig Torpedo 29810
Tarifa Social de Energia Elétrica - TSEE foi criada pela Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002

AV DO CONTORNO OESTE
CIDADE UNIVERSITARIA
SAO GONCALO DO RIO ABAIXO, MG

Nº DO CLIENTE

Nº DA INSTALAÇÃO

Referente a	Vencimento	Valor a pagar (R\$)
JUN/2021	17/07/2021	96,24

2º VIA - CONTA DE ENERGIA ELÉTRICA

Classe	Subclasse	Modalidade Tarifária	Datas de Leitura	Data de Emissão
Comercial Trifásico	Comercial	Convencional B3	Anterior 25/05 Atual 24/06 Próxima 23/07	29/06/2021

Informações Técnicas					
Tipo de Medição	Medição	Leitura Anterior	Leitura Atual	Constante de Multiplicação	Consumo kWh
Energia kWh	GPA1900	0	2	40	80 ←
Energia Injetada	GPA1900	35	176	40	5.640



Histórico de Consumo

MÊS/ANO	CONSUMO kWh	MÉDIA kWh/Dia	Dias
MAR/22	160	5,33	30
FEV/22	160	5,51	29
JAN/22	160	5,51	29
DEZ/21	160	5,16	31
NOV/21	80	2,66	30
OUT/21	40	1,33	30
SET/21	160	4,84	33
AGO/21	200	6,06	33
JUL/21	120	4,13	29
JUN/21	80	2,66	30
MAI/21	0	0,00	23
ABR/21	0	0,00	0
MAR/21	0	0,00	0

Ouvidoria CEMIG: 0800 728 3838 - Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL - Tel

Fonte: CEMIG-Atende (2022)

que representa 5% de toda energia gerada pelo sistema fotovoltaico. Este valor é obtido a partir de (4.2), nela é somado todas as perdas que foram aferidas com os dados de campo, que em conjunto representam 8 meses de análises, com quatro vezes a perda média mensal indicada na Tabela 13, isto é 720,19 kWh, que representa os outros 4 meses restantes.

Tabela 12 – Média de perdas de energia mensais do transformador durante da noite.

Perdas médias mensais [kWh] durante a noite								
11/2021	01/2022	02/2022	03/2022	05/2022	06/2022	07/2022	08/2022	Média
80	160	160	160	160	200	200	160	160

Fonte: Do Autor

Tabela 13 – Média mensal das perdas totais de energia do transformador.

Perdas médias mensais [kWh]								
11/2021	01/2022	02/2022	03/2022	05/2022	06/2022	07/2022	08/2022	Média
617,17	805,83	682,53	765,02	675,70	717,89	721,35	776,06	720,19

Fonte: Do Autor

$$E_{ano} = E_{nov} + E_{jan} + E_{fev} + E_{mar} + E_{mai} + E_{jun} + E_{jul} + E_{ago} + (4 \times \bar{E}_{mês}). \quad (4.2)$$

A Tabela 14 tem o detalhamento da energia gerada anualmente. O consumo representado na tabela é referente as perdas noturnas, que são registradas pelo consumo na conta de energia da unidade consumidora, esta perda de energia chega a 1.920 kWh em média, que representa 1,21% de toda energia gerada pelo sistema. A diferença entre a geração anual e a injeção anual são as perdas no transformador durante o período do dia, estas perdas são da escala de 4,23% de toda energia gerada, ou seja 6.722,32 kWh em média. As perdas totais também podem ser encontradas quando se somam as perdas no transformador durante o dia e as perdas no transformador durante a noite, elas são da ordem de 5,44%, em média 8.642,32kWh.

Para o próximo passo é necessário considerar esta média de 8.642,32 kWh de perdas totais no transformador nos cálculos financeiros utilizando o método de *payback* descontado. Em uma análise de *payback* de um sistema fotovoltaico as “entradas” no fluxo de caixa são dadas pelo valor que é pago pelo kW injetado na rede da concessionária. No caso deste sistema analisado anualmente o sistema injeta na rede 152.105,32 kW em média, que é a sua energia líquida, ou seja, é a energia total gerada no ano descontando toda a energia perdida no ano pelo transformador.

Tabela 14 – Balanço da energia gerada, injetada e consumida anualmente do sistema.

