UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA - UFSC
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA CIVIL – PPGEC

Pedro Henrique Alves Veríssimo

Métrica de Avaliação Técnica de Usinas Solares Fotovoltaicas Considerando o Fator de Ocupação de Área

Tese de doutorado apresentado ao Curso de Pós-Graduação em Engenharia Civil, Área de concentração Construção Civil, Universidade Federal de Santa Catarina.

Orientador: Prof. Ricardo Rüther, PhD.

Florianópolis - SC

Julho, 2022

Resumo

A tese trata da proposição de uma nova métrica de avaliação de sistemas fotovoltaicos denominada de Y_{area}, visando tanto a produtividade do sistema quanto a otimização de ocupação de área. Os resultados dessa métrica foram utilizados para comparar com os resultados da análise econômica de sistemas fotovoltaicos fixos e rastreadores de um eixo, utilizando módulos de silício multicristalino monofacial, monocristalino bifacial e filmes finos de telureto de cádmio. Esses estudos foram replicados para diferentes municípios ao longo do território brasileiro, com diferentes valores de latitude, a fim de se observar o comportamento das métricas com a variação de latitude. De modo geral, os sistemas rastreadores apresentaram um ganho de geração variando de 18% a 27% em relação aos sistemas fixos, a depender da topologia do sistema, da latitude e das condições meteorológicas do local. Como resultado, o Y_{area} indicou que GCRs (do inglês *Ground Coverage* Ratio) maiores apresentam uma geração de energia maior por área ocupada onde, por exemplo, para o município de Natal, os resultados variaram de 258 a 552 $MWh^2/MWp.m^2$ para sistemas com rastreamento e de 175 a 349 $MWh^2/MWp.m^2$ para sistemas fixos. Com isso, entende-se que mesmo o aumento do GCR reduzindo o rendimento (*Yield)* do sistema, a sua capacidade de geração por área ocupada tende a aumentar. Adicionalmente, é possível observar que relação entre LCOE e Y_{area} é influenciada pelo custo da área e de fatores que sejam influenciados pela taxa de ocupação de área onde, dependendo do cenário econômico o Y_{area} pode ajudar a otimizar tanto a taxa de ocupação do terreno quanto trazer premissas econômicas diferentes para tomadas de decisão de investimento.

Abstract

The thesis presents a new metric for evaluating photovoltaic systems called Y_{area}, aiming at evaluating both the energy yield of the system and the occupied area optimization. The results of this metric were used to compare with the results of the economic analysis of tilt fixed photovoltaic systems and single axis tracking systems, using monofacial multicrystalline silicon, bifacial monocrystalline silicon and cadmium telluride thin film modules. These studies were replicated for different municipalities with different latitudes, along the Brazilian territory, in order to observe the behaviour of the metrics with the variation of latitude. In general, single-axis tracking systems have shown a generation gain from 18% to 27% compared to fixed systems, depending on the system topology, latitude and local meteorological conditions. As a result, Y_{area} indicated that larger GCRs have a higher power generation per occupied area and for the municipality of Natal for example, the results ranged from 258 to 552 $MWh^2/MWp.m^2$ for systems with single-axis tracking and from 175 to 349 $MWh^2/MWp.m^2$ for fixed systems. So, even the increase in GCR reducing the yield of the system, its generation capacity per occupied area tends to increase. Additionally, it is possible to observe that the relationship between LCOE and Y_{area} is influenced by land cost and factors that are influenced by occupied area and, depending on the economic scenario, Y_{area} can help to optimize both the occupied area rate and bring different economic assumptions for investment decision making.

Abreviaturas e Siglas Utilizadas

a-Si – Silício Amorfo

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

c.a. – Corrente Alternada

c.c. – Corrente Contínua

CdTe – Telureto de Cádmio

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

FV – Fotovoltaico (a)

G – Irradiância

G_{DIF} – Irradiância Difusa

G_{DIR} – Irradiância Direta

G_{HOR} – Irradiância Global Horizontal (*Global Horizontal Irradiance - GHI*)

G_{INC} – Irradiância Total no Plano Inclinado

GCR – taxa de ocupação do terreno (*Groud Coverage Ratio*)

H – Irradiação Diária

I – Irradiação horária

IAM – Efeito do Ângulo de Incidência (*Incidence Angle Modifier*)

LID – Degradação Induzida por Luz (*Light Induced Degradation*)

m-Si – Silício Monocristalino

MTBF – Tempo Médio Entre Falhas

NREL – *National Renewable Energy Laboratory*

p-Si – Silício Multicristalino

PERC – *Passivated Emitter and Rear Cell*

PID – Degradação Induzida por Potencial (*Power Induced Degradation*)

TAG – *Time dependent, Auto-regressive, Gaussian model*

TEIF – Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada

TEIP – Taxa Equivalente de Indisponibilidade Programada

UFV – Usina Fotovoltaica

SUMÁRIO

1. Introdução 7

1.1. Objetivo 12

1.1.1. Objetivo principal 12

1.1.2. Objetivos específicos 12

2. Revisão Bibliográfica 14

2.1. Radiação solar 14

2.2. Bancos de dados solarimétricos 16

2.2.1. Meteonorm® 16

2.2.2. Atlas Brasileiro de Energia Solar 17

2.2.3. SolarGIS® 17

2.3. Tecnologias fotovoltaicas 18

2.3.1. Células e Módulos de silício cristalino 21

2.3.2. Células e Módulos PERC 22

2.3.3. Células e Módulos bifaciais 23

2.3.1. Módulos de telureto de cádmio 24

2.4. Estruturas de fixação 25

2.4.1. Sistemas fixos 25

2.4.2. Sistemas rastreadores de um eixo 26

2.4.3. Disposição de módulos 1V e 2V 28

2.5. Figuras de mérito para análise de desempenho 30

2.5.1. *Yield* (Rendimento energético) 30

2.5.2. Taxa de desempenho (PR) 30

2.5.3. Fator de capacidade (FC) 31

2.6. Perdas nos sistemas FV 31

2.6.1. Perdas por sombreamento 32

2.6.2. Perdas por temperatura 32

2.6.3. Perdas por Sujeira 33

2.6.4. Efeitos do ângulo de incidência da radiação solar (IAM – *Incidence Angle Modifier*) 35

2.6.5. Efeitos do espectro solar no desempenho do dispositivo FV 36

2.6.6. Perdas por irradiância 37
2.6.7. Degradação anual de potência do módulo FV 37
2.6.8. Perdas por degradação induzida (PID e LID) 38
2.6.9. Perdas por descasamento de corrente (Mismatching) 38
2.6.10. Perdas de sobrecarregamento no inversor 39
2.6.11. Perdas elétricas nos condutores c.c. e c.a. 42
2.6.12. Perdas Elétricas até o ponto de conexão e consumo interno 42
2.6.13. Indisponibilidade (TEIF + TEIP) 42
2.7. Custo nivelado da energia (LCOE) 43
3. Metodologia ..... **Erro! Indicador não definido.**
3.1. Definição dos locais a serem avaliados 46
3.2. Aquisição e tratamento de dados 47
3.3. Definição das topologias 48
3.4. Modelo de transposição para o plano dos módulos 48
3.5. Avaliação de ganho espectral para a tecnologia CdTe 49
3.6. Simulação e análise de desempenho 49
3.6.1. Caracterização técnica dos sistemas de fixação 50
3.6.2. Caracterização técnica dos módulos FV: 51
3.6.3. Perdas consideradas 52
3.7. Avaliação Econômica 52
3.8. Definição da Nova Métrica de Avaliação 53
4. Resultados 56
4.1. Energia gerada 56
4.2. Custo Nivelado da Energia 60
4.3. Métrica nova sugerida 62
4.4. Comparação dos resultados entre localidades 69
5. Conclusão 74
6. Bibliografia 76
Apêndice A - Resultados para o município de Macapá 90
Apêndice B - Resultados para o município de Aracajú 95

Apêndice C - Resultados para o município de Cuiabá 100

Apêndice D - Resultados para o município de Belo Horizonte 105

Apêndice E - Resultados para o município de Curitiba 110

Apêndice F - Resultados para o município de Porto Alegre 115

1. Introdução

A energia solar fotovoltaica (FV) está cada vez mais representativa na matriz energética brasileira, refletindo em um crescimento acentuado da potência instalada de sistemas fotovoltaicos a cada ano no Brasil e no mundo (BLAKERS *et al.*, 2019; IRENA, 2020; LUNA *et al.*, 2019). A Figura 1.1 apresenta a quantidade de potência líquida instalada por ano por fonte de energia, demonstrando que a energia fotovoltaica vem sendo a mais implementada entre todas as tecnologias de geração de eletricidade, incluindo as fontes convencionais. Segundo a ANEEL, existem 1.035 usinas solares fotovoltaicas centralizadas (UFV) outorgadas no país[1], sendo que destas, 232 estão em operação (ANEEL, 2022). Já existem no Brasil mais UFVs do que usinas de qualquer outra tecnologia de geração. Com esse aumento significativo de construção de novas UFVs, é esperado também um aumento de pesquisas relacionadas ao tema.

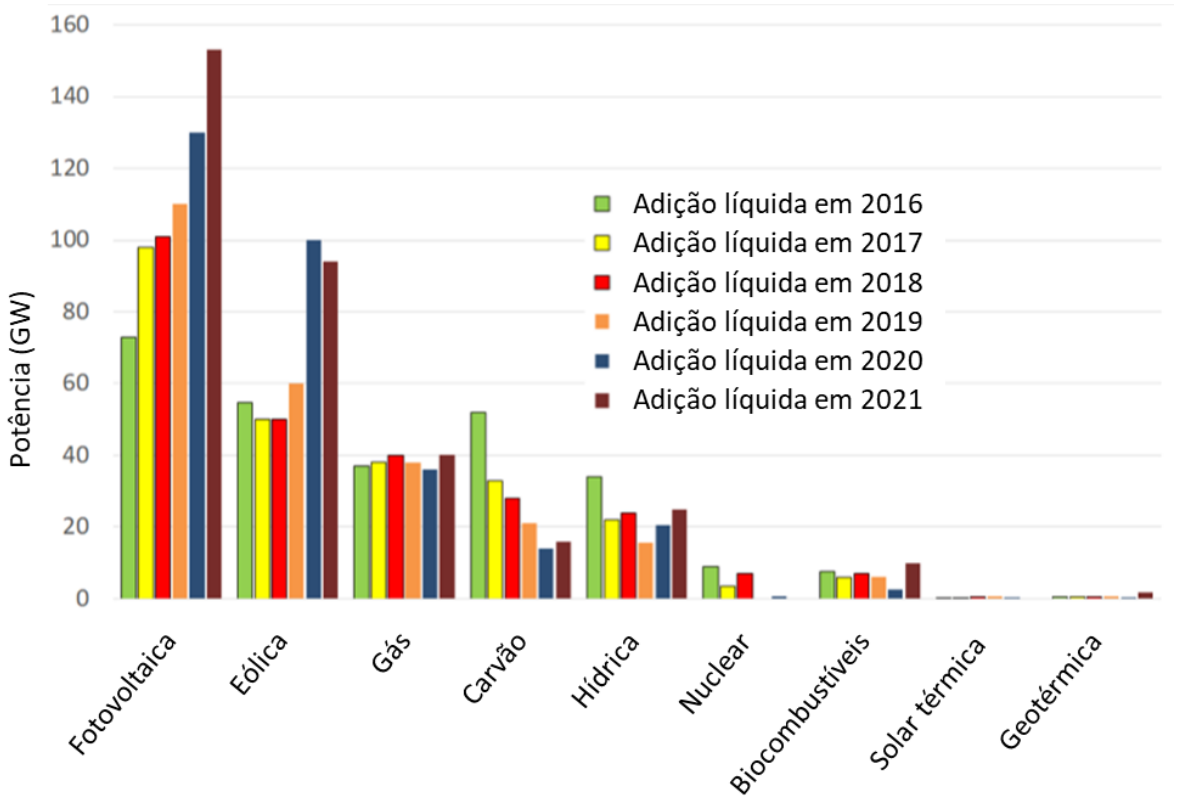


Figura 1.1 - Quantidade de potência instalada anual de novos projetos por fonte de energia.
Fonte: Adaptado de (BLAKERS et al., 2019)

[1] Neste trabalho, são consideradas como UFVs apenas empreendimentos com potência igual ou superior a 75 kW e cadastrados no banco de informações da ANEEL.

Com relação à localização das UFVs, observa-se que os empreendedores têm uma preferência pela construção de usinas na região conhecida informalmente por Cinturão Solar do Brasil (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2018). Esta região se estende do Nordeste até o pantanal e pode ser identificada no mapa de radiação global horizontal (Figura 1.2), representada pela área mais escura do mapa. Na Figura 1.3 pode-se confirmar essa alta concentração de UFVs na região do cinturão solar, já registradas no deck da ANEEL, englobando usinas com construção não iniciada, em construção e em operação, todas representadas pelos pontos em amarelo. De forma complementar, a Figura 1.4 ilustra a distribuição de projetos fotovoltaicos por estado que se encontram em estágio inicial e intermediário de desenvolvimento (contabilizados por potência). Com isso, é possível ter um melhor entendimento do perfil de distribuição das usinas fotovoltaicas no Brasil, bem como da pujança dos projetos envolvendo esta tecnologia no país.

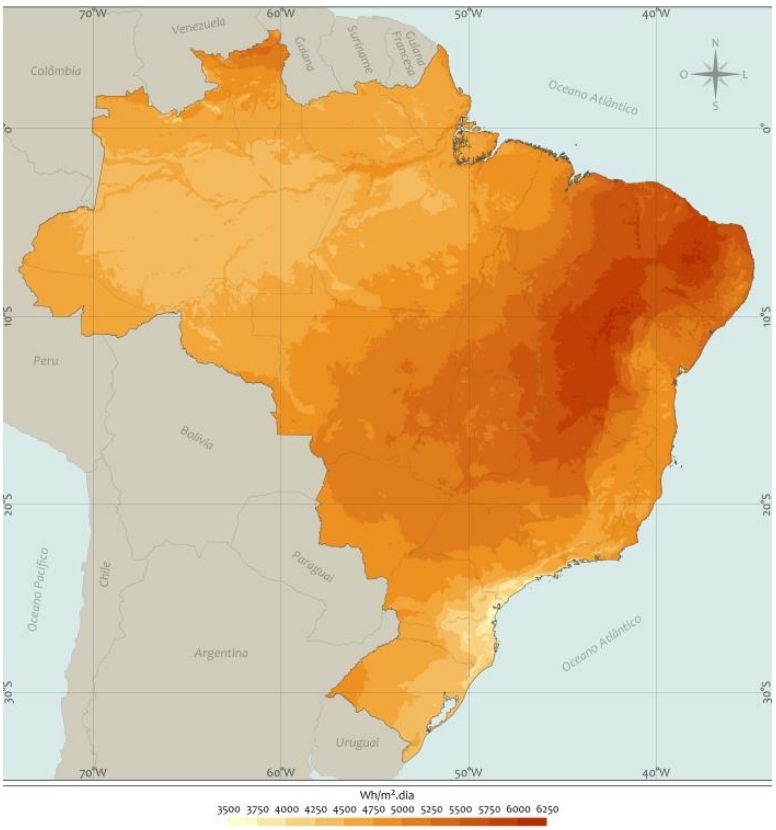


Figura 1.2 - Mapa do total diário de irradiação global horizontal.
Fonte: (PEREIRA *et al.*, 2017).



Figura 1.3 - Mapa do Brasil ilustrando as UFVs já registradas no deck da ANEEL, de potência superior a 75 kW.
Fonte: Adaptado de (ANEEL, 2022)

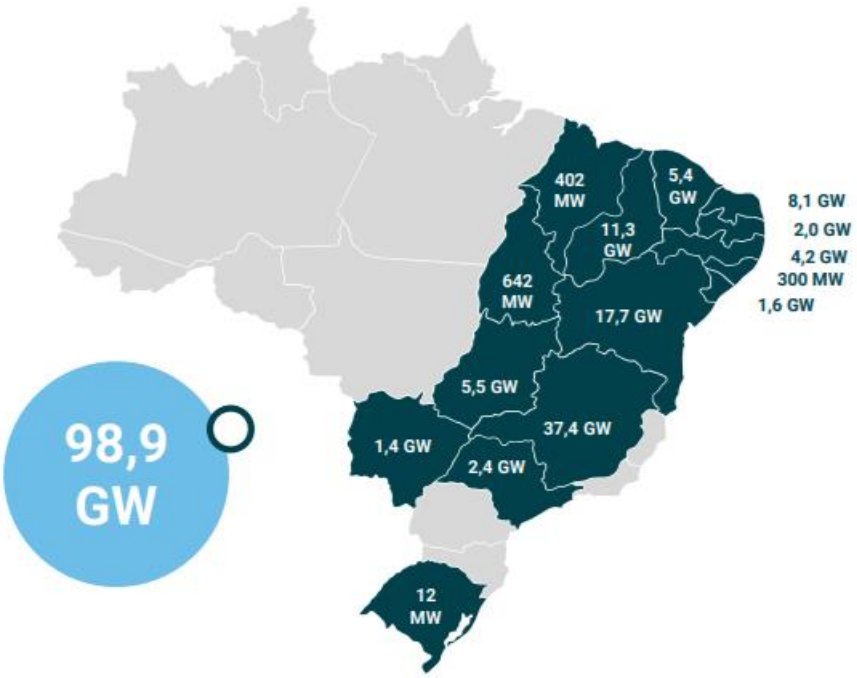


Figura 1.4 - Projetos fotovoltaicos em estágio inicial/intermediário de desenvolvimento.
Fonte: (GREENER, 2021)

Contudo, a procura por estas localidades que geralmente estão mais afastadas dos grandes centros urbanos, acarreta outras adversidades. Dentre elas pode-se citar

logística de transporte de equipamentos; acessibilidade das equipes para eventuais manutenções; longas linhas de transmissão de energia até os centros de consumo que, por consequência, ocasionam mais perda; elevado intercâmbio de energia entre submercados; saturação da rede de transmissão; etc. Assim, são levantadas questões como viabilidade da construção de usinas afastadas, futura indisponibilidade de área para construção no cinturão solar e avaliação de disponibilidade do recurso solar em outras regiões do Brasil, que se tornam ponto de partida para a realização desta tese.

Diante desses entendimentos, esta tese se dispõe a avaliar, em âmbito nacional, a diferença de eficiência de sistemas fotovoltaicos, considerando as mesmas condições físicas de instalação e, posteriormente, a realizar uma análise econômica visando identificar potenciais áreas para a instalação de usinas fotovoltaicas de grande porte no país, levando em consideração outros fatores além do desempenho dos sistemas. Vale ressaltar que todos os termos referentes à tecnologia fotovoltaica aqui utilizados, fazem referência à Norma Brasileira Regulamentadora NBR 10899 (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2013).

Outro aspecto pertinente de estudo foi observado ao se analisar as notas técnicas dos leilões já realizados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2014, 2015, 2016, 2018). Estes documentos apresentam um resumo técnico dos empreendimentos já cadastrados para leilão, indicando o tipo de módulo solar fotovoltaico utilizado – silício cristalino, com preferência por módulos multicristalinos (p-Si), e filmes finos, com preferência por módulos de telureto de cádmio (CdTe) – e o tipo de sistema de fixação – estático ou com rastreamento de um eixo. Ao longo desta pesquisa evidenciou-se uma ausência de estudos apresentados pelos empreendedores que fundamentassem as escolhas das topologias escolhidas em seus projetos. Isso leva a deduzir que a referência de melhor aproveitamento do recurso solar por sistemas de rastreamento vem sendo utilizada de forma genérica e sem aprofundamento.

Com isso, foi observada a necessidade de um estudo mais detalhado, de forma a avaliar o desempenho e a produtividade de diferentes topologias em todo o território nacional, inclusive acrescentando ao trabalho as tecnologias de módulos de CdTe e de silício multicristalino monofacial e monocristalino bifacial das tecnologias PERC. Vale ressaltar que a tecnologia monocristalina bifacial começa a ocupar uma maior fatia do mercado nacional em relação às demais tecnologias e vem sendo cada vez

mais utilizada nos projetos pelo melhor custo x benefício, conforme observado na Figura 1.5.

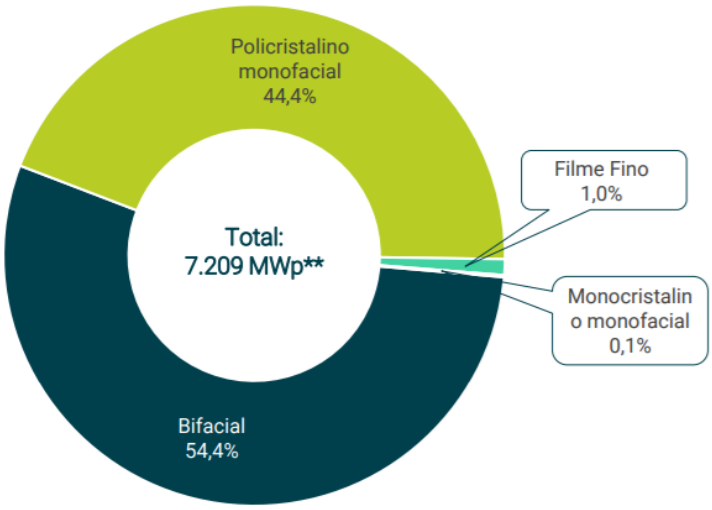


Figura 1.5 - Participação das tecnologias de módulos fotovoltaicos no total acumulado das UFVs até janeiro de 2022, conforme os empreendimentos mapeados.
Fonte: (GREENER, 2021)

Além da evolução das tecnologias dos equipamentos utilizados para desenvolvimento de UFVs, observa-se também algumas tendências, como:

- prioridade de escolha de construção em regiões específicas;
- disputa com outras fontes de renda na ocupação das áreas; e
- diminuição do impacto no meio ambiente, priorizando o uso de fontes renováveis.

A junção desses pontos levantados levou a um entendimento de que, além do uso da energia solar para diminuição do impacto no meio ambiente, havia uma carência de estudos que direcionassem o uso otimizado dessa fonte, de forma a contabilizar a ocupação da terra como um fator integrante no cálculo de desempenho do sistema fotovoltaico.

Em 2017 foi lançada a segunda versão do Atlas Brasileiro de Energia Solar (PEREIRA *et al.*, 2017), que apresenta mapas do território nacional indicando valores de incidência de radiação solar global horizontal, inclinada, direta, entre outros. Porém, como a geração em larga escala por UFVs está sendo direcionada para topologias com sistemas de rastreamento em um eixo, notou-se a carência de um

mapa representativo para irradiação no plano inclinado com rastreamento em um eixo. Nesse âmbito, o trabalho também visa gerar uma contribuição para o atlas através desse mapa.

1.1. Objetivo

Este trabalho tem como objetivo propor uma nova métrica para comparação técnica de usinas solares fotovoltaicas de grande porte em todo o território brasileiro visando uma análise multivariável. A métrica foi aplicada a fim de se obter a melhor topologia entre sistema fixo ou rastreador de um eixo de acordo com cada região, assim como uma comparação entre o desempenho das tecnologias fotovoltaicas que vêm sendo utilizadas nos projetos levados aos leilões para contratação de empreendimentos de geração solar centralizada promovidos pelo governo federal, levando também em consideração a análise econômica pelo Custo Nivelado da Energia (LCOE, do termo em inglês *Levelized Cost of Electricity*) e a produtividade (Yield). As localidades analisadas foram sete entre as capitais brasileiras, alternando entre diferentes latitudes, de forma a abranger a vasta extensão de latitude do território nacional.

Para isso, se faz necessário um estudo prévio da disponibilidade do recurso solar para cada ponto de estudo levantado, utilizando dados históricos de bancos de dados de irradiação solar para o Brasil, disponibilizados pelo Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais - INPE.

1.1.1. Objetivo principal

O objetivo principal desta tese foi desenvolver uma nova métrica de avaliação de sistemas fotovoltaicos, promovendo a indicação das melhores topologias de instalação para cada região considerando tanto a produtividade quanto a taxa de ocupação do terreno. Para isso foram definidas topologias de sistemas fotovoltaicos e valores de perdas específicos para cada uma delas a fim de se aproximar da realidade dos leilões de energia realizados até então.

1.1.2. Objetivos específicos

- Obter os dados tratados de irradiação como input para as simulações para cada ponto a ser estudado (total de sete localidades), obtidos a partir do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE).

- Obter os dados técnicos de desempenho dos geradores solares fotovoltaicos, simulados com dois diferentes sistemas de fixação de módulos FV (fixo e seguidor de um eixo) e quatro diferentes tecnologias de módulos fotovoltaicos (mono-Si, mono-Si bifaciais e filmes finos de CdTe).
- Obter os resultados da análise econômica, a partir do custo nivelado de energia dos sistemas, incluindo os custos de instalação ("*turn-key*") e de O&M, bem como custos de terrenos para a instalação de UFV de grande porte.
- Obter os resultados da aplicação da nova métrica sugerida pelo trabalho e avaliar o perfil de comportamento em relação ao LCOE.
- Avaliar os mesmos resultados para diferentes localidades e observar o comportamento das topologias fixas e de rastreamento com a variação da latitude.

2. Revisão Bibliográfica

2.1. Radiação solar

O conhecimento sobre a incidência da radiação solar na superfície terrestre se mostra de grande importância para várias áreas de pesquisa. Dentre elas pode-se citar simulação, dimensionamento e supervisão de sistemas fotovoltaicos (MOHAMMADI *et al.*, 2015). Como os sistemas fotovoltaicos dependem da radiação solar, a variação desse recurso afeta diretamente a geração de energia elétrica.

A radiação proveniente do sol percorre milhares de quilômetros até incidir na superfície da camada atmosférica terrestre, com um valor aproximado de 1361 W/m² (GUEYMARD, 2018). Ao entrar na atmosfera, a radiação (irradiância, por se tratar de uma potência instantânea) pode sofrer atenuação por processos físicos de espalhamento, como reflexão e refração, dividindo-se em frações de Irradiância Direta (G_{DIR}) e Irradiância Difusa (G_{DIF}). A Irradiância Direta, como o próprio nome já diz, incide sob a superfície terrestre sem sofrer nenhum desvio em seu percurso, enquanto a Irradiância Difusa é proveniente de refrações, espalhamentos e reflexões sofridas ao passar pela atmosfera terrestre, causadas por particulados suspensos de aerossóis e por nuvens (Figura 2.1). Pode-se citar também a parcela de albedo, que é a radiação proveniente de reflexões do entorno do ambiente onde está instalado o sistema, como o solo, vegetação e objetos (PINHO; GALDINO, 2014; VIANA, 2010).

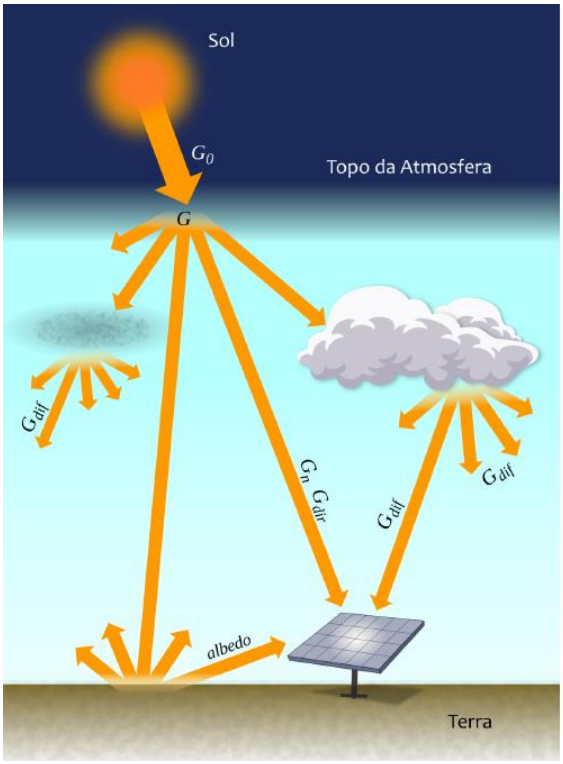


Figura 2.1 - Ilustração das componentes da irradiância global incidente no plano.
Fonte: (PEREIRA *et al.*, 2017).

A radiação medida em uma superfície plana é formada por todas as componentes citadas anteriormente. Assim, a irradiância medida em um plano horizontal é denominada de Irradiância Global Horizontal (G_{HOR} ou GHI). Quando essa medição se refere a um plano inclinado, ela passa a ser denominada de Irradiância Inclinada (G_{INC}). Contudo, muitas vezes, o local de estudo possui apenas a medição de GHI, seja por falta de recursos ou mesmo por limitações dos métodos de medida. Ainda assim, é possível estimar a G_{INC} através de modelos matemáticos de transposição para o respectivo plano a partir de dados medidos no plano horizontal. Existem diversos modelos de transposição disponíveis na literatura, como os modelos de PEREZ *et al*. (1987, 1990), de HAY (1979), LIU; JORDAN (1960) e KLUCHER (1979). Dentre estes, os modelos de Hay e de Perez são os mais utilizados pela comunidade envolvida com o tema e também pelos programas de simulação de sistemas FV. A integração da irradiância (G = potência radiante) no tempo leva à determinação da irradiação (I: horária ou H: diária = energia incidente em um plano qualquer no intervalo considerado).

2.2. Bancos de dados solarimétricos

2.2.1. Meteonorm®

O Meteonorm® é um conceituado banco de dados que contém valores para a radiação solar, temperatura e outras grandezas medidas. Os valores disponíveis são baseados em medições de longo prazo obtidos em solo ou interpolados através de estações de medição em solo próximas ao local desejado; o programa também utiliza dados de satélite na ausência de dados medidos. Para o Brasil, esta avaliação é baseada em dados de irradiação solar do período de 1991-2010 (METEOTEST, 2020).

Para obter dados sintéticos em resolução horária, necessária para as simulações de produção anual de energia, o software utiliza uma cadeia de algoritmos derivados de dados mensais (REMUND, 2008; REMUND; WALD; PAGE, 2003).

O primeiro fator é obtido a partir da média mensal do fator de turbidez atmosférica de Linke, que é utilizado para reproduzir o modelo de dia limpo (*clear sky model*) (REMUND, 2008). Um total de 268 estações espalhadas pelo mundo, incluindo estações do Brasil, foi utilizado para construir esta base de dados que depois foi aperfeiçoada com dados de satélite de outras estações de referência (REMUND *et al.*, 2003; REMUND; DOMEISEN, 2010).

A partir do modelo de dia limpo e dos dados mensais de irradiação, o algoritmo fornece dados diários de irradiação solar utilizando uma matriz de transição de Markov, calculada utilizando a metodologia de AGUIAR; COLLARES-PEREIRA; CONDE (1988). O modelo utiliza dados de 121 estações dos Estados Unidos, Europa, Norte da África e Arábia Saudita. Estações do Brasil não foram incluídas no modelo (METEOTEST, 2020). Para gerar dados em base horária o algoritmo utiliza o modelo de autorregressão gaussiana (*TAG - Time dependent, Auto-regressive, Gaussian model*) (REMUND; SALVISBERG; KUNZ, 1998). O modelo baseado na metodologia de AGUIAR e COLLARES-PEREIRA (1992) foi desenvolvido utilizando dados de cinco estações BSRN/Surfrad dos Estados unidos (Table Mountain, Fort Peck, Bonville, Penn State Univ., Sioux Falls) (REMUND, 2008). A validação dos modelos diários e horários mostrou resultados satisfatórios para o modelo diário, mas pouco representativo para o modelo horário (REMUND, 2008). Medições de longo prazo realizadas em sistemas no Brasil (NASCIMENTO, L. R. Do, 2013), e Austrália

(COPPER; BRUCE, 2015) apresentaram para alguns locais valores subestimados pelo modelo para altos valores de irradiância e superestimativa para baixos valores de irradiândia.

2.2.2. Atlas Brasileiro de Energia Solar

Os níveis de irradiação solar incidentes no Brasil foram mapeados pelo projeto SWERA (*Solar and Wind Energy Resource Assessment*). O projeto SWERA teve por objetivo montar uma extensa base de dados de alta qualidade e confiabilidade que permitissem o desenvolvimento de projetos e políticas públicas para a área solar e eólica (MARTINS *et al.*, 2008).

O projeto SWERA reúne em seu portal na internet bancos de dados e ferramentas de análise do recurso solar e eólico desenvolvidos em conjunto com várias organizações internacionais. A coordenação das atividades no Brasil e América Latina ficou com o Centro de Previsão do Tempo e Estudos Climáticos do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (CPTEC/INPE).

O INPE, em conjunto com a Universidade Federal de Santa Catarina/UFSC, publicou, como um dos resultados do projeto SWERA, o “Atlas Brasileiro de Energia Solar”. O atlas apresenta dados de irradiação na superfície terrestre obtidos a partir do tratamento, via modelos de transferência radiativa (modelo BRASIL-SR), de uma série histórica (jul./1995 a dez./2015) de dados e imagens de satélite geoestacionário, posteriormente validados por dados coletados em estações de superfície. Os dados fornecidos pelo atlas apresentam estimativas do total diário de irradiação solar com resolução espacial de 3 x 5 km (PEREIRA *et al.*, 2017). Os mapas são hoje a fonte de dados solarimétricos de maior confiabilidade disponível no Brasil, tendo sido validados por 503 estações em solo (PEREIRA *et al.*, 2017).

2.2.3. SolarGIS®

SolarGIS® é um banco de dados operado pela empresa GeoModel que consiste em dados meteorológicos de alta resolução temporal (15-30min), obtidos a partir de satélites geoestacionários (Meteosat e GOES) (SOLARGIS, 2019). Os dados solarimétricos obtidos são calculados através de um modelo de transferência radiativa

derivados de dados de segunda geração do satélite Meteosat *(MSG – Meteosat Second Generation – model*) (CEBECAUER; ŠÚRI; PEREZ, 2010).

O primeiro passo da cadeia de algoritmos utilizada pela SolarGIS® é obtido a partir do modelo de SOLIS para adquirir a irradiância de dia limpo (*clear sky model*) (INEICHEN, 2008). Após a determinação do dia limpo é calculado o índice de cobertura de nuvens e sua respectiva transmitância (SOLARGIS, 2019).

2.3. Tecnologias fotovoltaicas

Existem diversas tecnologias de módulos fotovoltaicos; porém, nem todas estão disponíveis comercialmente, seja por motivos de limitação de eficiência ou por questões de limitação na produção. De modo geral, a eficiência dessas tecnologias vem aumentando a cada ano e o *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) disponibiliza de forma periódica um gráfico que ilustra historicamente a melhor eficiência registrada por tecnologia FV, inclusive a situação atual em que elas se encontram (Figura 2.2).

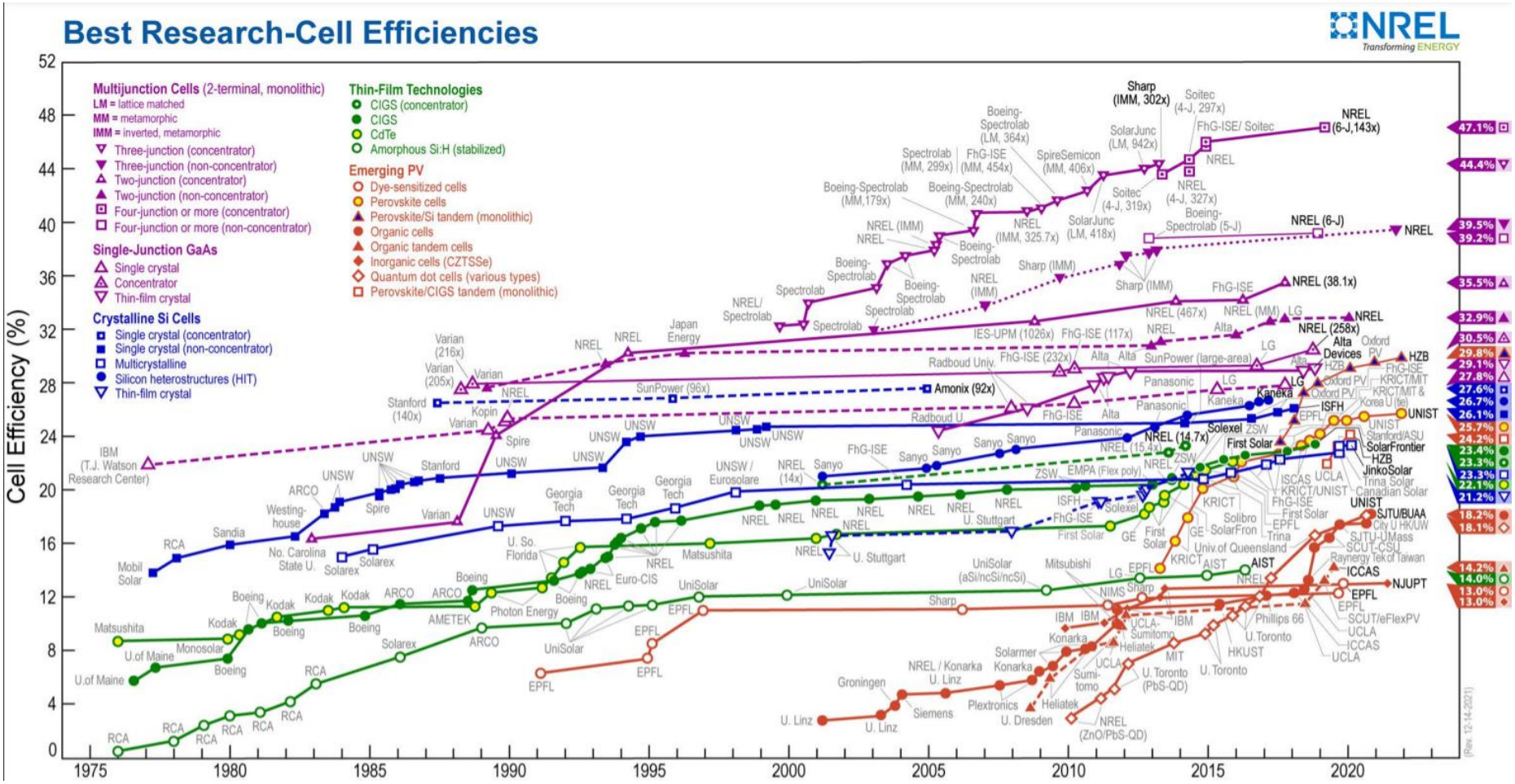


Figura 2.2 - Melhores eficiências registradas em células fotovoltaicas de laboratório (pequenas áreas).
Fonte: Adaptado de (NREL, 2021).

