

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



Trabalho de Conclusão de Curso

Estimativa de eficiência de inversores fotovoltaicos a partir de uma proposta de topologia de conversores modulares.

Rafael Bortoline Wanderley

João Monlevade, MG 2021

Rafael Bortoline Wanderley

Estimativa de eficiência de inversores fotovoltaicos a partir de uma proposta de topologia de conversores modulares.

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 Welbert Alves Rodrigues

Universidade Federal de Ouro Preto João Monlevade 2021

SISBIN - SISTEMA DE BIBLIOTECAS E INFORMAÇÃO

W245e Wanderley, Rafael Bortoline . Estimativa de eficiência de inversores fotovoltaicos a partir de uma proposta de topologia de conversores modulares.. [manuscrito] / Rafael Bortoline Wanderley. - 2021.
65 f.: il.: color., gráf., tab., mapa. + Fluxograma.
Orientador: Prof. Dr. Welbert Alves Rodrigues. Monografia (Bacharelado). Universidade Federal de Ouro Preto. Instituto de Ciências Exatas e Aplicadas. Graduação em Engenharia Elétrica .
1. Conversores de corrente elétrica . 2. Energia - Fontes alternativas.
3. Energia solar. 4. Inversores elétricos. 5. Sistemas de energia fotovoltaica. I. Rodrigues, Welbert Alves. II. Universidade Federal de Ouro Preto. III. Título. 02/11/21, 15:26



SEI/UFOP - 0239420 - Folha de aprovação do TCC

MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO UNIVERSIDADE FEDERAL DE OURO PRETO REITORIA INSTITUTO DE CIENCIAS EXATAS E APLICADAS DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELETRICA



FOLHA DE APROVAÇÃO

Rafael Bortoline Wanderley

Estimativa de eficiência de inversores fotovoltaicos a partir de uma proposta de topologia de conversores modulares

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 30 de Setembro de 2021

Membros da banca

Dr - Welbert Alves Rodrigues - Orientador - UFOP Dr - Igor Dias Neto de Souza - UFOP MSc - Guilherme Vettorazzi Vargas - UNICAMP

Welbert Alves Rodrigues, orientador do trabalho, aprovou a versão final e autorizou seu depósito na Biblioteca Digital de Trabalhos de Conclusão de Curso da UFOP em 26/10/2021



Documento assinado eletronicamente por Welbert Alves Rodrigues, PROFESSOR DE MAGISTERIO SUPERIOR, em 01/11/2021, às 08:36, 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 **0239420** e o código CRC **01C41679**.

Referência: Caso responda este documento, indicar expressamente o Processo nº 23109.011473/2021-62

SEI nº 0239420

R. Diogo de Vasconcelos, 122, - Bairro Pilar Ouro Preto/MG, CEP 35400-000 Telefone: - www.ufop.br

Agradecimentos

Agradeço primeiramente a Deus, por ter me guiado por um caminho repleto de oportunidades e alegrias.

A todos os meus professores que participaram da minha trajetória e ajudaram a ampliar meus conhecimentos e mudar minha visão de mundo.

Agradeço de forma especial, toda a minha família, principalmente meu pais, Everaldo e Virgínia, e aos meus irmãos, Murilo e Beatriz, por sempre me apoiaram e serem o alicerce para minhas realizações.

A república Tribo, que me deu forças durante a graduação, me ensinaram a conviver com as diversidade e acabaram se tornando minha segunda casa.

Resumo

A sensibilização da sociedade, em razão do uso irracional dos recursos naturais e dos impactos ambientais causados por meios convencionais de geração de energia elétrica tem contribuído para o aumento de investimentos e, consequentemente a viabilização de fontes alternativas de energia, limpas e renováveis. Apesar do Brasil possuir sua matriz elétrica composta majoritariamente por uma fonte com essas características, a hidroelétrica, a necessidade da diversificação também está diretamente atrelada às crises hídricas recorrentes no país. Devido a estes fatores, nos últimos anos, surgiu no sistema elétrico brasileiro uma forte onda voltada para a exploração da energia eólica e fotovoltaica. Esta última é impulsionada, principalmente, pelos altos índices de irradiação solar que abrangem grande parte do território. Basicamente, o sistema fotovoltaico converte a energia solar em energia elétrica através da conexão de um conjunto de módulos fotovoltaicos com inversores, que são os equipamentos encarregados em converter a energia elétrica em corrente contínua para energia elétrica em corrente alternada. Uma particularidade desse processo é que sua eficiência está diretamente ligada a disponibilidade da luz solar, ou seja, a operação dos inversores apresentam perdas significativas quando recebem uma quantidade de energia dos módulos fotovoltaicos muito menor do que projetado. Este trabalho tem por objetivo apresentar um estudo das características do sistema fotovoltaico, análise dos dados de geração de unidades reais, levantando o perfil de operação para determinadas faixas de potência. E por fim, propor uma topologia de inversor com conversores modulares fundamentada nos padrões observados. Isto é, um método onde o inversor possa realizar o aproveitamento da irradiação solar disponível de maneira mais eficiente, ajustando o valor de sua potência nominal de acordo com a potência de entrada, a partir de conexões ou desconexões de conversores.

Palavras-chave: Recursos naturais, fontes alternativas, sistema fotovoltaico, eficiência, inversores, conversores modulares.

Abstract

The awareness of society due to the irrational use of natural resources and the environmental impacts caused by conventional means of generating electricity, has contributed to the increase in investments and, consequently, the feasibility of alternative sources of energy, clean and renewable. Although Brazil's electricity matrix is mostly composed of a source with these characteristics, hydroelectric, the need for diversification is also directly linked to the country's recurring water crises. Due to these factors, in recent years, a strong wave of wind and photovoltaic energy exploration has emerged in the Brazilian electrical system. The latter is mainly driven by the high levels of solar radiation that cover a large part of the territory. Basically, the photovoltaic system converts solar energy into electrical energy by connecting a set of photovoltaic modules with inverters, which are the equipment in charge of converting electrical energy into direct current to electrical energy into alternating current. A peculiarity of this process is that its efficiency is directly linked to the availability of sunlight, that is, the operation of inverters has significant losses when they receive a much smaller amount of energy from the photovoltaic modules than projected. This work aims to present a study of the characteristics of the photovoltaic system, analysis of the generation data of real units, raising the operating profile for certain power ranges. And finally, to propose an inverter topology with modular converters based on the observed patterns. That is, a method where the inverter can make the most efficient use of available solar radiation, adjusting the value of its nominal power according to the input power, from connections or disconnections of converters.

Keywords: Natural resources, alternative sources, photovoltaic system, efficiency, inverters, modular converters.