Comparação	
Análise Anual	kWh
Geração	158.827,64
Injeção	152.105,32
Perda Noturna	1.920,00
Perdas Totais	8.642,32
Energia Líquida	150.185,32

Fonte: Do Autor

4.4 Conclusão parcial

Neste capítulo teve como ponto principal a apresentação dos métodos utilizados para o levantamento das perdas de um sistema fotovoltaico com transformador. Em primeiro lugar foi levantado um sistema modelo, após isto os dados de geração dos inversores foram obtidos, um modelo do sistema fotovoltaico foi levantado assim como um modelo do transformador que se encontra nesta usina, este modelo foi validado comparando os testes feitos em laboratório com o transformador e os ensaios no ambiente simulado. Com o modelo do sistema concluído foi levantado as perdas médias mensais do transformador, foi obtido uma perda média de 720,19 kWh mensal, e 8.642,32 kWh anual, representando uma perda percentual de 5,44% de toda energia gerada anualmente pelo sistema.

5 Resultados e discussões

De posse das avaliações técnicas, o próximo passo é realizar a avaliação econômica para enfim retirar as devidas conclusões. A avaliação será realizada através do cálculo do *payback* descontado já citado na seção 3.2. Desta forma, o valor da perda de energia proveniente do transformador será aplicado nos cálculos e sua influência pode ser avaliada, como já citado na Tabela 13 do Capítulo 4. O transformador avaliado possui uma média mensal de perda de energia de 724,42 kWh. Ao comparar os *payback*'s dos dois sistemas será possível avaliar qual possui maior vantagem econômica, um sistema com o inversor de 380 V e o transformador ou um sistema com o inversor 220 V sem o transformador.

5.1 Levantamento dos custos da obra

Ao avaliar os custos de um sistema fotovoltaico o valor do kit, que representa o inversor, placas, estruturas de fixação das placas e cabos CC é uma parte considerável no conjunto do investimento, podendo custar 80% do valor total pago pelo cliente. A Tabela 15 indica os valores dos kits de inversores 220 V, enquanto a Tabela 16 indica os valores dos kits de inversores 380 V, ambos os dados foram fornecidos pela empresa integradora de energia solar Solvale, eles são os últimos sistemas instalados com inversor de 75 kW.

Tabela 15 – Valores dos kits fotovoltaicos com 75 kW de inversores 220 V.

Kit 75 kW com inversores 220 V					
Cliente	Consr. S.G.3	Duleu	Dular	Altos	Média
Fornecedor	Golden Distr.	Golden Distr	Helt	Helt	
Valor [R\$]	318.473,85	318.473,85	206.043,33	240.563,98	270.888,75

Fonte: Do Autor

Tabela 16 – Valores dos kits fotovoltaicos com 75 kW de inversores 380 V.

Kit 75 kW com inversores 380 V			
Cliente	Consr. S.G.2	Nova Luz	Média
Fornecedor	GoldenSolar Livre	Amara do Brasil	
Valor [R\$]	223.198,20	259.000,00	241.099,10

Fonte: Do Autor

Em média, o kit com inversores 220 V é R\$29.789,65 mais caro que o kit com inversores 380 V, contudo, o valor do kit não é a única parcela de custo de todo o sistema, outros itens impactam nos valores da obra e devem ser levados em consideração. Para esta avaliação foram considerados os seguintes custos:

- **Mão de Obra:** A equipe utilizada na instalação era composta por um eletricista e dois ajudantes. O gasto com mão de obra é levantado considerando o valor e a quantidade de dia trabalhado do cooperador. Para um sistema fotovoltaico com inversores 75 kW/380 V são necessários 28 dias para concluir a obra, já para inversores 75 kW/220 V o tempo reduz para 21 dias. Os valores que foram considerados de mão de obra se encontram discriminados na Tabela 17.

Tabela 17 – Base de cálculo gastos com mão de obra .

Mão de Obra			
Função	Valor Mensal	Valor Diário	Nº Cooperadores
Eletricista	R\$ 2.500,00	R\$ 83,33	1
Ajudante	R\$ 1.300,00	R\$ 43,33	2

Fonte: Do Autor

- **Mobilização:** São os gastos com o transporte até o local da instalação, alimentação e estadia, caso necessário. Para o projeto avaliado não foi necessário o investimento em estadia. Novamente foram consideradas a quantidade de mão de obra e dias trabalhados já citados anteriormente. As refeições foram um café da manhã e um almoço, os valores estão destacados na Tabela 18. Para o cálculo da gasolina, o veículo tomado como base foi uma saveiro cabine dupla 1.6, ano 2010 cujo consumo está indicado na Tabela 19. Uma obra com inversores 220V tem um tempo previsto de 21 dias para execução, seus custos com mobilização fica em torno de R\$ 2.157,00, sendo R\$ 1.449,00 com alimentação e R\$707,56 com deslocamento. Já uma obra com inversores 380V possuem um tempo previsto de 28 dias para execução, desta forma os custos com mobilização aumentam para R\$2875,41, deste valor se tem R\$1932,00 com alimentação e R\$943,41com deslocamento.