De acordo com o informe técnico de 2018 da EPE, os módulos mais utilizados nos registros de novas UFVs para o último leilão foram os de silício multicristalino (representando 76% do total de módulos utilizados), silício monocristalino (18%) e telureto de cádmio (5%) (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2018). O histórico de utilização das tecnologias pelos empreendimentos habilitados tecnicamente nos leilões de energia já ocorridos está apresentado na Figura 2.3 a tendência de a tecnologia de Si monocristalino dominar o mercado brasileiro acompanha a tendência mundial. No ano de 2021, mais de 96% dos módulos fotovoltaicos foram produzidos com a tecnologia Si monocristalino, como mostra a Figura 2.4.

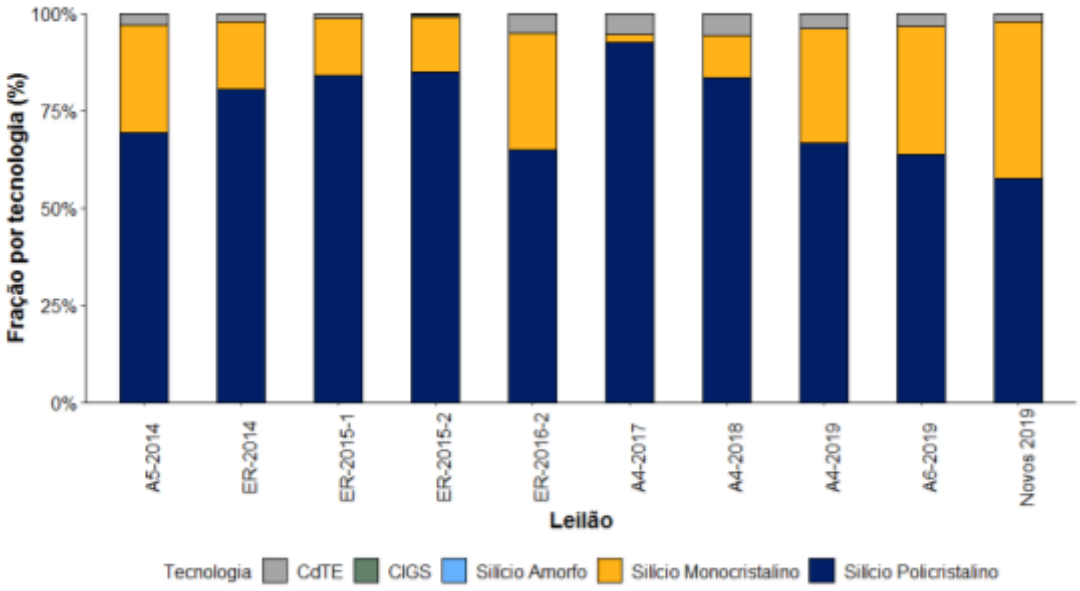


Figura 2.3 - Proporção da potência c.c., por tecnologia, a cada leilão, dos projetos habilitados tecnicamente.
Fonte: (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020).

A SPV MARKET RESEARCH (2021), que promove pesquisas de mercado, estima que a tecnologia de silício monocristalino tenha ocupado uma grande parcela de exportação de módulos fotovoltaicos em 2021, de um total de 207 GWp exportados, conforme ilustrado na Figura 2.4. Essa quantidade expressiva de exportação da tecnologia de silício monocristalino corrobora com os dados de produção por tecnologia apresentados na Figura 2.5, onde estima-se um total de 151,6 GWp produzidos em 2020.

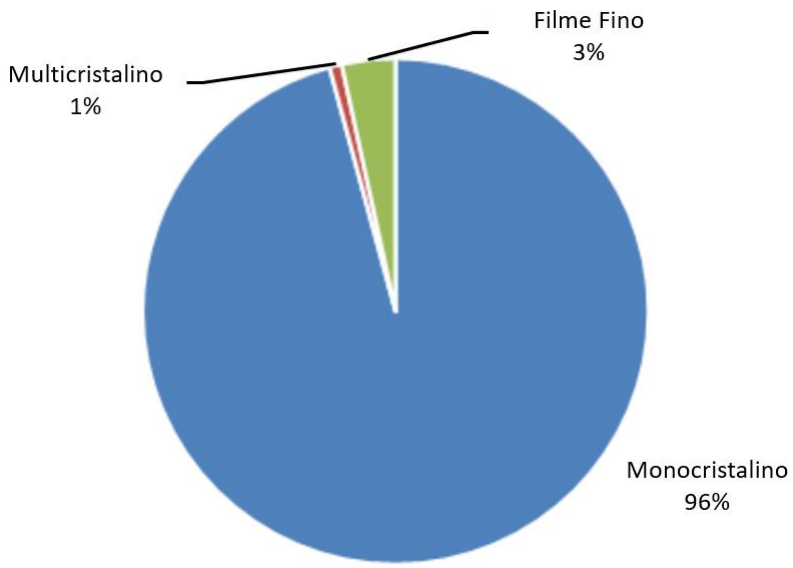


Figura 2.4 - Proporção de exportação de módulos fotovoltaicos estimada em 2021.
Fonte: Adaptado de (SPV MARKET RESEARCH, 2021)

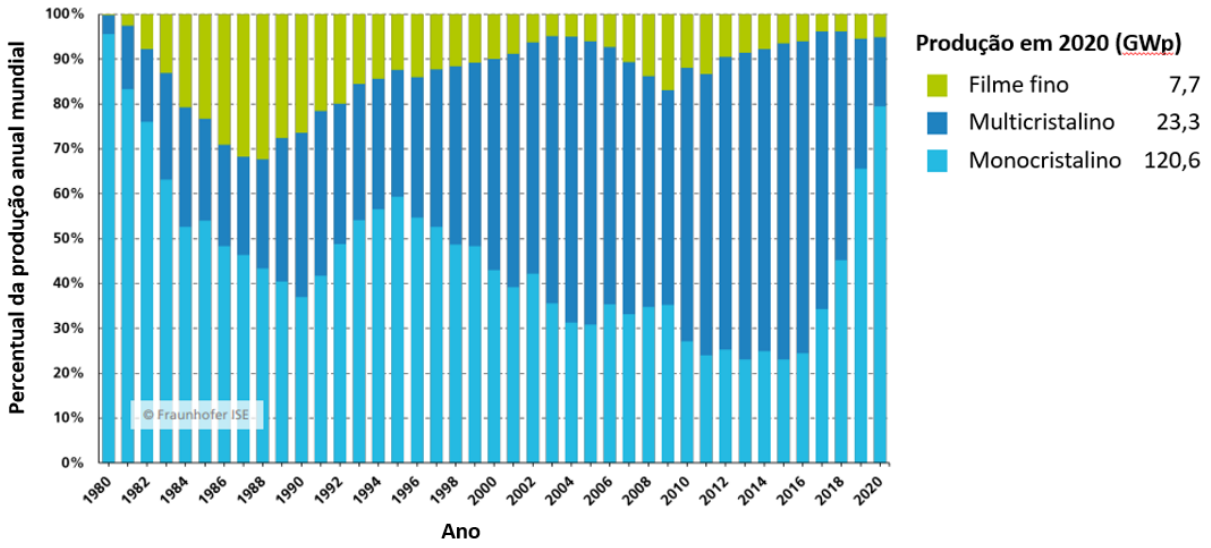


Figura 2.5 - Percentual de produção anual global das tecnologias de módulos fotovoltaicos.
Fonte: Adaptado de (FRAUNHOFER, 2021)

2.3.1. Células e Módulos de silício cristalino

A tecnologia de células e módulos FV de silício cristalino já é bastante conhecida e explorada na literatura. Esses módulos são construídos utilizando células de silício, que podem ser monocristalinas (m-Si) ou multicristalinas (p-Si). Seus processos de fabricação são bem similares, diferenciando-se, principalmente, pelo fato de a lâmina de silício conter um único ou vários cristais. Como o silício

multicristalino apresenta mais contornos de grão na lâmina que constitui a célula solar fotovoltaica individual, sua eficiência de conversão da energia é menor pelo fato de os contornos de grãos se constituírem em centros de recombinação de portadores fotogerados; em contrapartida, seu custo também é inferior, o que levou o mercado a preferir o uso desse material em relação ao silício monocristalino (SAGA, 2010). A estrutura de uma célula de silício cristalino pode ser observada na Figura 2.6.

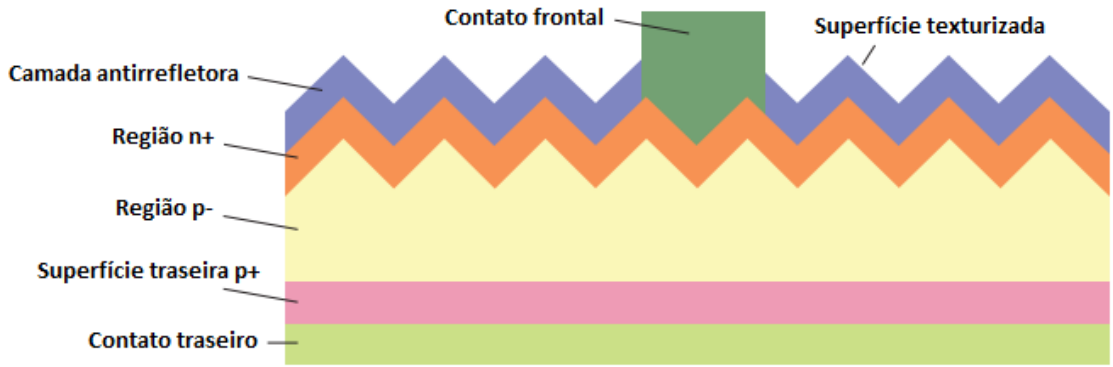


Figura 2.6 - Estrutura de uma célula FV cristalina.
Fonte: Adaptado de (SAGA, 2010).

2.3.2. Células e Módulos PERC

A tecnologia de células e módulos PERC (*Passivated Emitter and Rear Cell*) possui uma característica construtiva similar aos módulos cristalinos comuns. A diferença é que ela possui a camada contato traseira restrita a pontos locais, possibilitando a inclusão de uma camada extra de passivação (Figura 2.7).

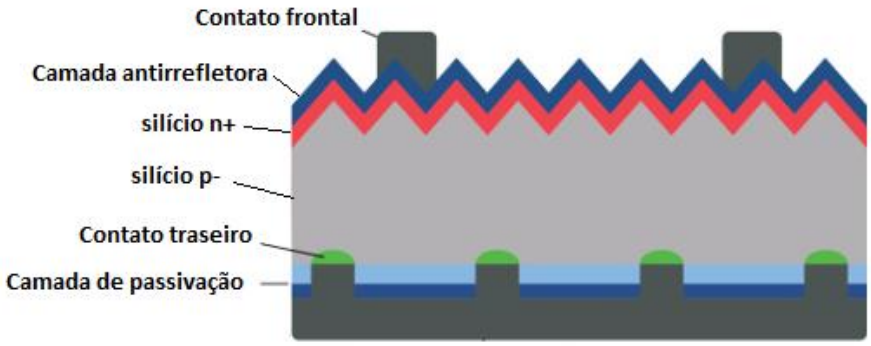


Figura 2.7 - Estrutura de uma célula FV PERC.
Fonte: adaptado de (WANG; WU, 2015).

Os módulos PERC possuem algumas vantagens em relação aos módulos tradicionais, como eficiência superior, melhor desempenho para baixos níveis de irradiância e menor coeficiente de temperatura, fazendo com que esses módulos apresentem melhor desempenho em altas temperaturas (GLUNZ *et al.*, 2002; KERSTEN *et al.*, 2017; TYAGI *et al.*, 2013).

2.3.3. Células e Módulos bifaciais

As células e módulos bifaciais são capazes de aproveitar a energia solar incidente em ambas as suas faces, aumentando a produtividade dos sistemas fotovoltaicos. Considerando um módulo com fator de bifacialidade de 92% e um albedo de 0,2 espera-se um ganho de produtividade na ordem de 10%, enquanto que para um albedo de 0,5 o ganho previsto é na ordem de 30% (JANSSEN *et al.*, 2015). A Figura 2.8 ilustra a estrutura básica de uma célula bifacial.

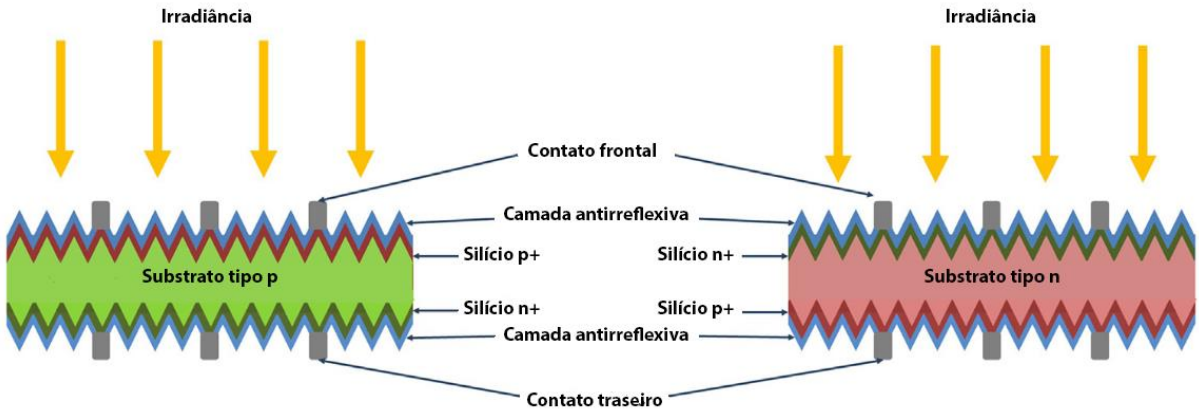


Figura 2.8 - Estrutura básica de uma célula fotovoltaica bifacial.
Fonte: Adaptado de (GUERRERO-LEMUS *et al.*, 2016).

Esse ganho depende diretamente da irradiância incidente em sua parte posterior, da topologia utilizada para instalação do sistema e da eficiência de conversão dessa energia pela parte posterior do módulo FV (GUERRERO-LEMUS *et al.*, 2016; KREININ *et al.*, 2010). Considerando um coeficiente de albedo de 20%, os ganhos de produtividade de módulos bifaciais esperados são de, aproximadamente, 15% em relação aos módulos monofaciais (RODRÍGUEZ-GALLEGOS *et al.*, 2018; SHOUKRY *et al.*, 2016).

2.3.1. Módulos de telureto de cádmio

O princípio de operação dos módulos de filmes finos é similar ao dos módulos de silício cristalino; porém, eles acabaram perdendo espaço no mercado mundial nos últimos anos em virtude de sua menor eficiência (Figura 2.9) e preço. Mesmo com essa queda, a tecnologia de filmes finos ainda vem sendo representada, principalmente, por módulos de Telureto de Cádmio (CdTe), cuja eficiência recentemente atingiu níveis comparáveis aos das tecnologias tradicionais de silício (SHARMA; JAIN; SHARMA, 2015).

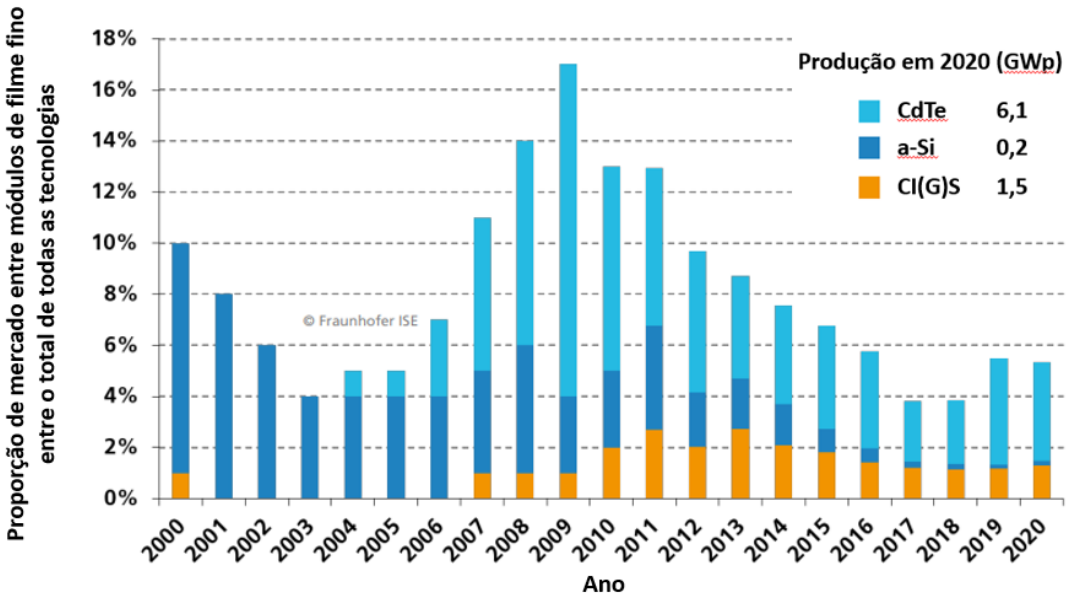


Figura 2.9 - Percentual de uso de tecnologias FV de filme fino no mercado mundial.
Fonte: Adaptado de (FRAUNHOFER, 2021).

Os módulos de CdTe se mantiveram a frente das demais tecnologias de filme fino devido ao seu maior potencial de eficiência e menor custo de produção. A tecnologia enfrenta um preconceito com relação à existência do metal pesado cádmio em sua composição; no entanto, a literatura é repleta de artigos científicos demonstrando que o composto CdTe (ao contrário do elemento isolado Cd) é estável e o seu uso em aplicações fotovoltaicas não representa um risco à saúde de pessoas ou ao meio-ambiente (CHRISTIAN HAGENDORF *et al.*, 2017; KACZMAR, 2011; ZAYED; PHILIPPE, 2009).

Investimentos vultosos em P&D fizeram com que o fabricante de módulos de CdTe dominasse o mercado de filmes finos, reportando eficiências de até 19% em

seus módulos comerciais e 21% em células de laboratório (FIRST SOLAR, 2021; LEE, T. D.; EBONG, 2017).

2.4. Estruturas de fixação

Os módulos FV necessitam ser instalados em uma estrutura firme que propicie o layout definido em projeto e uma segurança de fixação, resistente a esforços mecânicos. Levando em consideração essas estruturas, os sistemas fotovoltaicos podem ser fixos (estáticos) ou com rastreamento de um ou dois eixos (móveis). Dentre os sistemas móveis, este trabalho deu enfoque somente ao rastreador de um eixo, devido à preferência nos leilões de energia e por se mostrarem mais atrativos economicamente segundo estudos já realizados (VERÍSSIMO, 2017).

2.4.1. Sistemas fixos

Os sistemas fixos, como o próprio nome já diz, são sistemas estacionários, constituídos por estruturas de suporte que podem ser de madeira, aço galvanizado ou alumínio. Estes suportes são utilizados tanto para instalações em edificações quanto em solo. Em edificações, eles são acoplados à própria estrutura da edificação (telhado, laje ou fachada). Já os sistemas em solo apresentam estacas cravadas ou cimentadas em solo e suas estruturas metálicas formam mesas de módulos.

Para uma otimização de projeto, essas mesas são alinhadas na direção leste-oeste e orientadas ao norte verdadeiro com um desvio azimutal de 0°. A inclinação do sistema segue, geralmente, a própria latitude do local a ser instalado, podendo ter no mínimo 10° para latitudes baixas, a fim de promover uma mínima autolimpeza devido às chuvas.

Contudo, todas as características citadas anteriormente para a instalação de um sistema FV padrão podem apresentar variações, conforme a necessidade do projeto, assim como o tamanho e o número de módulos FV das mesas também podem variar. A Figura 2.10 ilustra um sistema fotovoltaico fixo.

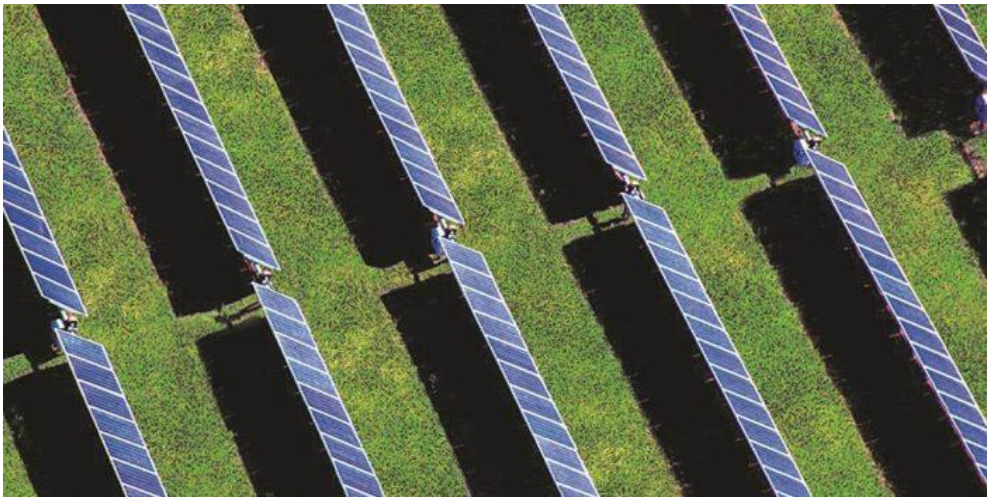


Figura 2.10 - Sistema fotovoltaico fixo composto por tecnologias de silício cristalino e filmes finos, instalado em Tubarão-SC.

2.4.2. Sistemas rastreadores de um eixo

De forma similar aos sistemas fixos em solo, os sistemas rastreadores também possuem estacas de fixação e mesas. A diferença é que eles possuem componentes mecânicos que promovem a rotação de suas mesas, com um eixo de rotação e um sistema acionador.

Geralmente seu eixo é alinhado na direção norte-sul (desvio azimutal de zero graus), proporcionando a rotação do eixo na direção leste-oeste onde, dependendo da estrutura utilizada, o acionador pode promover a rotação de apenas uma mesa (rastreadores do tipo monofileira, Figura 2.11 a) ou de diversas mesas simultaneamente (rastreadores do tipo multifileira, Figura 2.11 b).



a)



b)

Figura 2.11 - Rastreador de um eixo
a) com acionamento individual das mesas, ou monofileira – Fonte: (MECASOLAR, 2019)
b) com acionamento simultâneo de várias mesas, ou multifileiras – Fonte: (STI NORLAND, 2019).

Como os sistemas rastreadores possuem variação no ângulo de inclinação das mesas, eles podem acabar gerando perdas por sombreamento entre fileiras em certas horas do dia. Para mitigar essas perdas, pode ser utilizado um regulador adicional para realizar um controle que evita perdas no gerador FV causadas por sombreamento entre fileiras devido à inclinação da mesa adjacente. Esse controle de perdas por sombreamento é denominado de *backtracking*, que opera de forma conjunta com o sistema de rastreamento. Ao identificar essa perda, o controle de *backtracking* faz com que o sistema diminua a inclinação das mesas, comprometendo o melhor ângulo de captação do recurso solar; porém, evitando perdas maiores

provenientes do sombreamento que seria causado por uma maior inclinação (LORENZO; NARVARTE; MUÑOZ, 2011; PANICO *et al.*, 1991).

O objetivo primário dos rastreadores é otimizar a captação do recurso solar, a fim de aumentar o ganho de geração de energia do sistema FV. O percentual de ganho de sistemas rastreadores depende da aplicação específica e das condições climatológicas locais, que podem variar entre 20 a 40% de ganho de energia gerada quando comparados aos sistemas fixos (CHANG, 2009; ELDIN; ABD-ELHADY; KANDIL, 2016).

2.4.3. Disposição de módulos 1V e 2V

Independente da estrutura de fixação utilizada, o sistema pode conter diferentes quantidades de módulos em uma mesma mesa, dispostos lado a lado (horizontal) e influenciando o comprimento da mesa ou na vertical e influenciando a largura da mesa. Geralmente em sistemas fixos e rastreadores de um eixo, a quantidade de módulos dispostos na horizontal depende do desenho da usina, distribuição elétrica ou capacidade de carga da estrutura conforme informado pelo fabricante, enquanto a disposição de módulos na vertical depende da topologia da estrutura de fixação utilizada. A Figura 2.12 apresenta a diferença de um sistema rastreador de um eixo 1V e 2V

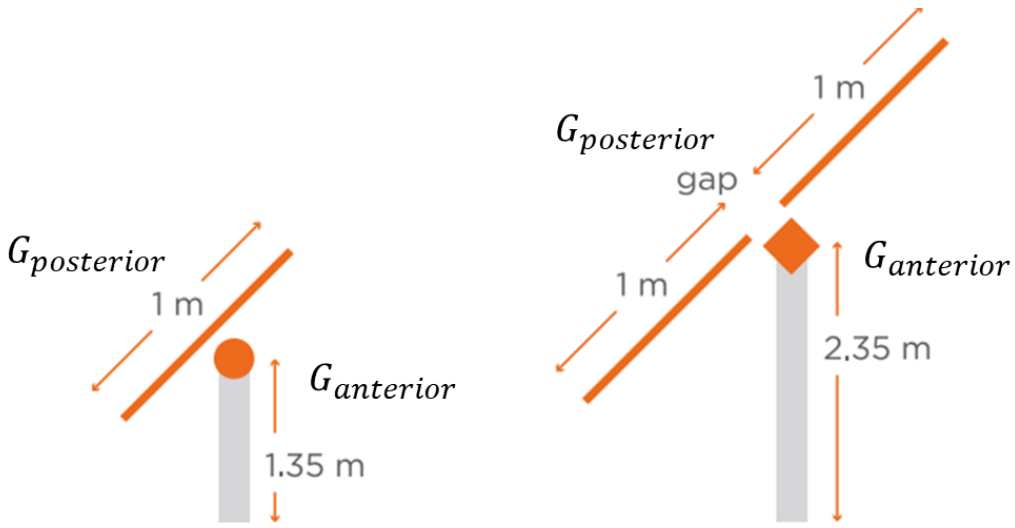
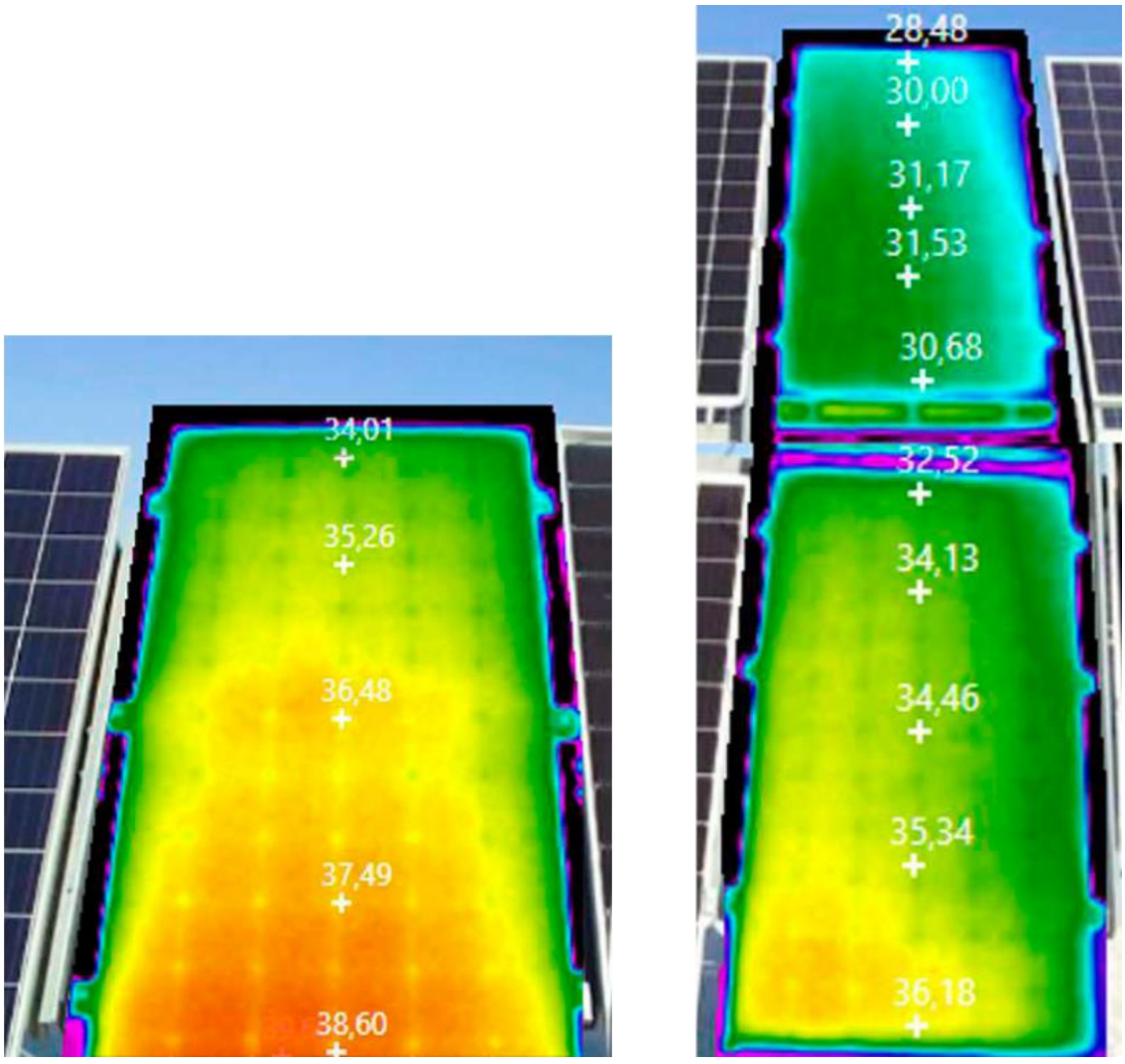


Figura 2.12 - Ilustração comparativa entre rastreador 1V e 2V.
Fonte: adaptado de (GUERRERO PÉREZ; NAVARRO BERBEL, 2019)

As diferenças técnicas entre topologias vão além da estética. Pode se observar na imagem que eixo central de rotação da mesa acaba por causar um sombreamento na parte de trás do módulo na configuração 1V, enquanto na configuração 2V existe um gap entre módulos que acomoda o espaçamento do eixo e diminui o impacto desse sombreamento.

Além disso, alguns estudos providenciados por fabricantes de rastreadores e executados através de ensaios em túnel de vento exploram a distribuição térmica nos módulos 1V e 2V. A Figura 2.13 apresenta a distribuição de temperatura entre as diferentes estruturas.



(a) (b)

Figura 2.13 - Imagem infravermelha identificando a distribuição térmica nos módulos fotovoltaicos na estrutura (a) 1V e (b) 2V
Fonte: (GUERRERO PÉREZ; NAVARRO BERBEL, 2019)

2.5. Figuras de mérito para análise de desempenho

2.5.1. *Yield* (Rendimento energético)

Esta figura de mérito, também chamada na literatura por produtividade ou rendimento energético, é definida como a geração do sistema (kWh) para um determinado período normalizada em relação à potência c.c. instalada (kWp). Isso representa a energia elétrica produzida pelo sistema por unidade de potência nominal instalada (kWh/kWp), dada pela Equação ((1). O *Yield* permite comparar diferentes sistemas fotovoltaicos utilizando diferentes topologias, desde que esses sistemas estejam instalados em um mesmo local; pois, para que essa comparação seja válida, eles necessitam de uma mesma referência de G_{HOR} (KYMAKIS; KALYKAKIS; PAPAZOGLOU, 2009; MARION *et al.*, 2005).

$$\text{Yield} = \frac{\text{E}}{P_{c.c.}} \tag{1}$$

Onde:

Yield: Rendimento energético, ou produtividade do sistema FV

E: Energia total gerada (kWh) pelo sistema, durante o período de análise

$P_{c.c.}$: Potência nominal instalada do sistema FV (kWp)

2.5.2. Taxa de desempenho (PR)

O desempenho de um sistema fotovoltaico é tipicamente medido pelo coeficiente ou taxa de desempenho (consagrado na literatura especializada pelo termo em inglês "*Performance Ratio*" – PR), que é definido como a relação entre o desempenho real do sistema e o desempenho máximo teórico possível. A PR é um parâmetro muito utilizado, pois permite comparar sistemas FV instalados em locais e/ou orientações diferentes e avalia a geração de energia elétrica levando em consideração a potência real do sistema sob condições de operação. A PR contabiliza todas as perdas envolvidas no sistema, como perdas por queda de tensão, devido à resistência elétrica de condutores e conectores, além das perdas por sujeira, eficiência do inversor, temperatura de operação dos módulos FV, entre outras. A eficiência dos módulos – e o consequente desempenho do sistema – é afetada negativamente pelo

aumento da temperatura de operação (KYMAKIS; KALYKAKIS; PAPAZOGLOU, 2009; MARION *et al.*, 2005; SKOPLAKI; PALYVOS, 2009b, 2009a).

A PR ainda pode ser subdividida entre a *Performance Ratio* c.c. ($PR_{c.c.}$), que como o nome indica, utiliza os dados medidos na parte c.c. do sistema, ou seja, não leva em consideração as perdas por eficiência do inversor; e a *Performance Ratio c.a.* ($PR_{c.a.}$), que leva em consideração todas as perdas, sendo a $PR_{c.a.}$ normalmente utilizada na avaliação do desempenho de um gerador solar fotovoltaico como um todo. Além da $PR_{c.c.}$ e $PR_{c.a.}$

2.5.3. Fator de capacidade (FC)

Este indicador adimensional representa a relação entre a produção efetiva de uma usina de geração de energia elétrica e a máxima produção possível de energia, operando continuamente em capacidade nominal no mesmo período analisado, tipicamente um ano (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2016). Assim, o fator de capacidade pode ser calculado pela Equação (2).

$$FC = \frac{E_{ef}}{E_{máx}} \quad (2)$$

Onde:

FC: Fator de capacidade (adimensional);

E_{ef}: Energia efetivamente produzida pela usina, geralmente no período de um ano (MWh), considerando a taxa de desempenho do sistema;

$E_{máx}$: Energia máxima teoricamente possível de ser produzida caso a usina operasse sempre (nas 8760 horas do ano) em potência nominal, considerando o mesmo período da E_{ef} (MWh), desconsiderando a taxa de desempenho do sistema.

2.6. Perdas nos sistemas FV

Alguns fatores interferem no desempenho final dos sistemas fotovoltaicos. Essas interferências são caracterizadas com perdas e são refletidas na geração final de energia.

2.6.1. Perdas por sombreamento

As perdas por sombreamento podem ser causadas por três fatores. São eles: sombreamento do horizonte, sombreamento por objetos e sombreamento entre fileiras (ASEF *et al.*, 2019).

O sombreamento do horizonte é causado por montanhas, vales e objetos muito distantes do sistema em questão, que estão na trajetória solar e afetam a disponibilidade solar no início, ao nascer do sol, ou no fim do dia, ao pôr do sol (GLUCHY; KURZ; TRZMIEL, 2014).

Perdas por sombreamento de objetos próximos são muito comuns em sistemas fotovoltaicos, pois são provenientes de estruturas localizadas no entorno do empreendimento, como edificações, postes, vegetação etc. Já as perdas por sombreamento entre fileiras são causadas pelas próprias mesas de módulos fotovoltaicos que projetam sombra nas mesas seguintes (BRECL; TOPIČ, 2011; LORENZO; NARVARTE; MUÑOZ, 2011). Essa última pode estar associada a erro de projeto ou a uma limitação de espaço disponível para construção, que acaba por promover espaçamentos pequenos entre fileiras. Esse espaçamento entre fileiras (também denominado de *pitch*) pode ser representado nos sistemas fotovoltaicos como taxa de ocupação do terreno (GCR – *Ground Coverage Ratio*), que é definido como a relação entre a largura total da mesa fotovoltaica e o *pitch* entre mesas. Ou seja, o GCR pode variar de 0% (mesas mais afastadas) a 100% (mesas mais próximas).

As perdas por sombreamento causadas por objetos e entre fileiras podem ser mitigadas durante o projeto, otimizando o layout do sistema de forma a evitar pontos com sombreamento, variando-se altura, inclinação, desvio azimutal e distanciamento entre fileiras e objetos. Já o sombreamento do horizonte depende quase que exclusivamente do local onde o sistema será instalado, pois elevar a estrutura de suporte dos módulos (mesas) para evitar esta situação certamente levará a um custo superior ao valor da energia adicional a ser obtida por esta solução.

2.6.2. Perdas por temperatura

As perdas por temperatura em sistemas fotovoltaicos são, muitas vezes, consideradas como as mais impactantes para o desempenho do sistema. A temperatura tem uma relação inversa com a eficiência do módulo, ou seja, módulos

FV possuem um coeficiente negativo de temperatura sobre a potência em função do aumento de temperatura na junção p-n das células FV que os compõem (SKOPLAKI; PALYVOS, 2009b, 2009a). Na literatura, diversos modelos de estimativa da temperatura do módulo FV em função da irradiância, temperatura ambiente e velocidade do vento são propostos e avaliados (MORA SEGADO; CARRETERO; SIDRACH-DE-CARDONA, 2015). O PVsyst®, software bastante conhecido para simulação de sistemas fotovoltaicos utiliza uma variação do modelo de Ross (ROSS, 1976).

2.6.3. Perdas por Sujeira

Após irradiância e temperatura, o acúmulo de sujeira (na literatura especializada referido pelo termo inglês *soiling*) pode ser considerado como o terceiro fator ambiental mais importante no impacto do valor da potência produzida por um sistema solar fotovoltaico. As perdas por acúmulo de sujeira podem ser definidas como a redução da irradiação solar efetiva devido à absorção, dispersão e reflexão causadas por contaminantes presentes na superfície do módulo FV (SINHA *et al.*, 2014).

Embora o principal efeito seja a atenuação da irradiância, esta é tipicamente causada por acúmulos uniformes de pó, poeira ou material particulado resultante de queimadas (MAGHAMI *et al.*, 2015; ZORRILLA-CASANOVA *et al.*, 2012). Em regiões com predominância de ventos fortes, muitas vezes a sujeira é depositada de maneira não uniforme (NASCIMENTO *et al.*, 2016), como mostra a Figura 2.14, criando além da característica de atenuação da irradiância, descasamentos elétricos (*mismatching*), aumentando expressivamente as perdas por sujeira (LORENZO; MORETÓN; LUQUE, 2014). A deposição de sujeira não uniforme pode prejudicar o desempenho de módulos FV com moldura em sistemas com rastreamento; contudo, módulos FV instalados em sentido “paisagem” são menos afetados por esta característica (HICKEL *et al.*, 2016).



Figura 2.14 (Esquerda) – Perfil não uniforme de distribuição de sujeira em módulos FV causado por forte incidência de ventos. (Direita) – Acúmulo de sujeira nas bordas (edge soiling), causado pela rotação Leste-Oeste de seguidores de 1-eixo.
Fonte: (HICKEL *et al.*, 2016)

O impacto das perdas provenientes por sujeira é atenuado após a incidência de chuva. A Figura 2.15 ilustra a contribuição de chuvas para a autolimpeza de sistemas fotovoltaicos.