Lista de ilustrações

Figura 2– Geração Convencional e Geração Distribuída.3Figura 3– Mapa do potencial de geração FV em termos de rendimento energético anual.7Figura 4– Estrutura física da P-N de uma célula fotovoltaica.9Figura 5– Símbolo de um módulo fotovoltaico.9Figura 6– Curva característica I -V e curva de potência P -V de um módulo de $100W_p$.10Figura 7– Resultado da soma das tensões dos módulos conectados em série.11Figura 8– Resultado da soma das correntes dos módulos conectados em paralelo.12Figura 9– Símbolo de um inversor.13Figura 10– Configuração do Sistema $On-grid$ 15Figura 11– Fatores de perdas de um SFCR.16Figura 12– Forma de incidência da radiação solar na superfície.17Figura 13– Efeito causado pela variação da irradiância.18Figura 14– Curva de geração solar para um dia limpo.19Figura 15– Efeito causado pela variação da temperatura.20Figura 16– Curva I -V de um módulo com problemas.21Figura 17Módulo sombreado, com diodo de desvio22Figura 18– Sombreamento parcial em módulos com orientações diferentes23Figura 20– Curva genérica de eficiência vs carregamento em um inversor25Figura 21– Energia gerada pela usina JM-1 no dia 08/07/2018.29Figura 22– Potência gerada pela usina JM-1 em um dia nublado.29Figura 23– Potência gerada pela usina JM-1 em um dia nublado.29 <th>Figura 1 –</th> <th>Matriz de Energia Elétrica Brasileira</th> <th>1</th>	Figura 1 –	Matriz de Energia Elétrica Brasileira	1
Figura 3 – Mapa do potencial de geração FV em termos de rendimento energético anual. 7 Figura 4 – Estrutura física da P-N de uma célula fotovoltaica. 9 Figura 5 – Símbolo de um módulo fotovoltaico. 9 Figura 6 – Curva característica I - V e curva de potência P - V de um módulo de 100 W_p 10 Figura 7 – Resultado da soma das tensões dos módulos conectados em série. 11 Figura 8 – Resultado da soma das correntes dos módulos conectados em paralelo. 12 Figura 9 – Símbolo de um inversor. 13 Figura 10 – Configuração do Sistema On - $grid$ 15 Figura 11 – Fatores de perdas de um SFCR. 16 Figura 12 – Forma de incidência da radiação solar na superfície. 17 Figura 13 – Efeito causado pela variação da irradiância. 18 Figura 14 – Curva de geração solar para um dia limpo. 20 Figura 15 – Efeito causado pela variação da temperatura. 20 Figura 18 – Sombreamento parcial em módulos com orientações diferentes 23 Figura 19 – Módulo sombreados em diferentes strings. 23 23 Figura 20 – Curva genérica de eficiência vs carregamento	Figura 2 –	Geração Convencional e Geração Distribuída.	3
anual.7Figura 4– Estrutura física da P-N de uma célula fotovoltaica.9Figura 5– Símbolo de um módulo fotovoltaico.9Figura 6– Curva característica I - V e curva de potência P - V de um módulo de 100 W_p .10Figura 7– Resultado da soma das tensões dos módulos conectados em série.11Figura 8– Resultado da soma das correntes dos módulos conectados em paralelo.12Figura 9– Símbolo de um inversor.13Figura 10– Configuração do Sistema On - $grid$ 15Figura 11– Fatores de perdas de um SFCR.16Figura 12– Forma de incidência da radiação solar na superfície.17Figura 13– Efeito causado pela variação da irradiância.18Figura 14– Curva de geração solar para um dia limpo.19Figura 15– Efeito causado pela variação da temperatura.20Figura 17– Módulo sombreado, com diodo de desvio22Figura 19– Módulo sombreados em diferentes strings.23Figura 20– Curva genérica de eficiência vs carregamento em um inversor25Figura 21– Energia gerada pela usina JM-1 no dia $08/07/2018$.28Figura 23– Potência gerada pela usina JM-1 em um dia nublado.29Figura 24– Potência gerada pela usina JM-1 em um dia nublado.29Figura 25– Energia gerada pela usina JM-1 em um dia nublado.29Figura 26– Perfil de operação do inversor 1 (69 kW).33Figura 27– Perfil de operação do inversor 7 (35 kW).33<	Figura 3 –	Mapa do potencial de geração FV em termos de rendimento energético	
Figura 4 – Estrutura física da P-N de uma célula fotovoltaica. 9 Figura 5 – Símbolo de um módulo fotovoltaico. 9 Figura 6 – Curva característica I-V e curva de potência P-V de um módulo de 100Wp 10 Figura 7 – Resultado da soma das tensões dos módulos conectados em série. 11 Figura 8 – Resultado da soma das correntes dos módulos conectados em paralelo. 12 Figura 9 – Símbolo de um inversor. 13 Figura 10 – Configuração do Sistema On-grid 15 Figura 11 – Fatores de perdas de um SFCR. 16 Figura 12 – Forma de incidência da radiação solar na superfície. 17 Figura 13 – Efeito causado pela variação da irradiância. 18 Figura 14 – Curva de geração solar para um dia limpo. 19 Figura 15 – Efeito causado pela variação da temperatura. 20 Figura 17 – Módulo sombreado, com diodo de desvio 22 Figura 18 – Sombreamento parcial em módulos com orientações diferentes 23 Figura 20 – Curva genérica de eficiência vs carregamento em um inversor 25 Figura 21 – Energia gerada pela usina JM-1 no dia 20/07/2018. 29 Figura 22 – Potência gerada pela usina JM-1 em um dia nublado. 29 Figura 23 – Potência gerada pela usina JM-1 em india nublado. 29 Fig		anual	7
Figura 5 - Símbolo de um módulo fotovoltaico. 9 Figura 6 - Curva característica I-V e curva de potência P-V de um módulo de 100Wp. 10 Figura 7 - Resultado da soma das tensões dos módulos conectados em série. 11 Figura 8 - Resultado da soma das correntes dos módulos conectados em paralelo. 12 Figura 9 - Símbolo de um inversor. 13 Figura 10 - Configuração do Sistema On-grid 15 Figura 11 - Fatores de perdas de um SFCR. 16 Figura 12 - Forma de incidência da radiação solar na superfície. 17 Figura 13 - Efeito causado pela variação da irradiância. 18 Figura 14 - Curva de geração solar para um dia limpo. 19 Figura 15 - Efeito causado pela variação da temperatura. 20 Figura 16 - Curva I-V de um módulo com problemas. 21 Figura 17 - Módulo sombreado, com diodo de desvio 22 Figura 19 - Módulos sombreados em diferentes strings. 23 Figura 20 - Curva genérica de eficiência vs carregamento em um inversor 25 Figura 21 - Energia gerada pela usina JM-1 em 2018. 29 Figura 22 - Potência gerada pela usina JM-1 em un dia nublado. 29 Figura 23 - Potência gerada pela usina JM-1 em un dia nublado. 29 Figura 24 - Potência gerada pela usina J	Figura 4 –	Estrutura física da P-N de uma célula fotovoltaica.	9
Figura 6 – Curva característica I-V e curva de potência P-V de um módulo de 100Wp 10 Figura 7 – Resultado da soma das tensões dos módulos conectados em série. 11 Figura 8 – Resultado da soma das correntes dos módulos conectados em paralelo. 12 Figura 9 – Símbolo de um inversor. 13 Figura 10 – Configuração do Sistema On-grid 15 Figura 11 – Fatores de perdas de um SFCR. 16 Figura 12 – Forma de incidência da radiação solar na superfície. 17 Figura 13 – Efeito causado pela variação da irradiância. 18 Figura 14 – Curva de geração solar para um dia limpo. 19 Figura 15 – Efeito causado pela variação da temperatura. 20 Figura 17 – Módulo sombreado, com diodo de desvio 22 Figura 18 – Sombreamento parcial em módulos com orientações diferentes 23 Figura 20 – Curva genérica de eficiência vs carregamento em um inversor 25 Figura 21 – Energia gerada pela usina JM-1 em 2018. 29 Figura 22 – Potência gerada pela usina JM-1 no dia 08/07/2018. 29 Figura 24 – Potência gerada pela usina JM-1 em ium dia nublado. 29 Figura 25 – Energia gerada pela usina JM-1 em julho de 2018. 30 Figura 26 – Perfil de operação do inversor 6 (133 kW). 33 Fi	Figura 5 –	Símbolo de um módulo fotovoltaico.	9
$100W_p$ 10Figura 7Resultado da soma das tensões dos módulos conectados em série.11Figura 8Resultado da soma das correntes dos módulos conectados em paralelo.12Figura 9Símbolo de um inversor.13Figura 10Configuração do Sistema On -grid15Figura 11Fatores de perdas de um SFCR.16Figura 12Forma de incidência da radiação solar na superfície.17Figura 13Efeito causado pela variação da irradiância.18Figura 14Curva de geração solar para um dia limpo.19Figura 15Efeito causado pela variação da temperatura.20Figura 16Curva I-V de um módulo com problemas.21Figura 17Módulo sombreado, com diodo de desvio22Figura 19Módulos sombreados em diferentes strings.23Figura 20Curva genérica de eficiência vs carregamento em um inversor25Figura 21Energia gerada pela usina JM-1 em 2018.29Figura 23Potência gerada pela usina JM-1 em india $20/07/2018$.29Figura 24Potência gerada pela usina JM-1 em julho de 2018.30Figura 25Energia gerada pela usina JM-1 em julho de 2018.33Figura 26Perfil de operação do inversor 6 (133 kW).33Figura 29Perfil de operação do inversor 7 (35 kW).34Figura 30Perfil geral dos 11 inversors.35Figura 30Perfil geral dos 11 inversors.35	Figura 6 –	Curva característica $I-V$ e curva de potência $P-V$ de um módulo de	
Figura 7 -Resultado da soma das tensões dos módulos conectados em série.11Figura 8 -Resultado da soma das correntes dos módulos conectados em paralelo.12Figura 9 -Símbolo de um inversor.13Figura 10 -Configuração do Sistema On -grid15Figura 11 -Fatores de perdas de um SFCR.16Figura 12 -Forma de incidência da radiação solar na superfície.17Figura 13 -Efeito causado pela variação da irradiância.18Figura 14 -Curva de geração solar para um dia limpo.19Figura 15 -Efeito causado pela variação da temperatura.20Figura 16 -Curva I - V de um módulo com problemas.21Figura 17 -Módulo sombreado, com diodo de desvio22Figura 18 -Sombreamento parcial em módulos com orientações diferentes23Figura 20 -Curva genérica de eficiência vs carregamento em um inversor25Figura 21 -Energia gerada pela usina JM-1 em 2018.29Figura 22 -Potência gerada pela usina JM-1 no dia $08/07/2018$.29Figura 24 -Potência gerada pela usina JM-1 em um dia nublado.29Figura 25 -Energia gerada pela usina JM-1 em julho de 2018.30Figura 26 -Perfil de operação do inversor 1 (69 kW).33Figura 27 -Perfil de operação do inversor 1 (58 kW).33Figura 28 -Perfil de operação do inversor 11 (5,8 kW).34Figura 30 -Perfil de os 11 inversores.35Figura 30 -Perfil de os 170Figura 30		$100W_p$	10
Figura 8 - Resultado da soma das correntes dos módulos conectados em paralelo.12Figura 9 - Símbolo de um inversor.13Figura 10 - Configuração do Sistema On -grid15Figura 11 - Fatores de perdas de um SFCR.16Figura 12 - Forma de incidência da radiação solar na superfície.17Figura 13 - Efeito causado pela variação da irradiância.18Figura 14 - Curva de geração solar para um dia limpo.19Figura 15 - Efeito causado pela variação da temperatura.20Figura 16 - Curva I - V de um módulo com problemas.21Figura 17 - Módulo sombreado, com diodo de desvio22Figura 18 - Sombreamento parcial em módulos com orientações diferentes23Figura 20 - Curva genérica de eficiência vs carregamento em um inversor25Figura 21 - Energia gerada pela usina JM-1 em 2018.27Figura 22 - Potência gerada pela usina JM-1 no dia $08/07/2018$.29Figura 23 - Potência gerada pela usina JM-1 em um dia nublado.29Figura 24 - Potência gerada pela usina JM-1 em um dia nublado.29Figura 25 - Energia gerada pela usina JM-1 em julho de 2018.30Figura 27 - Perfil de operação do inversor 1 (69 kW).32Figura 28 - Perfil de operação do inversor 7 (35 kW).33Figura 29 - Perfil de operação do inversor 11 (5,8 kW).34Figura 30 - Perfil geral dos 11 inversores.35	Figura 7 –	Resultado da soma das tensões dos módulos conectados em série. $\ .\ .$	11
Figura 9 - Símbolo de um inversor.13Figura 10 - Configuração do Sistema On -grid15Figura 11 - Fatores de perdas de um SFCR.16Figura 12 - Forma de incidência da radiação solar na superfície.17Figura 13 - Efeito causado pela variação da irradiância.18Figura 14 - Curva de geração solar para um dia limpo.19Figura 15 - Efeito causado pela variação da temperatura.20Figura 16 - Curva I - V de um módulo com problemas.21Figura 17 - Módulo sombreado, com diodo de desvio22Figura 18 - Sombreamento parcial em módulos com orientações diferentes23Figura 20 - Curva genérica de eficiência vs carregamento em um inversor25Figura 21 - Energia gerada pela usina JM-1 em 2018.27Figura 23 - Potência gerada pela usina JM-1 no dia $08/07/2018$.29Figura 24 - Potência gerada pela usina JM-1 em um dia nublado.29Figura 25 - Energia gerada pela usina JM-1 em julho de 2018.30Figura 26 - Perfil de operação do inversor 1 (69 kW).32Figura 27 - Perfil de operação do inversor 7 (35 kW).33Figura 28 - Perfil de operação do inversor 11 (5,8 kW).34Figura 30 - Perfil geral dos 11 inversores.35	Figura 8 –	Resultado da soma das correntes dos módulos conectados em paralelo.	12
Figura 10 - Configuração do Sistema On - $grid$ 15Figura 11 - Fatores de perdas de um SFCR.16Figura 12 - Forma de incidência da radiação solar na superfície.17Figura 13 - Efeito causado pela variação da irradiância.18Figura 14 - Curva de geração solar para um dia limpo.19Figura 15 - Efeito causado pela variação da temperatura.20Figura 16 - Curva I - V de um módulo com problemas.21Figura 17 - Módulo sombreado, com diodo de desvio22Figura 18 - Sombreamento parcial em módulos com orientações diferentes23Figura 20 - Curva genérica de eficiência vs carregamento em um inversor25Figura 21 - Energia gerada pela usina JM-1 em 2018.29Figura 23 - Potência gerada pela usina JM-1 no dia $20/07/2018$.29Figura 24 - Potência gerada pela usina JM-1 em um dia nublado.29Figura 25 - Energia gerada pela usina JM-1 em julho de 2018.30Figura 26 - Perfil de operação do inversor 1 (69 kW).32Figura 27 - Perfil de operação do inversor 6 (133 kW).33Figura 28 - Perfil de operação do inversor 11 (5,8 kW).34Figura 30 - Perfil geral dos 11 inversores34	Figura 9 –	Símbolo de um inversor	13
Figura 11 - Fatores de perdas de um SFCR.16Figura 12 - Forma de incidência da radiação solar na superfície.17Figura 13 - Efeito causado pela variação da irradiância.18Figura 14 - Curva de geração solar para um dia limpo.19Figura 15 - Efeito causado pela variação da temperatura.20Figura 16 - Curva I-V de um módulo com problemas.21Figura 17 - Módulo sombreado, com diodo de desvio22Figura 18 - Sombreamento parcial em módulos com orientações diferentes23Figura 20 - Curva genérica de eficiência vs carregamento em um inversor25Figura 21 - Energia gerada pela usina JM-1 em 2018.27Figura 22 - Potência gerada pela usina JM-1 no dia $08/07/2018$.29Figura 23 - Potência gerada pela usina JM-1 em juho de 2018.30Figura 26 - Perfil de operação do inversor 1 (69 kW).32Figura 27 - Perfil de operação do inversor 7 (35 kW).33Figura 29 - Perfil de operação do inversor 7 (35 kW).34Figura 30 - Perfil geral dos 11 inversores30	Figura 10 –	Configuração do Sistema On-grid	15
Figura 12 – Forma de incidência da radiação solar na superfície. 17 Figura 13 – Efeito causado pela variação da irradiância. 18 Figura 14 – Curva de geração solar para um dia limpo. 19 Figura 15 – Efeito causado pela variação da temperatura. 20 Figura 16 – Curva I-V de um módulo com problemas. 21 Figura 17 – Módulo sombreado, com diodo de desvio 22 Figura 18 – Sombreamento parcial em módulos com orientações diferentes 23 Figura 20 – Curva genérica de eficiência vs carregamento em um inversor 25 Figura 21 – Energia gerada pela usina JM-1 em 2018. 27 Figura 22 – Potência gerada pela usina JM-1 no dia 08/07/2018. 29 Figura 23 – Potência gerada pela usina JM-1 em um dia nublado. 29 Figura 25 – Energia gerada pela usina JM-1 em julho de 2018. 30 Figura 26 – Perfil de operação do inversor 1 (69 kW). 33 Figura 27 – Perfil de operação do inversor 6 (133 kW). 33 Figura 29 – Perfil de operação do inversor 7 (35 kW). 34 Figura 30 – Perfil geral dos 11 inversores. 35	Figura 11 –	Fatores de perdas de um SFCR	16
Figura 13 – Efeito causado pela variação da irradiância.18Figura 14 – Curva de geração solar para um dia limpo.19Figura 15 – Efeito causado pela variação da temperatura.20Figura 16 – Curva $I-V$ de um módulo com problemas.21Figura 17 – Módulo sombreado, com diodo de desvio22Figura 18 – Sombreamento parcial em módulos com orientações diferentes23Figura 19 – Módulos sombreados em diferentes strings.23Figura 20 – Curva genérica de eficiência vs carregamento em um inversor25Figura 21 – Energia gerada pela usina JM-1 em 2018.27Figura 22 – Potência gerada pela usina JM-1 no dia $08/07/2018$.29Figura 23 – Potência gerada pela usina JM-1 no dia $20/07/2018$.29Figura 25 – Energia gerada pela usina JM-1 em um dia nublado.29Figura 26 – Perfil de operação do inversor 1 (69 kW).33Figura 27 – Perfil de operação do inversor 1 (58 kW).33Figura 28 – Perfil de operação do inversor 7 (35 kW).34Figura 30 – Perfil geral dos 11 inversores.35	Figura 12 –	Forma de incidência da radiação solar na superfície	17
Figura 14 - Curva de geração solar para um dia limpo.19Figura 15 - Efeito causado pela variação da temperatura.20Figura 16 - Curva I - V de um módulo com problemas.21Figura 17 - Módulo sombreado, com diodo de desvio22Figura 18 - Sombreamento parcial em módulos com orientações diferentes23Figura 19 - Módulos sombreados em diferentes strings.23Figura 20 - Curva genérica de eficiência vs carregamento em um inversor25Figura 21 - Energia gerada pela usina JM-1 em 2018.27Figura 23 - Potência gerada pela usina JM-1 no dia $08/07/2018$.29Figura 24 - Potência gerada pela usina JM-1 em um dia nublado.29Figura 25 - Energia gerada pela usina JM-1 em julho de 2018.30Figura 26 - Perfil de operação do inversor 1 (69 kW).32Figura 27 - Perfil de operação do inversor 1 (58 kW).33Figura 30 - Perfil geral dos 11 inversores.35	Figura 13 –	Efeito causado pela variação da irradiância	18
Figura 15 - Efeito causado pela variação da temperatura.20Figura 16 - Curva $I \cdot V$ de um módulo com problemas.21Figura 17 - Módulo sombreado, com diodo de desvio22Figura 18 - Sombreamento parcial em módulos com orientações diferentes23Figura 19 - Módulos sombreados em diferentes strings.23Figura 20 - Curva genérica de eficiência vs carregamento em um inversor25Figura 21 - Energia gerada pela usina JM-1 em 2018.27Figura 22 - Potência gerada pela usina JM-1 no dia $08/07/2018$.28Figura 23 - Potência gerada pela usina JM-1 no dia $20/07/2018$.29Figura 24 - Potência gerada pela usina JM-1 em um dia nublado.29Figura 25 - Energia gerada pela usina JM-1 em julho de 2018.30Figura 26 - Perfil de operação do inversor 1 (69 kW).32Figura 27 - Perfil de operação do inversor 1 (58 kW).33Figura 28 - Perfil de operação do inversor 11 (5,8 kW).34Figura 30 - Perfil geral dos 11 inversores.35	Figura 14 –	Curva de geração solar para um dia limpo	19
Figura 16 - Curva I-V de um módulo com problemas.21Figura 17 - Módulo sombreado, com diodo de desvio22Figura 18 - Sombreamento parcial em módulos com orientações diferentes23Figura 19 - Módulos sombreados em diferentes strings.23Figura 20 - Curva genérica de eficiência vs carregamento em um inversor25Figura 21 - Energia gerada pela usina JM-1 em 2018.27Figura 22 - Potência gerada pela usina JM-1 no dia $08/07/2018$.28Figura 23 - Potência gerada pela usina JM-1 no dia $20/07/2018$.29Figura 25 - Energia gerada pela usina JM-1 em um dia nublado.29Figura 26 - Perfil de operação do inversor 1 (69 kW).32Figura 27 - Perfil de operação do inversor 6 (133 kW).33Figura 28 - Perfil de operação do inversor 7 (35 kW).34Figura 30 - Perfil geral dos 11 inversores.35	Figura 15 –	Efeito causado pela variação da temperatura	20
Figura 17 - Módulo sombreado, com diodo de desvio22Figura 18 - Sombreamento parcial em módulos com orientações diferentes23Figura 19 - Módulos sombreados em diferentes strings.23Figura 20 - Curva genérica de eficiência vs carregamento em um inversor25Figura 21 - Energia gerada pela usina JM-1 em 2018.27Figura 22 - Potência gerada pela usina JM-1 no dia 08/07/2018.28Figura 23 - Potência gerada pela usina JM-1 no dia 20/07/2018.29Figura 24 - Potência gerada pela usina JM-1 em um dia nublado.29Figura 25 - Energia gerada pela usina JM-1 em julho de 2018.30Figura 26 - Perfil de operação do inversor 1 (69 kW).33Figura 28 - Perfil de operação do inversor 7 (35 kW).33Figura 29 - Perfil de operação do inversor 11 (5,8 kW).34Figura 30 - Perfil geral dos 11 inversores.35	Figura 16 –	Curva I - V de um módulo com problemas	21
Figura 18 – Sombreamento parcial em módulos com orientações diferentes23Figura 19 – Módulos sombreados em diferentes strings.23Figura 20 – Curva genérica de eficiência vs carregamento em um inversor25Figura 21 – Energia gerada pela usina JM-1 em 2018.27Figura 22 – Potência gerada pela usina JM-1 no dia $08/07/2018$.28Figura 23 – Potência gerada pela usina JM-1 no dia $20/07/2018$.29Figura 24 – Potência gerada pela usina JM-1 em um dia nublado.29Figura 25 – Energia gerada pela usina JM-1 em julho de 2018.30Figura 26 – Perfil de operação do inversor 1 (69 kW).32Figura 28 – Perfil de operação do inversor 6 (133 kW).33Figura 29 – Perfil de operação do inversor 11 (5,8 kW).34Figura 30 – Perfil geral dos 11 inversores.35	Figura 17 –	Módulo sombreado, com diodo de desvi o \hdots	22
Figura 19 – Módulos sombreados em diferentes strings. 23 Figura 20 – Curva genérica de eficiência vs carregamento em um inversor 25 Figura 21 – Energia gerada pela usina JM-1 em 2018. 27 Figura 22 – Potência gerada pela usina JM-1 no dia 08/07/2018. 28 Figura 23 – Potência gerada pela usina JM-1 no dia 20/07/2018. 29 Figura 24 – Potência gerada pela usina JM-1 em um dia nublado. 29 Figura 25 – Energia gerada pela usina JM-1 em julho de 2018. 30 Figura 26 – Perfil de operação do inversor 1 (69 kW). 32 Figura 27 – Perfil de operação do inversor 6 (133 kW). 33 Figura 28 – Perfil de operação do inversor 7 (35 kW). 33 Figura 30 – Perfil geral dos 11 inversores. 35	Figura 18 –	Sombreamento parcial em módulos com orientações diferentes \ldots .	23
Figura 20 - Curva genérica de eficiência vs carregamento em um inversor25Figura 21 - Energia gerada pela usina JM-1 em 2018.27Figura 22 - Potência gerada pela usina JM-1 no dia 08/07/2018.28Figura 23 - Potência gerada pela usina JM-1 no dia 20/07/2018.29Figura 24 - Potência gerada pela usina JM-1 em um dia nublado.29Figura 25 - Energia gerada pela usina JM-1 em julho de 2018.30Figura 26 - Perfil de operação do inversor 1 (69 kW).32Figura 27 - Perfil de operação do inversor 6 (133 kW).33Figura 28 - Perfil de operação do inversor 7 (35 kW).33Figura 30 - Perfil de operação do inversor 11 (5,8 kW).34Figura 30 - Perfil geral dos 11 inversores.35	Figura 19 –	Módulos sombreados em diferentes strings	23
Figura 21 – Energia gerada pela usina JM-1 em 2018. 27 Figura 22 – Potência gerada pela usina JM-1 no dia 08/07/2018. 28 Figura 23 – Potência gerada pela usina JM-1 no dia 20/07/2018. 29 Figura 24 – Potência gerada pela usina JM-1 em um dia nublado. 29 Figura 25 – Energia gerada pela usina JM-1 em julho de 2018. 30 Figura 26 – Perfil de operação do inversor 1 (69 kW). 32 Figura 27 – Perfil de operação do inversor 6 (133 kW). 33 Figura 28 – Perfil de operação do inversor 7 (35 kW). 33 Figura 30 – Perfil de operação do inversor 11 (5,8 kW). 34 Figura 30 – Perfil geral dos 11 inversores. 35	Figura 20 –	Curva genérica de eficiência v s carregamento em um inversor	25
Figura 22 – Potência gerada pela usina JM-1 no dia 08/07/2018. 28 Figura 23 – Potência gerada pela usina JM-1 no dia 20/07/2018. 29 Figura 24 – Potência gerada pela usina JM-1 em um dia nublado. 29 Figura 25 – Energia gerada pela usina JM-1 em julho de 2018. 30 Figura 26 – Perfil de operação do inversor 1 (69 kW). 32 Figura 27 – Perfil de operação do inversor 6 (133 kW). 33 Figura 28 – Perfil de operação do inversor 7 (35 kW). 33 Figura 30 – Perfil de operação do inversor 11 (5,8 kW). 34 Figura 30 – Perfil geral dos 11 inversores. 35	Figura 21 –	Energia gerada pela usina JM-1 em 2018	27
Figura 23 – Potência gerada pela usina JM-1 no dia 20/07/2018. 29 Figura 24 – Potência gerada pela usina JM-1 em um dia nublado. 29 Figura 25 – Energia gerada pela usina JM-1 em julho de 2018. 30 Figura 26 – Perfil de operação do inversor 1 (69 kW). 32 Figura 27 – Perfil de operação do inversor 6 (133 kW). 33 Figura 28 – Perfil de operação do inversor 7 (35 kW). 33 Figura 29 – Perfil de operação do inversor 11 (5,8 kW). 34 Figura 30 – Perfil geral dos 11 inversores. 35 Figura 30 – Perfil geral dos 11 inversores. 35	Figura 22 –	Potência gerada pela usina JM-1 no dia 08/07/2018	28
Figura 24 – Potência gerada pela usina JM-1 em um dia nublado. 29 Figura 25 – Energia gerada pela usina JM-1 em julho de 2018. 30 Figura 26 – Perfil de operação do inversor 1 (69 kW). 32 Figura 27 – Perfil de operação do inversor 6 (133 kW). 33 Figura 28 – Perfil de operação do inversor 7 (35 kW). 33 Figura 29 – Perfil de operação do inversor 11 (5,8 kW). 34 Figura 30 – Perfil geral dos 11 inversores. 35 Figura 30 – Perfil geral dos 11 inversores. 35	Figura 23 –	Potência gerada pela usina JM-1 no dia 20/07/2018	29
Figura 25 – Energia gerada pela usina JM-1 em julho de 2018. 30 Figura 26 – Perfil de operação do inversor 1 (69 kW). 32 Figura 27 – Perfil de operação do inversor 6 (133 kW). 33 Figura 28 – Perfil de operação do inversor 7 (35 kW). 33 Figura 29 – Perfil de operação do inversor 11 (5,8 kW). 34 Figura 30 – Perfil geral dos 11 inversores. 35 Figura 30 – Perfil geral dos 11 inversores. 35	Figura 24 –	Potência gerada pela usina JM-1 em um dia nublado	29
Figura 26 – Perfil de operação do inversor 1 (69 kW). 32 Figura 27 – Perfil de operação do inversor 6 (133 kW). 33 Figura 28 – Perfil de operação do inversor 7 (35 kW). 33 Figura 29 – Perfil de operação do inversor 11 (5,8 kW). 34 Figura 30 – Perfil geral dos 11 inversores. 35 Figura 31 – Figura 21 – Figura 21 – Figura 22 – Perfil geral dos 11 inversores. 35	Figura 25 –	Energia gerada pela usina JM-1 em julho de 2018	30
Figura 27 – Perfil de operação do inversor 6 (133 kW). 33 Figura 28 – Perfil de operação do inversor 7 (35 kW). 33 Figura 29 – Perfil de operação do inversor 11 (5,8 kW). 34 Figura 30 – Perfil geral dos 11 inversores. 35 Eigura 21 – Ender do servicional do servicional dos 11 inversores. 35	Figura 26 –	Perfil de operação do inversor 1 (69 kW)	32
Figura 28 – Perfil de operação do inversor 7 (35 kW). 33 Figura 29 – Perfil de operação do inversor 11 (5,8 kW). 34 Figura 30 – Perfil geral dos 11 inversores. 35 Sigura 31 – Perfil geral dos 11 inversores. 35	Figura 27 –	Perfil de operação do inversor 6 (133 kW)	33
Figura 29 – Perfil de operação do inversor 11 (5,8 kW). 34 Figura 30 – Perfil geral dos 11 inversores. 35 Bi 5 Bi 5	Figura 28 –	Perfil de operação do inversor 7 (35 kW)	33
Figura 30 – Perfil geral dos 11 inversores. $\dots \dots \dots$	Figura 29 –	Perfil de operação do inversor 11 (5,8 kW)	34
	Figura 30 –	Perfil geral dos 11 inversores	35
Figura 31 – Esquema simplificado de operação de um inversor convencional 36	Figura 31 –	Esquema simplificado de operação de um inversor convencional	36
Figura 32 – Esquema simplificado de operação do inversor com 10 conversores de 10kW	Figura 32 –	Esquema simplificado de operação do inversor com 10 conversores de 10kW.	38
Figura 33 – Curva genérica para conexão/desconexão de módulos de potência 40	Figura 33 –	Curva genérica para conexão/desconexão de módulos de potência.	40