Tabela 18 – Base de cálculo gastos com refeições.

Alimentação	
Item	Valor
Café da Manhã	R\$ 8,0
Almoço	R\$ 15,0

Fonte: Do Autor

Tabela 19 – Base de cálculo gastos com transporte.

Consumo de Gasolina			
Item	Preço da Gasolina	Med. Consumo	Distância
Gasolina	R\$ 5,90	12,1 km/L	34,55 km

Fonte: Do Autor

- **Material:** Consiste no valor do kit, materiais elétricos como cabos CA, eletrocalhas, conectores, quadros, disjuntores entre outros e o transformador. A média de preço dos kits considerada tem como base as Tabela 15 e Tabela 16, e em conjunto os valores dos materiais elétricos e do transformador está indicada na Tabela 20.

Tabela 20 – Base de cálculo gastos com materiais.

Material				
Tipo de Kit	Valor do Kit	Mat. Elétrico	Transformador	Total
Inversores 380V	R\$ 241.099,10	R\$ 6.809,15	R\$ 10.000,00	R\$257.908,25
Inversores 220V	R\$ 270.888,75	R\$ 5.258,85	-	R\$276.147,60

Fonte: Do Autor

A Tabela 18 indica todos estes valores agregados. Apesar do kit com inversores 220 V ser R\$29.789,65 mais caro que o kit com inversores 380 V quando se levanta os valores agregados da instalação essa diferença se reduz para R\$ 16.330,50. Isto ocorre devido a alguns fatores: *i*) o preço do transformador, a média de preço de um transformador trifásico 380/220 V de 95 KVA é R\$ 10.000,00; *ii*) os dias trabalhados, os sistemas com inversores 380 V e com a presença dos transformadores gastam em média 7 dias a mais na instalação devido a montagem de todo os cabos que interligam o equipamento do lado 220 V e 380 V; *iii*) a montagem das eletrocalhas ou eletrodutos para estes cabos e a mobilização do transformador. Com este aumento de dias de trabalho nas instalações de inversores 380V ocorre também o aumento no gasto com alimentação e gasolina, ou seja, gastos com a mobilização. Outro ponto importante é o material elétrico, com a presença do transformador é necessário comprar cabos e disjuntores para a parte 380 V e 220 V da instalação. Todos este fatores culminam na redução de R\$ 13.459,15 na diferença entre os valores investidos nas obras de inversores 380 V e inversores 220 V.

Tabela 21 – Comparação dos valores de obra entre sistemas fotovoltaicos com inversores 380V e 220V.

Levantamento e Custo da Obra		
Item	Kit com inversor 380V	Kit com inversor 220V
Eletricista	R\$ 2.333,33	R\$ 1.750,00
Ajudante	R\$ 2.426,67	R\$ 1.820,00
Alimentação	R\$ 1.932,00	R\$ 1.449,00
Gasolina	R\$ 943,41	R\$ 707,56
Kit	R\$ 241.099,10	R\$ 270.888,75
Mat. Elétrico	R\$ 6.809,15	R\$ 5.258,85
Transformador	R\$ 10.000,00	R\$ 0
TOTAL	R\$ 265.543,66	R\$ 281.874,16

Fonte: Do Autor

Pom fim, o investimento para realizar uma instalação de um sistema fotovoltaico com inversores 75kW/380V é em média 16.330,50 mais barato que realizar uma instalação de um sistema fotovoltaico com inversores 75kW/220V. Agora, com este valor em mãos o próximo passo é realizar o cálculo do *payback* descontado, considerando os valores de energia consumida pelo transformador.

5.2 Comparação do *payback* entre sistemas 380V e 220V

Utilizando a seção 3.2 para o cálculo do *payback* descontado de um sistema fotovoltaico os valores utilizados para fluxo de caixa FC_t é exatamente o valor da energia que é injetada na concessionária. Este valor pode ser contabilizado com o preço do kW, que no caso da instalação tomada como modelo foi de R\$ 0,76. Já a taxa de desconto i foi considerada a Taxa Selic atual de 13,75% segundo o Banco Central do Brasil (2022).

Tabela 22 – Retorno financeiro anual do sistema com inversores 75kW/380V.

Retorno anual para sistema 380 V			
Análise Anual	kWh	Valor kW	R\$
Energia Líquida	152.419,77	0,76	115.839,02

Fonte: Do Autor

A Tabela 22 indica as bases de cálculo para os descontos na avaliação do *payback* para um sistema fotovoltaico com inversores 75kW/380V. O investimento inicial para este sistema foi de R\$ 265.543,66, considerando os levantamentos de custos indicados na Tabela 21, o fluxo de caixa anual para este sistema é R\$115.839,02 conforme indicado na Tabela 22 como energia líquida.