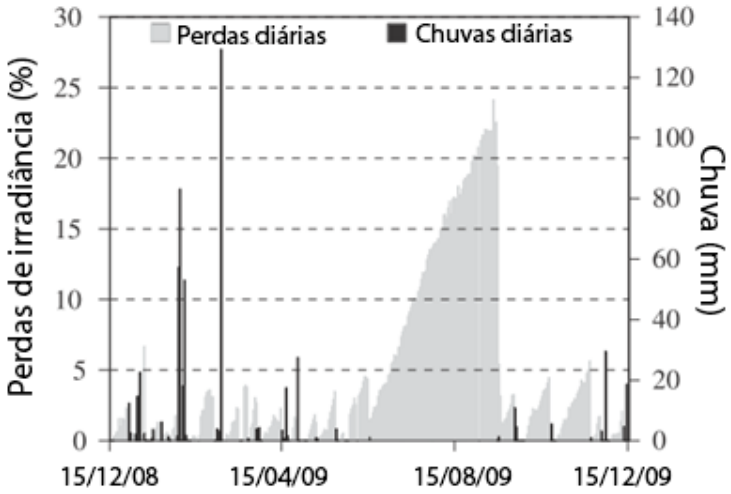


Figura 2.15 - Relação entre perdas causadas por sujeira e chuva em uma célula de referência.
Fonte: Adaptado de (ZORRILLA-CASANOVA *et al.*, 2012).

Observa-se que, mesmo com a incidência de chuvas fracas, ocorre a autolimpeza do sistema, diminuindo as perdas provocadas pelo acúmulo de sujeira. Vale destacar também o período do mês de agosto de 2009, que não ocorreu precipitação, sendo necessária a limpeza manual do sistema para atenuação dessas perdas.

A sujeira também proporciona diferentes impactos dependendo da tecnologia FV utilizada. À medida que a densidade de poeira é aumentada sob uma célula FV de

diferentes tecnologias, as perdas elétricas também aumentam, com impacto ligeiramente superior para as tecnologias de silício amorfo (a-Si) e telureto de cádmio. Isto está relacionado ao maior *band-gap* destas tecnologias quando comparadas ao silício cristalino tradicional, que possuem efetiva resposta espectral entre 300 e 800nm, na qual a transmitância espectral dos vidros de cobertura, em função da poeira, decresce mais rapidamente que em comprimentos de onda maiores (QASEM *et al.*, 2014).

Os estudos de perdas elétricas apresentados na literatura dependem principalmente da metodologia utilizada para sua avaliação, do tipo de sistema FV e do local onde este encontra-se instalado.

2.6.4. Efeitos do ângulo de incidência da radiação solar (IAM – *Incidence Angle Modifier*)

O efeito do ângulo de incidência, também chamado de IAM (*Incidence Angle Modifier*) corresponde à redução da irradiância que efetivamente incide sobre a superfície do módulo FV, em relação à irradiância normal ao plano, devido às reflexões que acontecem no vidro do módulo FV principalmente quando a incidência solar não é perpendicular ao plano do módulo FV.

Existem diversos modelos analíticos que permitem descrever o fator IAM. O software PVsyst®, permite a utilização de alguns e, entre eles, o modelo considerado padrão é o de ASHRAE 93-77 (ASHARE, 1985). Este modelo, apresentado na Equação (3), depende de um único parâmetro (b0) para representar as perdas por reflexão no vidro do módulo FV.

$$F_{IAM} = 1 - b_o \left(\frac{1}{\cos(i)} - 1 \right) \quad (3)$$

Onde:

i = ângulo de incidência no plano;

b_0 = Coeficiente de modificação do ângulo de incidência.

A vantagem do modelo de ASHRAE é a simplicidade de um único parâmetro para determinar as perdas de reflexão. O software PVsyst® utiliza um valor padrão de

coeficiente b0; contudo essa simplificação muitas vezes é pouco precisa para representar módulos FV com camadas antirreflexo, vidros texturizados e outros melhoramentos que permitem capturar mais luz em ângulos de incidência mais acentuados (DYNGE; STOVELAND, 2013).

2.6.5. Efeitos do espectro solar no desempenho do dispositivo FV

Quando expostos à radiação solar, os módulos fotovoltaicos podem apresentar melhores ou piores eficiências de acordo com o espectro de luz recebido. Diferentes tecnologias de módulos fotovoltaicos possuem diferentes faixas de respostas espectrais devido, particularmente, ao material que o compõe. A Figura 2.16 apresenta as respectivas faixas de resposta espectral para cada tecnologia de módulo FV.

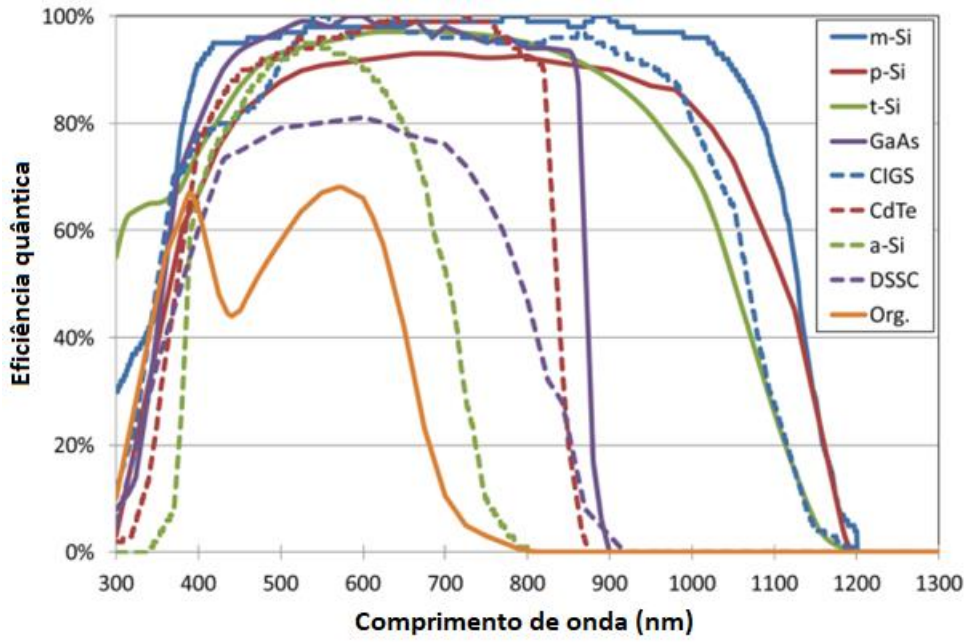


Figura 2.16 - Resposta espectral para diferentes tecnologias fotovoltaicas.
Fonte: adaptado de (MINNAERT, 2014).

Devido ao elevado custo e complexidade de manutenção e aquisição de dados, espectrorradiômetros são pouco disponíveis, sendo que no Brasil não existem muitos equipamentos realizando medições de longo prazo para caracterização espectral do território nacional. Modelos de simulação para sistemas FV tampouco representam com fidelidade as perdas/ganhos espectrais, muitas vezes negligenciando esta perda devido à dificuldade de modelar a dinâmica atmosférica e seu impacto no espectro

solar (DUCK; FELL, 2015). Para estes cenários uma alternativa utilizada é obter uma representação espectral de um local utilizando modelos de transferência radiativa (MYERS; GUEYMARD, 2004), a partir de dados atmosféricos provenientes de satélite (AMILLO *et al.*, 2015). Utilizando esta metodologia, espectros característicos foram definidos para o Brasil, incluindo localidades da região nordeste (HAAG; KRENZINGER, 2016).

2.6.6. Perdas por irradiância

A irradiância solar é o mais importante parâmetro que influencia o desempenho do sistema FV. Quando módulos FV são testados em laboratório, sua eficiência é medida sob irradiância de 1000W/m², que equivale à irradiância típica de um dia claro sem nuvens ao redor do meio-dia. Apesar de grande parte da energia de um sistema FV ser gerada em altos níveis de irradiância (BURGER; RÜTHER, 2006), dependendo da época do ano e índice de nebulosidade, baixas irradiâncias podem ter grande influência no desempenho do sistema FV (RÜTHER *et al.*, 2010). Esta característica do módulo FV é chamada de *weak light performance* ou *low light performance* (REICH *et al.*, 2005) e representa a eficiência do módulo para valores baixos de irradiância.

2.6.7. Degradação anual de potência do módulo FV

Módulos FV possuem garantias contra defeitos de fabricação que normalmente são oferecidas em contratos de 5 a 10 ou até 12 anos. As garantias de produto estão relacionadas a microtrincas, trincas e rachaduras nos vidros, descolamento da caixa de conexão, delaminação das camadas encapsulantes etc. Além da garantia do produto, os fabricantes fornecem garantias quanto à potência do módulo FV. Tipicamente, é garantido pelo fabricante do módulo FV que a potência nominal do módulo deverá ter redução linear ao longo dos anos, onde é garantida uma degradação de cerca de 0,5% (0,2% em alguns fabricantes) ao ano em sua potência nominal por até 30 anos.

A degradação dos módulos FV não é idêntica para todas as tecnologias, assim como está bastante relacionada ao clima onde o sistema encontra-se instalado. Para módulos de silício cristalino, um levantamento realizado em 1751 sistemas FV, mostrou que a mediana de degradação para esta tecnologia é de cerca de 0,5% ao

ano (JORDAN; KURTZ, 2013). O Brasil é carente de literatura disponível nesse tema, mas algumas poucas avaliações de longo prazo disponíveis mostraram índices de redução de desempenho entre 0,5% e 0,7% ao ano, valores compatíveis com as médias internacionais (DA FONSECA *et al.*, 2020; NASCIMENTO, L. R. d.; RÜTHER, 2014).

2.6.8. Perdas por degradação induzida (PID e LID)

A degradação induzida por potencial (na literatura especializada referido pelo termo *Potential Induced Degradation* - PID) é um fenômeno que acomete principalmente módulos FV de silício cristalino, levando a uma redução gradual de potência do módulo FV. Esta característica está associada com a presença de íons de sódio no vidro frontal do módulo FV e a migração destes íons em virtude de potenciais elétricos relativamente elevados impostos pelo inversor do sistema FV (PINGEL *et al.*, 2010). Em regiões úmidas, com elevada temperatura de operação do módulo FV, esta característica pode se acentuar em virtude do impacto da umidade nas correntes de fuga do gerador FV (HOFFMANN; KOEHL, 2014). De modo a garantir a estabilidade do módulo FV nestas condições, fabricantes tipicamente submetem seus módulos FV a testes elétricos de maneira a garantir a resistência do dispositivo ao efeito PID. Módulos FV que apresentarem redução de potência menor que 5% são considerados resistentes a PID (IEC62804-1, 2015).

Já a degradação induzida por luz (LID – *Light Induced Degradation*) é um fenômeno apresentado por células de silício cristalino que, quando expostas à luz por uma longa duração, sofrem uma degradação inicial e, consequentemente, uma queda de desempenho (GOSTEIN; DUNN, 2011). A LID é geralmente atribuída a um defeito na lâmina de silício devido à presença de íons de oxigênio no dopante de boro (SOPORI *et al.*, 2012). Essa degradação ocorre de forma mais acentuada em módulos m-Si do que em módulos p-Si (MUNOZ; CHENLO; ALONSO-GARCÍA, 2011; SOPORI *et al.*, 2012).

2.6.9. Perdas por descasamento de corrente (Mismatching)

O *mismatch*, ou descasamento, é uma das principais formas de perda de energia na conexão em série de um sistema FV. Estas perdas ocorrem devido à associação

em série de células FV ou de módulos com parâmetros elétricos (principalmente a corrente) diferentes. O *mismatch* faz com que as células ou módulos FV não operem em seu ponto de máxima potência ao serem associados em série. Com isso, eles são penalizados, operando conforme a célula ou módulo de menor desempenho, o que acarreta em uma diminuição no desempenho geral do sistema (FORNIÉS *et al.*, 2013).

2.6.10. Perdas de sobrecarregamento no inversor

Devido ao coeficiente negativo de temperatura sobre a potência das tecnologias FV, a potência do módulo FV sofre redução com o aumento de temperatura. Desta forma, mesmo quando as irradiâncias são próximas de 1000W/m², a potência do arranjo dificilmente se aproxima de sua potência nominal, sendo esta característica mais intensa para módulos de silício cristalino. Esta característica física do dispositivo, associada à otimização econômica do sistema, leva à recomendação de se subdimensionar os inversores do sistemas FV, devendo o dimensionamento levar em conta a tecnologia FV utilizada além dos parâmetros climáticos locais (temperatura e distribuição da radiação solar) (BURGER; RÜTHER, 2006; DESCHAMPS; RÜTHER, 2019; KRATZENBERG *et al.*, 2014).

Assim, o Fator de Carregamento do Inversor (FCI) é um aspecto importante que influencia a $PR_{c.a.}$ Este carregamento é calculado como sendo a razão entre a potência de pico instalada do gerador FV e a potência nominal de saída do inversor (c.a.) e pode ser calculado conforme a Equação (4).

$$FCI = \frac{P_{c.c.}}{P_{c.a.}} \tag{4}$$

Onde:

FCI: Fator de carregamento do inversor (adimensional);

$P_{c.c.}$: Potência nominal em c.c. do sistema fotovoltaico (kWp).

$P_{c.a.}$: Potência nominal de saída do inversor, em c.a. (kW);

Em situações em que a potência do gerador FV ultrapassa a potência máxima de entrada do inversor, independente da potência do painel, a corrente de saída do inversor é sempre limitada ao seu valor máximo. Nestas situações quando o painel FV tem potência superior à potência do inversor, o inversor modula seu ponto de MPPT de modo a não ultrapassar os seus limites máximos de potência (Figura 2.17), estando o módulo FV, neste momento, em um ponto da curva IxV que não será o ponto ótimo de operação (MACÊDO; ZILLES, 2007).

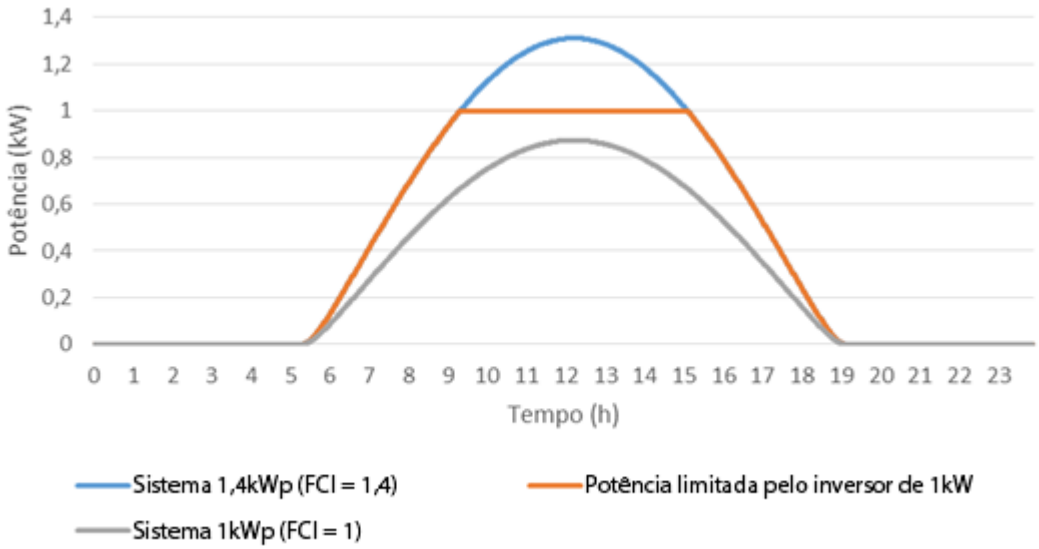


Figura 2.17 - Comparação de diferentes FCIs

Mesmo com esta limitação da potência c.c., é recomendado o sobrecarregamento do inversor dentro de uma certa faixa de valores (FDI = 1,0 a 1,6), dependendo de condições meteorológicas e de instalação dos módulos, que influenciam diretamente no nível de radiação solar incidente no plano coletor (BURGER; RÜTHER, 2006; DESCHAMPS; RÜTHER, 2019; MACÊDO; ZILLES, 2007).

O FCI é um dos parâmetros que mais variam no processo de dimensionamento de uma usina fotovoltaica, pois declaração de potência da UFV é feita durante a solicitação do Despacho de Requerimento de Outorga (DRO) ANEEL. Assim, dependendo do preço do módulo, os desenvolvedores variam a potência de módulos instalada com o objetivo de ter o melhor LCOE, mas também uma maior energia gerada pela usina.

As simulações para obter o FCI ideal do inversor FV são geralmente feitas através de softwares que utilizam base horária de dados de irradiação solar. Para este tipo de avaliação, simulações em base horária são insuficientes e inadequadas para estimar as perdas do inversor (RANSOME; FUNTAN, 2005) levando a subestimativas dos resultados de perdas encontrados (BURGER; RÜTHER, 2006, DESCHAMPS & RÜTHER, 2019).

Em virtude desta limitação da simulação em base horária, a estimativa de perdas por sobrecarregamento do inversor pode ser realizado através de cálculos, utilizando como referência dados solarimétricos em uma maior resolução temporal.

Assim, as perdas por sobrecarregamento do inversor podem ser calculadas utilizando as seguintes variáveis:

- *Performance Ratio c.c.* ($PR_{c.c.}$);
- Potência nominal do sistema fotovoltaico ($P_{c.c.}$);
- Potência máxima do inversor (P_{max});
- Irradiância no plano dos módulos;
- Fator de carregamento do inversor (FCI).

A partir das variáveis de entrada a Equação (5) é utilizada para cálculo da potência na saída do inversor, onde a perda por sobrecarregamento é definida pela Equação (6).

$$Pca = \frac{PRca * Irradiancia * PotNomFV}{1000} \tag{5}$$

$$\begin{gathered} Se\ Pcca > Pmax, então\ Perda = Pca - Pmax, \\ Se\ Pca \leq Pmax, então\ Perda = 0 \end{gathered} \tag{6}$$

A Figura 2.18 – Esquerda ilustra uma curva sintética de potência de um inversor em função dos níveis de irradiância. É possível observar a limitação do inversor para níveis de irradiância superiores a aproximadamente 1200W/m². A Figura 2.18 – Direita ilustra as curvas sintéticas de potência para um sistema FV com rastreamento de um eixo para diversos carregamentos.

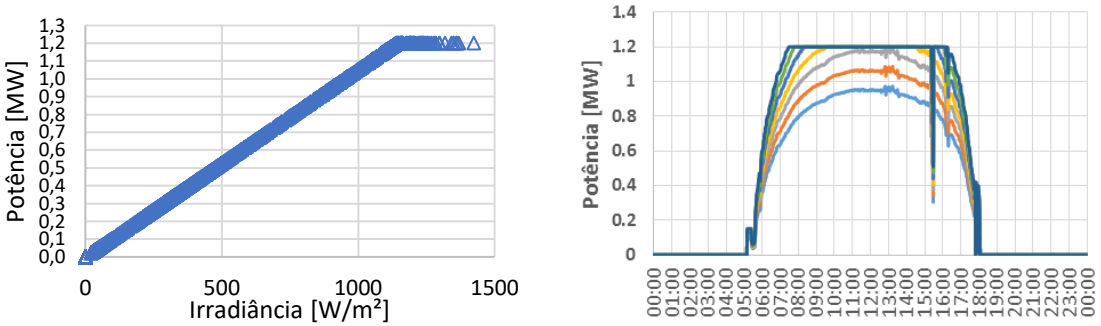


Figura 2.18 - (Esquerda) – Curva sintética de potência do inversor em função da irradiância. (Direita) - Curvas sintéticas de potência para um sistema FV com rastreamento de um eixo para diversos FCI.

2.6.11. Perdas elétricas nos condutores c.c. e c.a.

As perdas elétricas nos condutores elétricos são causadas pela resistência intrínseca do material, comprimento e seção circular associada aos condutores. Estas perdas são geralmente associadas à queda de tensão e efeito Joule e são calculadas de forma que os cabos tenham capacidade de suportar a corrente elétrica. Tipicamente são definidos valores de perdas no cabeamento de 1,5% ou menos.

2.6.12. Perdas Elétricas até o ponto de conexão e consumo interno

O consumo interno de uma UFV é contabilizado como o montante da energia elétrica consumida no próprio empreendimento, não sendo injetada no sistema. As perdas elétricas até o ponto de conexão são associadas às perdas dos transformadores, inversores, limitação de potência, cabeamento em corrente alternada e consumo proveniente do acionamento dos rastreadores da UFV.

2.6.13. Indisponibilidade (TEIF + TEIP)

A confiabilidade associada aos geradores FV envolve todos os componentes do sistema, sejam eles: módulos FV, rastreadores solares, condutores, caixas de junção, inversores, dispositivos de proteção e sistemas de aquisição de dados. Todos estes itens são sujeitos a falhas e sua vida útil está muito relacionada às características climáticas de onde estes se encontram instalados, além das influências elétricas do próprio sistema FV, como da rede elétrica.

Diversos parâmetros de OM&R (Operação, Manutenção e Reposição) utilizados no dimensionamento e análise econômica dos sistemas FV são tipicamente fornecidos pelos fabricantes dos equipamentos que normalmente se amparam em

testes de MTBF - *Mean Time Between Failures* (Tempo Médio Entre Falhas) para prever a frequência de falhas de seus produtos, além dos resultados apresentados na literatura. As perdas associadas à indisponibilidade podem tipicamente ser classificadas como Taxa Equivalente de Indisponibilidade Programada (TEIP), quando estas ocorrem em virtude de manutenções programadas da usina FV, ou Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada (TEIF), quando estas ocorrem em virtude de falhas ou interrupções de emergência.

Uma avaliação em 350 Usinas FV operadas pela empresa SunEdison, revelou que aproximadamente 8% das perdas de energia associadas à indisponibilidade são associadas a manutenções programadas, enquanto 92% são associadas a falhas nos equipamentos que compõem o sistema FV. A indisponibilidade média associada a paradas programadas ou forçadas foi de aproximadamente 0,5% para o período de um ano (GOLNAS, 2013).

Usinas localizadas no deserto do Arizona – Estados Unidos, operadas diariamente pela concessionária de energia local, também mostraram indisponibilidade máxima para um período de cinco anos de aproximadamente 0,5% ao ano (MOORE; POST, 2008).

Em avaliações realizadas em 202 sistemas FV instalados em Taiwan, taxas de indisponibilidade quando comparadas com o tempo de atuação para corrigir o problema, mostraram que sistemas com monitoramento em tempo real e equipes locais de manutenção (tempo médio para reparos menor que três dias) podem apresentar taxa equivalente de indisponibilidade em torno de 0,5% ao ano (HUANG *et al.*, 2011).

2.7. Custo nivelado da energia (LCOE)

A metodologia do custo nivelado da energia é bastante utilizada para obter o custo efetivo de diferentes fontes de geração de energia elétrica. O cálculo do LCOE é uma relação entre todos os custos contabilizados durante o período de vida útil do sistema e a receita, sendo representada pela energia total gerada durante este mesmo período. Essa métrica permite comparar diferentes tecnologias e fontes de energia elétrica, com diferentes tempos de vida útil, diferentes tamanhos, capacidades instaladas e diferentes custos de investimento inicial, de riscos, e de retorno

(BORTOLINI; GAMBERI; GRAZIANI, 2014; BRANKER; PATHAK; PEARCE, 2011; SAID; EL-SHIMY; ABDELRAHEEM, 2015).

O LCOE pode ser calculado utilizando a Equação (7):

$$LCOE = \frac{C_0 + \sum_{t=1}^{T} \frac{C_t * (1+i)^t}{(1+j)^t}}{\sum_{t=1}^{T} \frac{E_t * (1+d)^t}{(1+j)^t}} \quad (7)$$

Onde:

t: período considerado, onde T é tempo máximo de vida útil do empreendimento;

C_t: custos do empreendimento no período t;

i: inflação considerada;

E_t: energia gerada pelo empreendimento no período t;

d: degradação do sistema FV;

j: taxa de desconto, onde pode ser considerada a TMA.

Para os sistemas FV os maiores custos estão no investimento inicial do sistema, pois os custos de operação e manutenção são relativamente baixos, aproximadamente 1% do investimento inicial (NAKABAYASHI, 2014).

O resultado dessa métrica representa o preço em que a energia gerada pelo sistema deve ser comercializada, com base nas premissas econômicas que foram definidas. Por isso, ao se utilizar o LCOE, principalmente para modelagem comparativa de sistemas fotovoltaicos, é importante que todos os parâmetros que afetem o sistema sejam devidamente modelados e justificados durante uma análise técnica, pois esse output é justamente o montante de geração de energia que irá representar a receita do projeto (BRANKER; PATHAK; PEARCE, 2011).

3. Método

Neste capítulo é apresentado o método utilizado nesta tese para atingir o objetivo principal. A principal característica do estudo é o uso de várias formulações e composições de usinas solares fotovoltaicas, com a simulação de seu desempenho para obtenção de parâmetros técnicos para análises comparativas entre as várias soluções propostas. Com isso, são identificadas e apresentadas todas as eventuais perdas nos cenários considerados. Os processos utilizados estão apresentados no fluxograma da Figura 3.1.

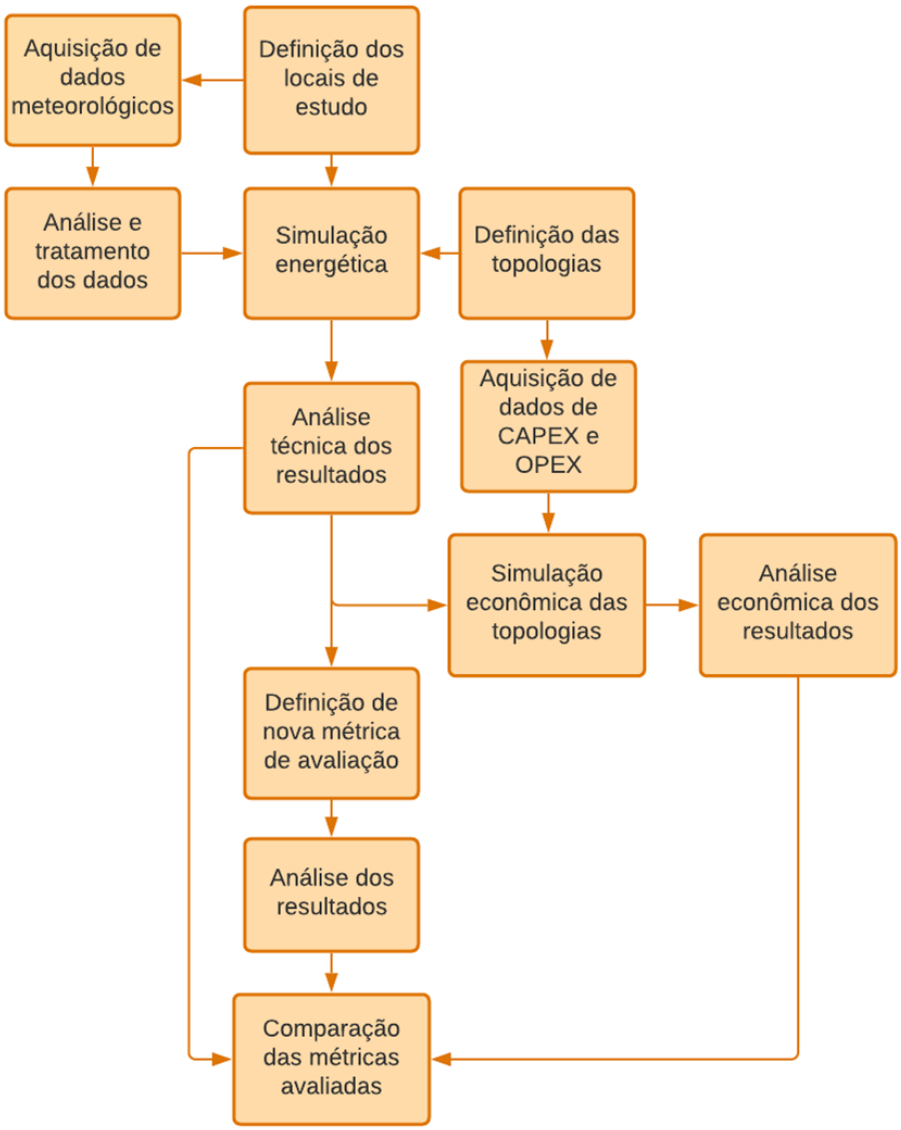


Figura 3.1 - Fluxograma dos processos realizados neste trabalho.

3.1. Definição dos locais a serem avaliados

O trabalho tem por objetivo a criação de uma nova métrica de avaliação de sistemas fotovoltaicos e, para tanto, houve uma intenção de criar dependência com o local de aplicação. Assim, para avaliação e comparação das métricas a serem aqui utilizadas, se faz necessária a aplicação em diferentes condições para que os resultados sejam analisados e comparados em cenários diversos.

Para a escolha das localidades de estudo foi adotado o critério de sete capitais do Brasil, priorizando latitudes mais espaçadas, de forma a abranger a ampla extensão de latitude do território brasileiro. Optou-se por priorizar a variação da latitude para avaliar o impacto da altura solar nos resultados de diferentes topologias.

As sete capitais consideradas estão apresentadas na Tabela 1, juntamente com suas respectivas coordenadas geográficas e o valor de H_{HOR} em média diária. Para facilitar a visualização da distribuição dos pontos de estudo definidos, a Figura 3.2 apresenta a localização no mapa.

Tabela 1 – Locais de avaliação definidos.

	Estado	**Cidade**	**Latitude**	**Longitude**	**H_{HOR}**
1	Amapá	Macapá	0.04	-51.07	4,85
2	Rio Grande do Norte	Natal	-5.78	-35.20	5,68
3	Sergipe	Aracaju	-10.95	-37.07	5,48
4	Mato Grosso	Cuiabá	-15.60	-56.10	5,12
5	Minas Gerais	Belo Horizonte	-19.92	-43.94	5,14
6	Paraná	Curitiba	-25.43	-49.27	4,15
7	Rio Grande do Sul	Porto Alegre	-30.03	-51.22	4,41



Figura 3.2 - Distribuição dos sete locais (pontos) de estudo.
Fonte: (GOOGLE EARTH, 2022)

3.2. Aquisição e tratamento de dados

Com os locais definidos, foram adquiridos dados meteorológicos de irradiação global horizontal disponibilizados pelo INPE para cada coordenada geográfica estabelecida. Para tanto, foram implementadas rotinas de modo a automatizar a geração das séries históricas e garantir a consistência dos dados. As séries possuem resolução temporal de 30 minutos e compreendem o período de 2006 a 2015.

Cada série anual foi separada em um arquivo individual para cada localidade, resultando assim em 10 arquivos (10 anos) por localidade e um total de 70 arquivos de dados de irradiação global horizontal.

Esses dados foram utilizados para a finalidade de criar um banco de dados a ser utilizado nas simulações de desempenho dos sistemas fotovoltaicos

Os dados adquiridos possuem incertezas associadas ao cálculo da irradiação global horizontal. Para o banco de dados do atlas utilizado, as incertezas e caracteristicas associadas à série de dados da irradiação global horizontal são apresentadas a seguir:

- Incerteza anual GHI: 5,1%
- Periodo dos dados GHI: 2016-2015
- Fonte dos dados GHI: Modelo de transferência radiativa (Brasil-SR) derivado de satélite (GOES)
- Resolução espacial: 3 x 5 km
- Resolução temporal: 30min

3.3. Definição das topologias

Para aplicação dos estudos aqui realizados, se fez necessário definir previamente as topologias a serem consideradas, que são apresentadas na Tabela 2: O uso de inversor central foi adotado como forma de simplificação para as simulações.

Tabela 2 - Definição das topologias de estudo.

Topologia	Sistema de fixação	Módulo	Módulos V*	Inversor
1	Fixo	p-Si monofacial	2V	Central
2	Fixo	CdTe	2V	
3	Rastreamento de um eixo	p-Si monofacial	1V	
4	Rastreamento de um eixo	p-Si monofacial	2V	
5	Rastreamento de um eixo	CdTe	1V	
6	Rastreamento de um eixo	CdTe	2V	
7	Rastreamento de um eixo	m-Si bifacial	1V	
8	Rastreamento de um eixo	m-Si bifacial	2V	

3.4. Modelo de transposição para o plano dos módulos

A transposição para o plano inclinado dos módulos foi feita para dois cenários diferentes. Um considerando módulos fixos, inclinados de acordo com a latitude do local e ângulo azimutal de 0°, e outro considerando módulos acoplados a sistemas rastreadores de um eixo e ângulo de abertura de rotação de -55º a +55º, onde o eixo fica na horizontal e possui um desvio azimutal de 0° (ou seja, eixo posicionado na direção Norte-Sul com rastreamento Leste-Oeste).

Neste trabalho, o modelo de transposição da irradiação difusa para o plano inclinado utilizado foi o modelo de Perez (PEREZ *et al.*, 1990).

3.5. Avaliação de ganho espectral para a tecnologia CdTe

Como a resposta espectral dos módulos de filmes finos de telureto de cádmio é diferente da de silício cristalino, é necessário levar em conta o fator espectral das localidades avaliadas. Isso pode representar ganhos/perdas espectrais desta tecnologia em relação às demais, tendo em vista que a distribuição espectral da radiação solar no Brasil é mais voltada ao azul do que o espectro padrão ASTM G-0173 (BRAGA; NASCIMENTO; RÜTHER, 2019; HAAG, 2012).

Para isso, são utilizados dados de umidade relativa e temperatura ambiente obtidos por satélites da NASA e disponibilizados através da plataforma online Giovanni (NASA, 2019).

A partir dos dados de umidade obtidos, podem ser calculados os ganhos espectrais para a tecnologia de CdTe, mais especificamente para módulos First Solar modelo série 6. Neste trabalho, o cálculo foi realizado através do próprio software de simulação para análise de desempenho, que considera o modelo sugerido por LEE, M. e PANCHULA (2016).

3.6. Simulação e análise de desempenho

As simulações deste trabalho foram realizadas utilizando o programa PVsyst® (PVSYST, 2022). Assim, algumas considerações são feitas objetivando a comparação de sistemas idênticos, de modo a minimizar o impacto da diferença de dimensionamento dos projetos, focando apenas nas perdas ocasionadas pela diferença de condições ambientais, tecnologias de módulos e de sistemas de fixação utilizadas.

Como abordado na revisão bibliográfica, foram aqui analisadas três diferentes tecnologias de módulos fotovoltaicos mais utilizados no mercado nacional (GREENER, 2021). São elas: módulo de silício multicristalino monofacial, módulo de silício monocristalino bifacial e módulo de filmes finos de telureto de cádmio. Para todas as topologias, foi utilizado o inversor da Sungrow, modelo SG3125HV-30 (SUNGROW, 2020).

De modo geral, todas as oito topologias possuem uma potência c.a. de 3 MW, e uma potência c.c. instalada de 3,3 MW. Simulações prévias foram realizadas para definir o fator de carregamento do inversor de modo a evitar perdas por sobrecarregamento, inclusive para os locais com maior incidência de irradiação. Por fim, foi definido um valor de FCI de 110%, tanto para os sistemas fixos quanto para os sistemas rastreadores. Para todas as topologias, foi variado o GCR de 30% a 60% com intervalos de 10% de modo a avaliar o ganho de geração com o aumento da distância entre mesas, tendo em vista o aumento também da área ocupada pelo sistema.

3.6.1. Caracterização técnica dos sistemas de fixação

Fixos:

- Inclinação das mesas: Seguiu a latitude do local. Entretanto, para latitudes abaixo de 10°, foi mantida a inclinação das mesas em 10° para viabilizar a limpeza natural ocasionada pela chuva.
    - Macapá: 10°
    - Natal: 10°
    - Aracajú: 10°
    - Cuiabá: 15°
    - Belo Horizonte: 20°
    - Curitiba: 25°
    - Porto Alegre: 30°
- Desvio azimutal das mesas: 0°.
- FCI: 110%

Rastreadores de um eixo 1V

- Inclinação do eixo de rotação: 0° (horizontal)
- Desvio azimutal do eixo de rotação: 0°
- Abertura de rotação das mesas: -55° a +55°
- Possui sistema de *backtracking*: sim
- Perda por sombreamento da estrutura em módulos bifaciais: 5%
- Altura da mesa: 1,5 m
- Fator térmico de campo: 29,0 W/m²K
- FCI: 110%

Rastreadores de um eixo 2V

- Inclinação do eixo de rotação: 0° (horizontal)
- Desvio azimutal do eixo de rotação: 0°
- Abertura de rotação das mesas: -55° a +55°
- Possui sistema de *backtracking*: sim
- Perda por sombreamento da estrutura em módulos bifaciais: 2,5%
- Altura da mesa: 2,3 m
- Fator térmico de campo: 31,3 W/m²K
- FCI: 110%

3.6.2. Caracterização técnica dos módulos FV:

p-Si

- Módulo fotovoltaico: Canadian Solar, modelo CS3W-415PB-AG (CANADIAN SOLAR, 2021) de 415 Wp.
- Número de módulos: os sistemas foram constituídos por 7.920 módulos em retrato, totalizando 3.3MWp.

m-Si + bifacial

- Módulo fotovoltaico: Canadian Solar, modelo CS7N-655MB-AG (CANADIAN SOLAR, 2022) de 655 Wp.
- Número de módulos: os sistemas foram constituídos por 5.010 módulos em retrato, totalizando 3,3MWp.
- Fator de bifacialidade: 70%
- Perda por descasamento da parte traseira: 10%

CdTe

- Módulo fotovoltaico: First Solar, modelo FS-6465-C (FIRST SOLAR, 2021) de 465 Wp.
- Número de módulos: os sistemas foram constituídos por 7.068 módulos em retrato, totalizando 3,3MWp.

3.6.3. Perdas consideradas

As perdas consideradas foram definidas de acordo com os campos de entrada do programa de simulação utilizado (PVsyst®). Esses valores estão apresentados a seguir.

- Coeficiente de perdas: conforme especificado por cada fabricante de módulo FV
- Perdas no cabeamento c.c.: 1,5%
- Perdas por eficiência do módulo: 0%
- Perdas por descasamento entre módulos: 0,6%
- Perdas por LID (p-Si e m-Si): 2%
- Perdas por sujeira: 3% (anual)
- Perdas por IAM: utilizado o padrão definido por cada fabricante
- Ganho espectral para CdTe: calculado com base dos dados de umidade
- Coeficiente de albedo: 20%

Como pôde ser observado, não foram definidas perdas para os sistemas no lado c.a. Isso se deve ao fato de que a metodologia aqui realizada considerou apenas as perdas até a saída do inversor, de modo a evitar diferenças de projeto causadas pelo dimensionamento dos materiais e equipamentos do lado de corrente alternada, como cabeamento, transformadores etc.