Figura 34 – Fluxograma do $script$ produzido para a topologia proposta	43
Figura 35 – Gráficos de eficiência do Inversor 5 (35 kW)	45
Figura 36 – Gráficos de eficiência do Inversor 11 (5,8 kW)	46
Figura 37 – Gráficos de eficiência do Inversor 7 (35 kW)	46
Figura 38 – Gráficos de eficiência do Inversor 8 (37,5 kW)	47
Figura 39 – Gráficos de eficiência do Inversor 6 (133 kW).	47
Figura 40 – Perfil de operação inversor 1 (69 kW).	54
Figura 41 – Gráficos de eficiência do Inversor 1 (69 kW)	54
Figura 42 – Perfil de operação inversor 2 (37 kW). \ldots \ldots \ldots \ldots \ldots	56
Figura 43 – Gráficos de eficiência do Inversor 2 (37 kW)	56
Figura 44 – Perfil de operação inversor 3 (43 kW).	57
Figura 45 – Gráficos de eficiência do Inversor 3 (43 kW)	57
Figura 46 – Perfil de operação inversor 4 (45 kW).	58
Figura 47 – Gráficos de eficiência do Inversor 4 (45 kW)	58
Figura 48 – Perfil de operação inversor 5 (35 kW).	59
Figura 49 – Gráficos de eficiência do Inversor 5 (35 kW)	59
Figura 50 – Perfil de operação inversor 6 (133 kW)	60
Figura 51 – Gráficos de eficiência do Inversor 6 (133 kW).	60
Figura 52 – Perfil de operação inversor 7 (35 kW).	61
Figura 53 – Gráficos de eficiência do Inversor 7 (35 kW)	61
Figura 54 – Perfil de operação inversor 8 (37,5 KW)	62
Figura 55 – Gráficos de eficiência do Inversor 8 (37,5 kW)	62
Figura 56 – Perfil de operação inversor 9 (3,5 kW). \ldots \ldots \ldots \ldots	63
Figura 57 – Gráficos de eficiência do Inversor 9 (3,5 kW)	63
Figura 58 – Perfil de operação inversor 10 (6,8 kW).	64
Figura 59 – Gráficos de eficiência do Inversor 10 (6,8 kW)	64
Figura 60 – Perfil de operação inversor 11 (5,8 kW). \ldots \ldots \ldots \ldots \ldots	65
Figura 61 – Gráficos de eficiência do Inversor 11 (5,8 kW)	65

Lista de tabelas

Tabela 1 – Ângulo de inclinação x Latitude. \ldots \ldots \ldots \ldots \ldots	19
Tabela 2 $-$ Percentual de inversores fotovoltaicos para cada valor de potência	25
Tabela 3 $-$ Inversores analisados para levantamento do perfil de operação	32
Tabela 4 – Porcentagem de tempo de operação em cada faixa de potência	34
Tabela 5 – Exemplo de inversor de topologia modular com 10 conversores	37
Tabela 6 – Relação da potência de conversores ativos com a potência de desconexão.	39
Tabela 7 – Resultados de eficiência e ganho dos inversores utilizados	44
Tabela 8 – Energias calculadas e ganho percentual.	45
Tabela 9 – Informações de leilão da usina Vazante 3. \ldots \ldots \ldots \ldots	48
Tabela 10 – Resultados inversor $1 \ldots \ldots$	55
Tabela 11 – Resultados inversor $2 \dots $	56
Tabela 12 – Resultados inversor $3 \ldots \ldots$	57
Tabela 13 – Resultados inversor 4	58
Tabela 14 – Resultados inversor 5	59
Tabela 15 – Resultados inversor $6 \ldots \ldots$	60
Tabela 16 – Resultados inversor 7	61
Tabela 17 – Resultados inversor 8	62
Tabela 18 – Resultados inversor 9	63
Tabela 19 – Resultados inversor 10 \ldots	64
Tabela 20 – Resultados inversor 11	65

Sumário

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	Contextualização	1
1.2	Geração distribuída	2
1.3	Motivação e justificativa	3
1.4	Objetivos Gerais	4
1.5	Objetivos Específicos	4
1.6	Organização do Trabalho	5
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	6
2.1	Potencial de energia solar	6
2.2	Sistema fotovoltaico	7
2.2.1	Células fotovoltaicas	8
2.2.2	Módulos	9
2.2.2.1	Associação Série/Paralelo	11
2.2.3	Inversores	12
2.2.3.1	Fator de Dimensionamento do Inversor	14
2.3	Sistema On-grid	15
3	FATORES QUE AFETAM A PRODUÇÃO DO SISTEMA FOTO-	
	νοιταιςο	16
	VOLIAICO	10
3.1		10 17
3.1 3.1.1	Recurso solar Irradiância solar	10 17 18
3.1 3.1.1 3.1.2	Recurso solar	10 17 18 19
3.1 3.1.1 3.1.2 3.2	Recurso solar	 10 17 18 19 20
 3.1 3.1.1 3.1.2 3.2 3.3 	Recurso solar	 10 17 18 19 20 21
 3.1 3.1.1 3.1.2 3.2 3.3 3.4 	Recurso solar Irradiância solar Irradiância solar Inclinação e orientação Inclinação e orientação Inclinação e orientação Temperatura Efeito Mismatch e sombreamento Perdas pelo inversor Inclinação e orientação	 17 18 19 20 21 24
 3.1 3.1.1 3.1.2 3.2 3.3 3.4 4 	Recurso solar Irradiância solar Irradiância solar Inclinação e orientação Inclinação e orientação Temperatura Efeito Mismatch e sombreamento Perdas pelo inversor METODOLOGIA E TRATAMENTO DE DADOS Inclinação	10 17 18 19 20 21 24 27
 3.1 3.1.1 3.1.2 3.2 3.3 3.4 4 4.1 	Recurso solar Irradiância solar Irradiância solar Inclinação e orientação Inclinação e orientação Temperatura Efeito Mismatch e sombreamento Perdas pelo inversor METODOLOGIA E TRATAMENTO DE DADOS Análise de dados reais de geração	10 17 18 19 20 21 24 27 27
 3.1 3.1.1 3.1.2 3.2 3.3 3.4 4 4.1 4.2 	Recurso solar Irradiância solar Irradiância solar Inclinação e orientação Inclinação e orientação Temperatura Efeito Mismatch e sombreamento Efeito Mismatch e sombreamento Perdas pelo inversor METODOLOGIA E TRATAMENTO DE DADOS Análise de dados reais de geração Estudo da potência de operação real	10 17 18 19 20 21 24 27 27 30
 3.1 3.1.1 3.1.2 3.2 3.3 3.4 4 4.1 4.2 4.2.1 	Recurso solar Irradiância solar Irradiância solar Inclinação e orientação Inclinação e orientação Temperatura Efeito Mismatch e sombreamento Perdas pelo inversor METODOLOGIA E TRATAMENTO DE DADOS Análise de dados reais de geração Estudo da potência de operação real Perfil de operação dos inversores	 16 17 18 19 20 21 24 27 27 30 31
 3.1 3.1.1 3.1.2 3.2 3.3 3.4 4 4.1 4.2 4.2.1 4.3 	Recurso solar Irradiância solar Irradiância solar Inclinação e orientação Inclinação e orientação Temperatura Efeito Mismatch e sombreamento Efeito Mismatch e sombreamento Perdas pelo inversor METODOLOGIA E TRATAMENTO DE DADOS Análise de dados reais de geração Estudo da potência de operação real Perfil de operação dos inversores Proposta de operação de conversores com topologia modular	10 17 18 19 20 21 24 27 27 30 31 35
 3.1 3.1.1 3.1.2 3.2 3.3 3.4 4 4.1 4.2 4.2.1 4.3 4.3.1 	Recurso solar Irradiância solar Irradiância solar Inclinação e orientação Inclinação e orientação Temperatura Efeito Mismatch e sombreamento Perdas pelo inversor Perdas pelo inversor METODOLOGIA E TRATAMENTO DE DADOS Análise de dados reais de geração Estudo da potência de operação real Perfil de operação dos inversores Proposta de operação de conversores com topologia modular Comparativo de eficiência entre as topologias Comparativo de eficiência entre as topologias	 16 17 18 19 20 21 24 27 27 30 31 35 43
 3.1 3.1.1 3.1.2 3.2 3.3 3.4 4 4.1 4.2 4.2.1 4.3 4.3.1 4.3.2 	Recurso solar Irradiância solar Inclinação e orientação Temperatura Efeito Mismatch e sombreamento Perdas pelo inversor METODOLOGIA E TRATAMENTO DE DADOS Análise de dados reais de geração Estudo da potência de operação real Perfil de operação dos inversores Proposta de operação de conversores com topologia modular Comparativo de eficiência entre as topologias Estimativa de retorno financeiro	10 17 18 19 20 21 24 27 20 31 35 43

5.0.1	Sugestão para estudos futuros
	REFERÊNCIAS
	ANEXOS
Α	Tabelas e gráficos das seções de resultados

1 Introdução

1.1 Contextualização

A ANEEL (2021) apresenta o Brasil como um país que possui diversas fontes de geração de energia elétrica, principalmente usinas térmicas, nucleares, eólicas, fotovoltaicas e hidroelétricas. Sendo a última, a base do suprimento energético do país, devido ao seu baixo custo de geração e por ser considerada limpa. Porém, para Queiroz e Motta-Veiga (2012), esta mesma também apresenta impactos socioambientais significativos, principalmente nas fases de construção e operação da usina, tais como: desmatamento, extinção de espécies, inundações de grandes áreas e deslocamento da população ribeirinha.

Ou seja, apesar do país possuir uma matriz energética diversificada, ela não é explorada da maneira mais adequada, ficando dependente principalmente do índice pluvial. Pois, como pode ser observado na Figura 1, mais de 60% da energia elétrica é derivada deste recurso e apenas cerca de 18% proveniente de fontes como a biomassa, eólica e solar, sendo a ultima responsável por menos de 2%.



Figura 1 – Matriz de Energia Elétrica Brasileira.

Fonte: Adaptado de ANEEL (2021)

Sendo assim, além da grande preocupação mundial em diminuir os índices de poluição por conta da queima de combustíveis fósseis, das disponibilidades de reservas naturais e de acidentes radioativos, também pode-se acrescentar que as principais fontes energéticas utilizadas são referentes à geração de energia elétrica em larga escala, atendendo principalmente as indústrias e os grandes centros urbanos.

Desta forma, o crescente investimento em gerações de energia elétrica de fontes alternativas visa, além das questões energéticas e ambientas, a descentralização da geração de energia do sistema elétrico brasileiro (FILHO; AZEVEDO, 2016), trazendo vantagens como a diminuição das perdas por transporte da eletricidade. À descentralização de produção de eletricidade se dá o nome de Geração Distribuída (GD).