Para um sistema fotovoltaico com inversores 75kW/220V a Tabela 23 indica as bases de cálculo para os descontos na avaliação do payback. Neste caso, o investimento inicial para este sistema foi de R\$ 282.189,16, considerando os levantamentos de custos indicados na Tabela 21, seu fluxo de caixa anual é 122.445,73 conforme indicado na Tabela 23, sendo R\$6.606,71 maior que o fluxo de caixa do sistema com inversores 380 V.

Tabela 23 – Retorno financeiro anual do sistema com inversores 75kW/220V.

Retorno anual para sistema 220 V			
Análise Anual	kWh	Valor kW	R\$
Energia Líquida	161.112,80	0,76	122.445,73

Fonte: Do Autor

Avaliando a Figura 34, em 3 anos já é possível ter o retorno de todo o investimento e ainda obter um lucro de R\$ 3.281,56. Este retorno ainda é menor que o retorno em 3 anos para um sistema com inversores 380 V. Com 4 anos este cenário muda, o valor do retorno financeiro de um sistema fotovoltaico de inversores 220 V se torna maior que o retorno neste mesmo período para um sistema com a mesma potência, mas com inversores de 380 V e transformadores, chegando a superá-lo em R\$2.703,62, como destacado também na Figura 34. Esta diferença aumenta ano a ano e com 9 anos de investimento o sistema com inversores 220 V tem um lucro de R\$16.333,05 a mais que um sistema com inversores 380 V, superando em R\$3,05 a diferença inicial entre os valores destes dois sistemas, quando o sistema com inversores 220 V era R\$16.330,50 mais caro que um sistema com inversores 380 V, por fim com 10 anos de investimento a diferença chega a R\$18.154,73, superando em R\$1.824,23 a diferença inicial entre os dois sistemas.

Calculando o VPL para ambos os sistemas temos para um sistema com inversores 380V um VPL de R\$ 127.766,04, para um sistema com inversores 220V um VPL de R\$ 128.502,93. Na Figura 35 é possível ver a comparação dos *payback's* estendida para 21 anos, a diferença entre os retornos aumenta para R\$ 29.813,69. Uma comparação deste retorno com algumas simulações de investimento foram feitas no site *mobills* (2023), imaginando o cenário em que o investidor optasse por um sistema com inversores 380V e a diferença de preço entre os kits de R\$16.330,50 fosse investida em uma carteira de renda fixa, rendendo a Taxa da Selic, atualmente sendo 13,75% a.a. Os resultados são indicados na Tabela 24

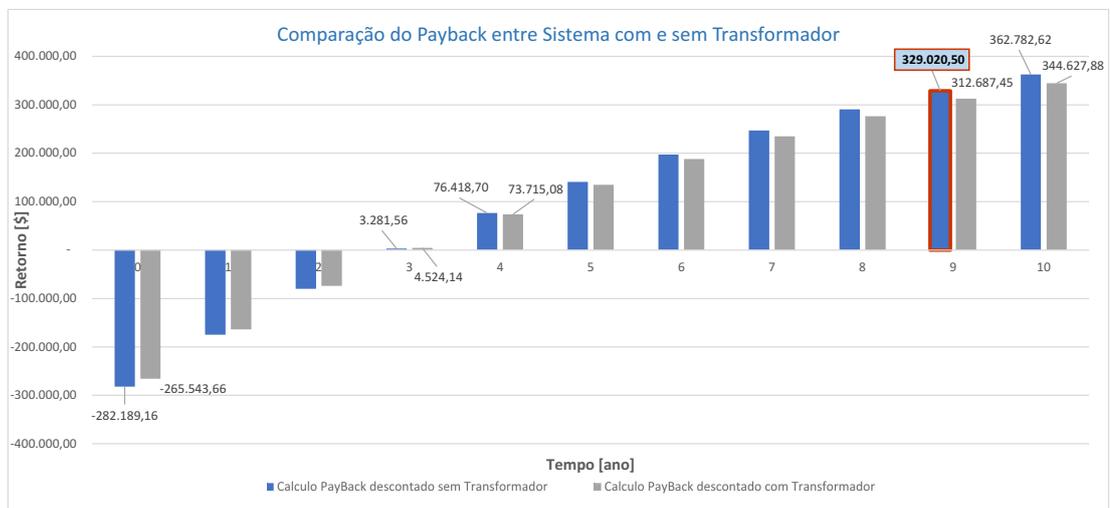
Tabela 24 – Comparação entre retorno obtido em um sistema fotovoltaico com inversores 220V e investimento em renda fixa.