Como resultado, da análise técnica, espera-se obter a melhor topologia em aspectos energéticos para cada localidade estudada.

3.7. Avaliação Econômica

Para a avaliação econômica, foram feitas pesquisas de mercado a fim de levantar valores de CAPEX e OPEX referentes às topologias aqui definidas

Em posse dos preços dos sistemas e dos resultados de geração de energia obtidos através da análise técnica executada, foram realizadas as análises econômicas através do LCOE (ALLOUHI *et al.*, 2019; BORTOLINI; GAMBERI; GRAZIANI, 2014; BRANKER; PATHAK; PEARCE, 2011; SAID; EL-SHIMY; ABDELRAHEEM, 2015), conforme a Fórmula ((8) a seguir.

$$LCOE = \frac{C_0 + \sum_{t=1}^{T} \frac{C_t * (1+i)^t}{(1+j)^t}}{\sum_{t=1}^{T} \frac{E_t * (1+d)^t}{(1+j)^t}} \quad (8)$$

Onde:

T: Tempo de vida útil esperado para o projeto ou tempo de contrato (em anos);

C_0: CAPEX do projeto (em reais)

C_t: OPEX do projeto no tempo “t” (em reais)

i: Taxa de inflação (% por ano)

d: Taxa de degradação esperada para o módulo FV (% por ano)

j: juros de interesse (% por ano)

E_t: Energia gerada no tempo “t” (em MWh)

Os índices considerados para a avaliação econômica de longo prazo estão apresentados na Tabela 3.

Tabela 3 - Valores considerados para as variáveis de análise econômica de longo prazo.

Índices	Valores
Tempo de vida útil	20 anos
Inflação	10,06%
Juros	11%
Degradação	Degradação linear, conforme datasheet de cada módulo fotovoltaico

Como resultado, da análise econômica, espera-se obter a melhor topologia em aspectos financeiros para cada localidade estudada.

3.8. Definição da Nova Métrica de Avaliação

O principal fator que levou ao desenvolvimento desta tese foi buscar um melhor aproveitamento de área de ocupação de um sistema fotovoltaico de grande porte, visando não só o aspecto econômico, mas sim uma forma de observar e tentar extrair o maior potencial de geração da área ocupada.

Algumas iterações foram feitas inicialmente através de processos de otimização, avaliando o significado das variáveis consideradas e possíveis resultados. Nesse processo, foi previsto o aproveitamento de figuras de mérito já utilizadas, como PR e *Yield*, até que se chegou a uma combinação comum de fatores multiplicadores, gerando a Fórmula (9), proposta a seguir.

$$\frac{MWh}{MWp} * \frac{MWh}{m^2} \tag{9}$$

Assim, tem-se a primeira parcela sendo representada diretamente pelo rendimento energético (*Yield)* do sistema e uma segunda parcela representando a eficiência de ocupação da área. Essa última, denominada de E_{area}, representa o quanto de energia é gerado por m². A combinação das duas parcelas foi denominada de rendimento por área (Y_{area}), sendo representada pelas Fórmulas (10) e (11) a seguir.

$$Y_{area} = Yield * E_{área} \tag{10}$$

$$Y_{area} = \frac{E^2}{P * A} \tag{11}$$

Onde:

E: Energia gerada (em MWh)

P: Potência instalada (em MWp)

A: Área de ocupação do sistema (em m²)

Como resultado da aplicação dessa métrica, espera-se obter a topologia que represente o melhor aproveitamento de área para geração de energia. A parcela de energia tem por objetivo priorizar a capacidade de geração de energia, onde seu peso ao quadrado é resultante da multiplicação da produtividade pela eficiência da área é considerada como um peso ao quadrado. Ou seja, se for possível aumentar a potência instalada em uma mesma área de ocupação, o aumento ou diminuição da energia gerada tem um efeito quadrático na equação.

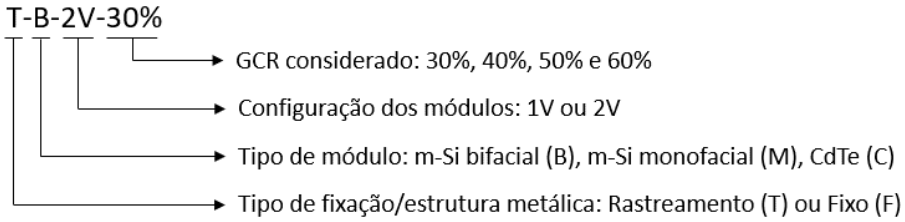
Pode ser observado que a normalização pela irradiância no plano dos módulos não foi considerada aqui. Com isso, valores de irradiação diferentes e topologias com diferenças de aproveitamento do recurso solar são fatores de peso para o resultado da métrica.

4. Resultados

Neste capítulo são apresentados os resultados das simulações, onde foram obtidos valores de *Yield*, energia gerada anual, área ocupada, energia anual gerada por m², LCOE e Y_{area} por topologia avaliada e por município avaliado.

Como o comportamento das variações por município foi similar e foram aqui explorados detalhadamente os resultados específicos para Natal, que é a localidade que apresenta a maior irradiação anual dentre as demais localidades aqui analisadas. Assim, os demais gráficos estão apresentados no apêndice deste trabalho, para fins de consulta e de forma a não tornar repetitivas algumas observações feitas.

Para auxiliar a apresentação dos resultados e facilitar a o entendimento para o leitor, foram criados acrônimos identificando as topologias consideradas nesse trabalho, conforme apresentado a seguir.



4.1. Energia gerada

A Figura 4.1 apresenta os valores de energia gerada para cada uma das topologias adotadas, ordenadas em ordem crescente. Como é possível observar, as topologias com módulos bifaciais e sistema de rastreamento geram mais energia anual para uma mesma potência instalada, devido ao melhor aproveitamento do recurso solar incidente tanto na parte anterior quanto posterior do módulo[2].

Para os sistemas fixos, o aumento do distanciamento não influencia significativamente o ganho de geração, admitindo que nos cenários apresentados não há impacto de sombreamento entre mesas. A diferença de geração entre a variação de GCR é devida ao aumento da parcela de irradiação difusa que o algoritmo do programa de simulação utilizado considera (WESTBROOK; REUSSER; COLLINS, 2014). Nos resultados gerados pela ferramenta computacional PVsyst®, essa

[2] Albedo considerado: 20%

diferença é dada por perdas de sombreamento próximo e não por irradiação total no plano dos módulos (WESTBROOK; REUSSER; COLLINS, 2014).

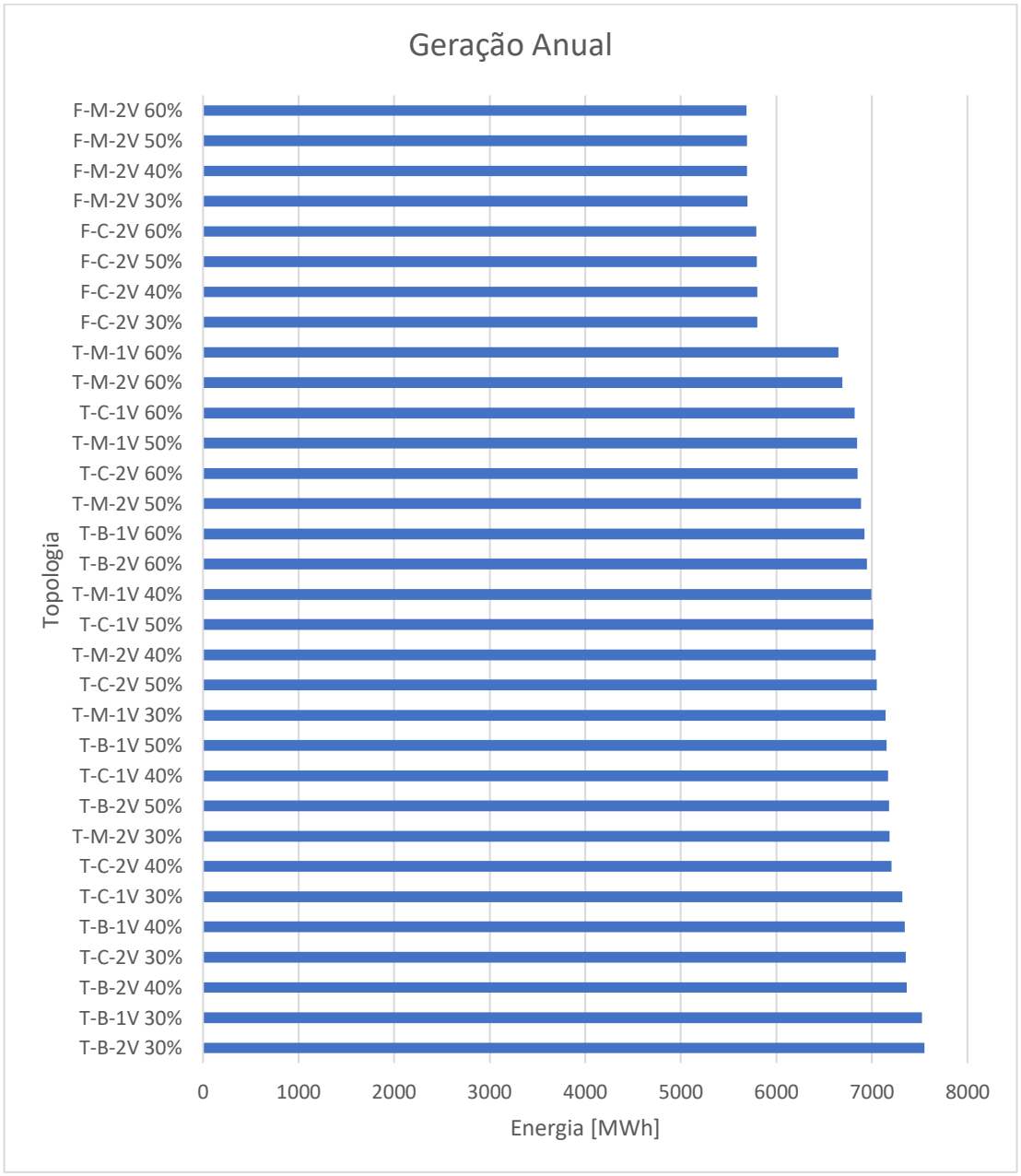


Figura 4.1 - Energia anual gerada para as topologias apresentadas para ao município de Natal, para os geradores de 3 MW definidos para as simulações.

Assim, como esperado, maiores distanciamentos entre mesas representam um ganho no ângulo de abertura do rastreamento e, consequentemente, maiores ganhos na irradiação global incidente no plano dos módulos, pois permite um período de rotação maior até o acionamento do sistema de *backtracking*, que impede o efeito de sombreamento causado entre mesas.

Entre as topologias com módulos bifaciais, pode-se notar uma pequena vantagem dos rastreadores 2V em relação aos 1V para o mesmo GCR, na ordem de 0,3%. Isso pode ser explicado pelo fato dos rastreadores 2V necessitarem de uma altura de instalação relativa ao solo maior, para comportar toda a amplitude de rotação devido à maior largura das mesas. Módulos mais elevados tendem a aproveitar melhor o albedo para um mesmo GCR por conta do fator de visualização do solo (ALAM; GUL; MUNEER, 2021), além de apresentarem perdas por temperatura menores devido ao maior espaçamento total, que leva a um maior resfriamento (GUERRERO PÉREZ; NAVARRO BERBEL, 2019; LEDESMA *et al.*, 2020) e um menor impacto do sombreamento na parte anterior por conta do eixo de rotação em relação à disposição dos módulos em 1V e 2V.

Tanto as topologias fixas quanto as com rastreamento, utilizando módulos de telureto de cádmio, apresentaram uma geração maior quando comparadas às topologias com módulos de silício monocristalino monofacial. Para os sistemas fixos, a diferença de geração entre as tecnologias é resultado direto tanto da distribuição do espectro solar resultante para o município de Natal quanto do coeficiente de temperatura dos módulos. Já para o sistema de rastreamento, pode-se adicionar o efeito do sistema de *backtracking*. A First Solar, fabricante dos módulos de CdTe, não recomenda o uso desta estratégia, pois de acordo com o perfil de distribuição das célula no módulo (células individuais muito delgadas e longas) é mais interessante permitir a continuidade da rotação, trazendo o efeito do sombreamento entre mesas e consequentemente o impacto elétrico nas células, do que evitar o sombreamento e limitar o ângulo de rotação, diminuindo a irradiação resultante no plano inclinado (NGAN *et al.*, 2013).

De modo geral, como era de esperar, todas as topologias de sistema fixo apresentaram uma geração de energia inferior às daquelas com sistema de rastreamento. Considerando o GCR de 40%, o ganho de geração por implementar o sistema de rastreamento foi de, aproximadamente, 24% tanto para os módulos p-Si monofaciais quanto para os módulos de CdTe. Quando comparado com módulos m-Si bifaciais, esse ganho foi de 29% para o mesmo GCR.

Como tendência para todas as configurações de sistemas, espaçamentos menores contribuem para uma diminuição da geração do sistema. Para sistemas com rastreamento, essa queda na produção é mais perceptiva. Como principal fator, pode

ser citado o ângulo máximo de rotação para a tecnologia de módulo cristalino e o efeito do sombreamento para a tecnologia CdTe nos sistemas com rastreamento. Por outro lado, o percentual de perdas no cabeamento c.c. foi mantido constante, admitindo um redimensionamento dos condutores para diferentes valores de GCR.

De forma similar, mantendo a potência instalada como um valor fixo (3 MW no inversor e 3,3 MWp c.c. no arranjo fotovoltaico) para todas as topologias, espera-se também uma diminuição do rendimento energético do sistema, conforme ilustrado na Figura 4.2.



Figura 4.2 – Produtividade das topologias apresentadas para ao município de Natal, para os geradores de 3 MW definidos para as simulações.

Como já comentado, esse gráfico representa os resultados para um mesmo local de estudo (Natal – RN). Ou seja, todas as topologias estão recebendo o mesmo valor de irradiação global horizontal. Isso resulta em uma distribuição de rendimento energético (*Yield)* similar ao que foi observado na geração de energia, mantendo a classificação das topologias da Figura 4.1.

Entre as topologias com sistema de rastreamento, mesma tecnologia de módulo fotovoltaico e disposição dos módulos, variando-se apenas o GCR, há um aumento médio de 2,3% no rendimento energético (*Yield)* para cada redução de 10% do GCR. Comparando-se, entretanto, as topologias T-B (rastreadores – módulos bifaciais) tanto 1V quanto 2V com as T-M (rastreadores – módulos monofaciais), os sistemas bifaciais apresentam um ganho no rendimento energético (*Yield)* de ~5,2% para GCR de 30% e de ~4,0% para GCR de 60%.

4.2. Custo Nivelado da Energia

Partindo para a análise econômica, foi gerado um gráfico com a classificação de todas as topologias conforme os valores de LCOE resultantes. Essa métrica representa o custo da energia gerada diante de todo o CAPEX e OPEX aplicado ao longo do tempo. Por isso a Figura 4.3 é apresentada com os valores de LCOE distribuídos em ordem decrescente.

As topologias bifaciais com rastreadores e módulos em 1V apresentaram menores valores de LCOE em comparação com as topologias com rastreadores 2V para um mesmo GCR. Isso ocorreu principalmente porque os custos associados à instalação de uma usina 1V são menores quando comparados aos custos de uma usina 2V; pois é uma instalação mais simples, principalmente por parte da cravação das estacas e montagem e fixação de módulos e cabos. Entretanto, vale ressaltar que diferentes condições do terreno e cenário econômico podem influenciar os resultados. Por exemplo, essa análise foi realizada durante o período de escassez das commodities durante a pandemia do coronavírus (anos 2020 e 2021) e atrasos no transporte. Isso fez com que os preços dos rastreadores variassem significativamente (na ordem de 25%) em comparação aos preços praticados anteriormente, devido à instabilidade do mercado.

Além disso, fatores do terreno, como presença de rochas, topografia etc., podem impactar também no preço final da usina a depender da topologia escolhida, pois influencia o tipo e quantidade de obras civis necessárias para implantação e, consequentemente, o preço final do empreendimento.

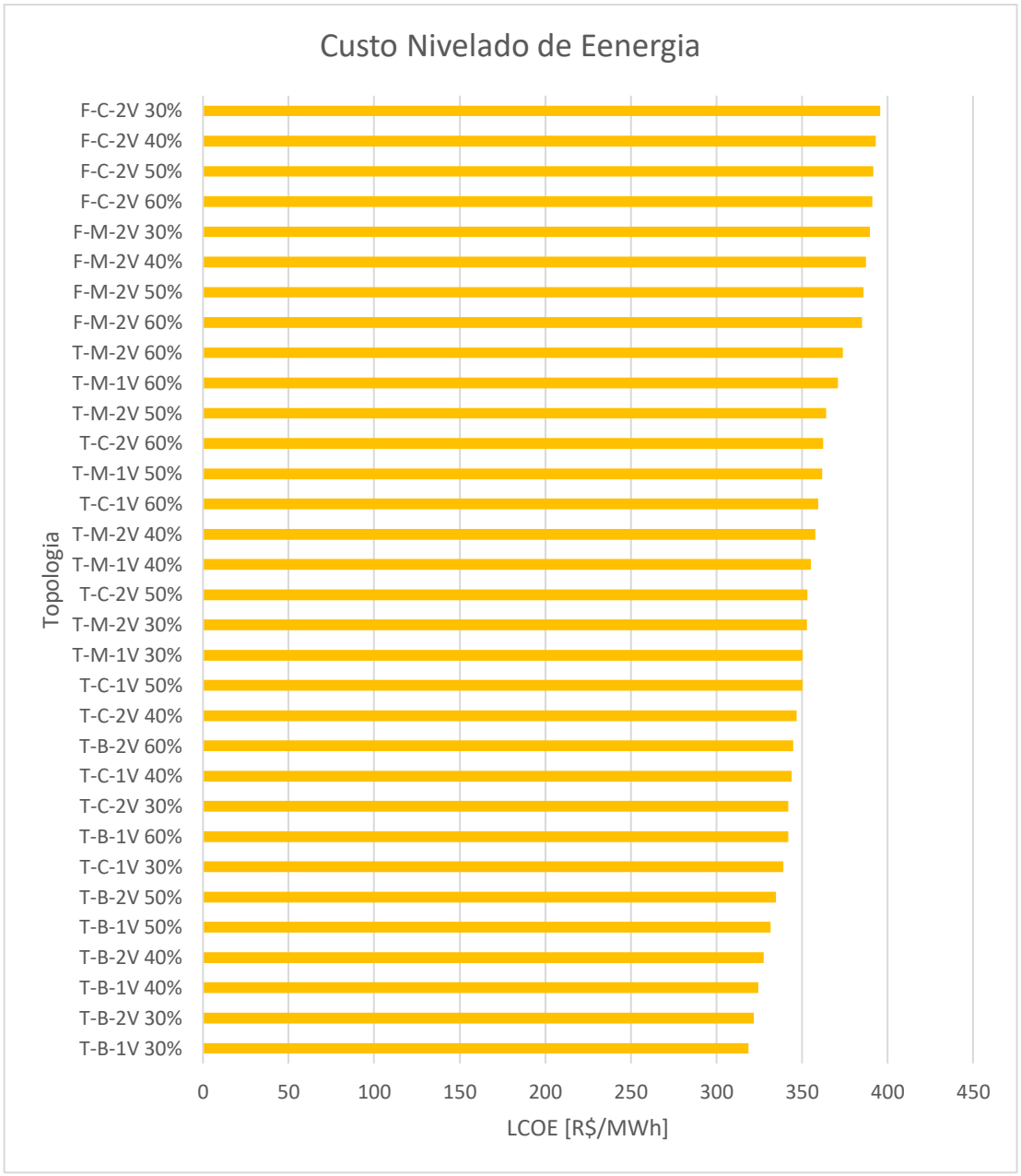


Figura 4.3 - Custo nivelado da energia para as topologias apresentadas para ao município de Natal, para os geradores de 3 MW definidos para as simulações.

Todas as topologias aqui apresentadas foram simuladas em condições idênticas de solo, sem presença de rochas e necessidade de perfuração prévia e considerando cravação direta dos pilares em solo. Neste cenário, pôde ser observado

que a topologia T-B-1V-30% apresentou um LCOE 1% menor do que a topologia T-B-2V-30%.

Para cada 10% variado do GCR, a topologia T-B-1V apresentou uma variação média do LCOE de 2,25%, pois a variação do GCR influencia não só a geração de energia, mas também o custo de obras civis e materiais pela alteração da ocupação de área, além dos custos relativos ao maior terreno necessário para valores de GCR menores para uma mesma potência.

As topologias de sistema fixo foram as menos atrativas economicamente, tendo em vista que a redução nos custos de instalação e manutenção não é suficiente para superar o menor potencial de geração de energia.

Quando utilizados com a estrutura de rastreamento, os módulos de CdTe apresentam valores de LCOE mais competitivos com os p-Si monofaciais do que quando utilizando sistema fixo. Essa relação deve-se ao fato de que os módulos de CdTe possuem um aproveitamento maior do sistema de rastreamento por não precisarem da atuação do *backtracking*, resultando em perdas lineares causadas pelo sombreamento entre mesas. Assim, os módulos de CdTe não conseguem superar os valores de LCOE dos p-Si monofaciais com sistemas fixos por conta do preço do módulo nas condições atuais de mercado; entretanto, para sistemas rastreadores, os módulos de CdTe apresentaram valores de LCOE mais atrativos do que os p-Si monofaciais para um mesmo GCR. Pelas propostas comerciais recebidas para análise desse estudo, os fabricantes de módulo de silício cristalino apresentaram preço 2% abaixo dos fabricantes de módulo de CdTe.

4.3. Métrica nova sugerida

A seguir, foi utilizada a nova métrica para replicar a análise anterior, obtendo uma avaliação do potencial de geração da área ocupada por um sistema fotovoltaico. A Figura 4.4 apresenta os resultados da nova métrica sugerida nessa tese, denominada de Y_{area}.

De forma análoga à distribuição de LCOE, pode-se observar que as topologias com maior GCR apresentam maiores valores de energia gerada por área ocupada. Nota-se que as topologias com maior geração por área são as T-B-1V e T-B-2V com

GCR de 60% e a diferença entre E_{area} para esses dois casos é de aproximadamente 0,2%. Isso pode ser explicado pelo fato da topologia 2V ainda possuir um espaçamento entre os dois módulos, que representa 0,4% da largura da mesa. Com isso, a topologia 1V acaba por ocupar uma área ligeiramente menor, já que o GCR leva em consideração a largura total da mesa.

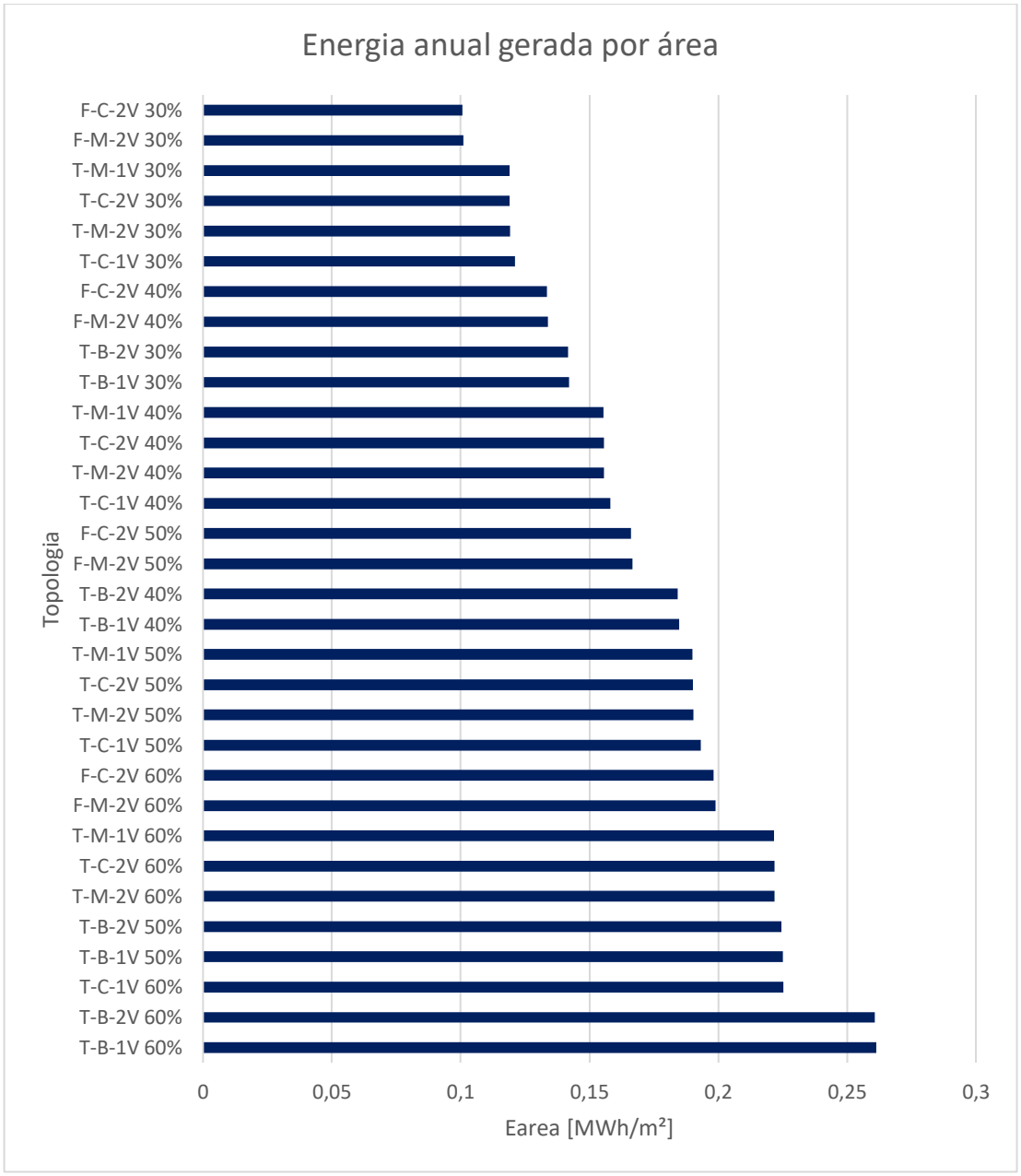


Figura 4.4 - Energia gerada por área ocupada para as topologias apresentadas para ao município de Natal, para os geradores de 3 MW definidos para as simulações.

Essa divergência de perfil dos resultados em relação ao LCOE se dá por conta do aumento do distanciamento entre mesas não representar um aumento tão significativo de geração a ponto de aumentar o E_{area} para os sistemas com rastreamento, ao passo que para os sistemas fixos, a variação do GCR influencia somente a área ocupada. Assim, dentro dos cenários apresentados, maiores valores de GCR representam um maior potencial de geração do terreno.

Todavia, durante as análises dos resultados deste trabalho, notou-se que somente a relação de geração por área não seria suficiente para formar uma figura de mérito representativa, pois pode haver casos em que duas topologias geram a mesma quantidade de energia por área, porém com rendimentos energéticos (*Yield)* diferentes, ocasionados pela eficiência dos módulos, dimensionamento de condutores, faixa de operação do inversor, entre todos os outros fatores de dimensionamento de um sistema. Nesse caso, a topologia com maior rendimento energético (*Yield)* se sobressairia, pois necessitaria de menos potência instalada para atingir o mesmo E_{area}. Assim, os resultados de Y_{area} são apresentados na Figura 4.5.

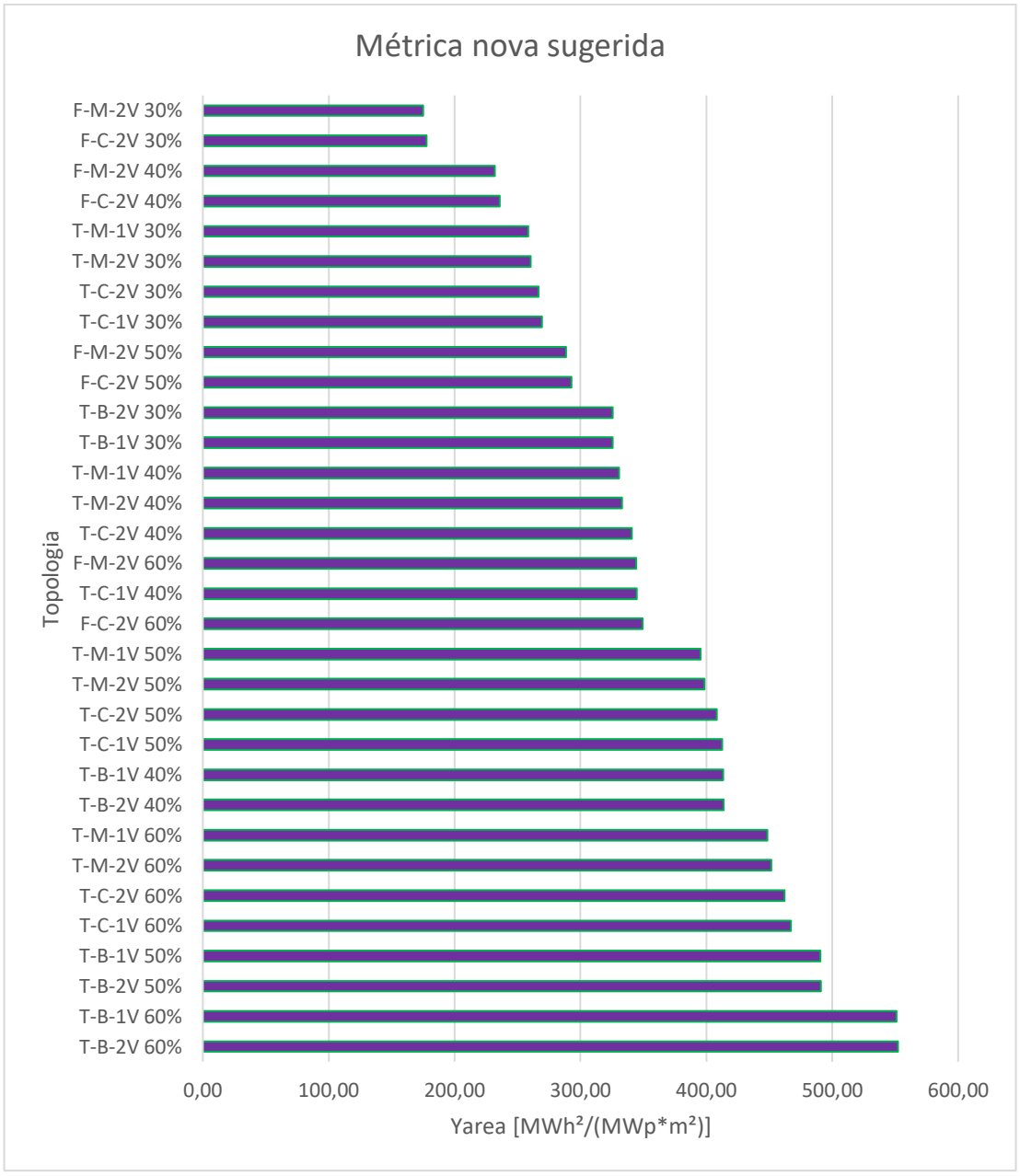


Figura 4.5 – Rendimento energético anual Y_{area} resultante para as topologias apresentadas para ao município de Natal, para os geradores de 3 MW definidos para as simulações.

Para os módulos bifaciais, os resultados de Y_{area} entre as topologias 1V e 2V para todos os GCR foram bem próximos, com média de ~0,1% de diferença. Já para as topologias T-C-1V e T-C-2V essa diferença foi mais expressiva, na ordem de 1%. Isso ocorreu porque os módulos de CdTe com distribuição 2V são mais suscetíveis a perdas elétricas do que os módulos em 1V. Por exemplo, na configuração 1V, se uma mesa está 50% sombreada, todos os módulos sofrem 50% de sombreamento e as correntes resultantes são correspondentes. Por outro lado, na configuração 2V, se

uma mesa está 50% sombreada, a fileira inferior sofre 100% de sombreamento enquanto a superior não sofre sombreamento. Assim, as correntes por string ficam assimétricas, além de haver um impacto de descasamento na tensão entre strings por conta das diferentes temperaturas de operação provocadas por pontos quentes resultantes do sombreamento.

Como resultado das métricas anteriores, as topologias com sistema fixo sempre ficaram em uma colocação inferior. Entretanto, considerando a capacidade de geração da área, para alguns valores de GRC específicos os sistemas fixos mostraram um maior potencial que os sistemas com rastreamento. A topologia F-M-2V-60% apresentou Y_{area} 32,1% maior que a T-M-2V-40% e 5,7% maior que a T-B-1V-30%, enquanto a topologia F-C-2V-60% apresentou um Y_{area} 31,1% maior que a T-C-2V-30% e 7,2% maior que a T-B-2V-30%.

De modo a comparar os resultados entre o Y_{area} e o LCOE, o gráfico de dispersão da Figura 4.6 foi criado, onde no eixo vertical é distribuído o aspecto econômico e no eixo horizontal é distribuído o aspecto de otimização de área ocupada. É possível observar que o LCOE tende a priorizar GCRs mais baixos enquanto o Y_{area} tende a priorizar GCRs mais altos.

Para os sistemas fixos, como já citado anteriormente, a variação do GCR não influencia no ganho de geração. Assim, ambas as métricas tendem a indicar a mesma topologia ótima, que é representado pelo GCR de 60%

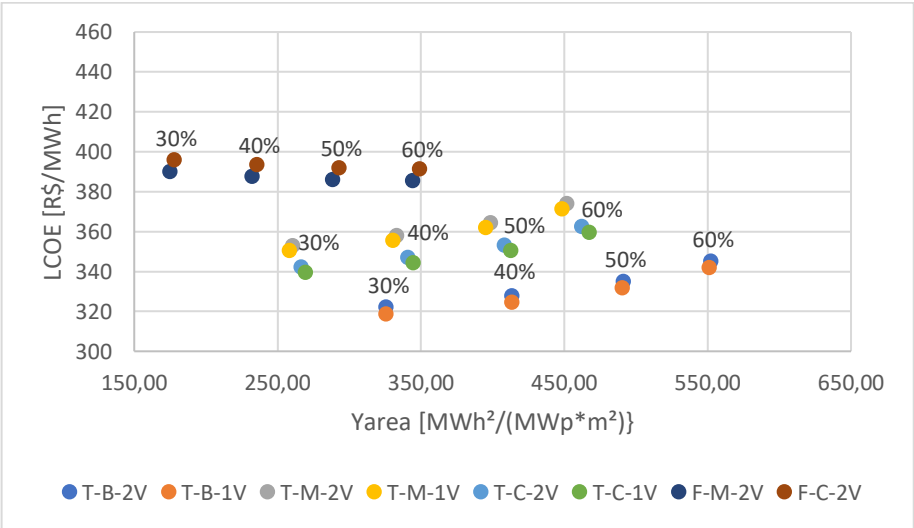


Figura 4.6 - Comparação entre LCOE e Y_{area} para o município de Natal.

Já para os sistemas com rastreamento, há uma correlação inversa entre as duas métricas. De acordo com o LCOE, a melhor topologia entre os cenários apresentados seria a T-B-1V-30% enquanto para o Y_{area}, a indicação seria a topologia T-B-2V-60%. A Tabela 4 apresenta os dados de geração total e área ocupada entre essas duas topologias citadas, de modo a realizar um comparativo mais aprofundado entre ambas.

Tabela 4 - Comparação entre a melhor topologia de LCOE com a melhor topologia de Y_{area}.

	T-B-1V-30%	T-B-2V-60%	Diferença %
LCOE [R$/MWh]	319,19	344,83	8,0%
Y_{area} [MWh²/MWp.m²]	325,76	552,29	69,5%
Energia [MWh]	7526	6950	7,7%
Área ocupada [m²]	52974	26653	-50,3%
E_{area} [MWh/m²]	0,1420	0,2607	83,5%

Através da Tabela 4, é possível observar que, se escolhida a topologia T-B-2V-60%, o LCOE perderia 8% de atratividade e o sistema conseguiria gerar 7,7% menos energia para a mesma potência instalada utilizando a configuração T-B-1V-30%. Por outro lado, escolhendo essa mesma topologia, o projetista poderia instalar praticamente o dobro de potência na mesma área de ocupação que a T-B-1V-30% e aumentar sua produção de energia em 83,5%, aumentando os ganhos absolutos do investimento, ou ocupar metade do terreno (situação muitas vezes decisiva na prospecção por áreas para a instalação de usinas).

Ainda que os resultados anteriores mostrem a correlação entre as métricas apresentadas, é sabido que os preços estão sujeitos a variação ao longo do tempo. Então, a depender da época em que o estudo é realizado, variações de comportamento são esperados. Como análise de sensibilidade do LCOE, o estudo foi replicado para o cenário em que os preços referentes a serviços e materiais que são impactados pela ocupação da área de intervenção aumentassem em 100%, de modo a representar uma parcela mais significativa do total do CAPEX do empreendimento. O perfil desse novo cenário econômico é apresentado na Figura 4.7.

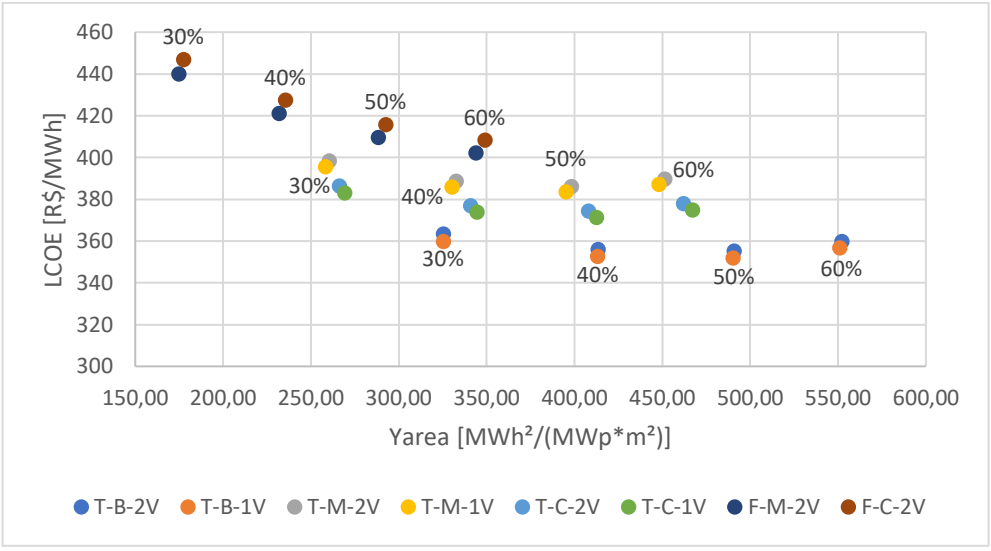


Figura 4.7 - Comparação entre LCOE e Y_{area} para o município de Natal com aumento do custo de obra civil e materiais em 100%.