1.2 Geração distribuída

No Brasil, a geração distribuída permite que a produção energia elétrica seja localizada próxima ou até mesmo nas próprias unidades consumidoras, a partir de fontes como: biomassa e resíduos, eólica, solar, além das pequenas centrais hidroelétricas (de 3 MW a 30MW), Medeiros e Falcão (2018).

Com o objetivo de reduzir os custos e o tempo para conexão da micro e minigeração distribuída, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) publicou a Resolução Normativa - REN nº 687/2015 definindo-as como:

"A micro e a minigeração distribuída consistem na produção de energia elétrica a partir de pequenas centrais geradoras que utilizam fontes renováveis de energia elétrica ou cogeração qualificada, conectadas à rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.

Para efeitos de diferenciação, a microgeração distribuída refere-se a uma central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 quilowatts (kW), enquanto que a minigeração distribuída diz respeito às centrais geradoras com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 megawatt (MW), para a fonte hídrica, ou 5 MW para as demais fontes"

Porém, a expansão da GD ainda necessita de estudos e avaliações sobre o seu impacto na rede de distribuição, devido às dificuldades do controle de tensão, carregamento de alimentadores e a proteção do sistema, apesar de possuir vantagens como a maior confiabilidade do sistema, a minimização de perdas e o retardo de investimentos pela redução da demanda liquida (MEDEIROS; FALCÃO, 2018).

A Figura 2, apresenta a diferença entre a geração centralizada e a descentralizada, exemplificando como a implantação de unidades de geração distribuída implicam diretamente na redução dos custos presentes nas redes de transmissão de energia elétrica.



Figura 2 – Geração Convencional e Geração Distribuída.

Fonte:(CERNE, 2018).

1.3 Motivação e justificativa

De acordo com ANEEL (2008), o desenvolvimento de um país se dá pela facilidade de acesso da população a recursos, como o saneamento básico, transportes, telecomunicações e energia. E este último, por fornecer apoio mecânico, térmico e elétrico, é determinante para o crescimento econômico e social.

Como consequência do progresso tecnológico e o avanço no desenvolvimento socioeconômico, houve aumento da demanda e consumo de energia, tal qual na aceleração da degradação ambiental. Após a revolução industrial, o consumo de energia triplicou e diversos estudos apontam a tendência desse crescimento de consumo, pelo fato de os países em desenvolvimento estarem em crescimento socioeconômico(GOLDEMBERG; VILLANUEVA, 2003).

O reflexo desses progressos e da expansão populacional, acabam por criar uma conscientização ambiental, levando em conta principalmente a redução dos recursos energéticos convencionais e as alterações climáticas. Portanto, uma das possíveis soluções para que o planeta não passe por uma escassez energética e que desacelere os índices de poluição, começa na expansão da produção de energias renováveis, da melhoria da eficiência de produção e das mudanças nos hábitos de consumo (MARTINS; ABREU; RÜTHER, 2006).

No Brasil, o assunto se torna ainda mais evidente quando crises hídricas assolam o país. Já que, devido a sua matriz energética ser predominantemente hidroelétrica, faz-se obrigatoriamente a utilização de usinas termoelétricas como forma de suprimento para a geração de energia. Como esta alternativa possui maior custo de produção e grande potencial poluidor, a energia Fotovoltaica (FV) se apresenta como uma das melhores

soluções para a diversificação das fontes energéticas (ARAÚJO; RANK; BUENO, 2016).

De acordo com Pinho e Galdino (2014), esse tipo de geração se tornou uma realidade fora do país e amplamente estudada, por poder ser utilizada em equilíbrio com os centros urbanos e não emitir gases poluentes. No território brasileiro, o aproveitamento deste recurso tem se mostrado promissor também pelos elevados índices de irradiação solar.

Porém, para Mondol, Yohanis e Norton (2006), ainda que a energia fotovoltaica possua diversos benefícios, a irregularidade da geração causada principalmente pela variabilidade do recurso solar ocasionam problemas relacionados à eficiência do Sistema Fotovoltaico (SF) e a disponibilidade energética em geral.

Embora existam práticas para maximizar a eficiência do sistema fotovoltaico, caso não sejam bem projetadas, o resultado final poderá ser mais prejudicial e não irá inibir totalmente as perdas no inversor solar, equipamento responsável por converter corrente contínua em corrente alternada (MONDOL; YOHANIS; NORTON, 2006).

Desta forma, a realização deste estudo foi fundamentado em uma proposta de topologia de operação dos inversores e possibilitará a obtenção de uma estimativa de ganho energético através desta alternativa.

1.4 Objetivos Gerais

Este trabalho tem por objetivo realizar o estudo dos inversores de geração de energia fotovoltaica, apresentando uma proposta de topologia de conversores modulares, de modo a avaliar a viabilidade da implementação desta alternativa de operação, a partir de uma estimativa de ganho energético.

1.5 Objetivos Específicos

Tendo em vista o alcance dos objetivos gerais, é proposto o desenvolvimento dos seguintes tópicos:

- Apresentar um estudo bibliográfico sobre os conceitos ligados às energias renováveis, geração fotovoltaica, geração distribuída e inversores;
- Analisar e identificar os fatores que afetam a geração de energia elétrica em uma instalação fotovoltaica;
- Analisar as características da curva de eficiência de inversores comerciais;
- Levantar o perfil dos inversores fotovoltaicos em função da potência de operação de unidades reais;
- Propor uma alternativa de topologia modular dos conversores, estimando o ganho energético ao se comparar com a topologia convencional.

1.6 Organização do Trabalho

Os capítulos presentes neste trabalho estão configurados da seguinte forma:

- Capítulo 2: revisão teórica essencial para o desenvolvimento do trabalho, no qual é descrito o potencial da energia solar no Brasil, o funcionamento das placas solares, do sistema fotovoltaico *on-grid* e, por fim, o estudo sobre os inversores.
- Capítulo 3: estudo sobre os fatores que afetam a geração de energia solar, tais como a radiação solar, temperatura, sombreamento, sujidade, degradação e as perdas pelo Inversor (In).
- Capítulo 4: metodologia adotada para realização das análises e cálculos; apresentação do comportamento de geração de uma unidade solar real; resultados do perfil de operação de inversores fotovoltaicos; comparação das eficiências e ganho de energia quando aplicado o cálculo de operação modular da potencia nominal.
- Capítulo 5: conclusão sobre os resultados obtidos no capítulo 4 e proposta de resolução do problema de forma a dar continuidade ao trabalho.

2 Revisão Bibliográfica

2.1 Potencial de energia solar

Para Martins, Abreu e Rüther (2006), a utilização de energia solar é de grande importância para diminuir a dependência do mercado de petróleo, regulando a oferta de energia em períodos de estiagem e principalmente viabilizando o desenvolvimento em regiões remotas, onde o custo da eletrificação convencional é muito alto, além de reduzir as emissões de gases poluentes.

Por ser localizado próximo da linha do Equador, a maior parte do território brasileiro não apresenta grandes variações na radiação da luz solar durante o dia e até mesmo em regiões com índices de radiação menores possuem um grande potencial de aproveitamento energético (ELÉTRICA, 2002).

O aquecimento de água e a geração fotovoltaica de energia elétrica são os métodos de aproveitamento da energia solar mais usados atualmente. Devido as características climáticas do Brasil, o aquecimento é mais utilizado no sul e sudeste do país, já a geração fotovoltaica é mais procurada em áreas isoladas nas regiões norte e nordeste.

Zilles et al. (2016), apresentam também que o recurso solar se torna uma escolha viável por estar disponível justamente no momento em que a demanda por energia elétrica é alta, devido ao forte crescimento do comércio e prestação de serviço e a necessidade de climatização de espaços.

De acordo com a NBR-10899 (2013):

"Irradiância (G) é a Taxa na qual a radiação solar incide em uma superfície, por unidade de área desta superfície, normalmente medida em watt por metro quadrado $[W/m^2]$."

Em termos energéticos, o Brasil possui altos índices de radiação por diversas regiões, Figura 3, apresentando durante o dia uma radiação solar que varia de 2200 a 6100 Watt-hora (Wh) por metro quadrado (m^2), sendo que, de maio a julho, as menores taxas de variação são registradas, 2200 a 5000 Wh/m² (ANEEL, 2008).



Figura 3 – Mapa do potencial de geração FV em termos de rendimento energético anual.

Fonte: (ANEEL, 2005)

Conforme Cabral, Torres e Senna (2013), se comparado com a Alemanha, país destaque na qualidade da energia solar, o Brasil apresenta capacidade de aproveitamento solar inferior, mesmo que a região brasileira de menor índice de radiação solar seja 40% maior que a região mais ensolarada da Alemanha. Fato possível pela política alemã de incentivo à expansão de sistemas fotovoltaicos e tecnologia de ponta.

2.2 Sistema fotovoltaico

Conforme Pinho e Galdino (2014), os componentes básicos de um sistema fotovoltaico são:

• Bloco gerador;

- Bloco de condicionamento de potência;
- Bloco de armazenamento (opcional).

O bloco gerador possui arranjos fotovoltaicos, constituídos por módulos em diferentes associações, a estrutura e os cabos elétricos de ligação. O bloco de condicionamento pode ser composto por inversores, conversores CC/CC, equipamentos de proteção, controle e supervisão. Já o ultimo bloco, o de armazenamento, contém baterias ou outras formas de retenção de energia elétrica.

2.2.1 Células fotovoltaicas

Sucintamente, a célula fotovoltaica transforma energia solar em energia elétrica, ou seja, quando exposta a radiação solar, produz uma corrente elétrica, chamado efeito fotovoltaico (ZILLES et al., 2016).

O material mais adequado para a utilização nas células é o silício, devido a sua eficiência de conversão da radiação em energia elétrica. Atualmente, um painel solar fotovoltaico pode ser composto pelo silício monocristalino, apresentando índices de eficiência entre 14-25%, ou pelo silício policristalino, com eficiência máxima de 20%, porém de menor custo (FILHO, 2018).

Segundo Pinho e Galdino (2014), o cristal de silício puro não possui elétrons livres e, portanto, é um mau condutor. Para que o material obtenha estes elétrons livres ele, é submetido ao processo de dopagem com fósforo (silício tipo N). Já a dopagem com o boro faz com que o material tenha deficit de elétrons (silício tipo P).

Como exibido na Figura 4, a célula solar, então, é formada por finas camadas tipo N e tipo P e ao receberem os fótons da luz solar, se energiza e transforma-se em condutor. A junção P-N cria um campo elétrico que orienta os elétrons a seguirem da camada P para a N, produzindo assim a corrente elétrica enquanto existir incidência de luz.



Figura 4 – Estrutura física da P-N de uma célula fotovoltaica.

Fonte: (PINHO; GALDINO, 2014).

2.2.2 Módulos

Segundo Pinho e Galdino (2014), a célula FV descrita na subseção 2.2.1, apresenta tensão muito baixa, entre 0,5 a 0,8 V. Por isso, devem ser conectadas em série, obtendo assim uma tensão resultante da soma das tensões individuais.

Ou seja, de acordo com a NBR-10899 (2013), um módulo fotovoltaico, representado simbolicamente pela Figura 5, é definido como:

"Unidade básica formada por um conjunto de células fotovoltaicas, interligadas eletricamente e encapsuladas, com o objetivo de gerar energia elétrica."

Figura 5 – Símbolo de um módulo fotovoltaico.



Fonte: (NBR-10899, 2013)

A definição do quantitativo de células fotovoltaicas em um módulo e seu arranjo (série/paralelo), devem ser analisadas de acordo com as características de tensão e corrente elétrica requeridas em um projeto (PINHO; GALDINO, 2014).

Mesmo não sendo características claras sobre a potência real do módulo, ao direcionalo para o sol, pode-se aferir com voltímetro a tensão de circuito aberto (V_{oc}) e com um alicate amperímetro a corrente de curto-circuito (I_{sc}) . A primeira apresenta a tensão de saída no painel quando não há carga conectada, já a segunda a corrente máxima que será produzida pelo painel numa anormalidade no funcionamento.

Ainda segundo Pinho e Galdino (2014), a potência elétrica de pico (W_p) de um módulo FV é o principal dado para sua identificação, devendo ser definida seguindo as condições-padrão de ensaio, que consta como 1000 W/m² a irradiação solar sob uma distribuição espectral de massa de ar igual a 1,5 e temperatura de 25°C na célula FV.

Outros parâmetros elétricos que caracterizam os módulos podem ser determinados a partir de aplicação de tensões variadas no módulo, desde uma pequena tensão negativa até a V_{oc} . Os resultados dos dados de corrente e tensão são registrados durante o teste e apresentam uma curva característica, chamada de *I-V*, como ilustrado na Figura 6.

Figura 6 – Curva característica I-V e curva de potência P-V de um módulo de $100W_p$



Fonte: (PINHO; GALDINO, 2014)

O gráfico apresenta, para certa condição de operação, duas curvas em função da tensão do módulo, a de corrente (I-V) e a de potência (P-V). Ou seja, os valores do produto corrente-tensão de cada ponto da curva I-V representam na curva P-V os valores

de potencia gerados pelo módulo. Na curva de potência, pode-se identificar o ponto de máxima potência, P_{MP} , que corresponde na curva de corrente a valores de corrente de máxima potência (I_{MP}) e tensão de máxima potência (V_{MP}) (PINHO; GALDINO, 2014).

2.2.2.1 Associação Série/Paralelo

Seguindo a mesma ideia de associação das células, para potencializar o sistema FV os painéis solares são interligados em série ou em paralelo, maximizando os valores de tensão e corrente.

A combinação de módulos em série é usualmente denominada pelo termo em inglês *strings*. Essa associação faz com que a corrente do conjunto se mantenha constante e a tensão total é igual a soma de cada uma das tensões dos módulos (COSTA, 2010).

A definição da quantidade de módulos em série é projetado de acordo com as características elétricas do inversor e da região geográfica onde será instalada a unidade geradora, pois, a temperatura do módulo pode acarretar numa queda de tensão, afetando a eficiência do sistema (COSTA, 2010).

A Figura 7 apresenta a curva I-V da conexão em série entre dois módulos idênticos, operando nas mesmas condições.



Figura 7 – Resultado da soma das tensões dos módulos conectados em série.

Fonte: (PINHO; GALDINO, 2014)

Já a associação em paralelo dos painéis solares, resulta na somatória das correntes individuais de cada módulo e na conservação do valor de tensão, (COSTA, 2010).

Na Figura 8, pode-se observar a curva I-V resultante da combinação em paralelo de dois módulos idênticos e operando nas mesmas condições.



Figura 8 – Resultado da soma das correntes dos módulos conectados em paralelo.

Fonte: (PINHO; GALDINO, 2014)

Sendo assim, ao realizar uma associação mista, série e paralelo, tanto a corrente e tensão são maximizados de acordo com o número de módulos combinados e, consequentemente, o valor de máxima potência do sistema é multiplicado por esse fator (COSTA, 2010).

2.2.3 Inversores

Conforme Pinho e Galdino (2014), o inversor, representado simbolicamente pela Figura 9, é o equipamento responsável por receber a energia elétrica em corrente contínua (CC) e fornece-la em corrente alternada (CA) com amplitude, frequência e conteúdo harmônico específicos para a carga a ser utilizada. Quando utilizado em sistema conectado a rede, o inversor deve atender às exigências de segurança e qualidade de energia determinadas pela concessionaria de energia.



Figura 9 – Símbolo de um inversor.

Fonte: (ARAÚJO; RANK; BUENO, 2016)

Segundo Rampinelli (2010), os inversores fotovoltaicos são divididos em dois grupos. O auto-comutável, que além de ter uma saída senoidal de baixo conteúdo harmônico e alto fator de potência, pode também operar conectados à rede ou não. Já os comutados são mais baratos, porem só funcionam conectados à rede e possuem alto conteúdo harmônico e baixo fator de potência no seu sinal de saída.

Para efetuar a transformação do sinal contínuo para alternado, os inversores utilizam dispositivos semicondutores, nos quais realizam a comutação do circuito em dois momentos, saturação (on) e corte (off). Esse processo gera um sinal alternado de componentes quadradas, que posteriormente é convertido na forma senoidal através de filtros de potência.