Comparação entre os retornos em 21 anos		
Retorno com Inv. 220V	Renda fixa (Selic a 13,75%)	Diferença
R\$ 374.731,96	R\$210.131,13	R\$ 164.600,83

Fonte: Do Autor

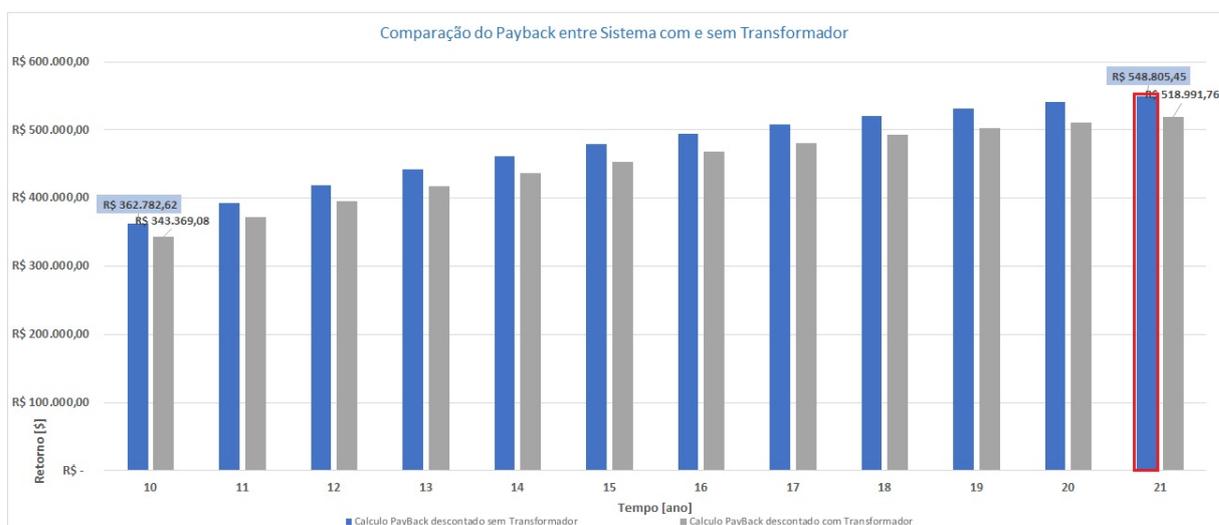
A avaliação do retorno para o investimento com inversores 220V foi feita somando toda diferença entre os retornos financeiros obtidos pelos sistemas com inversores 220V e os sistemas de inversores 380V, isto a partir do quarto ano de retorno, ano referente a superação do retorno financeiro dos inversores 220V. o retorno com inversores 220V supera a renda fixa em R\$ 164.600,83. Mostrando mais uma vez ser mais lucrativo investir em um sistema fotovoltaico com inversores 220V.

Figura 34 – Comparação entre *payback*.



Fonte: Do Autor

Figura 35 – Comparação entre *payback* com projeção de tempo estendida para 21 anos.



Fonte: Do Autor

6 Conclusão

O trabalho abordou uma discussão recorrente no meio dos investidores e técnicos de sistemas fotovoltaicos, a tomada de decisão entre utilizar inversores trifásicos 380 V ou 220 V. Foi demonstrado que os inversores trifásicos são geralmente construídos com as tensões de saída em 380 V fase-fase devido ao menor custo dos componentes internos, sua desvantagem se encontra em regiões nas quais a tensão de fornecimento fase-fase é 220 V, nesta situação é necessário o acréscimo de um transformador 380/220 para realizar a adequação deste nível de tensão, mas como toda máquina, o transformador também possui algumas perdas de energia interna, que impacta no *payback* do investimento.

Os inversores trifásicos 220 V fase-fase, devido aos seus componentes internos serem mais robustos, para suportar os maiores níveis de corrente em que este inversor trabalha, são mais caros que os inversores 380 V. A comparação entre os dois sistemas foi feita através dos *textitpayback's* dos mesmos, tomando como referência dois sistemas fotovoltaicos, em que cada um possuía em suas instalações 75kW de potência somada entre os inversores. Ao realizar o levantamento dos gastos com os investimentos iniciais foram abordados itens como mão de obra, dias trabalhados, mobilização (alimentação e gasolina) e materiais. Apesar do sistema com inversor 380 V necessitar da compra de um transformador, que equivale em média R\$10.000,00, e precisar de pelo menos uma semana a mais de mão de obra, seu valor de investimento inicial de R\$ 265.543,66 fica menor que de um sistema com inversor 220 V, que possui o seu investimento total em R\$ 281.874,16.