Nessa nova condição, fica mais evidente para as topologias fixas que a tendência tanto pelo LCOE quanto pelo Y_{area} é a escolha por GCRs maiores. Já para as topologias com rastreamento, o comportamento do LCOE sofreu uma alteração, onde o ponto ótimo econômico está apresentado em um GCR próximo de 50%.

De forma similar à análise anterior, a Tabela 5 apresenta a comparação entre a melhor topologia indicada pelo LCOE e a melhor topologia indicada pelo Y_{area}.

Tabela 5 - Comparação entre a melhor topologia de LCOE com a melhor topologia de Y_{area} para o preço de obras civis e materiais aumentando em 100%.

	T-B-1V-50%	T-B-2V-60%	Diferença %
LCOE [R$/MWh]	351.73	359.77	2,3%
Y_{area} [MWh²/MWp.m²]	490,60	552,29	12,6%
Energia [MWh]	7153	6950	-2,8%
Área ocupada [m²]	31785	26653	-16,1%
E_{area} [MWh/m²]	0,2250	0,2607	15,9%

Pelos novos resultados da Tabela 5, é possível observar que, se escolhida a topologia T-B-2V-60%, o LCOE passaria a perder 2,3% de atratividade e iria gerar 2,8% menos energia para a mesma potência instalada. Em contrapartida, seria possível instalar uma potência 16,1% maior na mesma área de ocupação que a T-B-1V-50% e aumentar sua produção de energia total em 15,9%.

Se levado em consideração apenas o aspecto econômico, a escolha dos dois pontos é uma relação entre rentabilidade relativa e rentabilidade absoluta. Entretanto, o objetivo dessa métrica é extrair a maior capacidade de geração de energia da área de intervenção causada pelo sistema fotovoltaico.

4.4. Comparação dos resultados entre localidades

Os resultados das simulações para as demais localidades abordadas neste trabalho estão apresentados nos Apêndices 1 a 6. Com diferentes latitudes, valores de GHI e correções espectrais, foi possível observar o comportamento das topologias em relação às métricas avaliadas.

É sabido que a variação de latitude impacta no ganho do sistema rastreador de um eixo. Afinal de contas o eixo N-S do rastreador permanece na horizontal. Isso implica que, para grandes latitudes, o sistema de rastreamento tende a ter um menor aproveitamento relativo. Entretanto, os resultados apresentados na Tabela 6 demonstram o contrário. Para essa análise, foram comparadas as topologias com GCR de 30% onde o ganho rastreador p-Si foi obtido comparando as topologias T-M-2V-30% e F-M-2V-30% e o ganho rastreador bifacial comparando T-C-2V-30% e F-C-2V-30%.

Tabela 6 - Ganhos relativos de rastreamento de um eixo por localidade para GCR de 30%.

Município	Latitude	Ganho rastreador p-Si	Ganho rastreador CdTe	GHI kWh/m²	DHI kWh/m²
Macapá	0°	25,6%	26,3%	1773,3	775,4
Natal	5°	26,2%	26,8%	2078,0	783,0
Aracaju	10°	25,4%	26,1%	2005,5	754,5
Cuiabá	15°	21,3%	18,9%	1876,0	731,4
Belo Horizonte	20°	20,7%	17,5%	1883,4	753,2
Curitiba	25°	18,8%	19,2%	1520,7	739,3
Porto Alegre	30°	22,5%	23,0%	1617,7	607,2

É possível notar que, mesmo para latitudes mais elevadas, como Porto Alegre, tanto os sistemas de rastreamento de silício cristalino quanto de telureto de cádmio apresentaram ganhos mais expressivos em relação aos três municípios anteriores. Tanto para o p-Si quanto para o CdTe, esse perfil pode ser explicado pela diferença entre GHI e DHI, uma vez que Curitiba possui uma parcela maior de irradiação difusa

em relação à irradiação global horizontal. Com isso, o aproveitamento do sistema de rastreamento tende a ser menor, pois o maior ganho de rastreamento está associado à parcela de irradiação direta (VERÍSSIMO, 2017). Somado a isso, pode ser considerado que o sistema de rastreamento possui perdas por ângulo de incidência menores, já que está sempre otimizando a captação do recurso solar ao longo do dia, diante das limitações do rastreador.

O impacto desses resultados no LCOE pode ser observado na Tabela 7, onde cada coluna está normalizada individualmente pelo melhor LCOE de cada município e as linhas representam os resultados de cada topologia. Assim, é possível observar que, independentemente da localidade, a topologia T-B-1V-30% se mostrou a mais atrativa economicamente.

Todavia, as topologias de sistema fixo apresentaram um comportamento interessante tanto para menores quanto maiores latitudes. Para as latitudes de 0° a 10°, a inclinação do sistema fixo foi mantida constante, para viabilizar a limpeza natural ocasionada pela chuva. A partir de 15°, a inclinação do sistema fixo seguiu a latitude. Com isso nota-se que o retorno econômico destas topologias se aproxima dos valores observados em sistemas com rastreamento e até passa a superar para os casos com GCRs de 50% e 60% com módulos p-Si monofaciais e CdTe.

A relativa queda de desempenho das topologias F-C-2V e T-C-2V para as duas latitudes mais elevadas tem uma tendência de relação com as características técnicas da tecnologia de CdTe, tanto pela correção espectral, que é ligeiramente menor para essas localidades, quanto pelas perdas por temperatura. Os módulos de telureto de cádmio possuem um coeficiente de temperatura menor que os de silício. Assim, a diferença de desempenho por temperatura entre as duas tecnologias tende a diminuir para regiões mais frias. Esses dados estão apresentados na Tabela 8. A formatação de cores está individualizada por coluna.

Tabela 7 - Valores relativos de LCOE normalizados pela melhor topologia (T-B-1V-30%) e individualizados por município.

Topologias	Latitudes e Municípios						
	0°	5°	10°	15°	20°	25°	30°
	Macapá	Natal	Aracaju	Cuiabá	Belo Horizonte	Curitiba	Porto Alegre
T-M-2V 60%	117,0%	117,3%	117,5%	117,3%	118,3%	118,3%	118,9%
T-M-2V 50%	114,3%	114,3%	114,4%	114,6%	115,0%	115,6%	115,6%
T-M-2V 40%	112,7%	112,3%	112,3%	112,5%	112,7%	113,4%	113,0%
T-M-2V 30%	111,3%	110,7%	110,8%	111,0%	110,8%	111,8%	111,2%
T-M-1V 60%	118,4%	116,5%	116,6%	116,4%	117,4%	117,3%	117,9%
T-M-1V 50%	113,3%	113,5%	113,6%	113,7%	114,1%	114,6%	114,7%
T-M-1V 40%	111,8%	111,5%	111,5%	111,6%	111,9%	112,4%	112,1%
T-M-1V 30%	110,4%	109,9%	109,9%	110,1%	110,0%	110,8%	110,3%
T-C-2V 60%	114,4%	113,7%	114,1%	114,2%	116,0%	117,3%	116,9%
T-C-2V 50%	111,8%	110,8%	111,1%	111,5%	112,8%	114,6%	113,7%
T-C-2V 40%	110,2%	108,9%	109,1%	109,5%	110,5%	112,4%	111,1%
T-C-2V 30%	108,9%	107,4%	107,6%	108,1%	108,7%	110,8%	109,3%
T-C-1V 60%	113,4%	112,8%	113,1%	113,2%	115,0%	116,2%	115,8%
T-C-1V 50%	110,8%	109,9%	110,2%	110,6%	111,8%	113,6%	112,7%
T-C-1V 40%	109,2%	108,0%	108,2%	108,6%	109,6%	111,4%	110,1%
T-C-1V 30%	107,9%	106,5%	106,7%	107,2%	107,8%	109,8%	108,3%
T-B-2V 60%	107,7%	108,3%	108,4%	108,1%	109,1%	108,6%	109,5%
T-B-2V 50%	104,7%	105,1%	105,2%	105,2%	105,7%	105,6%	106,0%
T-B-2V 40%	102,8%	102,8%	102,8%	102,9%	103,2%	103,1%	103,2%
T-B-2V 30%	101,1%	101,0%	101,0%	101,1%	101,1%	101,2%	101,1%
T-B-1V 60%	106,6%	107,3%	109,7%	107,1%	108,1%	107,5%	108,4%
T-B-1V 50%	103,6%	104,1%	104,3%	104,1%	104,6%	104,5%	105,0%
T-B-1V 40%	101,7%	101,8%	101,8%	101,8%	102,1%	102,0%	102,1%
T-B-1V 30%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
F-M-2V 60%	121,1%	120,9%	117,9%	116,8%	116,7%	115,1%	114,6%
F-M-2V 50%	121,2%	121,1%	118,1%	116,9%	116,4%	115,2%	114,8%
F-M-2V 40%	121,7%	121,6%	118,5%	117,2%	116,6%	115,6%	115,1%
F-M-2V 30%	122,4%	122,3%	119,2%	117,9%	117,2%	116,3%	115,8%
F-C-2V 60%	124,0%	122,7%	119,9%	116,2%	116,2%	119,3%	117,9%
F-C-2V 50%	124,2%	123,0%	120,1%	116,2%	115,9%	119,4%	118,0%
F-C-2V 40%	124,7%	123,4%	120,6%	116,5%	116,0%	120,1%	118,4%
F-C-2V 30%	125,5%	124,2%	121,3%	117,2%	116,5%	120,5%	119,1%

Tabela 8 - Valores médios de perdas por temperatura e correção espectral.

Município	Macapá	Natal	Aracaju	Cuiabá	Belo Horizonte	Curitiba	Porto Alegre
Perdas por temperatura silício cristalino	-6,5%	-7,2%	-6,8%	-6,9%	-4,7%	-2,5%	-4,3%
Perdas por temperatura CdTe	-5,1%	-5,6%	-5,3%	-5,3%	-3,7%	-2,0%	-3,4%
Correção espectral CdTe	2,5%	2,3%	2,4%	2,0%	2,1%	2,5%	2,4%

Para os resultados de Y_{area}, a relação permaneceu a mesma, independente da localidade, conforme observado na Tabela 9. Maiores valores de GCR continuam a ser mais atrativos, com enfoque para as tecnologias bifaciais. Seguindo o padrão de apresentação, os resultados estão normalizados pelo maior valor de Y_{area} por localidade e a formatação de cores individualizada por coluna.

De forma similar aos resultados do LCOE, os sistemas fixos com GCR de 60% apresentaram um Y_{area} maior quando comparados aos sistemas com rastreamento inclusive bifaciais, principalmente para latitudes mais elevadas. Isso mostra que, dependendo das condições de instalação, o sistema fixo pode apresentar um aproveitamento de área maior que os sistemas de rastreamento.

Comparando o comportamento entre sistemas de rastreamento, para os módulos m-Si, tanto as topologias monofaciais quanto bifaciais os resultados de Yarea foram sistematicamente maiores para a distribuição 2V, por conta do melhor coeficiente de resfriamento dos módulos e ganho bifacial. Por outro lado, para os módulos de CdTe, os resultados foram mais vantajosos para a distribuição 1V, devido aos efeitos de sombreamento (e suas consequências) serem mais lineares, como já comentado anteriormente.

Tabela 9 - Valores relativos de Y_{area} normalizados pela melhor topologia (T-B-2V-60%) e individualizados por município.

Topologias	Latitudes e Municípios						
	0°	5°	10°	15°	20°	25°	30°
	Macapá	Natal	Aracaju	Cuiabá	Belo Horizonte	Curitiba	Porto Alegre
T-M-2V 60%	81,4%	81,8%	81,8%	81,6%	81,7%	80,9%	81,4%
T-M-2V 50%	71,5%	72,2%	72,2%	71,7%	72,4%	71,0%	72,1%
T-M-2V 40%	59,3%	60,3%	60,4%	60,0%	60,8%	59,5%	60,9%
T-M-2V 30%	46,2%	47,2%	47,3%	46,8%	47,8%	46,6%	47,8%
T-M-1V 60%	77,7%	81,2%	81,2%	81,1%	81,2%	80,6%	81,0%
T-M-1V 50%	71,1%	71,6%	71,7%	71,2%	72,0%	70,7%	71,7%
T-M-1V 40%	59,0%	59,9%	60,0%	59,6%	60,5%	59,3%	60,6%
T-M-1V 30%	45,9%	46,8%	46,9%	46,5%	47,5%	46,4%	47,6%
T-C-2V 60%	81,8%	83,7%	83,4%	82,8%	81,8%	79,2%	81,1%
T-C-2V 50%	71,9%	73,9%	73,6%	72,8%	72,5%	69,5%	71,8%
T-C-2V 40%	59,6%	61,7%	61,6%	60,9%	60,9%	58,3%	60,6%
T-C-2V 30%	46,4%	48,3%	48,2%	47,5%	47,8%	45,6%	47,6%
T-C-1V 60%	82,8%	84,6%	84,3%	83,8%	82,8%	80,2%	82,0%
T-C-1V 50%	72,7%	74,7%	74,4%	73,6%	73,3%	70,4%	72,6%
T-C-1V 40%	60,3%	62,4%	62,3%	61,6%	61,5%	59,0%	61,4%
T-C-1V 30%	47,0%	48,8%	48,7%	48,1%	48,4%	46,2%	48,2%
T-B-2V 60%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
T-B-2V 50%	88,7%	88,9%	88,9%	88,5%	89,3%	88,6%	89,3%
T-B-2V 40%	74,1%	74,9%	75,1%	74,7%	75,5%	74,9%	76,0%
T-B-2V 30%	58,2%	59,0%	59,1%	58,8%	59,9%	59,2%	60,2%
T-B-1V 60%	100,0%	99,8%	95,7%	99,8%	99,9%	100,0%	99,9%
T-B-1V 50%	88,7%	88,8%	88,7%	88,6%	89,3%	88,7%	89,3%
T-B-1V 40%	74,3%	74,8%	75,1%	74,7%	75,6%	75,1%	76,1%
T-B-1V 30%	58,4%	59,0%	59,1%	58,8%	59,9%	59,3%	60,3%
F-M-2V 60%	61,5%	62,3%	65,7%	66,6%	68,0%	69,2%	70,9%
F-M-2V 50%	51,6%	52,2%	55,1%	56,0%	57,4%	58,1%	59,5%
F-M-2V 40%	41,5%	42,0%	44,3%	45,1%	46,4%	46,8%	47,9%
F-M-2V 30%	31,3%	31,7%	33,4%	34,0%	35,1%	35,5%	36,1%
F-C-2V 60%	61,3%	63,2%	66,5%	70,3%	71,7%	67,4%	70,1%
F-C-2V 50%	51,4%	53,0%	55,7%	59,2%	60,7%	56,6%	58,9%
F-C-2V 40%	41,4%	42,7%	44,8%	47,8%	49,1%	45,5%	47,4%
F-C-2V 30%	31,2%	32,2%	33,8%	36,1%	37,2%	34,4%	35,8%

5. Conclusão

Conforme esperado, as topologias com módulos bifaciais demonstraram a maior geração de energia para uma mesma potência instalada considerando um GCR de 30%, mesmo para valores de albedo de 20%.

No comparativo entre as topologias T-M-2V e F-M-2V, nota-se que, para o cenário econômico padrão que foi simulado, o sistema com rastreamento apresentou um LCOE mais atrativo. Entretanto, para latitudes maiores a F-M-2V-60% se mostrou mais atrativa do que a T-M-2V-30%. Inclusive, o aumento da parcela referente aos preços de materiais, obras civis e custo da área em relação ao CAPEX faz com que a topologia fixa seja cada vez mais beneficiada.

Além da avaliação econômica, os resultados técnicos com base na nova métrica apresentada demonstraram que o aumento do GCR pode trazer benefício sobre a capacidade de geração da área. Para sistemas com rastreamento, por exemplo, GCRs maiores diminuem o rendimento energético (*Yield)* do sistema; porém, ao mesmo tempo, a densidade de energia gerada (E_{area}) tende a aumentar.

Como resultado geral do trabalho, o Y_{area} se mostrou uma boa ferramenta tanto como análise individual quanto em conjunto com o LCOE. Quando confrontadas essas duas métricas, foi possível observar os resultados de LCOE por um outro ponto de vista, onde a escolha poderia beneficiar um maior retorno econômico relativo ou proporcionar uma capacidade de investimento maior, aumentando o retorno absoluto do capital, ainda que às expensas do retorno relativo do capital.

O Brasil é um país com uma vasta extensão territorial, onde a disponibilidade de terras ainda não é um problema. Ainda assim, ao iniciar uma tratativa de negociação de arrendamento com os proprietários da terra, o empreendimento fotovoltaico deve competir com outras fontes de renda que ele possa vir a ter, como criação de animais, plantações etc. Além disso, existem países em que essa disponibilidade não á abundante e a forma de utilização de área deve ser muito bem planejada, inclusive porque a vida útil média projetada para usinas fotovoltaicas é de 30 anos, podendo inclusive se estender.

Então, planejar bem o uso da terra e repensar o conceito de menor impacto para o meio ambiente (reduzindo área ocupada, supressão de vegetações nativas,

movimentações de terra, impacto no lençol freático, drenagem natural do terreno etc.) pode se tornar um grande aliado ao fator de aplicação e uso de uma fonte limpa e renovável de energia.

6. Bibliografia

AGUIAR, R.; COLLARES-PEREIRA, M. TAG: A time-dependent, autoregressive, Gaussian model for generating synthetic hourly radiation. **Solar Energy**, [*s. l.*], v. 49, n. 3, p. 167–174, 1992. Disponível em: https://doi.org/10.1016/0038-092X(92)90068-L. Acesso em: 21 abr. 2019.

AGUIAR, R.J.; COLLARES-PEREIRA, M.; CONDE, J.P. Simple procedure for generating sequences of daily radiation values using a library of Markov transition matrices. **Solar Energy**, [*s. l.*], v. 40, n. 3, p. 269–279, 1988. Disponível em: https://doi.org/10.1016/0038-092X(88)90049-7. Acesso em: 21 abr. 2019.

ALAM, Marzia; GUL, Mehreen Saleem; MUNEER, Tariq. Ground view factor computation model for bifacial photovoltaic collector field: uniform and non-uniform surfaces. **Energy Reports**, [*s. l.*], v. 7, p. 9133–9149, 2021. Disponível em: https://doi.org/10.1016/j.egyr.2021.11.206

ALLOUHI, A *et al.* Energetic, economic and environmental (3E) analyses and LCOE estimation of three technologies of PV grid-connected systems under different climates. **Solar Energy**, [*s. l.*], v. 178, p. 25–36, 2019. Disponível em: https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.solener.2018.11.060

AMILLO, M Ana *et al.* **Application of Satellite-Based Spectrally-Resolved Solar Radiation Data to PV Performance Studies**. [*S. l.: s. n.*], 2015. Disponível em: https://doi.org/10.3390/en8053455

ANEEL. **Sistema de Informações de Geração da ANEEL**. [*S. l.*], 2022. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/siga.

ASEF, Pedram *et al.* A 3-D Pareto-Based Shading Analysis on Solar Photovoltaic System Design Optimization. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, [*s. l.*], v. 10, n. 2, p. 843–852, 2019. Disponível em: https://doi.org/10.1109/TSTE.2018.2849370

ASHARE. **Method of testing to determine the thermal performance of solar collectors. (ASHRAE standard)**. United States: [*s. n.*], 1985. Disponível em: https://www.osti.gov/servlets/purl/575023.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 10899: Energia solar fotovoltaica: Terminologia**. Rio de Janeiro - RJ: [*s. n.*], 2013.

BLAKERS, Andrew *et al.* Pathway to 100% Renewable Electricity. **IEEE Journal of Photovoltaics**, [*s. l.*], v. 9, n. 6, p. 1828–1833, 2019. Disponível em: https://doi.org/10.1109/JPHOTOV.2019.2938882

BORTOLINI, Marco; GAMBERI, Mauro; GRAZIANI, Alessandro. Technical and economic design of photovoltaic and battery energy storage system. **Energy Conversion and Management**, [*s. l.*], v. 86, p. 81–92, 2014. Disponível em: https://doi.org/10.1016/J.ENCONMAN.2014.04.089. Acesso em: 27 abr. 2019.

BRAGA, Marília; NASCIMENTO, Lucas Rafael do; RÜTHER, Ricardo. Spectral modeling and spectral impacts on the performance of mc-Si and new generation CdTe photovoltaics in warm and sunny climates. **Solar Energy**, [*s. l.*], n. March, 2019.

BRANKER, K.; PATHAK, M.J.M.; PEARCE, J.M. A review of solar photovoltaic levelized cost of electricity. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [*s. l.*], v. 15, n. 9, p. 4470–4482, 2011. Disponível em: https://doi.org/10.1016/J.RSER.2011.07.104. Acesso em: 27 abr. 2019.

BRECL, Kristijan; TOPIČ, Marko. Self-shading losses of fixed free-standing PV arrays. **Renewable Energy**, [*s. l.*], v. 36, n. 11, p. 3211–3216, 2011. Disponível em: https://doi.org/10.1016/J.RENENE.2011.03.011. Acesso em: 15 abr. 2019.

BURGER, Bruno; RÜTHER, Ricardo. Inverter sizing of grid-connected photovoltaic systems in the light of local solar resource distribution characteristics and temperature. **Solar Energy**, [*s. l.*], v. 80, n. 1, p. 32–45, 2006. Disponível em: https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.solener.2005.08.012

CANADIAN SOLAR. **PV Module Product Datasheet Canadian Solar BiHiKu7**. [*S. l.: s. n.*], 2022.

CANADIAN SOLAR. **PV Module Product Datasheet Canadian Solar Hiku**. [*S. l.: s. n.*], 2021.

CEBECAUER, Tomáš; ŠÚRI, Marcel; PEREZ, Richard. HIGH PERFORMANCE MSG SATELLITE MODEL FOR OPERATIONAL SOLAR ENERGY APPLICATIONS. *In*: , 2010, Phoenix, AZ. **ASES Proceedings from Solar**. Phoenix,

AZ: [*s. n.*], 2010.

CHANG, Tian Pau. Output energy of a photovoltaic module mounted on a single-axis tracking system. **Applied Energy**, [*s. l.*], v. 86, n. 10, p. 2071–2078, 2009. Disponível em: https://doi.org/10.1016/J.APENERGY.2009.02.006. Acesso em: 26 abr. 2019.

CHRISTIAN HAGENDORF *et al.* **Peer Report: Assessment of performance, environmental, health and safety aspects of First Solar's CdTe PV technology**. [*S. l.: s. n.*], 2017.

COPPER, J. K.; BRUCE, A. G. Assessment of the Australian Bureau of Meteorology hourly gridded solar data. *In*: , 2015, Brisbane, Australia. **ASIA-PACIFIC SOLAR RESEARCH CONFERENCE**. Brisbane, Australia: [*s. n.*], 2015.

DA FONSECA, José Eduardo Ferreira *et al.* Degradation analysis of a photovoltaic generator after operating for 15 years in southern Brazil. **Solar Energy**, [*s. l.*], v. 196, n. November 2019, p. 196–206, 2020. Disponível em: https://doi.org/10.1016/j.solener.2019.11.086

DESCHAMPS, Eduardo Martins; RÜTHER, Ricardo. Optimization of inverter loading ratio for grid connected photovoltaic systems. **Solar Energy**, [*s. l.*], v. 179, n. November 2018, p. 106–118, 2019. Disponível em: https://doi.org/10.1016/j.solener.2018.12.051

DUCK, B C; FELL, C J. Comparison of methods for estimating the impact of spectrum on PV output. *In*: , 2015. **2015 IEEE 42nd Photovoltaic Specialist Conference (PVSC)**. [*S. l.: s. n.*], 2015. p. 1–6. Disponível em: https://doi.org/10.1109/PVSC.2015.7356211

DYNGE, Anders Steen-Nilsen; STOVELAND, Asbjørn Orheim. **Optical Modelling for Photovoltaic Panels**. 165 f. 2013. - University of Agder, [*s. l.*], 2013.

ELDIN, S.A. Sharaf; ABD-ELHADY, M.S.; KANDIL, H.A. Feasibility of solar tracking systems for PV panels in hot and cold regions. **Renewable Energy**, [*s. l.*], v. 85, p. 228–233, 2016. Disponível em: https://doi.org/10.1016/J.RENENE.2015.06.051. Acesso em: 26 abr. 2019.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Expansão da geração - 1° leilão**

de energia de reserva de 2015. [*S. l.: s. n.*], 2015.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Expansão da geração - 2° leilão de energia de reserva de 2015**. [*S. l.: s. n.*], 2016.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Leilão de Energia de Reserva 2014**. [*S. l.: s. n.*], 2014. Disponível em: http://www.epe.gov.br/leiloes/Paginas/default.aspx?CategoriaID=6845.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Nota Técnica EPE-DEE-0003/2020-r0. Projetos fotovoltaicos nos leiões de energia. [*s. l.*], p. 35, 2020.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Projetos fotovoltaicos nos leilões de energia: Características dos empreendimentos participantes nos leilões de 2013 a 2018. [*s. l.*], p. 43, 2018. Disponível em: http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-330/EPE-DEE-NT-091_2018-r0.pdf

FIRST SOLAR. **PV Module Product Datasheet First Solar Series 6 CuRe**. [*S. l.: s. n.*], 2021. Disponível em: https://www.firstsolar.com/en/Modules/Series-6-CuRe.

FORNIÉS, Eduardo *et al.* The influence of mismatch of solar cells on relative power loss of photovoltaic modules. **Solar Energy**, [*s. l.*], v. 97, p. 39–47, 2013. Disponível em: https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.solener.2013.08.004

FRAUNHOFER. **Photovoltaics Report**. [*S. l.: s. n.*], 2021. Disponível em: https://www.ise.fraunhofer.de/.

GLUCHY, Damian; KURZ, Dariusz; TRZMIEL, Grzegorz. Analysis of the influence of shading by horizon of PV cells on the operational parameters of a photovoltaic system. **PRZEGLĄD ELEKTROTECHNICZNY (Electrical Review)**, [*s. l.*], n. 4, p. 78–80, 2014. Disponível em: https://doi.org/10.12915/pe.2014.04.17

GLUNZ, S W *et al.* High-efficiency silicon solar cells for low-illumination applications. *In*: , 2002. **Conference Record of the Twenty-Ninth IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 2002.** [*S. l.: s. n.*], 2002. p. 450–453. Disponível em: https://doi.org/10.1109/PVSC.2002.1190556

GOLNAS, A. PV System Reliability: An Operator's Perspective. **IEEE Journal of Photovoltaics**, [*s. l.*], v. 3, n. 1, p. 416–421, 2013. Disponível em:

https://doi.org/10.1109/JPHOTOV.2012.2215015

GOOGLE EARTH. **Google Earth**. [*S. l.*], 2022.

GOSTEIN, M; DUNN, L. Light soaking effects on photovoltaic modules: Overview and literature review. *In*: , 2011. **2011 37th IEEE Photovoltaic Specialists Conference**. [*S. l.: s. n.*], 2011. p. 3126–3131. Disponível em: https://doi.org/10.1109/PVSC.2011.6186605

GREENER. **Estudo Estratégico - Grandes Usinas Solares 2021 - Mercado Livre e Regulado**. [*S. l.: s. n.*], 2021.

GUERRERO-LEMUS, R. *et al.* Bifacial solar photovoltaics – A technology review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [*s. l.*], v. 60, p. 1533–1549, 2016. Disponível em: https://doi.org/10.1016/J.RSER.2016.03.041. Acesso em: 27 abr. 2019.

GUERRERO PÉREZ, Javier; NAVARRO BERBEL, José. **BiTEC : How to simulate bifacial projects?** [*S. l.: s. n.*], 2019. Disponível em: https://lab.soltec.com/bifacial-trackers-ii/.

GUEYMARD, Christian A. A reevaluation of the solar constant based on a 42-year total solar irradiance time series and a reconciliation of spaceborne observations. **Solar Energy**, [*s. l.*], v. 168, n. April, p. 2–9, 2018. Disponível em: https://doi.org/10.1016/j.solener.2018.04.001

HAAG, Rafael. **ESTIMATIVA DA DISTRIBUIÇÃO ESPECTRAL DA RADIAÇÃO SOLAR SOBRE O TERRITÓRIO BRASILEIRO ATRAVÉS DE ANÁLISE MULTIINSTRUMENTAL**. 1–155 f. 2012. - Universidade Federal do Rio Grande do Sul, [*s. l.*], 2012.

HAAG, Rafael; KRENZINGER, Arno. ESPECTRO SOLAR CARACTERÍSTICO PARA A REGIÃO DO SEMIÁRIDO BRASILEIRO. *In*: , 2016, Belo Horizonte - Brasil. **VI Congresso Brasileiro de Energia Solar**. Belo Horizonte - Brasil: [*s. n.*], 2016.

HAY, J A. Calculation of monthly mean solar radiation for horizontal and inclined surfaces. **Solar Energy**, Toronto, Canada, v. 23, n. 4, p. 301–307, 1979.

HICKEL, Bernardo *et al.* ANÁLISE DA INFLUÊNCIA DO ACÚMULO DE SUJEIRA SOBRE DIFERENTES TECNOLOGIAS DE MÓDULOS FV: REVISÃO E

MEDIÇÕES DE CAMPO. *In*: , 2016. **VI Congresso Brasileiro de Energia Solar**. [*S. l.: s. n.*], 2016.

HOFFMANN, Stephan; KOEHL, Michael. Effect of humidity and temperature on the potential-induced degradation. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, [*s. l.*], v. 22, n. 2, p. 173–179, 2014. Disponível em: https://doi.org/10.1002/pip.2238

HUANG, H S *et al.* Performance and Availability Analyses of PV Generation Systems in Taiwan. [*s. l.*], v. 78, p. 309–313, 2011.

IEC62804-1. **IEC TS 62804-1:2015: Photovoltaic (PV) modules - Test methods for the detection of potential-induced degradation - Part 1: Crystalline silicon**[*S. l.: s. n.*], 2015.

INEICHEN, Pierre. A broadband simplified version of the Solis clear sky model. **Solar Energy**, [*s. l.*], v. 82, n. 8, p. 758–762, 2008. Disponível em: https://doi.org/10.1016/J.SOLENER.2008.02.009. Acesso em: 29 abr. 2019.

IRENA. **Renewable capacity statistics 2020**. [*S. l.: s. n.*], 2020.

JANSSEN, Gaby J M *et al.* Outdoor Performance of Bifacial Modules by Measurements and Modelling. **Energy Procedia**, [*s. l.*], v. 77, p. 364–373, 2015. Disponível em: https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.egypro.2015.07.051

JORDAN, D C; KURTZ, S R. Photovoltaic Degradation Rates—an Analytical Review. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, [*s. l.*], v. 21, n. 1, p. 12–29, 2013. Disponível em: https://doi.org/10.1002/pip.1182

KACZMAR, Swiatoslav. Evaluating the read-across approach on CdTe toxicity for CdTe photovoltaics. *In*: , 2011, Boston, MA. **SETAC North America 32nd Annual Meeting**. Boston, MA: [*s. n.*], 2011. p. 2011.

KERSTEN, Friederike *et al.* System performance loss due to LeTID. **Energy Procedia**, [*s. l.*], v. 124, p. 540–546, 2017. Disponível em: https://doi.org/10.1016/J.EGYPRO.2017.09.260. Acesso em: 26 abr. 2019.

KLUCHER, T.M. Evaluation of models to predict insolation on tilted surfaces. **Solar Energy**, [*s. l.*], v. 23, n. 2, p. 111–114, 1979. Disponível em: https://doi.org/10.1016/0038-092X(79)90110-5. Acesso em: 29 abr. 2019.

KRATZENBERG, Manfred Georg *et al.* Optimal Photovoltaic Inverter Sizing Considering Different Climate Conditions and Energy Prices. **Energy Procedia**, [*s. l.*], v. 57, p. 226–234, 2014. Disponível em: https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.10.027

KREININ, L *et al.* PV module power gain due to bifacial design. Preliminary experimental and simulation data. *In*: , 2010. **2010 35th IEEE Photovoltaic Specialists Conference**. [*S. l.: s. n.*], 2010. p. 2171–2175. Disponível em: https://doi.org/10.1109/PVSC.2010.5615874

KYMAKIS, Emmanuel; KALYKAKIS, Sofoklis; PAPAZOGLOU, Thales M. Performance analysis of a grid connected photovoltaic park on the island of Crete. **Energy Conversion and Management**, [*s. l.*], v. 50, n. 3, p. 433–438, 2009. Disponível em: https://doi.org/10.1016/J.ENCONMAN.2008.12.009. Acesso em: 28 abr. 2019.

LEDESMA, J. R. *et al.* A simulation model of the irradiation and energy yield of large bifacial photovoltaic plants. **Solar Energy**, [*s. l.*], v. 206, n. August 2019, p. 522–538, 2020. Disponível em: https://doi.org/10.1016/j.solener.2020.05.108

LEE, Mitchell; PANCHULA, Alex. Spectral correction for photovoltaic module performance based on air mass and precipitable water. **Conference Record of the IEEE Photovoltaic Specialists Conference**, [*s. l.*], v. 2016-Novem, p. 1351–1356, 2016. Disponível em: https://doi.org/10.1109/PVSC.2016.7749836

LEE, Taesoo D.; EBONG, Abasifreke U. A review of thin film solar cell technologies and challenges. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [*s. l.*], v. 70, p. 1286–1297, 2017. Disponível em: https://doi.org/10.1016/J.RSER.2016.12.028. Acesso em: 27 abr. 2019.

LIU, Benjamin Y.H.; JORDAN, Richard C. The interrelationship and characteristic distribution of direct, diffuse and total solar radiation. **Solar Energy**, [*s. l.*], v. 4, n. 3, p. 1–19, 1960. Disponível em: https://doi.org/10.1016/0038-092X(60)90062-1

LORENZO, E; MORETÓN, R; LUQUE, I. Dust effects on PV array performance: in-field observations with non-uniform patterns. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, [*s. l.*], v. 22, n. 6, p. 666–670, 2014. Disponível em:

https://doi.org/10.1002/pip.2348

LORENZO, E; NARVARTE, L; MUÑOZ, J. Tracking and back-tracking. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, [*s. l.*], v. 19, n. 6, p. 747–753, 2011. Disponível em: https://doi.org/10.1002/pip.1085

LUNA, Márcia Andréa Rosas *et al.* Solar Photovoltaic Distributed Generation in Brazil: The Case of Resolution 482/2012. **Energy Procedia**, [*s. l.*], v. 159, p. 484–490, 2019. Disponível em: https://doi.org/10.1016/j.egypro.2018.12.036

MACÊDO, W N; ZILLES, R. Operational results of grid-connected photovoltaic system with different inverter's sizing factors (ISF). **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, [*s. l.*], v. 15, n. 4, p. 337–352, 2007. Disponível em: https://doi.org/10.1002/pip.740

MAGHAMI, Mohammad Reza *et al.* Evaluation of the 2013 Southeast Asian Haze on Solar Generation Performance. **Plos One**, [*s. l.*], v. 10, 2015. Disponível em: https://doi.org/10.1371/journal.pone.0135118

MARION, B. *et al.* Performance parameters for grid-connected PV systems. **Conference Record of the IEEE Photovoltaic Specialists Conference**, [*s. l.*], n. February, p. 1601–1606, 2005. Disponível em: https://doi.org/10.1109/PVSC.2005.1488451

MARTINS, F.R. *et al.* Solar energy scenarios in Brazil, Part one: Resource assessment. **Energy Policy**, [*s. l.*], v. 36, n. 8, p. 2853–2864, 2008. Disponível em: https://doi.org/10.1016/J.ENPOL.2008.02.014. Acesso em: 27 abr. 2019.

MECASOLAR. **Rastreador de um eixo com acionamento individual das mesas**. [*S. l.*], 2019.

METEOTEST. **Meteonorm 8.0 Software**. Bern, Switzerland: [*s. n.*], 2020.

MINNAERT, Ben. **A Proposal for Typical Artificial Light Sources for the Characterization of Indoor Photovoltaic Applications**. [*S. l.: s. n.*], 2014. v. 7 Disponível em: https://doi.org/10.3390/en7031500

MOHAMMADI, Kasra *et al.* A new hybrid support vector machine–wavelet transform approach for estimation of horizontal global solar radiation. **Energy Conversion and Management**, [*s. l.*], v. 92, p. 162–171, 2015. Disponível em:

https://doi.org/10.1016/J.ENCONMAN.2014.12.050. Acesso em: 4 jan. 2019.

MOORE, L M; POST, H N. Five years of operating experience at a large, utility-scale photovoltaic generating plant. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, [*s. l.*], v. 16, n. 3, p. 249–259, 2008. Disponível em: https://doi.org/10.1002/pip.800

MORA SEGADO, Patricia; CARRETERO, Jesús; SIDRACH-DE-CARDONA, Mariano. Models to predict the operating temperature of different photovoltaic modules in outdoor conditions. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, [*s. l.*], v. 23, n. 10, p. 1267–1282, 2015. Disponível em: https://doi.org/10.1002/pip.2549

MUNOZ, M A; CHENLO, F; ALONSO-GARCÍA, M C. Influence of initial power stabilization over crystalline-Si photovoltaic modules maximum power. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, [*s. l.*], v. 19, n. 4, p. 417–422, 2011. Disponível em: https://doi.org/10.1002/pip.1052

MYERS, Daryl R; GUEYMARD, Christian A. Description and availability of the SMARTS spectral model for photovoltaic applications. *In*: , 2004. **Proc.SPIE**. [*S. l.: s. n.*], 2004. Disponível em: https://doi.org/10.1117/12.555943

NASA. **Giovanni**. [*S. l.*], 2019.

NASCIMENTO, L. *et al.* AVALIAÇÃO DE DESEMPENHO DE DIFERENTES TECNOLOGIAS FOTOVOLTAICAS NO NORDESTE BRASILEIRO. *In*: , 2016, Belo Horizonte - Brasil. **VI Congresso Brasileiro de Energia Solar**. Belo Horizonte - Brasil: [*s. n.*], 2016.

NASCIMENTO, Lucas Rafael do. **A Avaliação de Longo Prazo de um Sistema Fotovoltaico Integrado à Edificação Urbana e Conectado à Rede Elétrica Pública**. 103 f. 2013. - Universidade Federal de Santa Catarina, [*s. l.*], 2013.