Com o objetivo de diminuir o conteúdo harmônicos desse sinal de saída, aumenta-se a frequência da comutação dos semicondutores e aplica-se um filtro passivo, elevando assim também o fator de potência do sistema, porém este recurso acarreta em maiores perdas de eficiência (RAMPINELLI, 2010).

Em razão do módulo fotovoltaico sofrer muitas variações em sua potência de saída, durante todo seu período de geração de energia, o inversor precisa processar todas as alterações no ponto de máxima potência. Por isso, atualmente, eles buscam funcionar com o maior aproveitamento da capacidade de geração da usina, a partir do seguidor de ponto de máxima potência, cujo termo provém do inglês, *maximum power point tracking* (MPPT) (RAMPINELLI, 2010).

Com o avanço dos estudos em relação aos meios de energia renováveis, ampliouse o desenvolvimento da eletrônica de potência, otimizando-a e reduzindo os custos de produção. Os modelos de inversores mais modernos levam em conta as variações específicas de cada aplicação, diversificando as topologias de modo a melhorar os índices de eficiência (RAMPINELLI, 2010).

2.2.3.1 Fator de Dimensionamento do Inversor

Conforme Costa (2010), o dimensionamento do inversor é um dos fatores cruciais para determinar o nível de qualificação do projeto, pois, o inversor se encontra no principal ponto de fluxo de potência do sistema.

Sendo assim, o fator de dimensionamento do inversor (FDI) é uma importante peça que, se ajustada da maneira correta, faz com que a eficiência geral do sistema se eleve (COSTA, 2010).

De acordo com Costa (2010) o FDI se define como uma grandeza adimensional, que relaciona a potência máxima do gerador FV com a potência nominal do inversor:

$$FDI = \frac{P_{inv}^0}{P_{ger}} \tag{2.1}$$

onde

 P_{inv}^0 é a potência nominal do inversor (kW),

 P_{qer} é a potencia máxima do gerador fotovoltaico (kW_p) .

Em um cenário ideal, o inversor converteria toda a potência recebida do bloco gerador. Para exemplificar, considere que, se este bloco possuísse uma potência total de 1kW o inversor deveria ter uma potência nominal de 1kW. Porem, é quase impossível que os módulos operem em potência nominal, devido as variáveis do sistema e suas características elétricas. Vendo por este ponto, o ideal seria projetar um subdimensionamento do inversor, de modo a economizar custos. Contudo, este tipo de escolha pode, além de acarretar problemas elétricos no inversor devido à sobrecarga e sobretemperatura, causar uma limitação na geração de energia, na qual o bloco gerador irá entregar mais potência do que o inversor conseguira converter, gerando perdas elétricas ao longo do tempo (COSTA, 2010).

Já ao se sobredimensionar o inversor, pode-se aproveitar toda a potência disponível pelo bloco gerador. Todavia, o custo do projeto poderá ser maior e a eficiência afetada, pois o inversor pode operar muito abaixo da sua potência nominal Costa (2010).

Comumente, são utilizados inversores de potência nominal igual a 90% potência máxima de geração. Essa definição, do melhor FDI a ser utilizado, porém depende das características do local onde será instalado o projeto, por exemplo a irradiação média. Quanto maior o sistema fotovoltaico, maior terá de ser o nível de confiabilidade do FDI (COSTA, 2010).

Levando em conta os estudos e afirmações supracitadas, torna-se evidente a ausência de um número maior de soluções, sobretudo mais precisas para contornar a variáveis que afetam o SF. Apesar das técnicas e cálculos apresentarem certa melhoria no aproveitamento na conversão de energia do inversor, sozinhas, não são suficientes para sanar a perda de eficiência quando a operação se dá em baixa potência. Além do mais, podem gerar maiores problemas caso aplicadas de maneira incorreta.

2.3 Sistema On-grid

De acordo com Pereira (2012), os sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCR) não possuem equipamentos de armazenamento. Deste modo, injetam o potencial gerado diretamente a rede elétrica, que acaba atuando como carga, absorvendo a energia elétrica produzida, este comportamento de operação é ilustrado na Figura 10.

Figura 10 – Configuração do Sistema On-grid



Fonte: (PEREIRA, 2012).

Portanto, nos SFCR, em ocasiões de queda da rede de distribuição, é utilizado o método de anti-ilhamento, que consiste em uma interrupção forçada na geração de energia, protegendo os equipamentos de uma sobrecarga. Neste caso, pela necessidade de gerenciamento de todo o sistema, a tecnologia dos inversores é superior quando comparada com a geração em sistemas autônomos.

3 Fatores que afetam a produção do sistema fotovoltaico

A geração de energia elétrica por meio de uma fonte alternativa, como nas usinas fotovoltaicas, apresenta diversos tipos de variáveis que afetam a produção do sistema. Dessa maneira, para que se obtenha viabilidade financeira necessária, existem pontos importantes a serem definidos, tais quais os custos e qualidade dos equipamentos, as políticas públicas, permissões de conexão à rede e os aspectos legais. Por fim, mas não menos importante, o recurso solar, ou seja, a preocupação com o sombreamento, sujidade, reflexão e posicionamento.

A Figura 11 quantifica tais fatores de perda do sistema, apresentando que em média, apenas 77% da energia disponível realmente é utilizada.



Figura 11 – Fatores de perdas de um SFCR.

Fonte: (ARAÚJO; RANK; BUENO, 2016)

Portanto, deve-se sempre analisar essas variáveis e realizar inspeções periódicas de modo a se obter maior proximidade da geração real com a expectativa de produção que aquele sistema pode apresentar.

3.1 Recurso solar

Segundo Fadigas (2012), durante seu percurso até o solo a radiação solar sofre com absorções, reflexões e dispersões por conta das interações com a atmosfera. Assim, a incidência total da radiação sobre um objeto localizado no solo é a soma das componentes direta, difusa e refletida, como pode ser observado na Figura 12.

"Radiação direta é a radiação proveniente diretamente do disco solar e que não sofreu nenhuma mudança de direção além da provocada pela refração atmosférica. Radiação difusa é aquela recebida por um corpo após a direção dos raios solares ter sido modificada por reflexão ou espalhamento na atmosfera. A radiação refletida depende das características do solo e da inclinação do equipamento captador."



Figura 12 – Forma de incidência da radiação solar na superfície.

Fonte: (TIEPOLO et al., 2017)

Os índices de radiação solar também são dependentes do posicionamento e localização, ou seja, eles variam de acordo com as condições climáticas, altitude, latitude e também com as estações do ano, em decorrência da inclinação do eixo da terra em relação ao plano de órbita do sol.

3.1.1 Irradiância solar

De acordo com Araújo, Rank e Bueno (2016) a constante solar, 1.367 W/m², é a irradiância que atinge a atmosfera perpendicular à superfície terrestre, e por conta das interações sofridas por ela ao entrar na atmosfera terrestre, o valor de 1000 W/m² é adotado como padrão de ensaio.

Com efeito do aumento da irradiância, a corrente gerada pelo módulo FV aumenta. Então, a corrente de curto-circuito aumentará linearmente (PINHO; GALDINO, 2014), consequentemente a potência aumentará como demostrado no gráfico da Figura 13.



Figura 13 – Efeito causado pela variação da irradiância.

Fonte: (PINHO; GALDINO, 2014)

Segundo Caires (2014), a área observada na Figura 14, corresponde a quantidade de energia que é capaz de ser entregue durante um dia inteiro. Logo, também pode-se atentar que os horários de maior incidência solar são os de maior geração de energia que, por sua vez, é medida em Watts.hora/dia (Wh/dia).



Figura 14 – Curva de geração solar para um dia limpo.

Fonte: (JARDIM et al., 2004)

3.1.2 Inclinação e orientação

Conforme estudado em Caires (2014), a localização dos módulos FV é um fator importantíssimo para eficácia do projeto, como referido anteriormente. Ela deve possuir condições apropriadas para a recepção da radiação e não estar posicionada em um local em que possa haver sombreamento durante o dia por algum objeto, principalmente nos períodos de maior radiação.

Além disso, a parte frontal dos módulos devem estar orientadas o mais próximo possível do norte geográfico da Terra e sua inclinação, em relação ao plano horizontal, precisa satisfazer um ângulo conforme a latitude da usina, a fim de se aproveitar da melhor maneira a radiação solar incidente (CAIRES, 2014). A Tabela 1 é apenas uma representação de valores recomendados de inclinação em relação à latitude.

Latitude (Graus)	Ângulo de inclinação(Graus)
0 a 4	10
5 a 20	Latitude $+5$
21 a 45	Latitude $+$ 10
46 a 65	Latitude $+$ 15
66 a 75	80

Tabela 1 – Ângulo de inclinação x Latitude.

Fonte:(CAIRES, 2014).

3.2 Temperatura

Segundo Zilles et al. (2016), além da incidência da radiação solar, a variação da temperatura ambiente (T_a) também acarreta na alteração da temperatura das células FV e consequentemente em suas características. Como pode ser observado na Figura 15, ocorre uma queda de tensão com o aumento da temperatura da célula e leve um aumento da corrente, porém incapaz de suprir a perda.





Fonte: (PINHO; GALDINO, 2014)

A temperatura de operação (T_c) do módulo pode ser calculada pela equação (3.1), onde G é a irradiância solar incidente no plano gerador FV (W/m²) e T_{NOCT} é a temperatura nominal de operação da célula FV, valor fornecido pelo fabricante (ZILLES et al., 2016):

$$T_c = T_a + \frac{G}{800} * (T_{NOCT} - 20) \qquad (C^\circ)$$
(3.1)

Com a temperatura de operação, calcula-se a máxima potência (P_{mp}) , de acordo com a equação (3.2):

$$P_{mp} = Po_{FV} * \frac{G}{G_{ref}} [1 - \gamma mp(T_c - T_{c,ref})] \qquad (W)$$
(3.2)

 Po_{FV} = potência nominal do gerador FV (Wp); G_{ref} = incidência solar de referência (1000 W/m²) para massa de ar igual a 1,5); $T_{c,ref}$ = temperatura na célula de referência (25°C em condições de teste padrão); γmp = coeficiente que relaciona a variação no ponto de máxima potência com a temperatura.

3.3 Efeito *Mismatch* e sombreamento

Segundo Araújo, Rank e Bueno (2016), os módulos de um sistema FV, por possuírem características elétricas diferentes, devem ser escolhidos de forma criteriosa. Células de menor fotocorrente limitam a eficiência do módulo e a desigualdade deste parâmetro entre os módulos ocasiona a perda por descasamento (*mismatch*). Ou seja, o módulo de menor qualidade limita seu conjunto série, afetando diretamente na eficiência do sistema FV.

Como pode-se observar na Figura 16, este efeito pode também ser resultado da degradação em alguma célula do painel e também da redução de radiação incidente, seja por sombreamento parcial, ou depósito de sujeira.





Fonte: (PINHO; GALDINO, 2014)

Ademais, a célula afetada poderá vir a se comportar como uma carga, pois a potência que não esta sendo entregue ao gerador é dissipada nela, acarretando assim no aquecimento denominado de ponto quente (*hotspot*), de acordo com Rampinelli (2010).

Como forma de proteção, são conectados nos grupos de células, diodos de passagem que funcionam como um caminho alternativo, evitando a dissipação de energia na célula em questão (ZILLES et al., 2016), tal característica constritiva é representada na Figura 17.



Figura 17 – Módulo sombreado, com diodo de desvio

Fonte: (ARAÚJO; RANK; BUENO, 2016)

Portanto, ao projetar um sistema fotovoltaico, principalmente em área urbanas, deve-se evitar ao máximo sombras decorrentes de construções vizinhas, árvores, antenas ou qualquer objeto (ARAÚJO; RANK; BUENO, 2016).

De acordo com Oliveira (2017), além de um bom estudo local, uma das melhores maneiras de se evitar um possível sombreamento futuro (causado por um objeto fixo), é utilizando softwares específicos (EcoTect, PVSyst, PV-SOL, etc). A partir deles, é possível ter uma projeção de sombras que acontecem durante o ano.

Além disso, um sombreamento parcial afeta de maneira diferente o sistema de acordo com a orientação dos módulos, vertical ou horizontal (ARAÚJO; RANK; BUENO, 2016).

Na Figura 18, pode-se observar que dois sistemas com o mesmo quantitativo de placas e orientados diferentemente, apesar de sofrerem o mesmo sombreamento, o segundo possui menos módulos afetados.



Figura 18 – Sombreamento parcial em módulos com orientações diferentes

Fonte: (ARAÚJO; RANK; BUENO, 2016)

Nos casos em que o sombreamento parcial é inevitável, como na Figura 18, é de grande importância também saber projetar a disposição das *strings*, pois, em um sistema com *strings* em paralelo, a perda de potência é menor quando os módulos sombreados pertencem a mesma *string* do que quando se dividem em strings diferentes (ARAÚJO; RANK; BUENO, 2016).

Como pode-se entender, na Figura 19, considerando todos os módulos idênticos, (a) possui quatro módulos sombreados divididos em duas *strings* diferentes, e (b) possui também quatro módulos sombreados, porém divididos em quatro *strings* diferentes.

Figura 19 – Módulos sombreados em diferentes strings.



Fonte: Autoria própria

Sendo assim, de acordo com Araújo, Rank e Bueno (2016), a primeira ocasião apresentará menor perda comparado com a segunda.

3.4 Perdas pelo inversor

Segundo Macêdo (2006), a eficiência de conversão dos inversores está diretamente vinculado ao seu autoconsumo, gasto energético para manter o equipamento em operação, e ao seu carregamento, relação entre a potencia de saída e a potencia nominal do inversor.

A norma IEC 61683(1999) define a eficiência de conversão CC/CA como a razão entre a energia elétrica convertida no gerador FV (potência de entrada no inversor) e a energia elétrica entregue na rede (potência de saída do inversor) (OLIVEIRA, 2017):

$$\eta_{inv}(p_{saida}) = \frac{P_{saida}}{(P_{entrada})} = \frac{P_{saida}}{(P_{saida} + P_{perdas})}$$
(3.3)

$$p_{saida} = \frac{P_{saida}}{P_{inv}^0} \tag{3.4}$$

onde

 $p_{saída}$ é a potência de saída normalizada em relação a potência nominal.

De acordo com Rampinelli, Krenzinher e Romero (2013), as perdas em inversores ocorrem devido a topologia do conversor, a carga conectada, a frequência de operação e, principalmente, pelas características dos semicondutores utilizados. Essas perdas são classificadas em duas categorias, perdas por chaveamento e perdas por condução.

Em virtude de tais característica de construção, a eficiência de conversão do inversor fica comprometida quando o equipamento opera abaixo de seu fator de carga $(p_{saida} < 0.5)$. Logo, seu rendimento é diretamente dependente das condições de irradiância e temperatura em que o gerador fotovoltaico se encontra, assim como a configuração do projeto (MACÊDO, 2006).

Outro fator que contribui para redução da eficiência dos inversores é a necessidade de filtrar os sinais harmônicos resultantes do chaveamento dos semicondutores, (ARAÚJO; RANK; BUENO, 2016).

Já para valores de potência de saída menores do que à de autoconsumo de operação, é recomendado que haja uma desconexão a fim de beneficiar a eficiência energética (MACÊDO, 2006).

A Figura 20 exibe uma curva genérica do comportamento da eficiência do inversor, com relação a potência de saída normalizada. Podendo ser observado que, para um carregamento acima de 0,3, a eficiência se mantém praticamente constante. Porém, para um carregamento abaixo desse valor, ocorre um queda abrupta.


Figura 20 - Curva genérica de eficiência vs carregamento em um inversor

Fonte: (ARAÚJO; RANK; BUENO, 2016)

O estudo de Rampinelli, Krenzinher e Romero (2013) valida, na prática, o desempenho visto na curva acima, afirmando que a eficiência dos inversores apresenta valores na ordem de 90% apenas quando a potência ultrapassa dos 30% da potência nominal, e que as máximas eficiências são atingidas quando a potência atinge entre 50% e 75% da nominal.

A Tabela 2 indica os resultados dos 10 modelos de inversores analisados no estudo de Rampinelli, Krenzinher e Romero (2013), apresentando a eficiência para cada valor de potência pré-definido. Nela, é possível visualizar que o comportamento dos equipamentos segue o padrão mencionado acima, com exceção do inversor SB 2500, que já apresenta valores de rendimento maior que 90% com apenas 10% da potência nominal.