Na etapa de levantamento das perdas do transformador a primeira decisão tomada foi a de realizar este estudo tendo como referência uma planta real. Deixando os resultados mais coerentes com a realidade encontrada nas instalações fotovoltaicas. A planta escolhida foi usina fotovoltaica do Consorcio São Gonçalo de Energia Solar, que possui 252 módulos e três inversores de 25kW, todos 380V, além de um transformador de 95kVA 380V/220V. O fato da usina não possuir cargas, com exceção do transformador, permitiu que os impactos deste transformador fossem melhores percebidos.

Seguindo os passos de modelagem do sistema fotovoltaico e do transformador no *simulink* foi possível perceber alguns pontos importantes. Após recriar os ensaios de curto-circuito e circuito aberto no modelo do transformador as impedâncias, resistências e reatâncias resultantes tiveram uma diferença entre os valores reais e o simulado de apenas 0,01Ω, para o ensaio de curto-circuito e 0,3Ω, para o ensaio de circuito aberto, porém as perdas no cobre e no enrolamento tiveram uma diferença de 279,74W, que representa 24% das perdas C.C encontradas em laboratório, e 266,7W, que representa 67% das perdas C.A encontradas em laboratório. Estes valores podem indicar algum parâmetro do sistema que não foi modelado, outro ponto que pode ter contribuído para esta alteração foram as aproximações tomadas entre os valores de X_p e X_s .

A obtenção dos dados de geração da planta e o tratamento destes dados foi trabalhoso e demandou grande quantidade de tempo. Isto ocorreu pelo fato da planta possuir problemas com o sistema de monitoramento, a coleta de dados foi realizada em campo através de três *pen drive's* que colhiam as infamações de produção de cada um dos três inversores, após isto, foi necessário somar os dados de geração dos três inversores, para enfim, inserir no modelo simulado da usina fotovoltaica.

Ao todo oito meses foram analisados, sendo eles 11/2021, 01/2022, 02/2022, 03/2022, 05/2022, 06/2022, 07/2022 e 08/2022. Ao utilizar o *simulink* para simular as perdas no transformador durante o período diário se obteve uma média de perda de 23,58kW, os meses com maiores perdas foram janeiro, 25,15kW, março, 25,46 e agosto com 26,40. Estas perdas representam uma média de 560,19kWh de energia perdida pelo transformador durante o período do dia, que equivale a 4% de toda energia gerada pelo sistema durante o mês. Estas perdas se encontram no cobre, efeito Joule, e no núcleo, perdas por corrente parasita e histerese, além do fluxo de dispersão. As perdas noturnas equivalem a uma média mensal de 160kWh. O total de perdas de energia contabilizadas pelo transformador, durante o período do dia e durante o período noturno, é a média de 720,19kWh mensal. Este valor chega a 5% de toda energia gerada pelo sistema, anualmente este valor pode alcançar 8.642,32kWh.

Para ambos os sistemas, com inversores 380 V ou 220 V, é possível obter o retorno de todo o investimento em 3 anos, mas realizando a comparação a longo prazo, ao atingir 9 anos de investimento o retorno financeiro para inversores 220 V é R\$16.333,05 maior do que para inversores 380 V. Este valor já supera a diferença entre os dois investimentos iniciais, quando os sistemas com inversores 220 V eram R\$16.330,50 mais caros do que os sistemas com inversores 380 V. Esta diferença entre os *payback's* aumenta gradativamente chegando a R\$18.154,73 logo com 10 anos, com 21 anos de investimento esta diferença chega a R\$29.813,69.

Além destes pontos citados, o retorno de investimento de um sistema fotovoltaico com inversores 220V supera em R\$ 164.600,83 um retorno de um investimento em renda fixa com Taxa Selic a 13,75% a.a, tendo como investimento inicial de R\$16.330,50, valor da diferença inicial entre os sistemas com inversores 220V em relação aos sistemas com inversores 380V. Estes fatos demonstra que, em um sistema com potência total de inversores somadas em 75kW, optar por inversores 220 V resultara em um maior retorno financeiro a longo prazo do que optar por inversores 380 V.

6.1 Propostas para trabalhos futuros

Levando em consideração os desafios encontrados no decorrer deste trabalho é possível perceber que melhorias podem ser feitas para os trabalhos futuros, como: aplicar novos métodos de modelagem do transformador, isto poderia diminuir a diferença entre

as perdas no cobre e no núcleo obtidas no ensaio de laboratório em comparação com as perdas encontradas na simulação. Replicar as análises em um sistemas fotovoltaico com o monitoramento da geração via internet em boas condições, o que iria poupar tempo no tratamento de dados. Replicar o estudo em um número maior de usinas fotovoltaicas com o intuito de gerar mais confiabilidade nos resultados e verificar os padrões de comportamento entre uma usina e outra. E por fim, aplicar as taxas referentes a lei 14.300, que geram impacto direto na valoração da energia injetada.