NASCIMENTO, L R d.; RÜTHER, R. Fifteen years and counting: The reliable long-term performance of the first grid-connected, building-integrated, thin-film photovoltaic installation in Brazil. *In*: , 2014. **2014 IEEE 40th Photovoltaic Specialist Conference (PVSC)**. [*S. l.: s. n.*], 2014. p. 3372–3377. Disponível em: https://doi.org/10.1109/PVSC.2014.6925657

NGAN, Lauren *et al.* Increased energy production of First Solar horizontal

single-axis tracking PV systems without backtracking. **Conference Record of the IEEE Photovoltaic Specialists Conference**, [*s. l.*], p. 792–796, 2013. Disponível em: https://doi.org/10.1109/PVSC.2013.6744267

NREL. **Best Research-Cell Efficiency Chart**. [*S. l.: s. n.*], 2021. Disponível em: https://www.nrel.gov/pv/cell-efficiency.html.

PANICO, D *et al.* Backtracking: a novel strategy for tracking PV systems. *In*: , 1991. **The Conference Record of the Twenty-Second IEEE Photovoltaic Specialists Conference - 1991**. [*S. l.: s. n.*], 1991. p. 668–673 v.1. Disponível em: https://doi.org/10.1109/PVSC.1991.169294

PEREIRA, Enio Bueno *et al.* **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. 2°ed. São José dos Campos - São Paulo - Brasil: [*s. n.*], 2017. ISSN 15164136. Disponível em: https://doi.org/978-85-17-00030-0

PEREZ, Richard *et al.* A new simplified version of the perez diffuse irradiance model for tilted surfaces. **Solar Energy**, [*s. l.*], v. 39, n. 3, p. 221–231, 1987. Disponível em: https://doi.org/10.1016/S0038-092X(87)80031-2. Acesso em: 18 abr. 2019.

PEREZ, Richard *et al.* Modeling daylight availability and irradiance components from direct and global irradiance. **Solar Energy**, [*s. l.*], v. 44, n. 5, p. 271–289, 1990. Disponível em: https://doi.org/10.1016/0038-092X(90)90055-H. Acesso em: 18 abr. 2019.

PINGEL, S *et al.* Potential Induced Degradation of solar cells and panels. *In*: , 2010. **2010 35th IEEE Photovoltaic Specialists Conference**. [*S. l.: s. n.*], 2010. p. 2817–2822. Disponível em: https://doi.org/10.1109/PVSC.2010.5616823

PINHO, João Tavares; GALDINO, Marco Antonio. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro - RJ: CEPEL, 2014.

PVSYST. Versão 7.2. [*S. l.: s. n.*], 2022. Disponível em: www.pvsyst.com

QASEM, Hassan *et al.* Dust-induced shading on photovoltaic modules. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, [*s. l.*], v. 22, n. 2, p. 218–226, 2014. Disponível em: https://doi.org/10.1002/pip.2230

RANSOME, Steve; FUNTAN, Peter. **Why hourly averaged measurement data is insufficient to model PV system performance accurately**. [*S. l.: s. n.*], 2005.

REICH, Nils *et al.* **Weak Light performance and spectral response of different solar cell types**. [*S. l.: s. n.*], 2005.

REMUND, J. Chain of Algorithms to Compute Hourly Radiation Data on Inclined Planes used in Meteonorm. *In*: MODELING SOLAR RADIATION AT THE EARTH'S SURFACE, 2008. CHAIN OF ALGORITHMS TO COMPUTE HOURLY RADIATION DATA ON INCLINED PLANES USED IN METEONORM. [*S. l.: s. n.*], 2008. p. 393–410.

REMUND, J. *et al.* Worldwide Linke turbidity information. *In*: , 2003, Goteborg, Sweden. **ISES Solar World Congress**. Goteborg, Sweden: [*s. n.*], 2003.

REMUND, J.; DOMEISEN, D. **Aerosol optical depth and Linke turbidity climatology**. [*S. l.: s. n.*], 2010.

REMUND, J.; SALVISBERG, E.; KUNZ, S. On the generation of hourly shortwave radiation data on tilted surfaces. **Solar Energy**, [*s. l.*], v. 62, n. 5, p. 331–344, 1998. Disponível em: https://doi.org/10.1016/S0038-092X(98)00020-6. Acesso em: 21 abr. 2019.

REMUND, J.; WALD, L.; PAGE, J. Chain of algorithms to calculate advanced radiation parameters. *In*: , 2003. **International Solar Energy Society. ISES Solar World Congress**. [*S. l.: s. n.*], 2003.

RODRÍGUEZ-GALLEGOS, Carlos D. *et al.* Monofacial vs bifacial Si-based PV modules: Which one is more cost-effective? **Solar Energy**, [*s. l.*], v. 176, p. 412–438, 2018. Disponível em: https://doi.org/10.1016/J.SOLENER.2018.10.012. Acesso em: 27 abr. 2019.

ROSS, G. R. Jr. **Interface design considerations for terrestrial solar cell modules**. [*S. l.: s. n.*], 1976.

RÜTHER, R *et al.* Performance assessment of a microcrystalline Si PV installation in a warm climate. *In*: , 2010. **2010 35th IEEE Photovoltaic Specialists Conference**. [*S. l.: s. n.*], 2010. p. 2287–2290. Disponível em: https://doi.org/10.1109/PVSC.2010.5617027

SAGA, Tatsuo. Advances in crystalline silicon solar cell technology for industrial mass production. **Npg Asia Materials**, [*s. l.*], v. 2, p. 96, 2010. Disponível em:

https://doi.org/10.1038/asiamat.2010.82

SAID, M.; EL-SHIMY, M.; ABDELRAHEEM, M.A. Photovoltaics energy: Improved modeling and analysis of the levelized cost of energy (LCOE) and grid parity – Egypt case study. **Sustainable Energy Technologies and Assessments**, [*s. l.*], v. 9, p. 37–48, 2015. Disponível em: https://doi.org/10.1016/J.SETA.2014.11.003. Acesso em: 27 abr. 2019.

SHARMA, Shruti; JAIN, Kamlesh Kumar; SHARMA, Ashutosh. Solar Cells: In Research and Applications—A Review. **Materials Sciences and Applications**, [*s. l.*], v. 06, n. 12, p. 1145–1155, 2015. Disponível em: https://doi.org/10.4236/msa.2015.612113

SHOUKRY, Ismail *et al.* Modelling of Bifacial Gain for Stand-alone and in-field Installed Bifacial PV Modules. **Energy Procedia**, [*s. l.*], v. 92, p. 600–608, 2016. Disponível em: https://doi.org/10.1016/J.EGYPRO.2016.07.025. Acesso em: 27 abr. 2019.

SINHA, P *et al.* Environmental variables affecting solar photovoltaic energy generation in Morocco. *In*: , 2014. **2014 International Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC)**. [*S. l.: s. n.*], 2014. p. 230–234. Disponível em: https://doi.org/10.1109/IRSEC.2014.7059897

SKOPLAKI, E.; PALYVOS, J.A. On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance: A review of efficiency/power correlations. **Solar Energy**, [*s. l.*], v. 83, n. 5, p. 614–624, 2009a. Disponível em: https://doi.org/10.1016/J.SOLENER.2008.10.008. Acesso em: 28 abr. 2019.

SKOPLAKI, E.; PALYVOS, J.A. Operating temperature of photovoltaic modules: A survey of pertinent correlations. **Renewable Energy**, [*s. l.*], v. 34, n. 1, p. 23–29, 2009b. Disponível em: https://doi.org/10.1016/J.RENENE.2008.04.009. Acesso em: 28 abr. 2019.

SOLARGIS. **Methodology - Solar radiation modeling**. [*S. l.*], 2019. Disponível em: https://solargis.com/. Acesso em: 19 dez. 2018.

SOPORI, B *et al.* Understanding light-induced degradation of c-Si solar cells. *In*: , 2012. **2012 38th IEEE Photovoltaic Specialists Conference**. [*S. l.: s. n.*], 2012. p. 1115–1120. Disponível em: https://doi.org/10.1109/PVSC.2012.6317798

SPV MARKET RESEARCH. **The Solar Flare**. [*S. l.: s. n.*], 2021. Disponível em: https://doi.org/10.1029/sp007p0144.

STI NORLAND. **One-axis tracker**. [*S. l.*], 2019. Disponível em: https://www.stinorland.com/en/products/centralized-solar-tracker-multi-row. Acesso em: 20 set. 2002.

SUNGROW. **Datasheet Solar Inverter Sungrow: SG3125HV-30**. [*S. l.: s. n.*], 2020.

TYAGI, V.V. *et al.* Progress in solar PV technology: Research and achievement. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [*s. l.*], v. 20, p. 443–461, 2013. Disponível em: https://doi.org/10.1016/J.RSER.2012.09.028. Acesso em: 24 abr. 2019.

VERÍSSIMO, Pedro Henrique Alves. **Avaliação de uma usina solar fotovoltaica comparando diferentes topologias de sistemas de fixação utilizando duas diferentes tecnologias FV**. 89 f. 2017. - Universidade Federal de Santa Catarina, [*s. l.*], 2017.

VIANA, Trajano de Souza. **POTENCIAL DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA COM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS COM CONCENTRADOR NO BRASIL**. 165 f. 2010. - Universidade Federal de Santa Catarina, [*s. l.*], 2010.

WANG, Xusheng; WU, Jian. The road to industrializing PERC solar cells. **Photovoltaics International**, [*s. l.*], v. 29, 2015.

WESTBROOK, Owen; REUSSER, Mark; COLLINS, Forrest. Diffuse shading losses in tracking photovoltaic systems. **2014 IEEE 40th Photovoltaic Specialist Conference, PVSC 2014**, [*s. l.*], n. 5, p. 891–896, 2014. Disponível em: https://doi.org/10.1109/PVSC.2014.6925057

ZAYED, Joseph; PHILIPPE, Suzanne. Acute Oral and Inhalation Toxicities in Rats With Cadmium Telluride. **International Journal of Toxicology**, [*s. l.*], v. 28, n. 4, p. 259–265, 2009. Disponível em: https://doi.org/10.1177/1091581809337630

ZORRILLA-CASANOVA, José *et al.* Losses produced by soiling in the incoming radiation to photovoltaic modules. **Progress in Photovoltovoltaics**, [*s. l.*], v. 21, n. February 2012, p. 790–796, 2012. Disponível em: https://doi.org/10.1002/pip

Apêndice A - Resultados para o município de Macapá

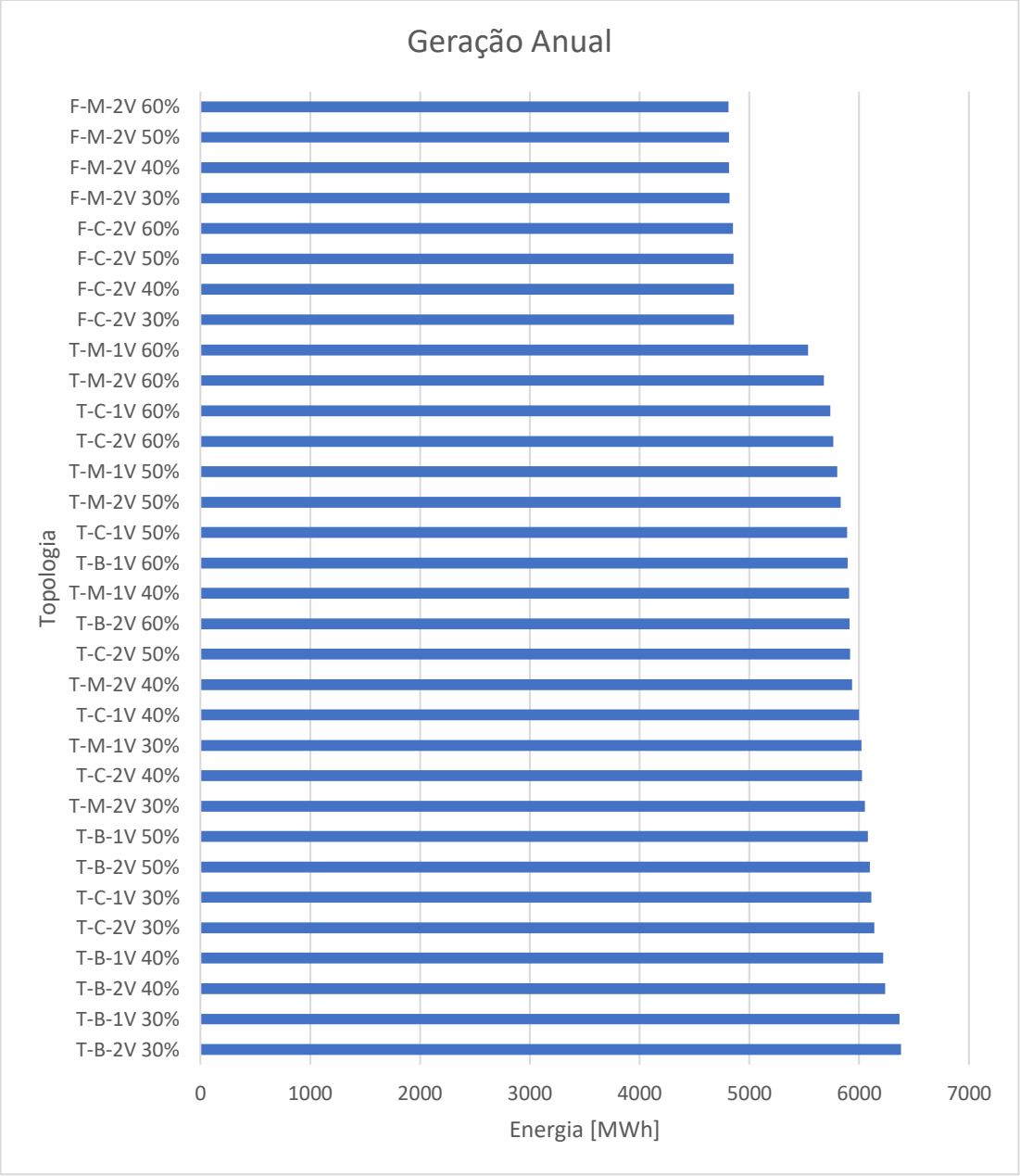


Figura A.0.1 - Energia anual gerada para as topologias apresentadas para ao município de Macapá, para os geradores de 3 MW definidos para as simulações.

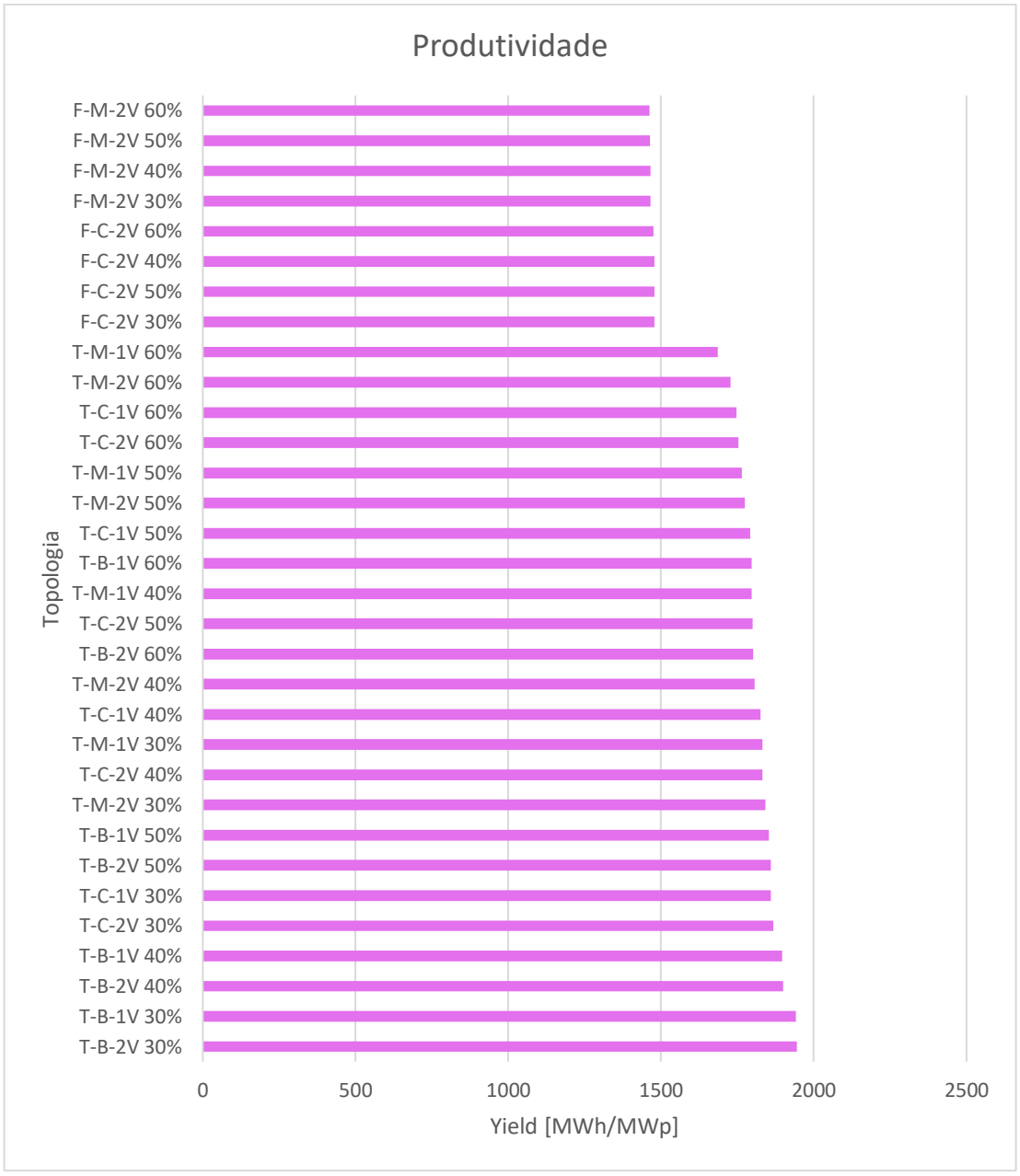


Figura A.0.2 - Produtividade das topologias apresentadas para ao município de Macapá, para os geradores de 3 MW definidos para as simulações.

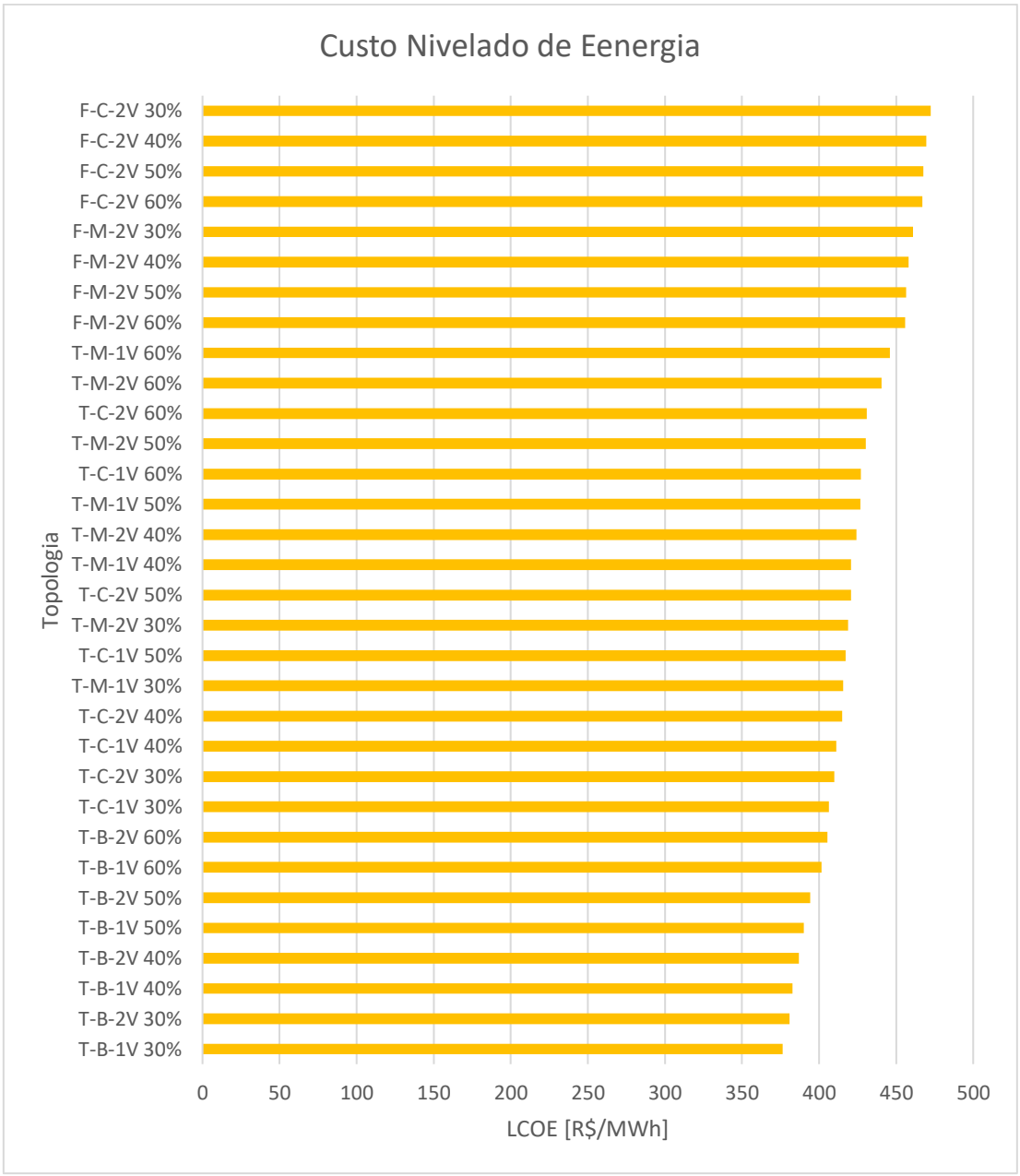


Figura A.0.3 - Custo nivelado da energia para as topologias apresentadas para ao município de Macapá, para os geradores de 3 MW definidos para as simulações.

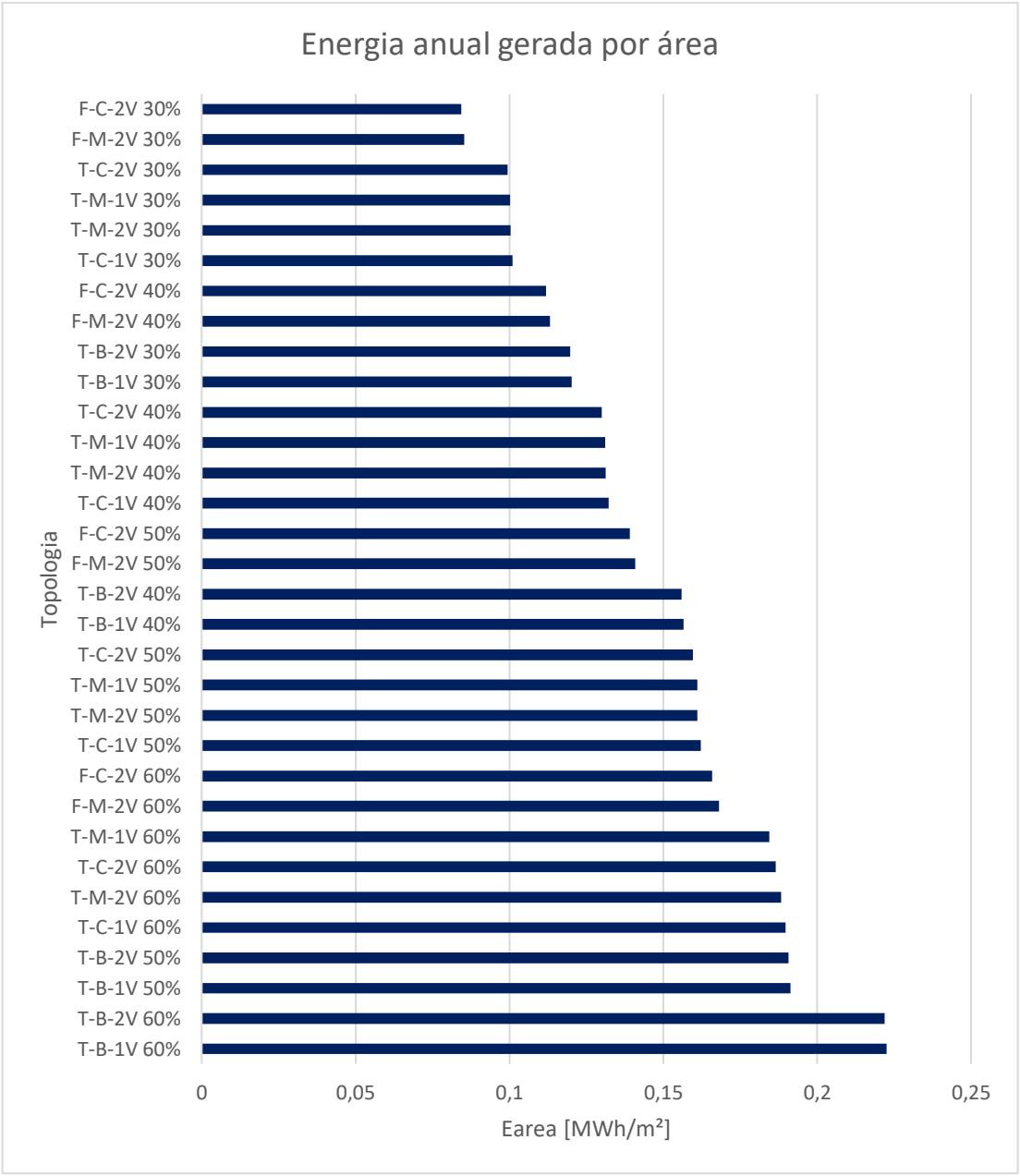


Figura A.0.4 - Energia gerada por área ocupada para as topologias apresentadas para ao município de Macapá, para os geradores de 3 MW definidos para as simulações.

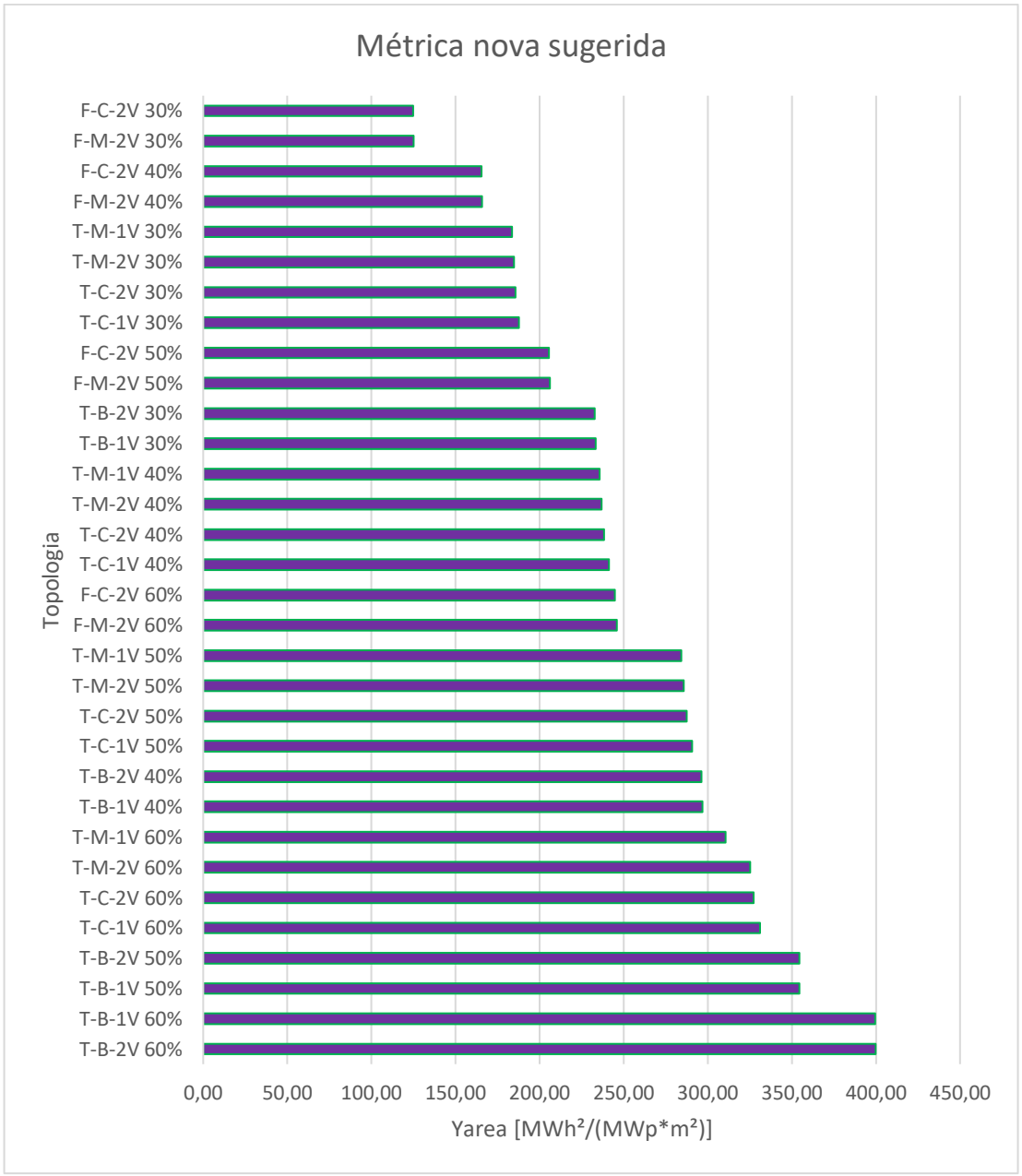


Figura A.0.5 - Y_{area} resultante para as topologias apresentadas para ao município de Macapá, para os geradores de 3 MW definidos para as simulações.

Apêndice B - Resultados para o município de Aracajú

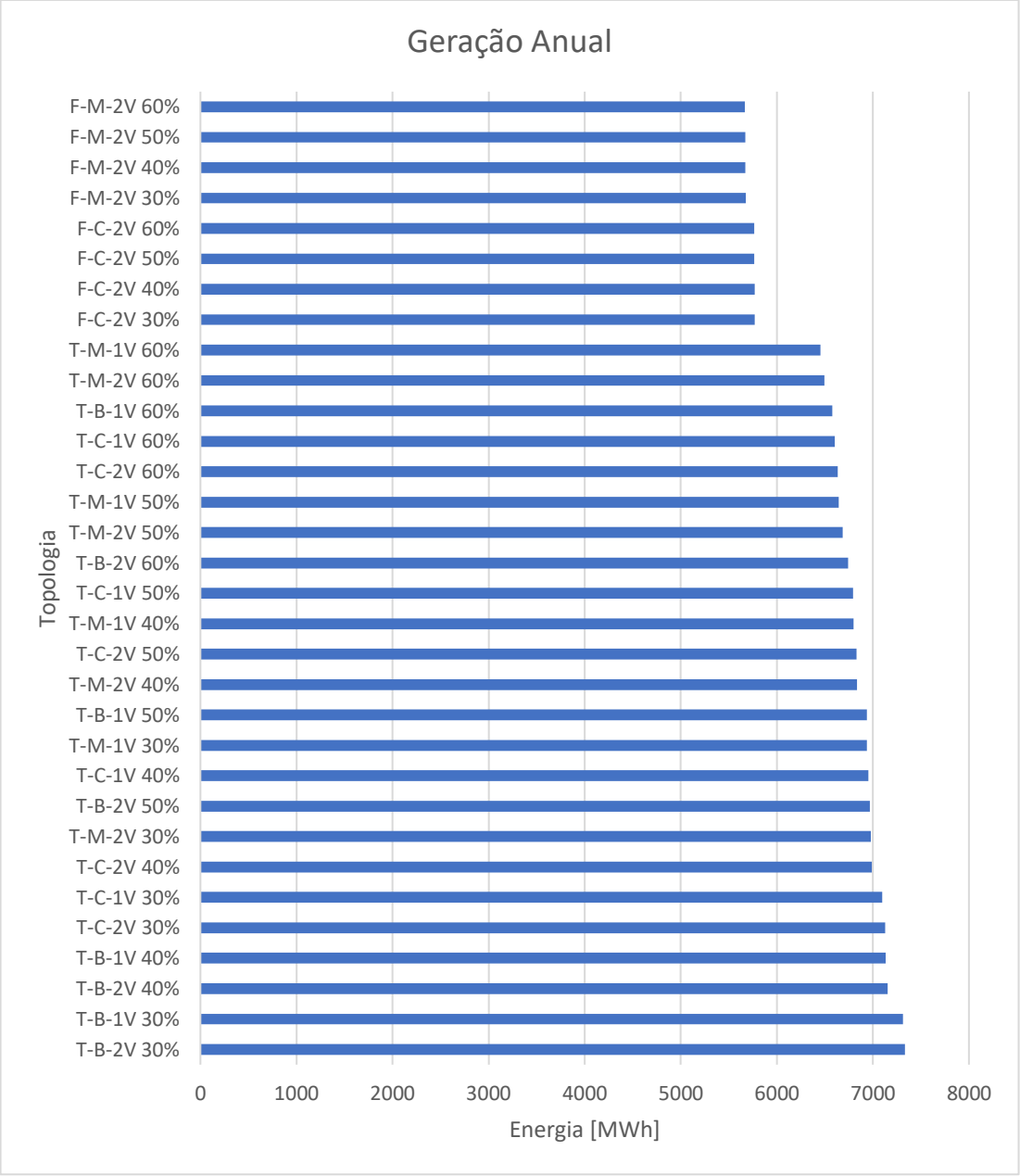


Figura B.0.1 - Energia anual gerada para as topologias apresentadas para ao município de Aracajú, para os geradores de 3 MW definidos para as simulações.



Figura B.0.2 - Produtividade das topologias apresentadas para ao município de Aracajú, para os geradores de 3 MW definidos para as simulações.

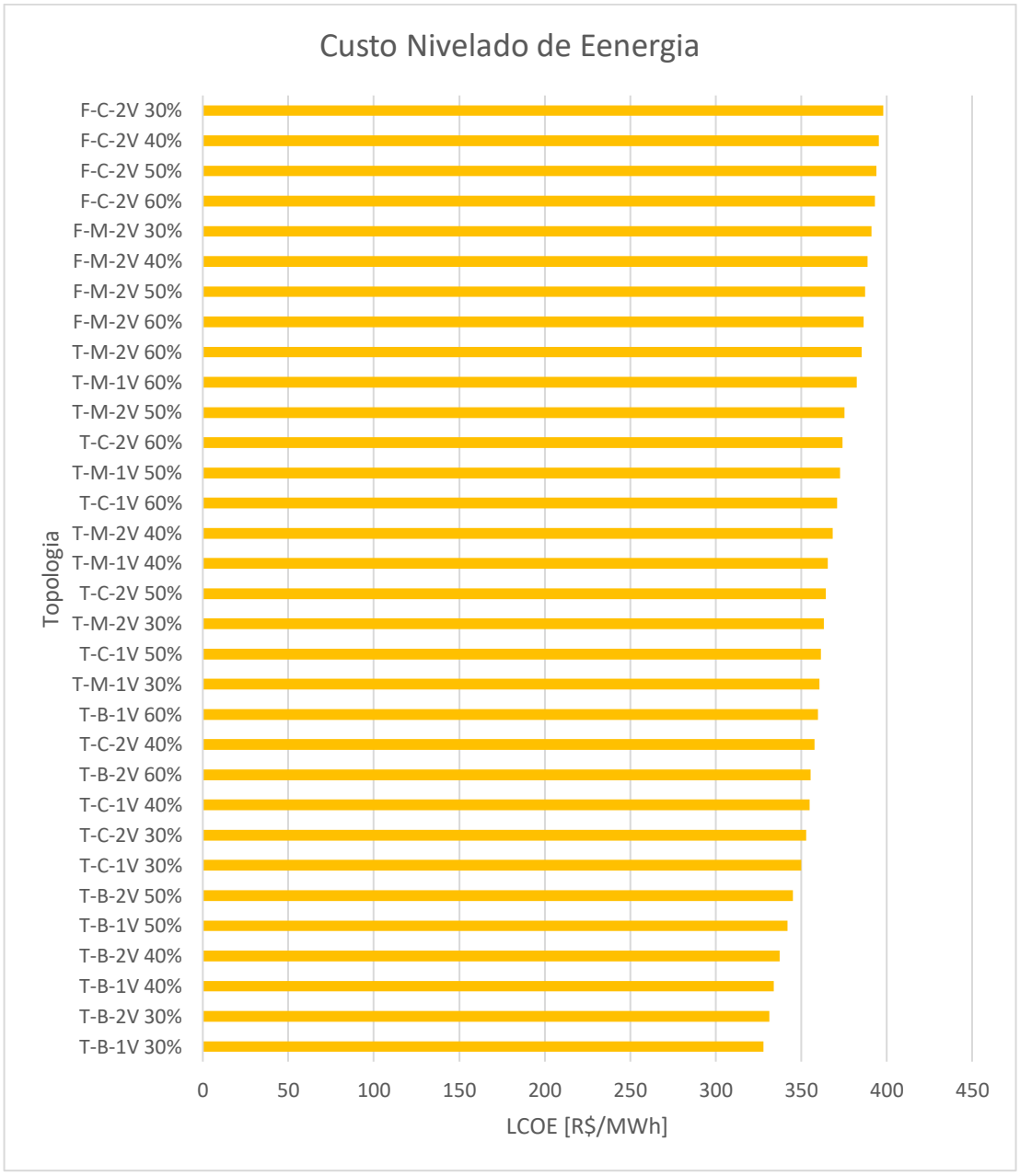


Figura B.0.3 - Custo nivelado da energia para as topologias apresentadas para ao município de Aracajú, para os geradores de 3 MW definidos para as simulações.