Modelo	5%	10%	20%	30%	50%	75%	100 %
SB 700U	70,8	$81,\!3$	87,4	89,4	90,5	90,4	89,7
SB 1100E	73,1	82,2	87,4	89,0	89,8	89,6	89,0
SB 2100	75,7	84,5	89,4	90,9	$91,\!6$	91,4	90,9
SB 2500	89,2	92,5	93,7	93,8	93,2	92,0	90,8
SB 3800U	70,7	81,4	87,7	89,9	91,2	91,3	90,9
IG 15	66,3	77,0	$83,\!9$	86,5	88,8	90,1	90,9
IG 20	56,9	71,0	80,9	84,7	87,8	89,2	89,7
IG 30	68,6	79,7	86,5	88,7	90,1	90,3	89,9
QS 2000	71,5	80,9	86,5	88,4	89,8	90,3	90,4
QS 3200	68,2	79,0	85,5	87,8	89,3	89,6	89,5

Tabela 2 – Percentual de inversores fotovoltaicos para cada valor de potência

Fonte: (RAMPINELLI; KRENZINHER; ROMERO, 2013)

Por fim, Araújo, Rank e Bueno (2016) afirmam que, ao se elevar em apenas 1% a eficiência do inversor, pode-se obter, anualmente, cerca de 10% a mais de energia gerada, evidenciando ainda mais importância da performance do inversor no sistema fotovoltaico.

Desta maneira, a partir dos estudos apresentados nesta seção, obtém-se embasamento suficiente para determinar quais aspectos e características devem ser analisados na operação dos inversores, de forma que seja possível apontar meios capazes de suprir as deficiências necessárias para melhoria da eficiência geral de conversão.

4 Metodologia e tratamento de dados

De modo a comprovar alguns dos pontos estudados durante o trabalho e justificar uma possível alteração da topologia de operação dos inversores fotovoltaicos, foram tratados e analisados dados de unidades geradoras reais, através do banco de dados da empresa SolarView (2020), a qual pertence ao Grupo AWC.

O datalogger da SolarView (2020) realiza a gravação dos valores de potência de entrada, potência de saída, tensões, correntes e energia, de um inversor a cada 5 minutos. Ou seja, para um inversor em operação durante o período de um ano, são memorizados cerca de 50 mil pontos, considerando que o período de geração consiste em aproximadamente 12 horas.

4.1 Análise de dados reais de geração

As análises realizadas nesta seção foram praticadas utilizando os dados de uma unidade situada em João Monlevade com potência instalada de 4,77 kWp, que por motivos de privacidade, será denominada no trabalho de JM-1. Ela será a base para a exemplificação da atuação das variáveis mais comuns que afetam a geração de energia solar.

A Figura 21, demostra a quantidade de energia gerada por mês durante o ano de 2018, sendo o mês de janeiro responsável pela maior parcela, 606,9 kWh, e o mês de julho, 508,1 kWh, foi escolhido arbitrariamente como parâmetro para as seguintes ponderações.





Fonte: (SOLARVIEW, 2020).

Na Figura 14 da subseção 3.1.1, foi demonstrada a curva típica da geração de energia elétrica de um SF para um dia limpo, ou seja, sem interferência de nenhum fator externo de sombreamento. Logo, nela pode-se perceber que a geração começa por volta das 7 horas, o pico de potência acontece às 12 horas do dia e, por volta das 17 horas, se finaliza a geração. Porém, em um SF real, esta curva apresenta pontos onde a geração de energia elétrica acaba prejudicada por conta do sombreamento, seja por nuvens, prédios, árvores, ou qualquer outro tipo de objeto que impeça que a radiação solar chegue as placas fotovoltaicas.

Para a curva da Figura 22, nota-se que no dia 08/07/2018, a geração aproximou-se da curva da Figura 14, isto é, um dia praticamente sem nuvens, sendo que a diferença se da pelo horário de pico que acontece às 10h55min da manha, com potência de 3,124 kW.



Fonte: (SOLARVIEW, 2020).

Porém, ao se verificar o mesmo perfil de geração em dias diferentes do ano, Figura 23, pode-se concluir que, essa unidade tem uma perda energética por conta de um sombreamento de algum objeto fixo, que ocorre pela manhã, entre as 6h30min até as 8 horas e depois na parte da tarde entre, as 15h30min até as 17h30min.



Figura 23 – Potência gerada pela usina JM-1 no dia 20/07/2018.

Fonte: (SOLARVIEW, 2020).

Agora, de acordo com a curva presente na Figura 24, pode ser observado que, no dia 22/07/2018 ocorreu uma grande incidência de nuvens em João Monlevade, afetando assim a geração de energia elétrica praticamente durante todo o dia. Pela manhã, as 12h20min, a potência era de 0,459 kW, se comparado com o dia 08/07/2018 neste mesmo horário, a potência era de 2,929 kW, comprovando de maneira clara a influência do sombreamento na geração da usina.



Figura 24 – Potência gerada pela usina JM-1 em um dia nublado.

Fonte: (SOLARVIEW, 2020).

Acrescentando, a Figura 25 apresenta a energia produzida durante o mês dos dias analisados, julho de 2018, sendo cada coluna a representação diária da geração.



Figura 25 – Energia gerada pela usina JM-1 em julho de 2018.

Fonte: (SOLARVIEW, 2020).

Apesar do mês de julho ter sido um dos meses que obteve maior geração de energia, ele tem por característica apresentar dias com baixa incidência de luz solar devido ao período de inverno e por este fator, o gráfico é bastante irregular. Como exemplo os dias supracitados, foram gerados 19,4 kWh no dia 08/07/2018 e 11,7 kWh no dia 22/07/2018.

4.2 Estudo da potência de operação real

Ao analisar os gráficos de geração da unidade JM-1, pode-se observar que, em grande parte do tempo, ela opera abaixo do seu valor projetado, ou seja, o valor de potência nominal do inversor não é atingido. Com o intuito de comprovar essa análise, foi realizado um cálculo da porcentagem de tempo que os inversores operam em determinadas faixas de potência, em p.u.

- $0,00 < P_{entrada} \le 0,05;$
- $0.05 < P_{entrada} \le 0.10;$
- $0,10 < P_{entrada} \le 0,20;$
- $0,20 < P_{entrada} \le 0,30;$
- $0,30 < P_{entrada} \le 0,40;$
- $0,40 < P_{entrada} \le 0,50;$
- $0,50 < P_{entrada} \le 0,75;$

• $0.75 < P_{entrada} \le 1.00$.

Essas faixas foram definidas com base nos conteúdos estudados, principalmente por Rampinelli, Krenzinher e Romero (2013).

Para este levantamento, foi utilizado o *software* MatLab R2016a e produzido um *script* genérico a fim de facilitar futuras análises de novas unidades.

Antes de serem lidos pelo código produzido, os dados precisam ser adequados via *software* Excel, de modo a alinhar os cabeçalhos com os valores. A partir desse ponto, os valores são transportados para um bloco de notas, com a finalidade de evitar possíveis erros de compatibilidade entre os *softwares*.

Assim, o programa realiza a leitura dos valores da potência de entrada dos inversores, identifica a quantidade de dados, anula valores zerados e se baseia como potência nominal o maior valor encontrado.

Então, cada valor de potência de entrada lido pelo programa é analisado e alocado como uma unidade na variável da sua respectiva faixa de potência. Ao somar as unidades alocadas e dividir pela quantidade total de potências lidas, se obtém a parcela de tempo que o inversor opera naquela faixa.

Para exemplificar o algoritmo, há a seguinte expressão, onde F_2 representa a segunda faixa de operação:

$$F_2 = 0$$

Se:

$$0,05 < \frac{P_{entrada}}{P_{nominal}} \le 0,10$$

$$(4.1)$$

Então:

$$F_2 = F_2 + 1 \tag{4.2}$$

Esta logica é seguida para cada umas das faixas de potência, até que sejam destinados todos os dados corretamente. Os resultados são impressos na janela de comando do MatLab e em um gráfico, no qual as potência em por unidade (p.u) são divididas em porcentagem de tempo.

Por fim, o programa realiza a leitura dos resultados de cada inversor e calcula a porcentagem média entre eles. Assim, apresentando de forma geral como os inversores se comportam durante um período real.

4.2.1 Perfil de operação dos inversores

Para levantar um perfil geral de operação, foram tratados os dados de 11 inversores de variados modelos e potências nominais. Os equipamentos que estão em operação em 7 diferentes unidades e são apresentados pela Tabela 3.

Inversor	Unidade	Pot. Nominal (kW)
1	1	69
2	1	37
3	2	43
4	2	45
5	3	35
6	3	133
7	4	35
8	4	37,5
9	5	3,5
10	6	6,8
11	7	5,8

Tabela 3 – Inversores analisados para levantamento do perfil de operação.

Fonte: Autoria própria.

A execução do programa relatado na seção 4.2 exibe números expressivos para o estudo da geração fotovoltaica. Os gráficos das figuras a seguir são o resultado desta aplicação nos inversores 1, 6, 7 e 11, respectivamente.

Figura 26 – Perfil de operação do inversor 1 (69 kW).



Fonte: Autoria própria.

O inversor 1, Figura 26, com potência nominal definida em 69kW, foi o equipamento que apresentou um equilíbrio entre as faixas de potência, com destaque para a faixa de melhor rendimento de conversão ou seja entre 50% e 75% do valor de carregamento, a parcela em laranja alcançou 21% do tempo.



Figura 27 – Perfil de operação do inversor 6 (133 kW).

Fonte: Autoria própria.

Dentre os equipamentos analisados, o inversor 6, Figura 27, apresentou a maior potência nominal e, apesar de também ter mostrado equilíbrio, operou mais da metade do tempo, 53%, abaixo dos 0,3 p.u.



Figura 28 – Perfil de operação do inversor 7 (35 kW).

Fonte: Autoria própria.

Já os inversores 7 e 11, Figuras 28 e 29, exibem comportamentos totalmente opostos. Enquanto o primeiro operou 60% do tempo acima dos 0,3 p.u, o segundo chegou a apenas 33%. Sendo ainda que, dos 67% da operação nas piores faixas de potência, 27% foi entre 0 e 0,5 p.u.



Figura 29 – Perfil de operação do inversor 11 (5,8 kW).

Fonte: Autoria própria.

Os resultados obtidos para os 11 inversores são apresentados de forma resumida pela Tabela 4, indicando cada uma das porcentagens calculadas. Os restantes dos gráficos podem ser consultados nos anexos ao final deste trabalho.

Faixas	In 1	In 2	In 3	In 4	In 5	In 6	In 7	In 8	In 9	In 10	In 11
$0.00 < P \le 0.05$	13%	14%	15%	15%	17%	16%	16%	17%	13%	19%	27%
$0.05 < P \le 0.10$	8%	9%	8%	8%	10%	9%	6%	6%	8%	8%	12%
$0.10 < P \le 0.20$	13%	15%	11%	11%	16%	14%	10%	10%	14%	13%	15%
$0.20 < P \le 0.30$	12%	13%	11%	11%	15%	14%	8%	8%	14%	10%	12%
$0.30 < P \le 0.40$	11%	13%	10%	10%	10%	11%	8%	8%	11%	8%	13%
$0.40 < P \le 0.50$	9%	12%	8%	8%	9%	8%	7%	7%	11%	8%	6%
$0.50 < P \le 0.75$	21%	18%	14%	14%	19%	16%	15%	15%	29%	28%	8%
$0.75 < P \le 1.00$	14%	7%	24%	24%	4%	13%	30%	29%	1%	7%	6%

Tabela 4 – Porcentagem de tempo de operação em cada faixa de potência.

Fonte: Autoria própria.

Pode-se observar a equivalência do perfil de operação dos inversores. Basicamente, eles seguem a mesma tendência até metade do seu valor total de carregamento, se aproximando mais principalmente nos inversores que se encontram na mesma unidade.

Em exceção ao último, os inversores permaneceram entre 13 e 19% do tempo na primeira faixa de potência, onde ocorre o pior aproveitamento de conversão. E apenas os inversores 3, 4, 7 e 8, demostraram operar com o carregamento mais próximo do nominal por um período satisfatório.

Sendo assim, é destacado que os inversores 5 e 11 são os equipamentos que passam a maior parte do tempo com a potência CC relativamente baixa, e que os inversores 8 e 9 obtiveram os melhores rendimentos. Por fim, a Figura 30 expõe o resultado do calculo da média entre os perfis dos inversores avaliados. Trazendo de forma ainda mais clara que, em geral, as unidades pouco conseguem usufruir da sua potência total instalada. Uma vez que a potência de entrada permanece 49% do tempo operando abaixo dos 0,3 p.u da potência nominal dos inversores.

Também é constatado que a melhor faixa de eficiência, 0,5 até 0,75 p.u, é contemplada somente por uma fatia de 18%.





Fonte: Autoria própria.

Logo, esta análise apresenta um resultado explícito de um perfil geral de geração dos inversores fotovoltaicos, sendo fundamental para o prosseguimento deste estudo, em razão da proposta de topologia de conversores modulares partir da busca do melhor aproveitamento de energia solar disponível.

4.3 Proposta de operação de conversores com topologia modular

Os inversores estudados na seção anterior funcionam através de uma topologia convencional de operação. Como exibido na Figura 31, toda a potência recebida do gerador fotovoltaico é convertida por um único conversor, de modo a atender uma carga específica que, neste caso, corresponde a rede de distribuição de energia elétrica. Porém, como mencionado na seção 3.4, durante este processo, uma parte da energia gerada é perdida devido a diversos fatores, principalmente relacionados ao fator de carregamento.



Figura 31 – Esquema simplificado de operação de um inversor convencional.

Fonte: Autoria própria.

Uma vez que, em grande parte do período de operação dos inversores, a potência se mantém abaixo dos 30% do valor nominal, adquire-se argumento suficiente na busca pela melhoria na eficiência, já que, tal qual observado na Tabela 2 e na Figura 20, os índices de rendimento, nessa faixa de operação, sofrem quedas significativas na relação $P_{saída}/P_{entrada}$.

Objetivando tal ganho energético, é proposto, então, o manejo da potência nominal do inversor a partir da potência de entrada. Isto é, fazer com que o valor da potência de saída fique mais próximo da potência nominal na maior parte do tempo, o que se faz alcançar os melhores índices de eficiência, mesmo quando a potência de saída do gerador se encontra bem abaixo do valor total projetado.

Analisando este cenário e se baseando nos estudos realizados, o inversor deverá trabalhar sempre que possível com a relação $P_{saída}/P_{nominal}$ entre 50% e 75%.

Sendo assim, foi estabelecido um modelo de operação modular da potência nominal, capaz de satisfazer a condição. Ou seja, uma divisão da potência total em "X"partes iguais, chamados de módulos de potência.

Neste caso, o inversor deverá possuir a propriedade de assimilar o melhor momento de conexão ou desconexão dos módulos sempre que atingir determinada potência de entrada.

Como é padrão dos inversores o decaimento da eficiência ao ultrapassar 0,75 p.u de seu carregamento, pressupõe que a conexão de mais um módulo deve ocorrer sempre que a potência instantânea de entrada atinja 75% do valor total dos módulos em operação.

Num exemplo prático, um inversor de potência nominal igual a 100 kW, particionado em 5 módulos, sempre iniciará a operação com 1 módulo de potência e o próximo só será ativado quando a potência de entrada alcançar 15 kW. Para que mais um módulo seja ativo, a potência CC deverá se elevar aos 30 kW e assim sucessivamente até que conecte todos os 5 módulos.

Já a desativação segue a lógica reversa, onde um módulo é desativado quando o valor da potência CC é menor que 0,75 p.u da soma da potência nominal do conjunto de módulos anterior.

Adotando o mesmo exemplo supracitado, quando ativos 3 módulos e a potência CC reduzir ao patamar de 30 kW, um dos módulos deverá ser desativado. Totalizando assim um conjunto de 2 módulos com potência nominal total de 40 kW.

A Tabela 5 resume a atuação do inversor de 100kW, particionado agora em 10 módulos. Exibindo os valores das potência do conjunto de módulos ativos e os valores para conexão ou desconexão.