Anexos A

Figura 36 – Relatório de Ensaio de Rotina

		RELATÓRIO DE ENSAIO DE ROTINA	
		Normas : ABNT NBR 5356/11	
CARACTERÍSTICAS			
Tipo :	TRANSFORMADOR TIPO SECO - BAIXA TENSÃO		PROJ. : TTI-95kVA-L-k1380Y220Y
Cliente:	SOL VALE		Nº de Serie : 5.262
Isolação:	Seco Impregnado	Regime : Regime 100%	Nº de Fases: 3 Enr.: Alumínio
Potência:	95 KVA	Material Isolante:	F-155 Instalação : Abrigada
Freqü. :	60 Hz	Elevação de Temp.:	100°C Grau de Proteção: IP21
Primário		Ligação : Estrela Cl. Isol. : 1,1 KV	
Tensão :	380,0	V	
Corrente :	144,34	A	
Secundário		Ligação : Estrela Cl. Isol. : 1,1 KV	
Tensão :	220,0	V	
Corrente :	249,32	A	
RESULTADOS			
Relação de Transformação		Grupo de Ligação: YN	
		Deslocamento Angular: 0 Graus	
Tensões :	380/220	/220	/220 /220 /220 /220 /220 /220 /220 V
H3-H1/X0-X1	1,72		
H1-H2/X0-X2	1,72		
H2-H3/X0-X3	1,72		
Nominal	1,73	0,00	0,00 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00
Resistência Ôhmica dos Enrolamentos - Temperatura Amb.= 25 °C - kTr = 1,408 Rel. : 380/220			
H1 - H2 =	0,02548 ohms	X1 - X2 =	0,00532 mohm
H2 - H3 =	0,02548 ohms	X2 - X3 =	0,00532 mohm
H3 - H1 =	0,02548 ohms	X3 - X1 =	0,00532 mohm
Tensão Aplicada ao Dielétrico		Tensão Induzida	
AT/BT a Massa:	3 kV	Freqüência:	120 Hz
BT/AT a Massa:	3 kV	Tap :	220 V
Temperatura:	25 °C	Tensão:	440 V
Tempo :	60 seg.	Tempo:	60 seg.
Resultado :	Resistiu	Resultado	Resistiu
		Resistência de Isolamento 2,5 kV	
		AT/BT : >1000 Mohm	
		AT/Massa : >1000 Mohm	
		BT/Massa : >1000 Mohm	
		Tempo: 60 seg.	
		Temperatura: 25 °C	
Ensaio em Vazio - Temperatura Amb.= 25 Tensão: 380V Tap : 380			
Corrente em Vazio (Io %)		Perdas em Vazio (Wo)	
Fases :	H1 H2 H3	Fases :	H1 H2 H3
Corrente:	3,61 3,61 3,61 A	Corrente:	3,61 3,61 3,61 A
Io médio:	3,61 A	Wo médio:	420 W
Io % :	2,50 %	Wo % :	0,442 %
Ensaio em Curto-Circuito - Temperatura Amb.= 25 Tensão: 380V Curto: 220V			
Tensão de C.Circuito (Impedancia)		Perdas em Curto-Circuito (We Ta)	
Fases :	H1 H2 H3	Fases :	H1 H2 H3
Corrente:	144,3 144,3 144,3 A	Corrente:	144,3 144,3 144,3 A
Vcc :	9,47 9,47 9,47 V	Vcc :	9,47 9,47 9,47 A
EZ V ta :	9,47 V	Wcc Ta :	1586 W
EZ % ta :	2,49% %		
Correção dos Ensaio em Curto Circuito - Temperatura de Referencia.: 120 °C Ligado em: 380/220			
Perdas I2 x R (Ta)		Perdas em C.Circ.	
(Wr)	(We)	(Wa)	(Wcc)
1126	1586	460	1912
Impedancia de Curto Circuito			
E r %	Ex %	(Ez %)	
2,01%	2,19%	2,98	
22/10/2020			
Resp. : THIAGO R. OLIVEIRA - CREA: 5068898002		Data	
www.transformadoresideal.com.br			