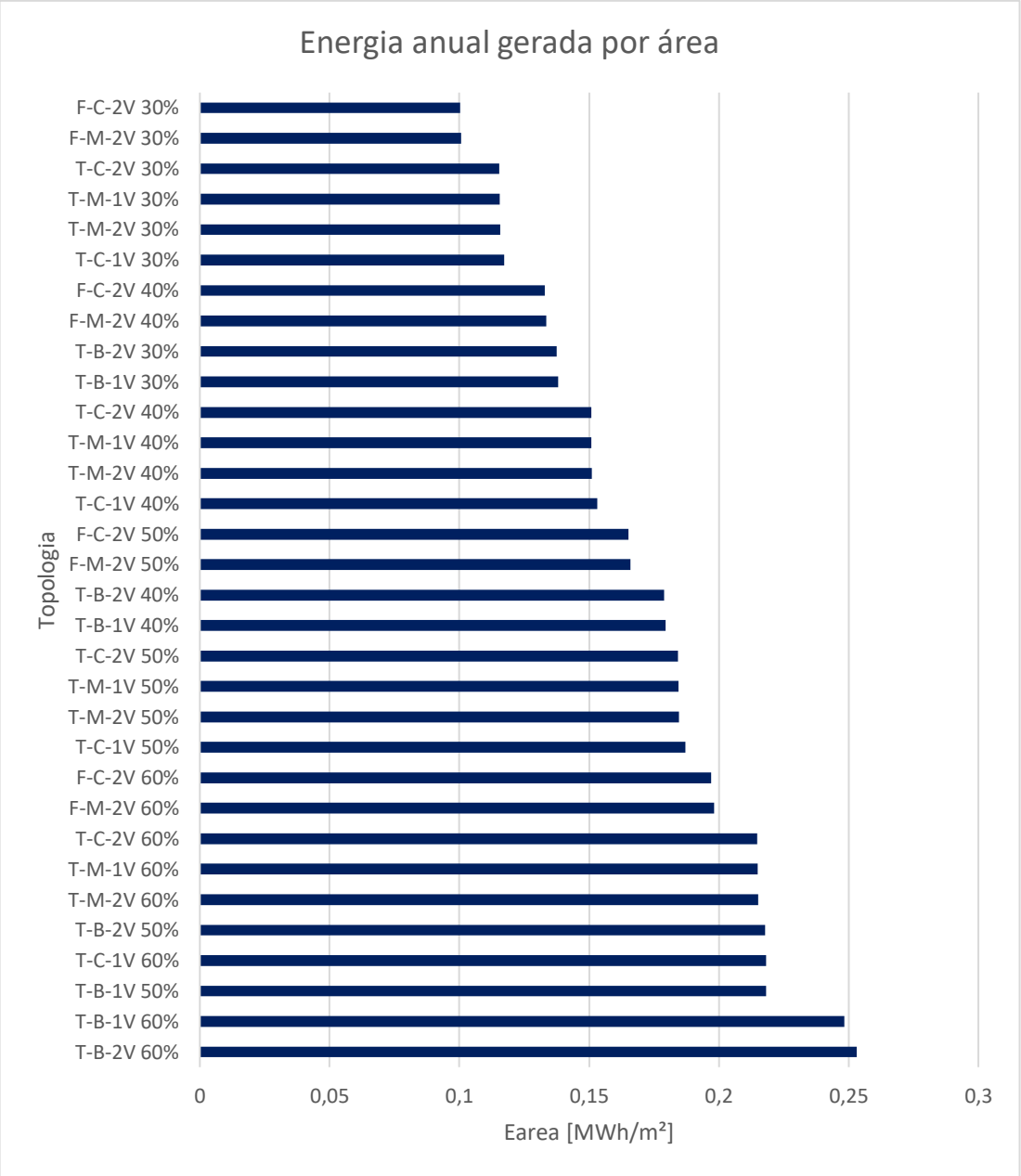


Figura 0.4 - Energia gerada por área ocupada para as topologias apresentadas para ao município de Aracajú, para os geradores de 3 MW definidos para as simulações.

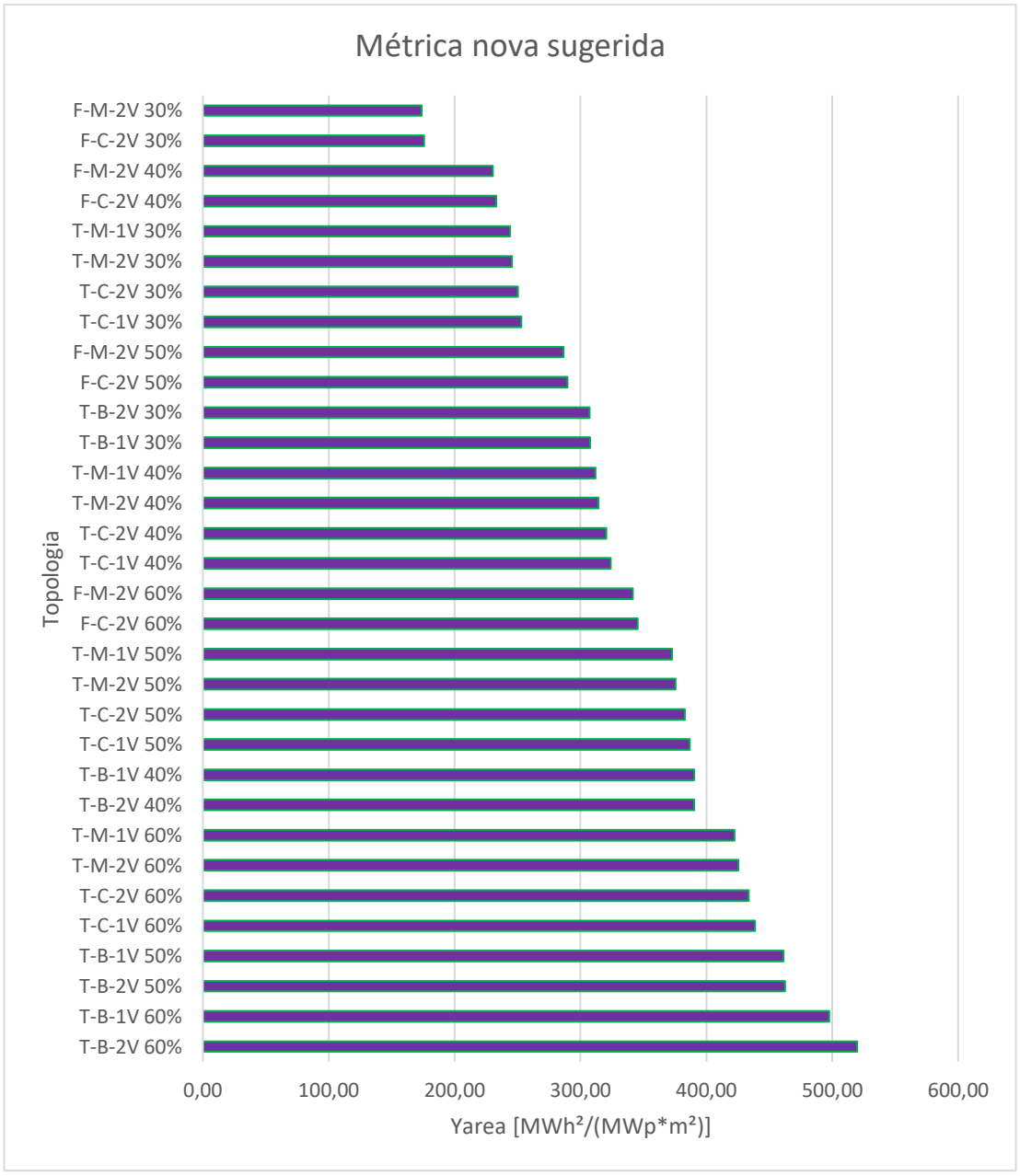


Figura B.0.5 - Y_{area} resultante para as topologias apresentadas para ao município de Aracajú, para os geradores de 3 MW definidos para as simulações.

Apêndice C - Resultados para o município de Cuiabá

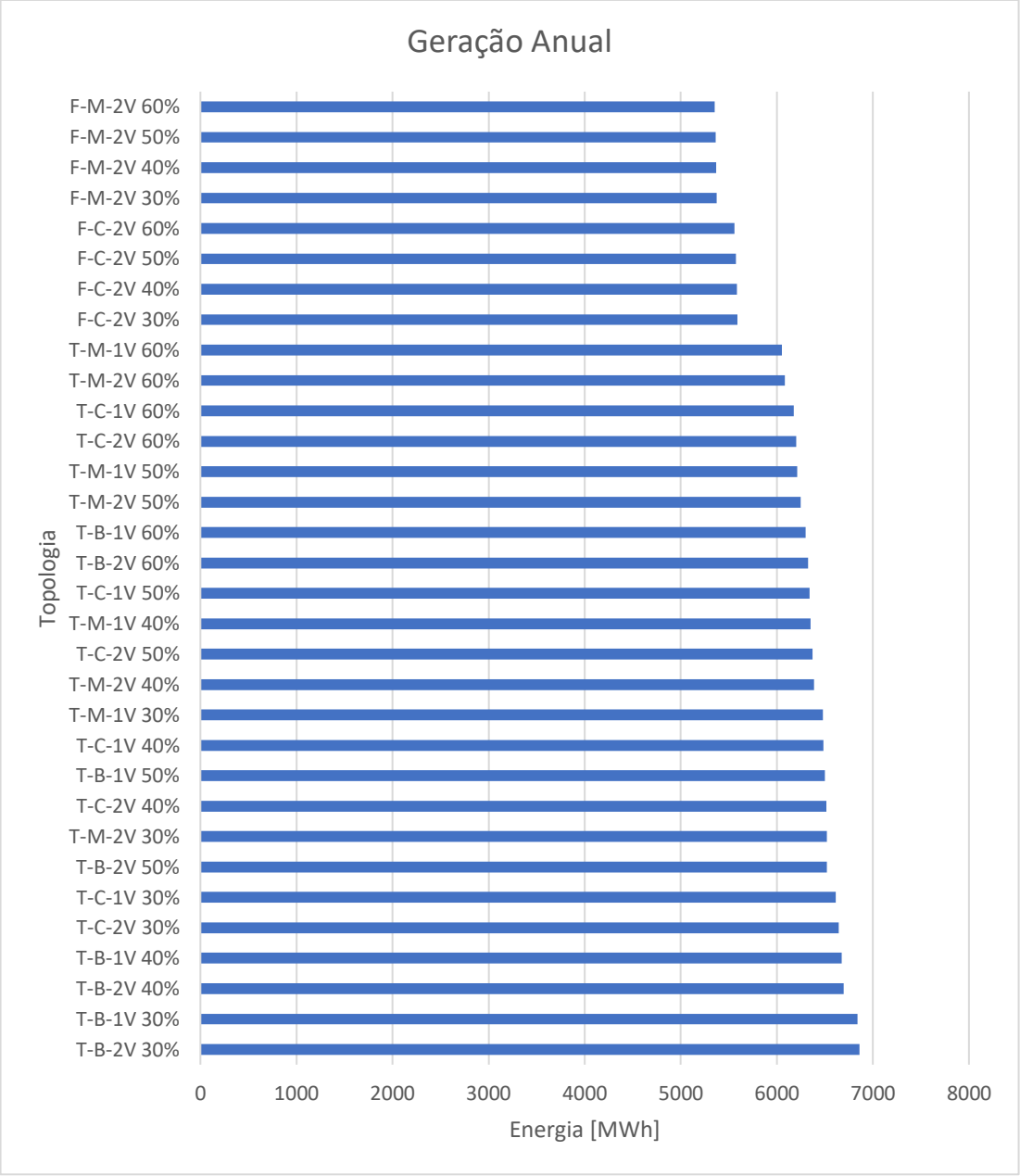


Figura C.0.1 - Energia anual gerada para as topologias apresentadas para ao município de Cuiabá, para os geradores de 3 MW definidos para as simulações.

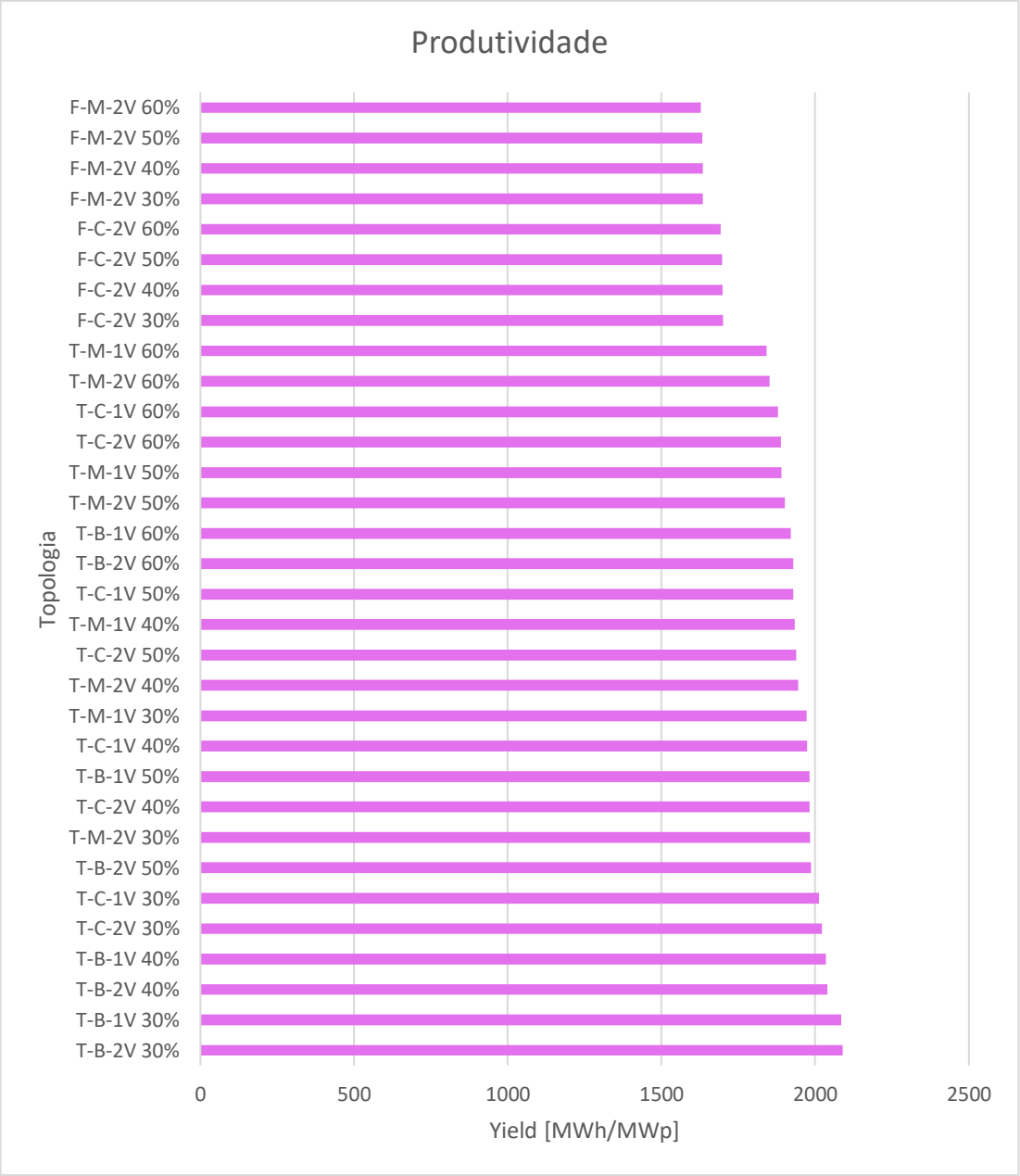


Figura C.0.2 - Produtividade das topologias apresentadas para ao município de Cuiabá, para os geradores de 3 MW definidos para as simulações.

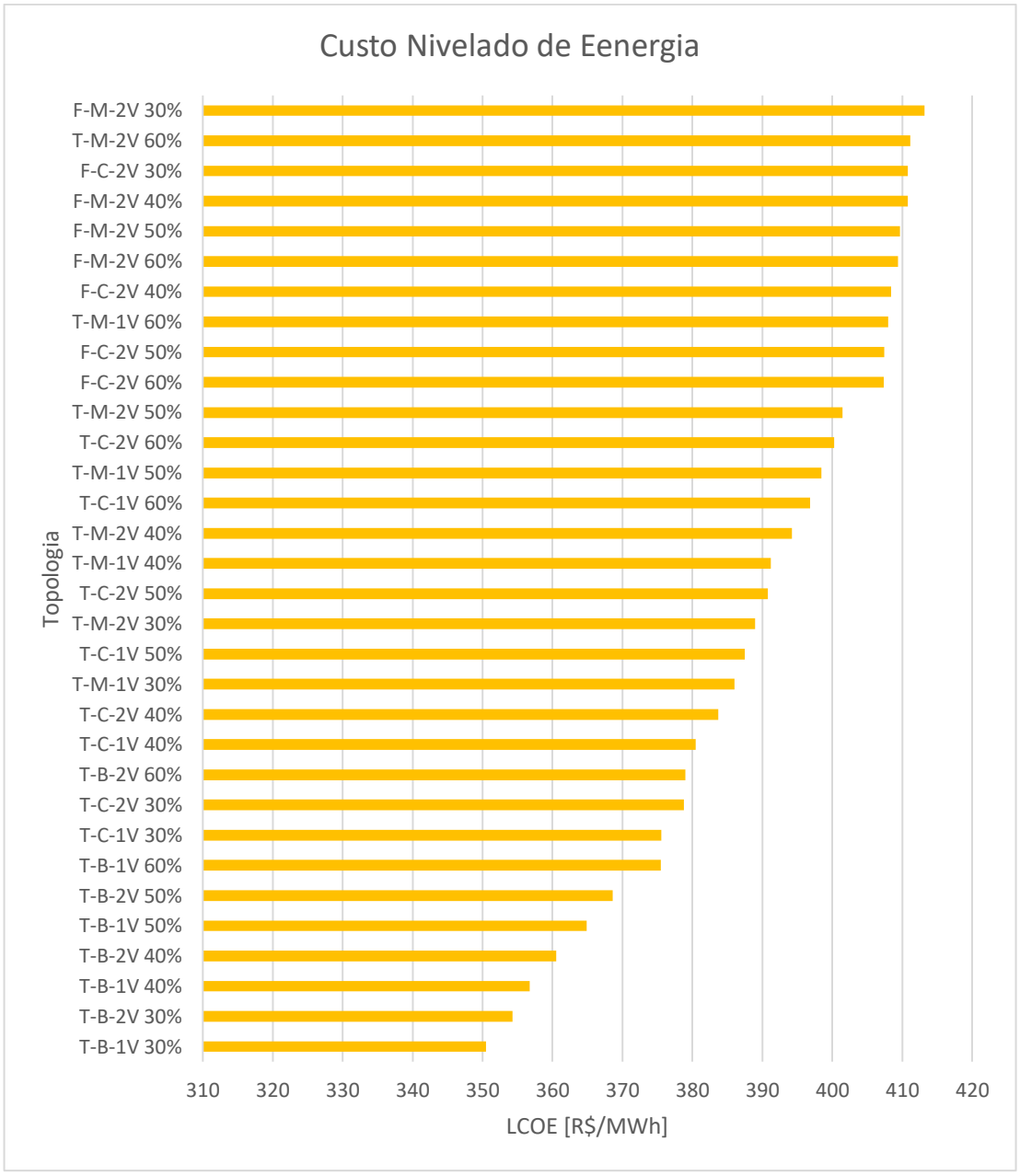


Figura C.0.3 - Custo nivelado da energia para as topologias apresentadas para ao município de Cuiabá, para os geradores de 3 MW definidos para as simulações.

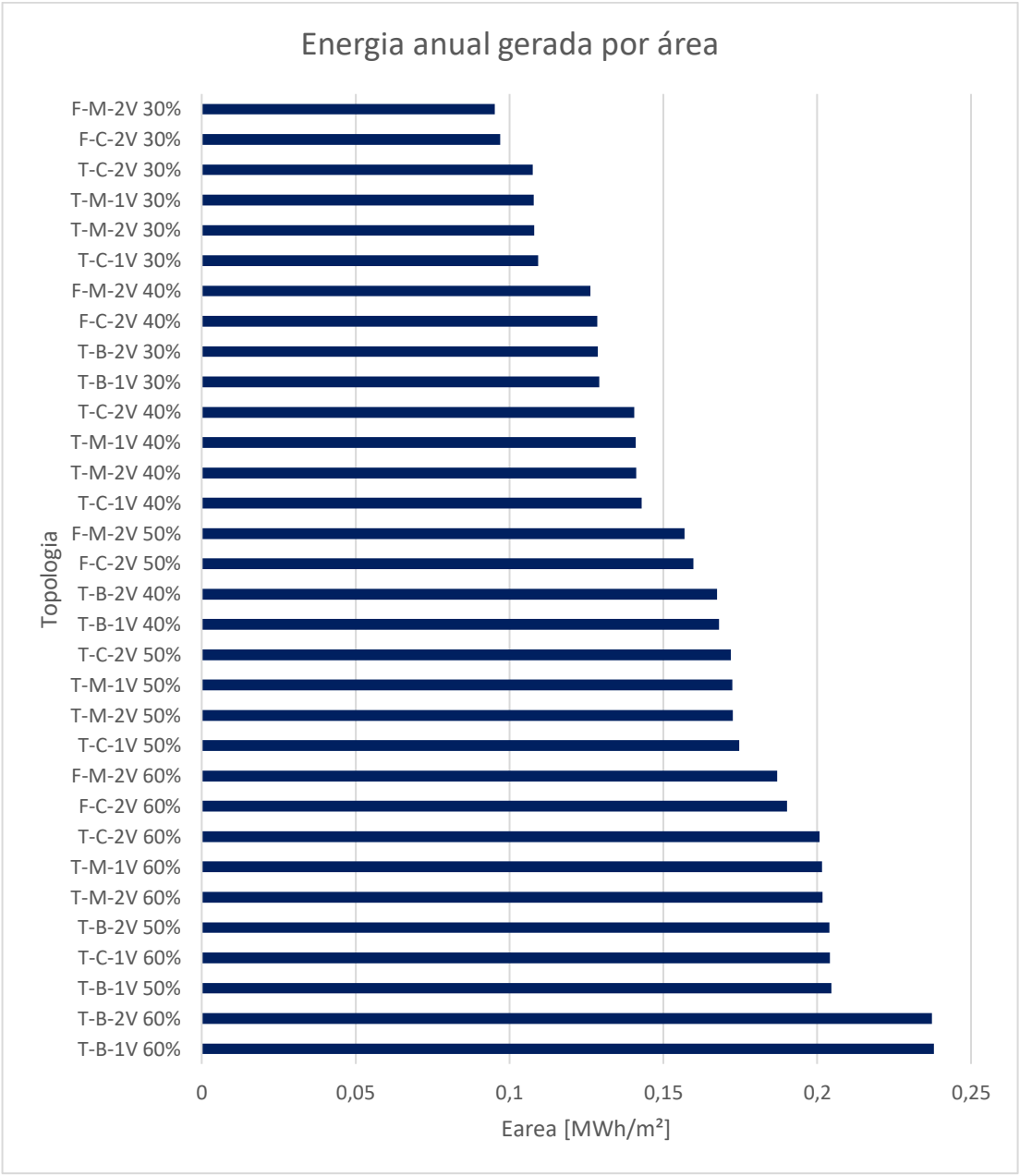


Figura C.0.4 - Energia gerada por área ocupada para as topologias apresentadas para ao município de Cuiabá, para os geradores de 3 MW definidos para as simulações.

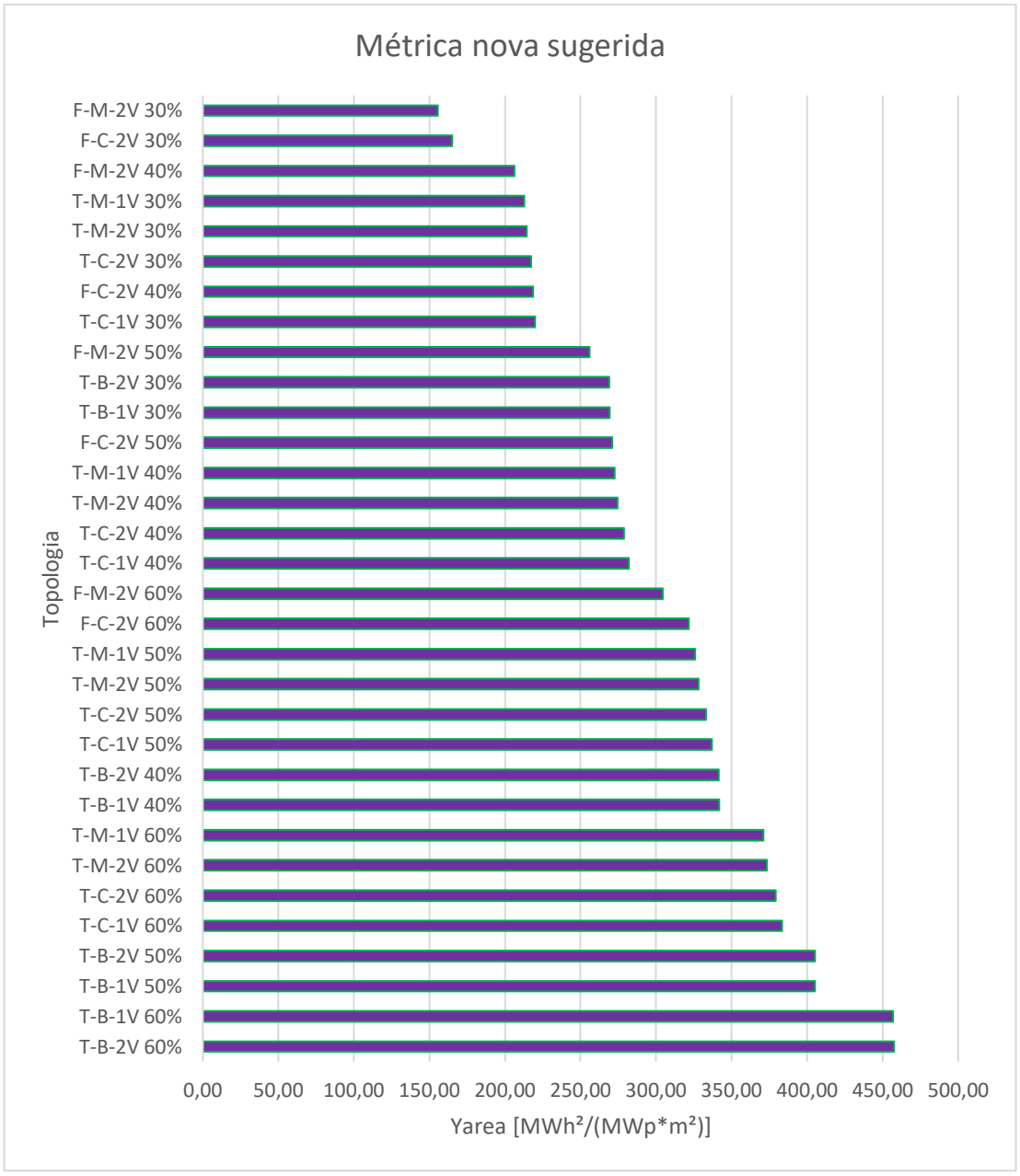


Figura C.0.5 - Y_{area} resultante para as topologias apresentadas para ao município de Cuiabá, para os geradores de 3 MW definidos para as simulações.

Apêndice D - Resultados para o município de Belo Horizonte

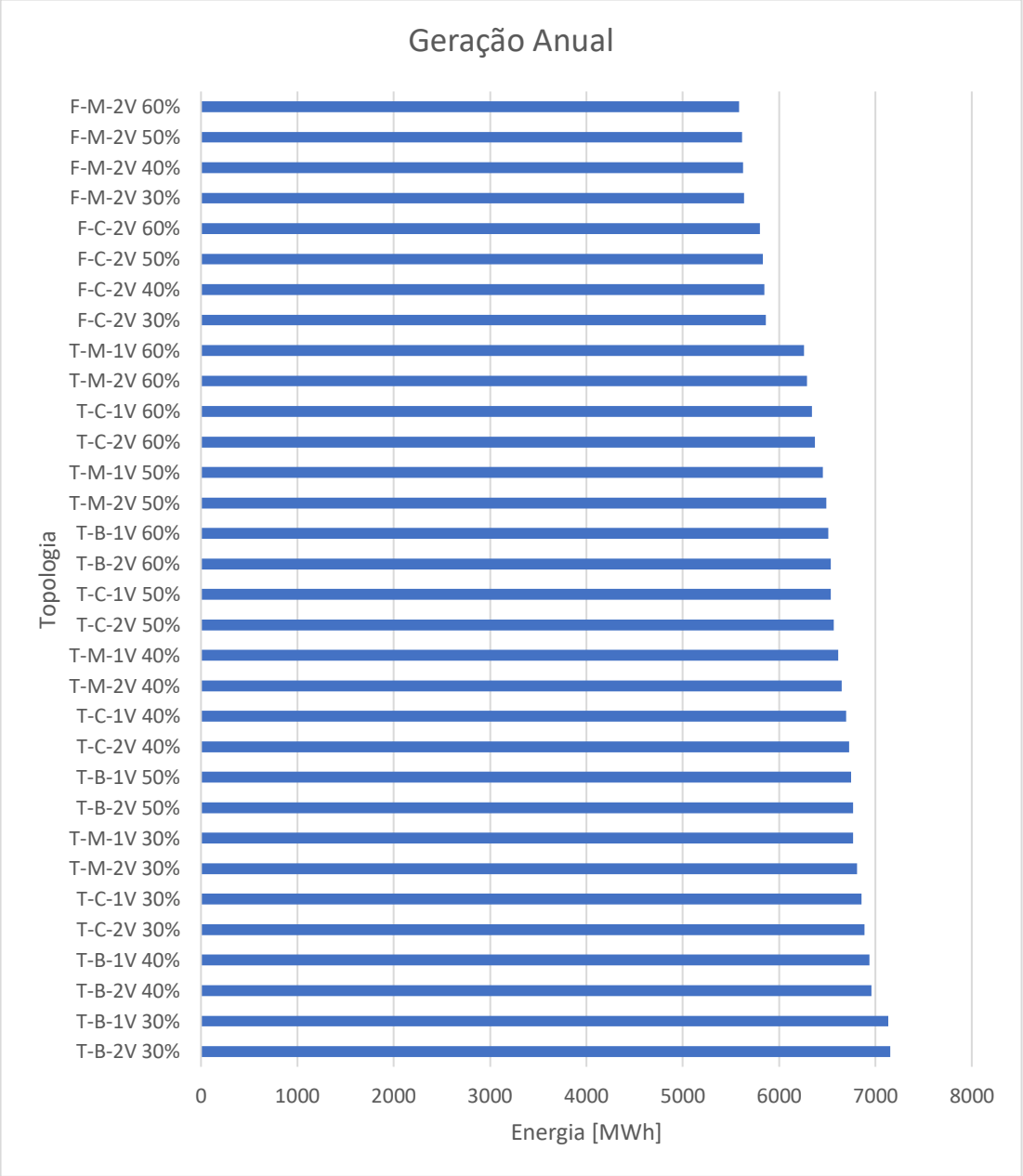


Figura D.0.1 - Energia anual gerada para as topologias apresentadas para ao município de Belo Horizonte, para os geradores de 3 MW definidos para as simulações.

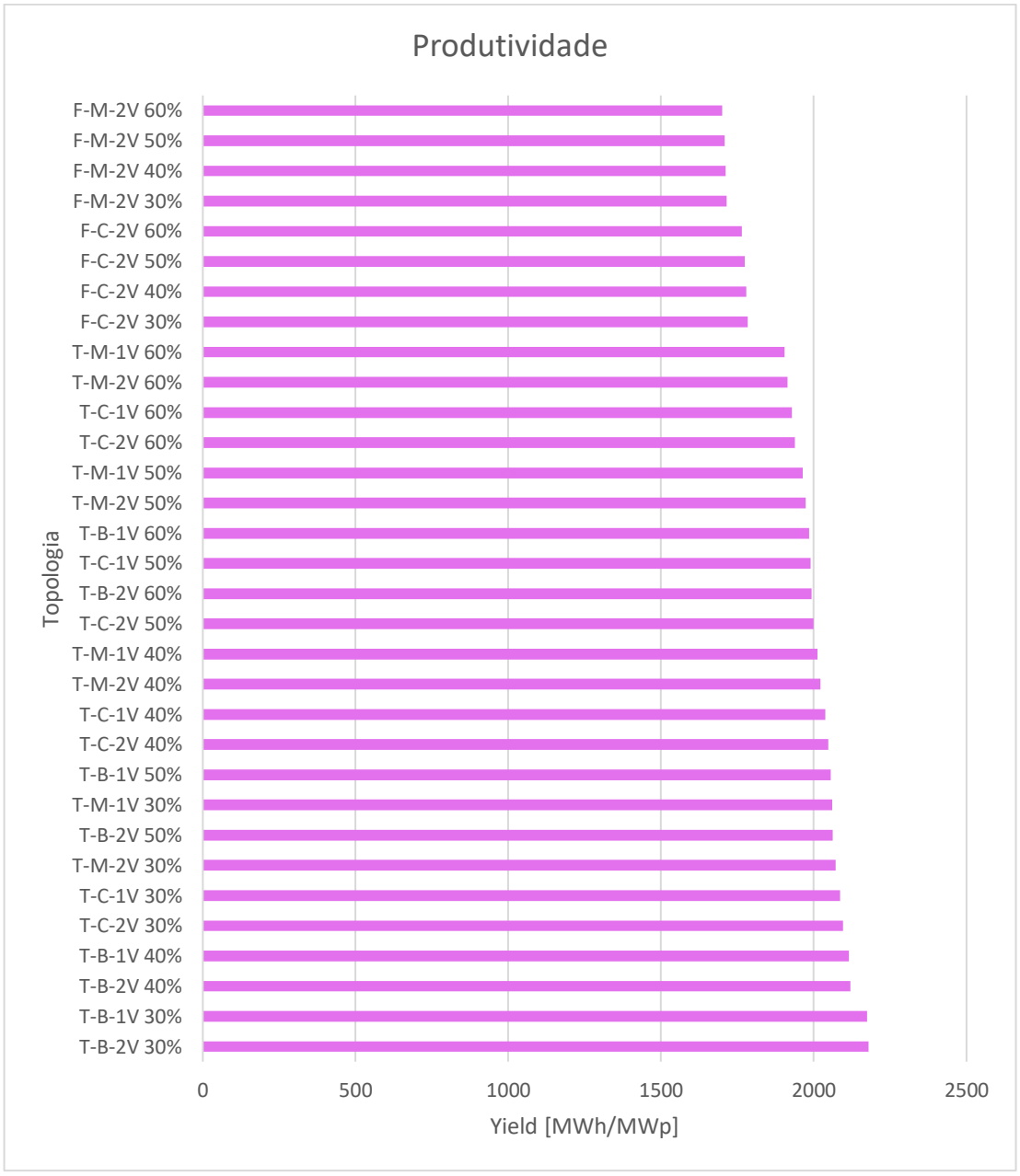


Figura D.0.2 - Produtividade das topologias apresentadas para ao município de Belo Horizonte, para os geradores de 3 MW definidos para as simulações.

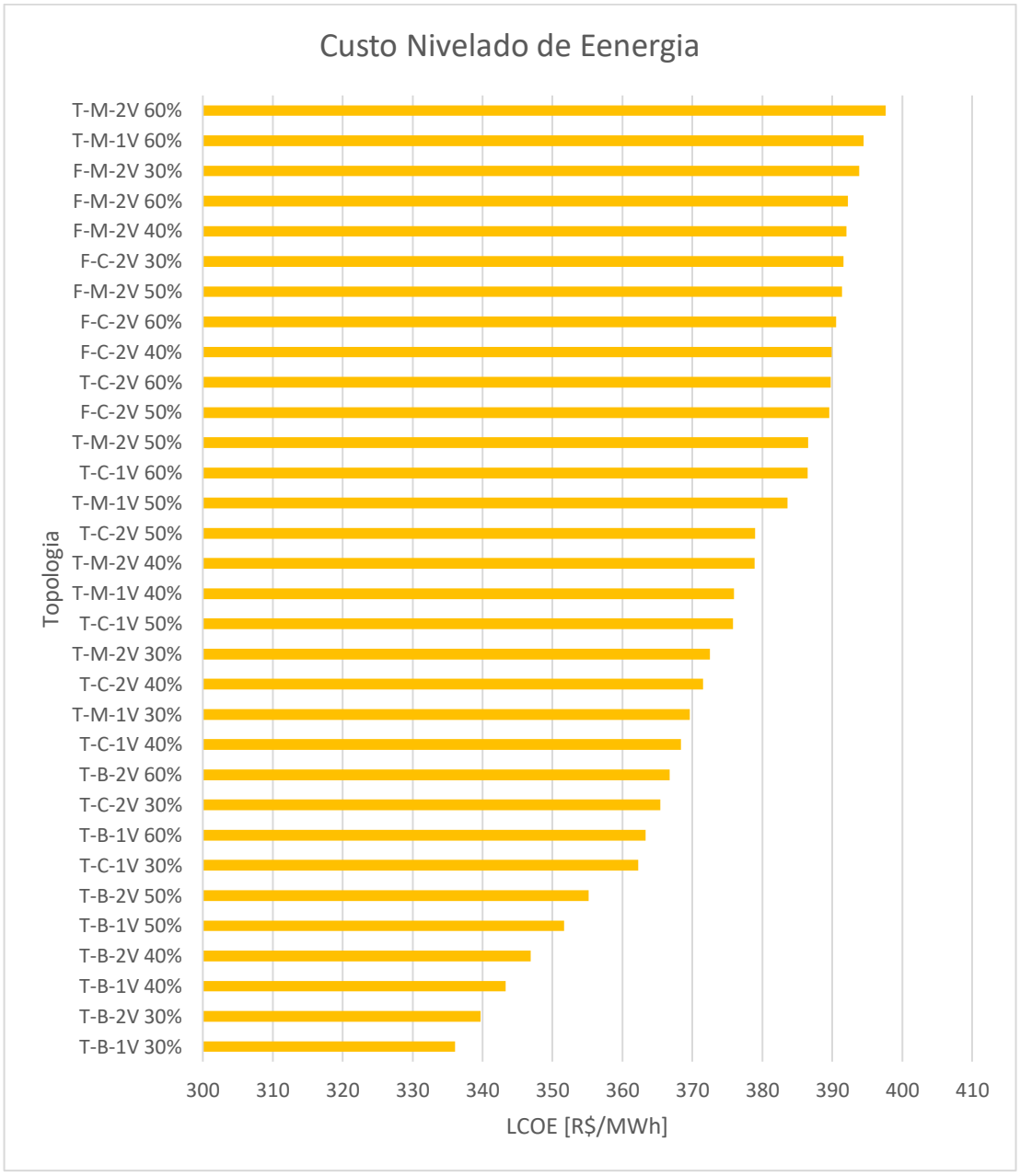


Figura D.0.3 - Custo nivelado da energia para as topologias apresentadas para ao município de Belo Horizonte, para os geradores de 3 MW definidos para as simulações.