Inversor de 100 kW					
Módulos	Pot. Somada (kW)	Pot. de conexão (kW)	Pot. de desconexão (kW)		
1	10	$7,\!5$	-		
2	20	15	7,5		
3	30	22,5	15		
4	40	30	22,5		
5	50	37,5	30		
6	60	45	37,5		
7	70	$52,\!5$	45		
8	80	60	52,5		
9	90	67,5	60		
10	100	-	67,5		

Tabela 5 – Exemplo de inversor de topologia modular com 10 conversores.

Fonte: Autoria própria.

Já a Figura 32 exibe o esquemático básico de comportamento do inversor, dado como exemplo, com a topologia de conversores modulares. Como explicado acima, a cada alteração na potência CC, o inversor ajustaria a quantidade de conversores necessário e alimentaria a carga em corrente alternada.



Figura 32 – Esquema simplificado de operação do inversor com 10 conversores de 10kW.

Fonte: autoria própria.

A princípio, a melhoria da eficiência está relacionada com a quantidade de conversores por inversor. Quanto mais partições, mais rápido será alcançado a melhor faixa de eficiência, pelo simples fato da diminuição da potência nominal em operação. Porém, fatores como custo de produção e manutenção podem não justificar tal ganho. Logo, é preciso avaliar o projeto como um todo para definir a quantidade e a potência de cada módulo.

Ao analisar as colunas 2 e 4 da Tabela 5, pode-se perceber que a relação entre a potência nominal do conjunto de módulos ativos, com a potência de desconexão, varia de acordo com a conexão de mais módulos. Essa proporção, apresentada na Tabela 6, irá sempre se manter, independente da quantidade de vezes que for modulado o inversor.

Isto significa que, sempre num conjunto de 5 módulos conectados, a relação Pot. Somada/Pot. de desconexão será igual a 60%.

Módulos	Pot. Somada / Pot. de desconexão (%)
1	-
2	37,5
3	50
4	56,25
5	60
6	62,5
7	64,28
8	65,62
9	66,66
10	67,5

Tabela 6 – Relação da potência de conversores ativos com a potência de desconexão.

Fonte: Autoria própria.

Esse fato complementa o fator ganho x custo, levando em conta que, ao se dividir a potência de um inversor em muitas vezes, acarretará uma frequência maior de conexões e desconexões dentro da melhor faixa de eficiência. Logo, apesar de garantir uma melhor eficácia na geração em potência mais baixas, quando o inversor possui mais módulos, o consumo ao realizar o processo em potência mais altas poderá afetar o índice final.

Ao considerar apenas a análise explanada acima, foi definido como base para o cálculo de ganho energético, o total de cinco módulos por inversor. Por se tratar de uma proposta genérica de operação, tal fração consegue abranger uma maior quantidade de modelos de inversores.

A Figura 33 foi produzida a partir da interpolação da curva de eficiência genérica do inversor fotovoltaico. Nela, consta a representação das conexões e desconexões dos seis módulos nas suas respectivas faixas de potência, favorecendo a visualização do comportamento da potência de carregamento durante o processo.



Figura 33 – Curva genérica para conexão/desconexão de módulos de potência.

Fonte: Autoria própria.

Seguindo esse pretexto, foi produzido, nos mesmos moldes do primeiro, um segundo *script* também no *software* MatLab R2016a, com a finalidade de apresentar a comparação da energia gerada de um inversor, operando da maneira convencional e operando a partir do processo proposto nesta seção.

Para isso, foram utilizados os dados dos mesmos inversores avaliados na subseção 4.2.1 e a curva de eficiência que foi interpolada.

Ao interpolar a curva genérica, se obteve os valores de eficiência para cada valor carregamento, totalizando 9.861 pontos com exatidão de 2 casas decimais. Tais valores foram usados como referência para realização do calculo da potência de saída do inversor.

Primeiramente, o programa efetua a leitura das potências CC, anula os valores zerados, realiza a filtragem para apenas duas casas decimas e os classifica em ordem crescente, de modo a despoluir a análise.

Após isso, é realizado então o cálculo da potência de saída dos inversores para a operação padrão, tomando como base de potência nominal o maior valor recebido. Ao se dividir cada um dos valores de entrada, pelo valor da potência nominal, é possível definir qual é o respectivo valor de eficiência na curva interpolada. Ou seja, os valores de carregamento calculados são utilizados como referência para definir qual a eficiência naquele instante e consequentemente para calcular a potência CA.

$$Carregamento = \frac{P_{entrada}}{P_{nominal}} \rightarrow \eta_{inv}$$

O resultado da multiplicação entre a potência de entrada e seu valor de eficiência encontrada, é a potência de saída.

$$P_{saida} = \eta_{inv} * P_{entrada} \qquad (W) \tag{4.3}$$

Em um segundo momento são processados os mesmo valores de potência de entrada utilizado na etapa anterior. Mas, agora, com a finalidade de obter a potência de saída para a operação modular proposta, é definido o valor da potência nominal para cada conjunto de módulos. Isto é, a maior potência de entrada recebida é dividida por 5 (quantidade de módulos) e os múltiplos desse valor são alocados em 5 variáveis diferentes.

$$P_{modular} = \frac{P_{nominal}}{5} \qquad (W) \tag{4.4}$$

- $P_{conjunto1} = P_{modular};$
- $P_{conjunto2} = 2 * P_{modular};$
- $P_{conjunto3} = 3 * P_{modular};$
- $P_{conjunto4} = 4 * P_{modular};$
- $P_{conjunto5} = P_{nominal};$

Essas variáveis serão a referência para as faixas de potência de operação, onde as potências de saída podem ser calculadas com base em cada umas das potências nominais. Isto é, o programa consegue definir o conjunto de módulos que devem estar ativos a partir do valor da potência de entrada, realizando a comparação entres os valores de conexão e desconexão.

Se:

$$(0,75 * P_{conjuntoX}) \leq P_{entrada} < (0,75 * P_{conjuntoY})$$

$$(4.5)$$

Então:

$$\frac{P_{entrada}}{P_{conjuntoY}} \rightarrow \eta_{inv}$$

$$P_{saida} = \eta_{inv} * P_{entrada} \qquad (W) \tag{4.6}$$

Do mesmo modo que acontece no primeiro momento do programa, a divisão entre $P_{entrada}/P_{conjuntoY}$ tomará como parâmetro o valor de carregamento encontrado na interpolação da curva de eficiência, para a realização da equação 4.6.

Após obtidos os resultados das potências de saída para a operação convencional e operação modular, é realizado o cálculo da energia que deveria ser gerada em cada processo. Como mencionado anteriormente, o *datalogger* da SolarView (2020) reserva os dados a cada 5 minutos, a energia total é dada pela soma seguinte operação em cada valor de potência de saída:

$$Energia = \frac{P_{saida}}{12 * 1000} \qquad (kWh) \tag{4.7}$$

Assim, a energia para operação proposta é definida como $E_{modular}$ e para operação convencional como $E_{conv.}$.

Com a finalidade de comparação, o programa também realiza operações para determinar as eficiências e o ganho energético final. Para as eficiências, primeiramente, é necessário obter o valor da energia de conversão total da potência de entrada em potência de saída, E_{total} . Para isso é utilizado o mesmo princípio da equação 4.7, porém, agora com potência de entrada como numerador:

$$E_{total} = \frac{P_{entrada}}{12 * 1000} \qquad (kWh) \tag{4.8}$$

A partir disto é possível se calcular a eficiência para cada topologia:

$$\eta_{modular} = \frac{E_{total}}{E_{modular}} \tag{4.9}$$

$$\eta_{convencional} = \frac{E_{total}}{E_{conv.}} \tag{4.10}$$

Já para o cálculo do ganho, é realizada a diferença entre os valores de energia:

$$Ganho = E_{modular} - E_{conv.} \qquad (kWh) \tag{4.11}$$

O programa finaliza retornando resultados da potência, energia, eficiência, ganho e um gráfico sobrepondo as curvas de eficiência.

Para facilitar a compreensão, o fluxograma da Figura 34, apresenta de forma simplificado algorítimo produzido para os cálculos desta seção. Nele, é possível analisar as principais funções e identificar como cada valor de potência de entrada será tratado durante o processo.

Portanto, ao receber os dados de potência de entrada do inversor, o programa toma dois caminhos distintos, o da topologia convencional (lado esquerdo) e o da topologia proposta (lado direito). Então são realizados os cálculos e comparações supracitados dos respectivos modos de operação para todos os valores de potência CC.



Figura 34 – Fluxograma do *script* produzido para a topologia proposta.



4.3.1 Comparativo de eficiência entre as topologias

Nesta etapa, são expostos e analisados os resultados obtidos através da execução do *script* produzido, aplicando os dados de geração dos mesmos 11 inversores utilizados na seção 4.2. Desta maneira, é possível que a síntese final seja mais completa e garanta

maior confiabilidade ao processo.

Portanto, para os inversores da Tabela 3, foram realizados os cálculos considerando a operação convencional e a operação proposta. Os resultados da eficiência, ganho e período de avaliação, para as duas topologias, são exibidos na Tabela 7 de forma a facilitar a comparação entre os equipamentos. Vale ressaltar que, a eficiência apresentada é calculada com relação a energia que foi convertida, ou seja, a eficiência geral da operação.

Тта	Potência	Eficiência	Eficiência	Ganho	Período
In.	(kW)	$\operatorname{conv.}(\%)$	proposta (%)	(kWh)	(meses)
1	69	93,08	94,33	1.570,72	13
2	37	93,06	94,45	590,94	13
3	43	92,99	94,45	955,61	12
4	45	92,84	94,47	1.026,65	12
5	35	92,68	94,43	422,14	13
6	133	92,95	94,31	2.503,37	13
7	35	93,34	94,08	372,65	10
8	37,5	93,38	94,23	442,46	10
9	3,5	93,25	94,48	42,69	10
10	6,8	92,97	94,39	118,81	10
11	5,8	91,61	94,24	80,24	9

Tabela 7 – Resultados de eficiência e ganho dos inversores utilizados.

Fonte: Autoria própria.

Pode-se observar que, apesar da disparidade entre as potências nominais dos equipamentos, os valores das eficiências, tanto convencional quanto proposta, se mantiveram próximos. A diferença entre essa característica se reflete no ganho energético, onde o inversor 6, de 133 kW, obteve o maior valor, 2.503,37 kWh e o inversor 9, de 3,5 kW, o menor, 42,69 kWh.

Entretanto, o dado a ser analisado para a real percepção da melhoria na implementação da nova topologia é a razão entre o ganho energético e a energia que foi calculada pelo sistema convencional, ou seja, a porcentagem de energia que foi obtida a mais com a operação sugerida.

$$Ganho_{(\%)} = \frac{Ganho}{E_{conv.}} * 100 \quad (\%) \tag{4.12}$$

Nessas condições, adquire-se um parâmetro em comum para avaliação do comportamento dos inversores. Para isso, a Tabela 8 exibe os resultados de energia calculada através das duas topologias, o ganho energético percentual e a média do ganho entre os equipamentos.

Inv	Energia	Energia	Ganho
1111.	Conv. (MWh)	Proposta (MWh)	(%)
1	$117,\!24$	118,81	1,34
2	39,57	40,16	1,49
3	$61,\!12$	62,08	1,56
4	59,61	60,64	1,72
5	$22,\!37$	22,79	1,89
6	171,76	174,26	1,46
7	51,72	52,10	0,72
8	48,88	49,32	0,91
9	3,22	3,26	1,33
10	7,77	$7,\!89$	1,53
11	2,79	2,87	2,87
	1,53		

Tabela 8 – Energias calculadas e ganho percentual.

	A . •	/ .
Fonte:	Autoria	propria.
- 01100.	1101001100	proprio.

Sendo assim, deve-se destacar que os inversores 5 e 11 foram os equipamentos que alcançaram os melhores índices de rendimento, 1,89% e 2,63%, e os inversores 7 e 8 os piores rendimentos, 0,72% e 0,91%.

Os inversores de maior potência nominal, 1 e 6 que, consequentemente apresentaram maior valor de energia calculada, não chegaram a atingir a média aritmética simples entre os 11 equipamentos, de 1,53%.

Tais números mencionados anteriormente podem ser melhor visualizados nas curvas de eficiência geradas pelo programa, Figuras de 35 a 39, onde a eficiência da topologia convencional é representado pela curva azul e a topologia proposta, pela curva vermelha.

Figura 35 – Gráficos de eficiência do Inversor 5 (35 kW).



Fonte: Autoria própria.

Diante dos gráficos de eficiência do inversor 5, é possível afirmar que a aplicação da topologia de conversores modulares ocasionou um aumento da área, eficiência x carregamento, quando comparado com a topologia convencional.



Figura 36 – Gráficos de eficiência do Inversor 11 (5,8 kW).

Fonte: Autoria própria.

O mesmo comportamento pode ser visualizado na Figura 37, ressaltando apenas que as curvas do inversor 11 não apresentam uma caraterística tão linear quanto as anteriores.

Figura 37 – Gráficos de eficiência do Inversor 7 (35 kW).



Fonte: Autoria própria.

Entretanto, o aspecto não é tão evidente quando analisadas as Figuras 37 e 38. Principalmente o equipamento de número 7, que produziu curvas bastante paralelas.



Figura 38 – Gráficos de eficiência do Inversor 8 (37,5 kW).

Fonte: Autoria própria.

Ao contrapor os gráficos com os valores de ganhos percentuais, fica claro que os equipamentos 5 e 11 apresentaram os melhores índices de rendimento. Eles exibem uma maior discrepância entre as curvas, isto é, a curva em azul tende a se equiparar com a curva em vermelho apenas quando o carregamento gira em torno do 70%. Já para os inversores 7 e 8, as curvas se mantiveram próximas por um período maior, se equiparando antes do carregamento atingir 50%.

Um comportamento intermediário pode ser observado na Figura 39, na qual as curvas do equipamento tenderem a se igualar com o carregamento próximo dos 60%.



Figura 39 – Gráficos de eficiência do Inversor 6 (133 kW).

Fonte: Autoria própria.

Apesar do inversor 6 apresentar a maior diferença entre a energia calculada pela topologia convencional e a topologia proposta, 2.503,37 kWh, seu ganho percentual alcançou 1,46%, valor bem próximo da média geral entre os inversores, 1,53%.

Os gráficos restantes dessa subseção também podem ser consultados nos anexos ao final deste trabalho.

Analisando, de modo geral, as respostas obtidas, pode-se observar que todos os inversores seguem o mesmo padrão em ambos os modos de operação. A sobreposição das curvas de eficiência evidencia que, com o ajuste da potência nominal, é possível atingir de maneira mais rápida os melhores índices de rendimento. Entretanto, quando o nível de carregamento é mais alto, percebe-se um equilíbrio continuo entre os processos de operação. Logo, o resultado final de cada um dos inversores revela números pouco expressivos, principalmente por se tratarem de equipamentos de potência relativamente baixa.

4.3.2 Estimativa de retorno financeiro

A partir da análise realizada na seção anterior, fez-se necessária a avaliação da implementação da topologia de conversores modulares em inversores de grande porte, de forma a possibilitar um retorno financeiro aceitável.

Sendo assim, foram utilizados dados de leilão da usina de Vazante 3, situada em Pirapora, Minas Gerais, de forma a apresentar cálculos e respostas fidedignas.

De acordo com CCEE (2014), Câmara de Comercialização de Energia, Vazante 3 participou do 6^{o} leilão de energia de reserva em 31 de outubro de 2014 e foi arrematada com os seguintes termos, Tabela 9:

Potência (MW)	Garantia Física (MWm)	Ener. Contrada (MWh)	Período (anos)	Preço de Venda (R\$/MWh)
30	6	1.051.920	20	216,12

Tabela 9 – Informações de leilão da usina Vazante 3.

*Início da operação em 2017.

```
Fonte: (CCEE, 2014)
```

Com 30 MW de potência instalada e 6 MWmédio de Garantia Física (GF), a unidade fechou a contratação da energia para 20 anos de geração em 1.051.920 MWh, e valor de venda fixado em R\$216,12 por MWh.