Fonte: Do Autor

Referências

- ABSOLAR. 2021. <<https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>>. Acessado em 24/10/2021. 18
- ANEEL. 2022. <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/brasil-ultrapassa-os-185-gw-de-potencia-instalada>>. Acessado em 20/09/2022. 3, 4, 1, 5, 17, 18
- BANCO CENTRAL DO BRASIL. 2022. <<https://www.bcb.gov.br/controleinflacao/taxaselic>>, NOTE = "acessado em 07/10/2022",. 42
- BERNARDINO, R. d. J. Estudo da viabilidade técnica-financeira de sistemas fotovoltaicos em instalações residenciais. 2018. 3
- BOSO, A. C. M. R.; GABRIEL, C. P. C.; FILHO, L. R. A. G. Análise de custos dos sistemas fotovoltaicos on-grid e off-grid no brasil. *Revista Científica ANAP Brasil*, v. 8, n. 12, 2015. 16
- BROM, L. G.; BALIAN, J. E. A. *Análise de investimentos e capital de giro: conceitos e aplicações*. [S.l.]: Saraiva São Paulo, 2007. 19
- CAMARGOS, M. d. Matemática financeira aplicada a produtos financeiros e à análise de investimentos. *São Paulo: Saraiva*, v. 1, 2013. 20
- CAMPOS, M. A. N. et al. Estudo técnico e econômico sobre a influência de transformador acoplado a micro geração distribuída fotovoltaica. Universidade Federal de Minas Gerais, 2020. 4
- CANADIA, M. do U. *Manual do Usuário Canadian_CSI-30KTL-GI-FL*. 2. ed. www.canadiansolar.com/na, 2018. 17
- CEMIG-ATENDE. 2022. <<https://atende.cemig.com.br/MiniMicroGeracaoDistribuida>>, NOTE = "acessado em 27/09/2022",. 34, 36
- CHAPMAN, S. J. *Fundamentos de máquinas elétricas*. [S.l.]: AMGH editora, 2013. 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 16, 26
- CLEANENERGYREVIEWS. 2021. <<https://www.cleanenergyreviews.info/blog/best-grid-connect-solar-inverters-sma-fronius-solaredge-abb>>, NOTE = "acessado em 24/10/2021",. 17
- CRESESB. 2008. <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=com_content&lang=pt&cid=301>. Acessado em 28/07/2021. 6
- DAWOOD, K. et al. A new method for the calculation of leakage reactance in power transformers. *Journal of Electrical Engineering and Technology*, The Korean Institute of Electrical Engineers, v. 12, n. 5, p. 1883–1890, 2017. 27
- ELYSIA. 2019. <<https://elysia.com.br/instalacao-de-energia-solarem-canoas/>>. Acessado em 13/07/2021. 6

- FINKLER, A. et al. Análise da capitalização das perdas de energia em transformadores de distribuição. 8
- FITZGERALD, S. D. *Máquinas Elétricas de Fitzgerald e Kingsley-7*. [S.l.]: AMGH Editora, 2014. 8, 11, 12, 13, 26
- FRONIUSECO, M. do U. *ManualdoUsuarioFroniusECO*. 22. ed. www.fronius.com, 2020. 17
- GSHENGENHARIA. 2020. <<https://www.gshengenharia.com.br/post/os-3-tipos-de-sistemas-fotovoltaicos>>. Acessado em 02/08/2021. 15, 16
- IMHOFF, J. et al. Desenvolvimento de conversores estáticos para sistemas fotovoltaicos autônomos. Universidade Federal de Santa Maria, 2007. 6
- LUCIANO, B. et al. Medições das perdas e da corrente de excitação em transformadores monofásicos de baixa potência com núcleo de liga amorfa: antes e depois do processo de oxidação. *CD ROM do 8º Seminário Internacional de Metrologia Elétrica. João Pessoa-PB, Brasil*, 2009. 26
- MOBILLS. 2023. <https://www.mobills.com.br/calculadoras/simulador-de-investimento/resultado/?tipo_investimento=cdb-lc&fixado=pre&investimento_inicial=16330.5&investimento_mensal=0&prazo=21&prazo_tipo=anos&rentabilidade=13.75&rentabilidade_tipo=anual>, NOTE = "acessado em 12/02/2023",. 43
- ND5.1-CEMIG. *ND 5.1-Fornecimento de Energia Elétrica em Tensão Secundária - Rede de Distribuição Aérea Edificações Individuais*. 3. ed. www.cemig.com.br/atendimento/normas-tecnicas/, 2017. 17
- NETCONTAINER. 2018. <<http://netcontainer.com.br/projetos/2018/05/04/a-maior-usina-solar-da-america-latina-em-pirapora/>>. Acessado em 13/07/2021. 6
- SOLIS, M. do U. *ManualdoUsuarioSolis-30K-LV*. 1. ed. https://www.ginlong.com/3p_inverter_lv/23991.html, 2019. 17
- SUNGROWPOWERSUPPLYCO.LTD. *ManualdoUsuarioSungrow*. 10. ed. www.sungrowpower.com, 2019. 7, 17
- ZILLES, R. et al. *Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica*. [S.l.]: Oficina de textos, 2016. 5