A Energia Contratada (EC), base para construção desta análise, é obtida através dos valores de garantia física firmada e o período de operação da usina:

$$EC = GF * Anos * Dias * 24h \qquad (MWh) \tag{4.13}$$

Como o início da operação de Vazante 3 foi em 2017, o período de contrato possui 5 anos bissextos. Logo, temos:

$$EC = 6 * [(15 * 365) + (5 * 366)] * 24h$$
 (MWh)
 $EC = 1.051.920$ (MWh)

Portanto, a média anual de geração de energia para cumprir com o valor de contrato deve ser igual a 52.596 MWh.

A partir das informações apresentadas, é possível obter uma estimativa de retorno financeiro, caso os inversores desta unidade fossem implementados com a topologia proposta.

Para isso, foi utilizado o ganho percentual médio dos inversores, calculado anteriormente e aplicada a seguinte equação:

$$Retorno = \frac{EC}{Anos} * Ganho_{(\%)} * Preço de Venda \left(\frac{R\$}{Ano}\right)$$
 (4.14)

$$Retorno = \frac{1.051.920}{20} * \frac{1,53}{100} * 216,12$$

$$Retorno = \frac{R\$ \quad 173.915,82}{Ano}$$

Logo, apesar da topologia não ter atingido as expectativas quando analisado apenas o ganho percentual, ela se mostra mais plausível ao ser avaliada em usinas fotovoltaicas de grande porte. Já que, para uma unidade com potência instalada de 30 MW, como a de Vazante 3, a renda extra anual provavelmente passaria dos 170 mil reais, e se tratando de todo período de operação, 20 anos, chegaria próximo dos 3,5 milhões de reais.

5 Conclusão

Examinando os resultados obtidos durante a elaboração deste trabalho, foi possível comprovar que o perfil de operação dos inversores possui certa influência no resultado final da geração, tendo em vista que a eficiência do inversor depende diretamente do valor de carregamento.

Os inversores que permaneceram por um período maior de operação nas faixas de potência mais baixas também foram os equipamentos que exibiram o maior ganho percentual após a aplicação da topologia proposta.

Entretanto, por essa característica se apresentar especificamente quando sua potência de entrada é baixa em relação a potência nominal, a diferença de energia que seria conquistada no processo pretendido acabou sendo pouco significativa ao se comparar com o valor final da geração.

Portanto, ao se confirmar que a aplicação de inversores fotovoltaicos com topologia de conversores modulares não garante uma melhoria relevante na eficiência geral do sistema e, consequentemente, um grande aumento no ganho energético, pode-se afirmar que uma alteração no formato de operação dos equipamentos deve ser avaliada de forma precisa e cautelosa.

Para isso, é necessário que seja estudado o projeto do sistema fotovoltaico como um todo, desde as características de cada um dos foto-geradores, até em que circunstâncias será entregue a energia, pois ao estabelecer os parâmetros corretos, diminui-se a possibilidade de se deparar com investimentos desnecessários.

Levando isso em conta, mesmo que nos programas desenvolvidos neste trabalho tenham sido utilizados inversores com potência relativamente baixas, é de suma importância lembrar que a relação custo benefício é fundamentalmente mais lucrativa quando são utilizados equipamentos de grande porte, como foi apresentado ao final da subseção 4.3.1.

Além do investimento direto nos inversores, outros fatores devem ser analisados de forma a avaliar o empreendimento, como o custo e facilidade de manutenção em equipamentos com características modulares.

Para a configuração dos inversores analisados no trabalho, ditos como convencionais, não é possível que seja realizada alguma intervenção mais complexa durante o período de operação, sem que se tenha perdas na geração de energia. Por outro lado, ao se trabalhar com componentes modulares, é desenvolvido um novo cenário, o seccionamento de apenas uma parcela do equipamento. Isto é, inversores que possuírem módulos de potência, como apresentado na proposta, em situações onde seja necessária a manutenção em um dos seus conversores, apenas perderam uma porcentagem da sua capacidade de geração.

Tendo como exemplo a topologia estudada, num inversor particionado em 5 conversores modulares, caso 1 destes fosse retirado de operação, o equipamento poderia continuar em geração com 80% da sua potência nominal, diminuindo assim perdas desnecessárias.

5.0.1 Sugestão para estudos futuros

Diante de todo contexto e respostas apresentadas, foi visto que apesar da estimativa não atingir os valores esperados utilizando inversores de baixa potência, é possível que ela possa garantir maiores rendimentos se avaliada em usinas de grande porte e em longo prazo.

Dessa forma, sugere-se como oportunidades de continuidade à este trabalho, a aplicação dos cálculos apresentados, a partir de dados de inversores com grande capacidade de geração de energia, criando assim, uma amostra mais precisa e completa.

Deve-se também, ser realizada a implementação de modelos de controle de forma a analisar o comportamento real da operação dos conversores modulares, avançando mais a fundo na eletrônica de potência em si. Assim como, lógicas temporizadas para a conexão e desconexão, já que diversos fatores podem alterar o valor da irradiância nos foto-geradores, é de grande importância que os dispositivos possuam a autonomia necessária para definir o momento ideal de alteração em sua potência nominal. Este fato, porém, acrescenta complexidade ao projeto e, consequentemente, custos de produção.

Logo, conclui-se que o estudo para a alteração nas configurações de operação dos inversores fotovoltaico deve passar por análises criteriosas, não só das características dos equipamentos, assim como o levantamento de todos os gastos possíveis durante o período de implantação e operação de uma usina.

Referências

ANEEL. Atlas da energia elétrica no Brasil - 2ª.edição.[S.l.: s.n.], 2005.7

ANEEL. Sistema de informação e de Geração da ANEEl. 2021. Disponível em: https://bit.ly/2IGf4Q0>. Acesso em: Maio de 2021. 1

ANEEL, A. Atlas de energia elétrica do brasil. Brasília, 2008. 3, 6

ARAÚJO, A.; RANK, N.; BUENO, T. Análise dos fatores de perdas nos sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica em curitiba. *Trabalho de Conclusão de Curso, Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba*, 2016. 4, 13, 16, 18, 21, 22, 23, 24, 25, 26

CABRAL, I. de S.; TORRES, A. C.; SENNA, P. R. Energia solar- análise comparativa entre brasil e alemanha. *Salvador: IV Congresso Brasileiro de Gestão Ambiental*, 2013. 7

CAIRES, S. M. P. Estudo sobre o posicionamento de placas fotovoltaicas. UFMG, 2014. 18, 19

CCEE. InfoLeilão nº 009 – 6º Leilão de Energia de Reserva. 2014. Disponível em: https://bityli.com/PVZZ7>. Acesso em: Agosto de 2021. 48

CERNE. Geraão distribuída, uma evolução natural. 2018. Disponível em: <http://cerne.org.br/geracao-distribuida-uma-evolucao-natural/>. Acesso em: outubro 2018. 3

COSTA, H. d. Avaliação do fator de dimensionamento do inversor em sistemas fotovoltaicos conectados à rede. *Trabalho de Conclusão de Curso. Universidade Federal do Ceará, Fortaleza*, 2010. 11, 12, 14

ELÉTRICA, A. N. de E. Atlas de energia elétrica do Brasil. [S.I.]: Aneel, 2002. 6

FADIGAS, E. Energia solar fotovoltaica: Fundamentos, conversão e viabilidade técnico-econômica. *Grupo de Energia Escola Politécnica Universidade de São Paulo*, p. 32, 2012. 17

FILHO, A. A. R. d. A. Avaliação da influência da temperatura na eficiência de módulo fotovoltaico sobre estrutura flutuante. 2018. 8

FILHO, W. P. B.; AZEVEDO, A. C. S. d. Geração distribuída: vantagens e desvantagens. Acesso em, v. 97, 2016. 2

GOLDEMBERG, J.; VILLANUEVA, L. *Energia, Meio Ambiente de São Paulo.* [S.1.]: Editora da Universidade de São Paulo São Paulo, 2003. 3

JARDIM, C. D. S. et al. O potencial dos sistemas fotovoltaicos interligados à rede elétrica em áreas urbanas: dois estudos de caso. *Proceedings of the 5th Encontro de Energia no Meio Rural*, SciELO Brasil, 2004. 19

MACÊDO, W. N. Análise do fator de dimensionamento do inversor (FDI) aplicado a sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCR). Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, 2006. 24

MARTINS, F. R.; ABREU, S. L. d.; RÜTHER, R. Atlas brasileiro de energia solar. São José Dos Campos: Inpe, 2006. 3, 6

MEDEIROS, N. d. O.; FALCÃO, D. M. Photovoltaic micro and mini generation hosting capacity assessment in distribution grids. In: IEEE. 2018 Simposio Brasileiro de Sistemas Eletricos (SBSE). [S.l.], 2018. p. 1–6. 2

MONDOL, J. D.; YOHANIS, Y. G.; NORTON, B. Optimal sizing of array and inverter for grid-connected photovoltaic systems. *Solar energy*, Elsevier, v. 80, n. 12, p. 1517–1539, 2006. 4

NBR-10899, A. 10899 energia solar fotovoltaica-terminologia. ABNT-Associação Brasileira de Normas Técnicas. Rio de Janeiro, 2013. 6, 9

OLIVEIRA, L. G. M. Avaliação de fatores que influenciam na estimativa da geração e operação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica. FAINOR, 2017. 22, 24

PEREIRA, A. C. "geração de energia para condomínio utilizando sistema fotovoltaico autônomo-estudo de caso em edifício residencial com seis pavimentos. 2012. 15

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos. *Rio de Janeiro*, v. 1, p. 47–499, 2014. 4, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 18, 20, 21

QUEIROZ, A. R. S. d.; MOTTA-VEIGA, M. Análise dos impactos sociais e à saúde de grandes empreendimentos hidrelétricos: lições para uma gestão energética sustentável. *Ciência & Saúde Coletiva*, SciELO Brasil, v. 17, p. 1387–1398, 2012. 1

RAMPINELLI, G. A. Estudo de características elétricas e térmicas de inversores para sistemas fotovoltaicos conectados à rede. 2010. 13, 21

RAMPINELLI, G. A.; KRENZINHER, A.; ROMERO, F. C. Descrição e análise de inversores utilizados em sistemas fotovoltaicos. *RECEN-Revista Ciências Exatas e Naturais*, v. 15, n. 1, p. 25–50, 2013. 24, 25, 31

SOLARVIEW. Banco de dados Solarview. 2020. Disponível em: <https://solarview.com. br>. Acesso em: dezembro de 2020. 27, 28, 29, 30, 41

TIEPOLO, G. et al. Atlas de energia solar do estado do paraná. 1a Edição. Curitiba: UTFPR, 2017. 17

ZILLES, R. et al. Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica. [S.l.]: Oficina de Textos, 2016. 6, 8, 20, 21

ANEXOS

A Tabelas e gráficos das seções de resultados

Este apêndice exibe, seccionado por inversor, os resultados obtidos nas seções 4.2.1 e 4.3.1.



Figura 40 – Perfil de operação inversor 1 (69 kW).

Fonte: Autoria própria.

Figura 41 – Gráficos de eficiência do Inversor 1 (69 kW).



Fonte: Autoria própria.

Potência	Energia	Energia	Ganho
(kW)	Conv. (MWh)	Proposta (MWh)	(%)
	117,24	118,81	1,34
69	Eficiência	Eficiência	Período
	Conv. (%)	$\mathrm{Proposta}(\%)$	(meses)
	93,08	94,33	13

Tabela 10 – Resultados inversor
 1

Fonte: Autoria própria



Figura 42 – Perfil de operação inversor 2 (37 kW).

Fonte: Autoria própria.





Fonte: Autoria própria.

Potência	Energia	Energia	Ganho
(kW)	Conv. (MWh)	Proposta (MWh)	(%)
	39,57	40,16	1,49
37	Eficiência	Eficiência	Período
	Conv. (%)	$\operatorname{Proposta}(\%)$	(meses)
	93,06	94,45	13

Tabela 11 – Resultados inversor 2

Fonte: Autoria própria



Figura 44 – Perfil de operação inversor 3 (43 kW).

Fonte: Autoria própria.





Fonte: Autoria própria.

	Tabela 12 – Res	sultados inversor 3	
a	Energia	Energia	

Potência	Energia	Energia	Ganho
(kW)	Conv. (MWh)	Proposta (MWh)	(%)
43	61,12	62,08	1,56
	Eficiência	Eficiência	Período
	Conv. (%)	$\operatorname{Proposta}(\%)$	(meses)
	92,99	94,45	12

Fonte: Autoria própria



Figura 46 – Perfil de operação inversor 4 (45 kW).

Fonte: Autoria própria.





Fonte: Autoria própria.

Potência	Energia	Energia	Ganho
(kW)	Conv. (MWh)	Proposta (MWh)	(%)
45	59,61	60,64	1,72
	Eficiência	Eficiência	Período
	Conv. (%)	$\operatorname{Proposta}(\%)$	(meses)
	92,84	94,47	12

Tabela 13 – Resultados inversor 4

Fonte: Autoria própria



Figura 48 – Perfil de operação inversor 5 (35 kW).

Fonte: Autoria própria.





Fonte: Autoria própria.

Potência	Energia	Energia	Ganho
(kW)	Conv. (MWh)	Proposta (MWh)	(%)
35	22,37	22,79	1,89
	Eficiência	Eficiência	Período
	Conv. (%)	$\operatorname{Proposta}(\%)$	(meses)
	92.68	94.43	13

Tabela 14 – Resultados inversor 5

Fonte: Autoria própria



Figura 50 – Perfil de operação inversor 6 (133 kW).

Fonte: Autoria própria.





Fonte: Autoria própria.

Potência	Energia	Energia	Ganho			
(kW)	Conv. (MWh)	Proposta (MWh)	(%)			
133	171,76	174,26	1,46			
	Eficiência	Eficiência	Período			
	Conv. (%)	$\operatorname{Proposta}(\%)$	(meses)			
	92,95	94,31	13			

Tabela 15 – Resultados inversor 6

Fonte: Autoria própria


Figura 52 – Perfil de operação inversor 7 (35 kW).

Fonte: Autoria própria.





Fonte: Autoria própria.

Potência	Energia	Energia	Ganho
(kW)	Conv. (MWh)	Proposta (MWh)	(%)
35	51,72	52,10	0,72
	Eficiência	Eficiência	Período
	Conv. (%)	$\operatorname{Proposta}(\%)$	(meses)
	93,34	94,08	10

Tabela 16 – Resultados inversor 7

Fonte: Autoria própria



Figura 54 – Perfil de operação inversor 8 (37,5 KW).

Fonte: Autoria própria.





Fonte: Autoria própria.

Potência	Energia	Energia	Ganho
(kW)	Conv. (MWh)	Proposta (MWh)	(%)
37,5	48,88	49,32	0,91
	Eficiência	Eficiência	Período
	Conv. (%)	$\operatorname{Proposta}(\%)$	(meses)
	93,38	94,23	10

Tabela 17 – Resultados inversor 8

Fonte: Autoria própria



Figura 56 – Perfil de operação inversor 9 (3,5 kW).

Fonte: Autoria própria.





Fonte: Autoria própria.

Potência	Energia	Energia	Ganho
(kW)	Conv. (MWh)	Proposta (MWh)	(%)
3,5	3,22	3,26	1,33
	Eficiência	Eficiência	Período
	Conv. (%)	$\operatorname{Proposta}(\%)$	(meses)
	93,25	94,48	10

Tabela 18 – Resultados inversor 9

Fonte: Autoria própria



Figura 58 – Perfil de operação inversor 10 (6,8 kW).

Fonte: Autoria própria.





Fonte: Autoria própria.

Potência	Energia	Energia	Ganho
(kW)	Conv. (MWh)	Proposta (MWh)	(%)
6,8	7,77	7,89	1,53
	Eficiência	Eficiência	Período
	Conv. (%)	$\operatorname{Proposta}(\%)$	(meses)
	92,97	94,39	10

Tabela 19 – Resultados inversor 10

Fonte: Autoria própria



Figura 60 – Perfil de operação inversor 11 (5,8 kW).

Fonte: Autoria própria.





Fonte: Autoria própria.

Potência	Energia	Energia	Ganho
(kW)	Conv. (MWh)	Proposta (MWh)	(%)
5,8	2,79	2,87	2,87
	Eficiência	Eficiência	Período
	Conv. (%)	$\operatorname{Proposta}(\%)$	(meses)
	91,61	94,24	09

Tabela 20 – Resultados inversor 11

Fonte: Autoria própria