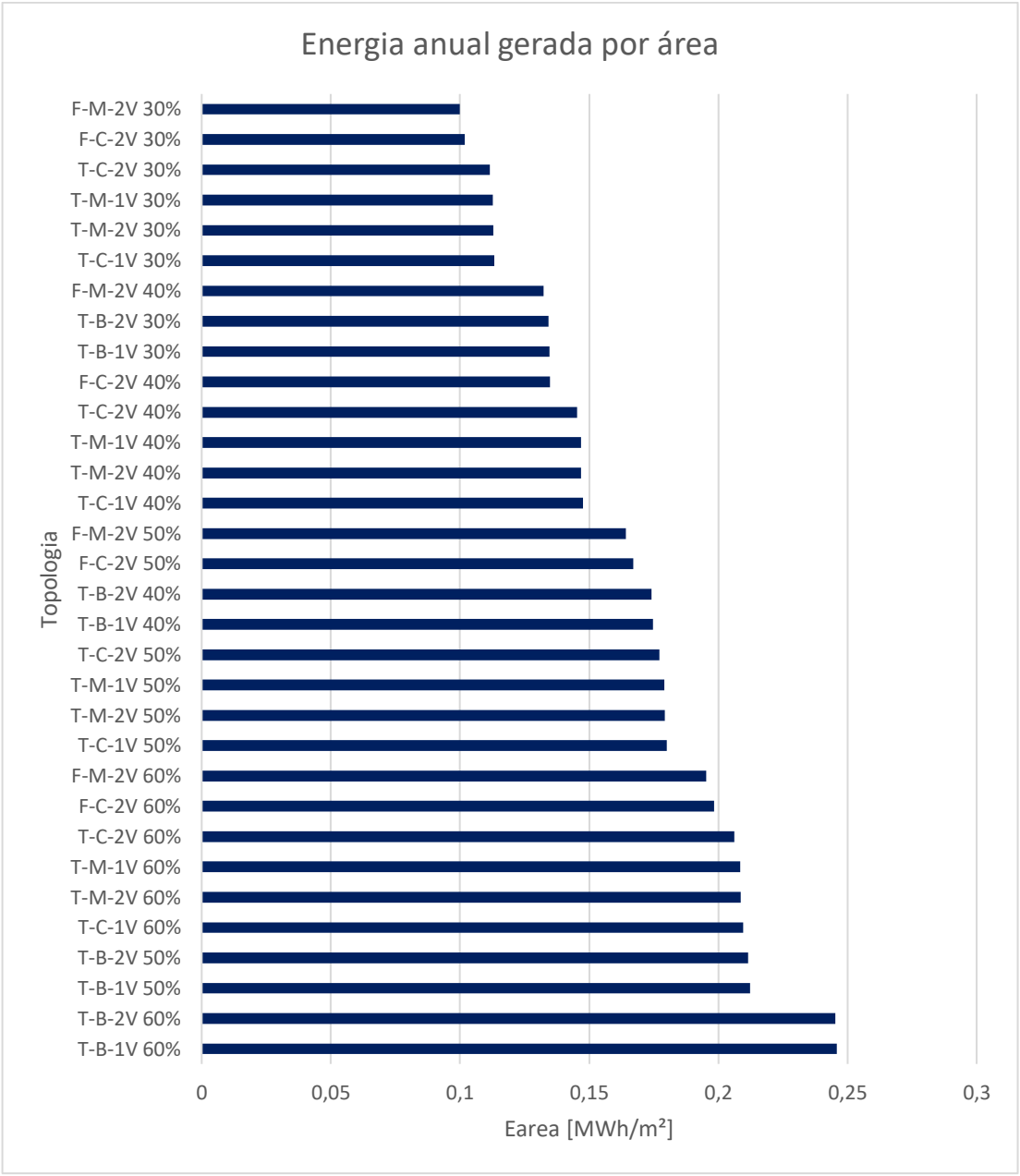


Figura D.0.4 - Energia gerada por área ocupada para as topologias apresentadas para ao município de Belo Horizonte, para os geradores de 3 MW definidos para as simulações.

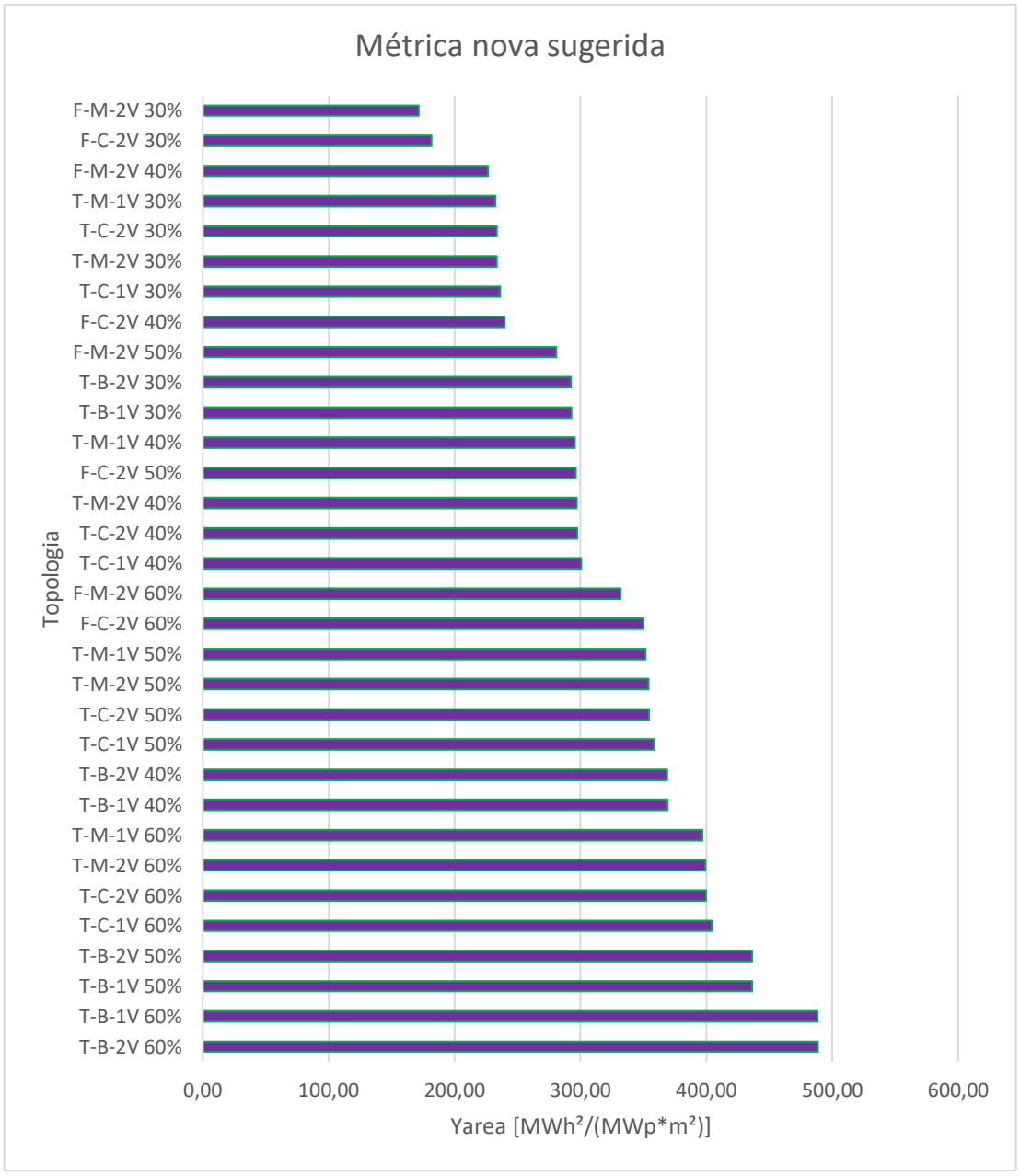


Figura D.0.5 - Y_{area} resultante para as topologias apresentadas para ao município de Belo Horizonte, para os geradores de 3 MW definidos para as simulações.

Apêndice E - Resultados para o município de Curitiba

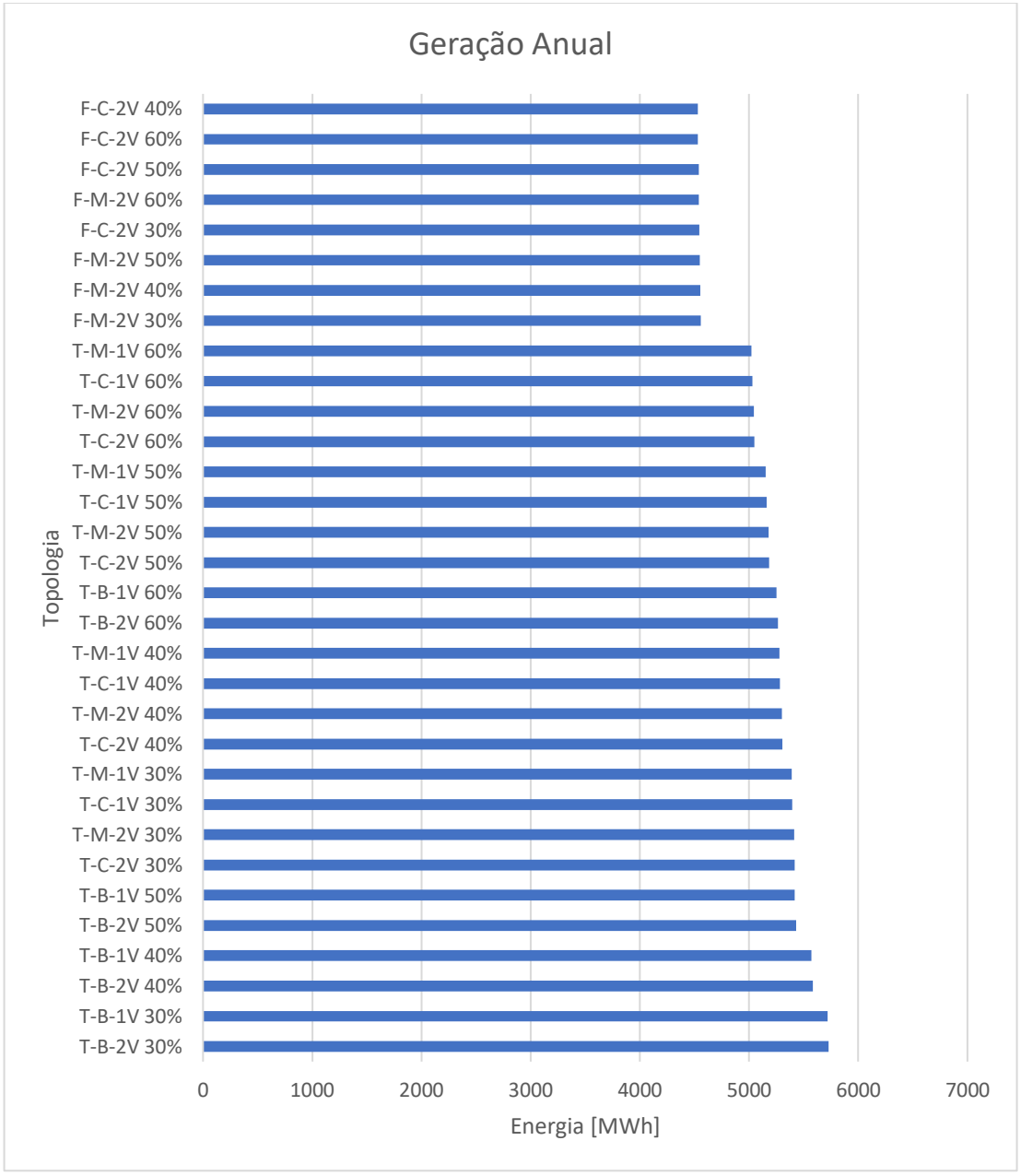


Figura E.0.1 - Energia anual gerada para as topologias apresentadas para ao município de Curitiba, para os geradores de 3 MW definidos para as simulações.

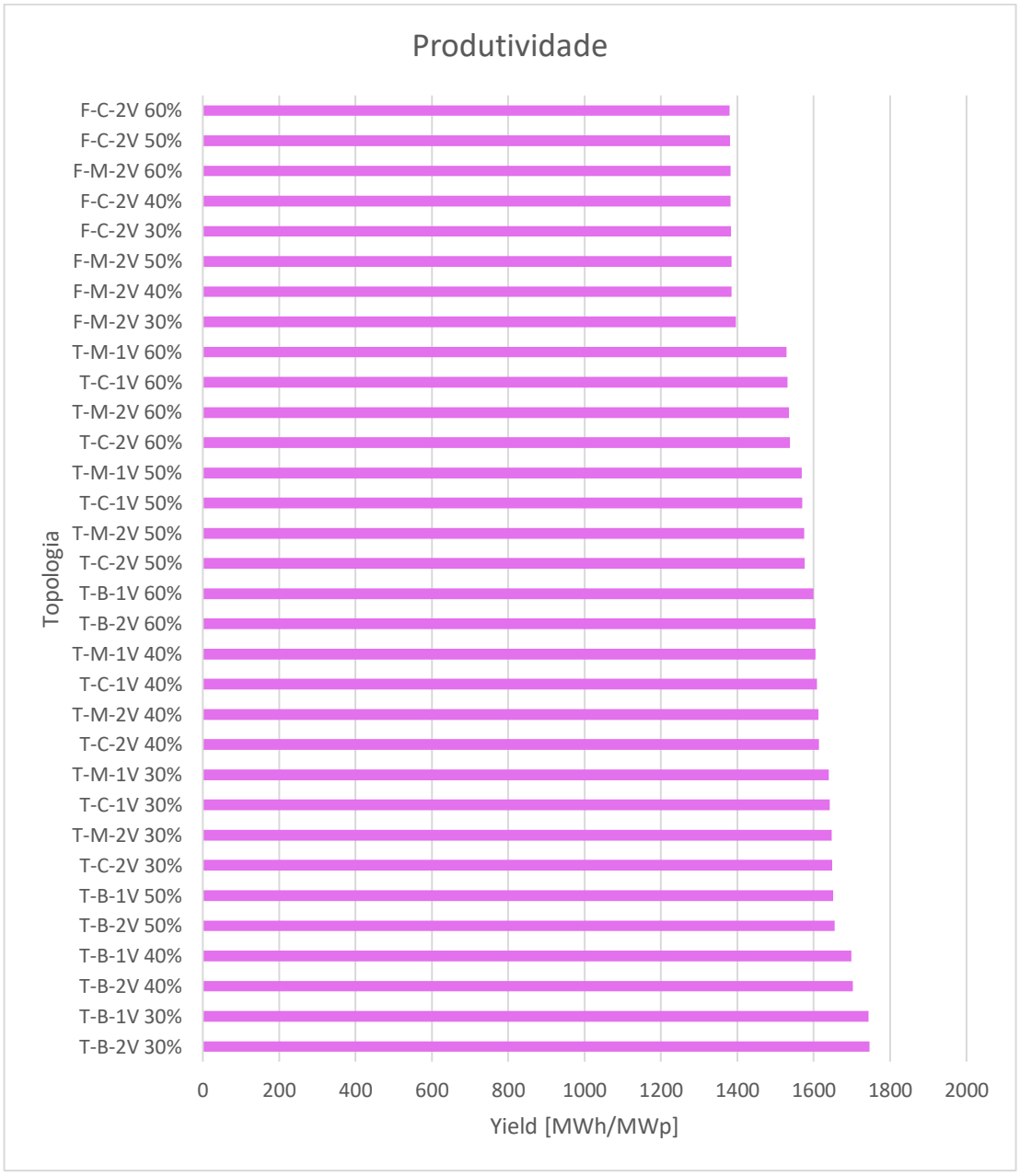


Figura E.0.2 - Produtividade das topologias apresentadas para ao município de Curitiba, para os geradores de 3 MW definidos para as simulações.

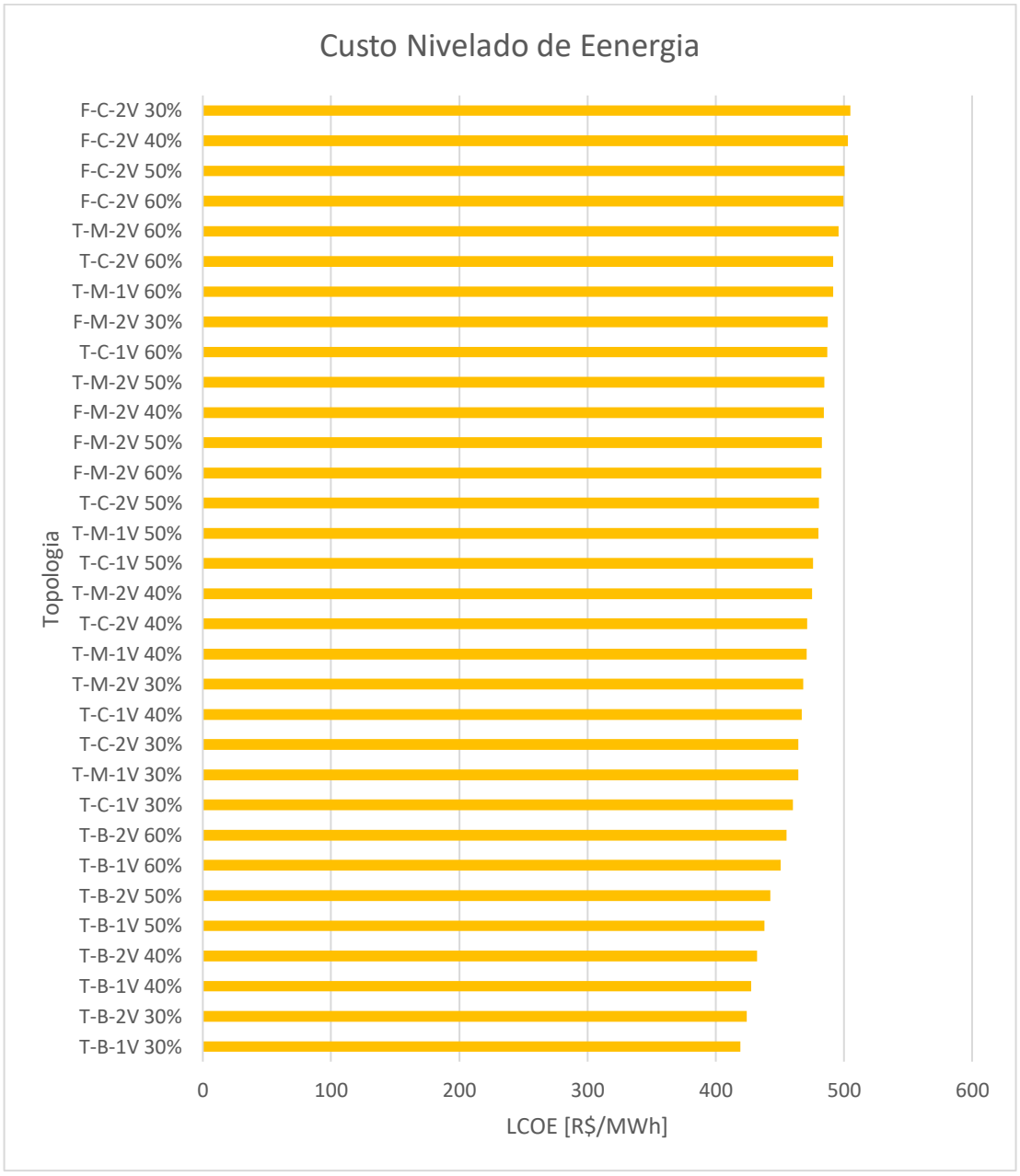


Figura E.0.3 - Custo nivelado da energia para as topologias apresentadas para ao município de Curitiba, para os geradores de 3 MW definidos para as simulações.

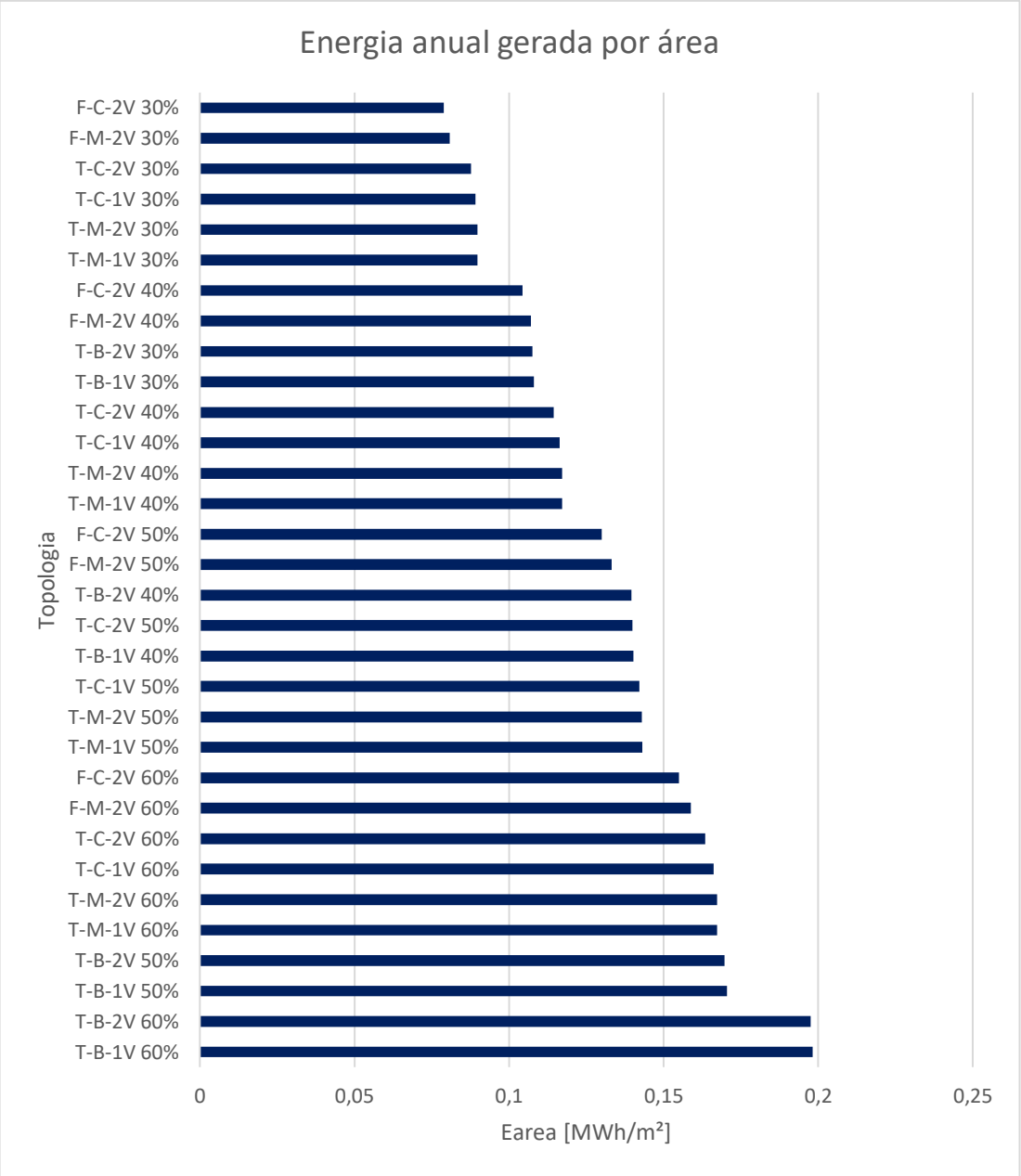


Figura E.0.4 - Energia gerada por área ocupada para as topologias apresentadas para ao município de Curitiba, para os geradores de 3 MW definidos para as simulações.

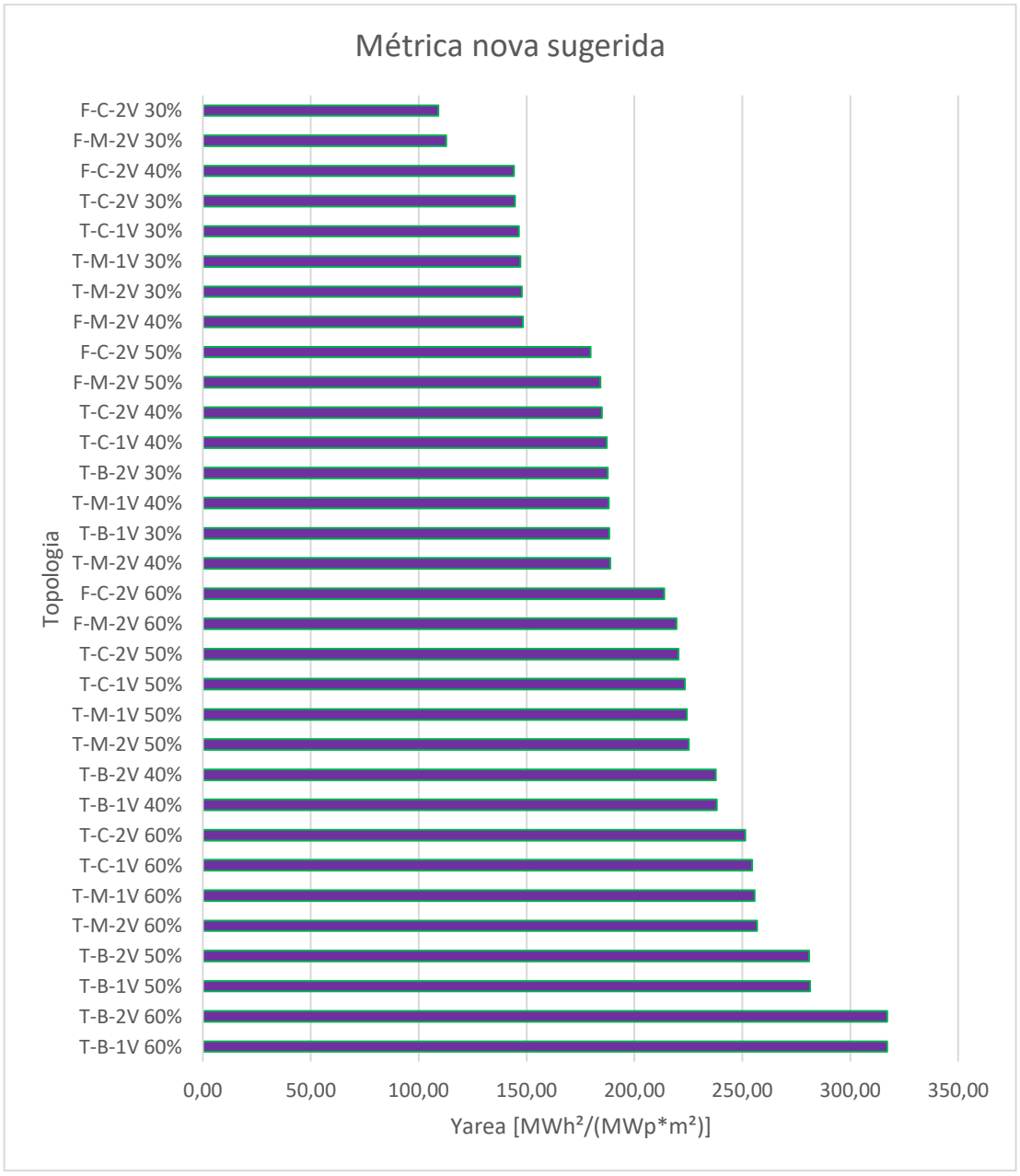


Figura 0.5 - Y_{area} resultante para as topologias apresentadas para ao município de Curitiba, para os geradores de 3 MW definidos para as simulações.

Apêndice F - Resultados para o município de Porto Alegre

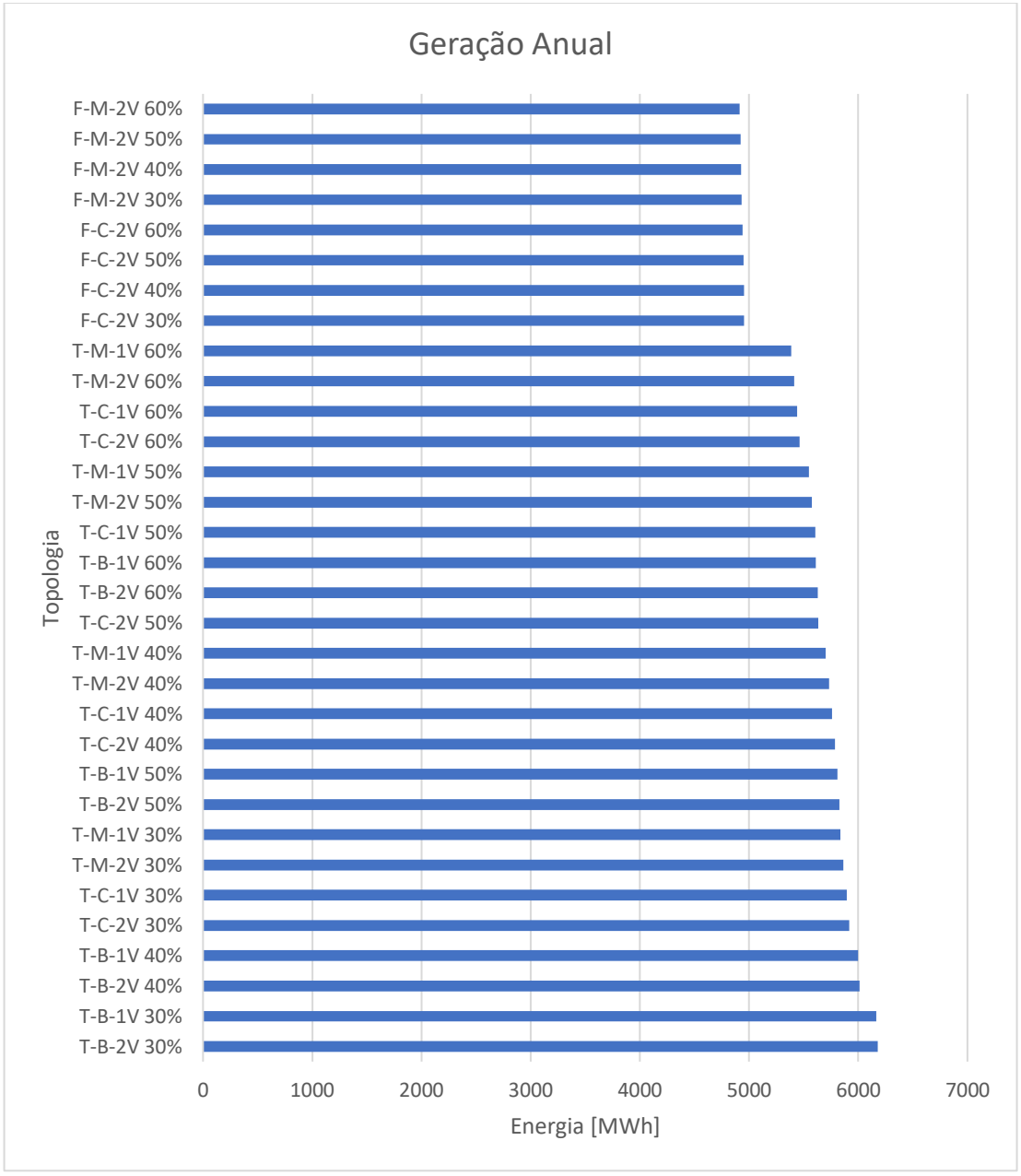


Figura F.0.1 - Energia anual gerada para as topologias apresentadas para ao município de Porto Alegre, para os geradores de 3 MW definidos para as simulações.

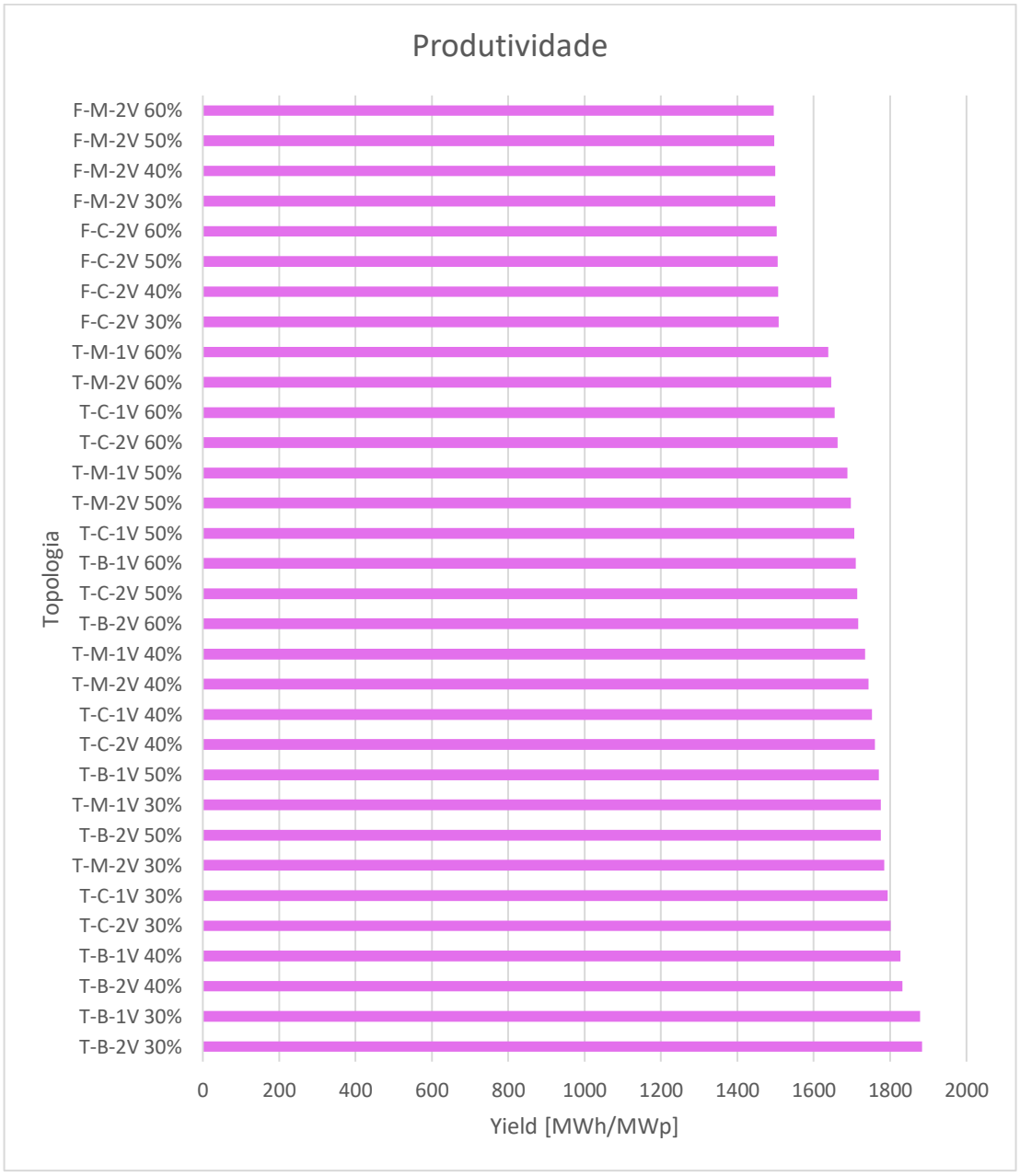


Figura F.0.2 - Produtividade das topologias apresentadas para ao município de Porto Alegre, para os geradores de 3 MW definidos para as simulações.

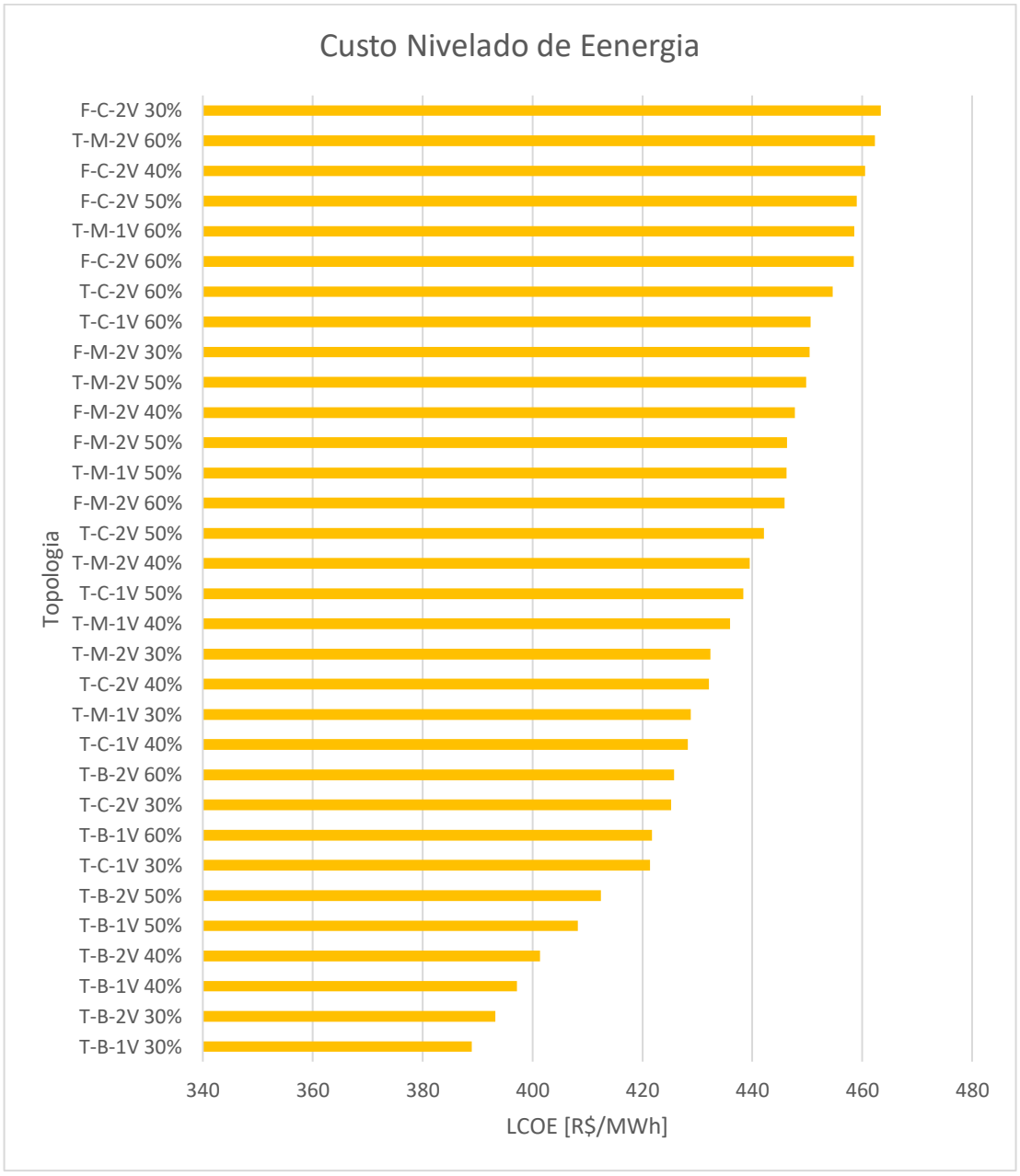


Figura F.0.3 - Custo nivelado da energia para as topologias apresentadas para ao município de Porto Alegre, para os geradores de 3 MW definidos para as simulações.

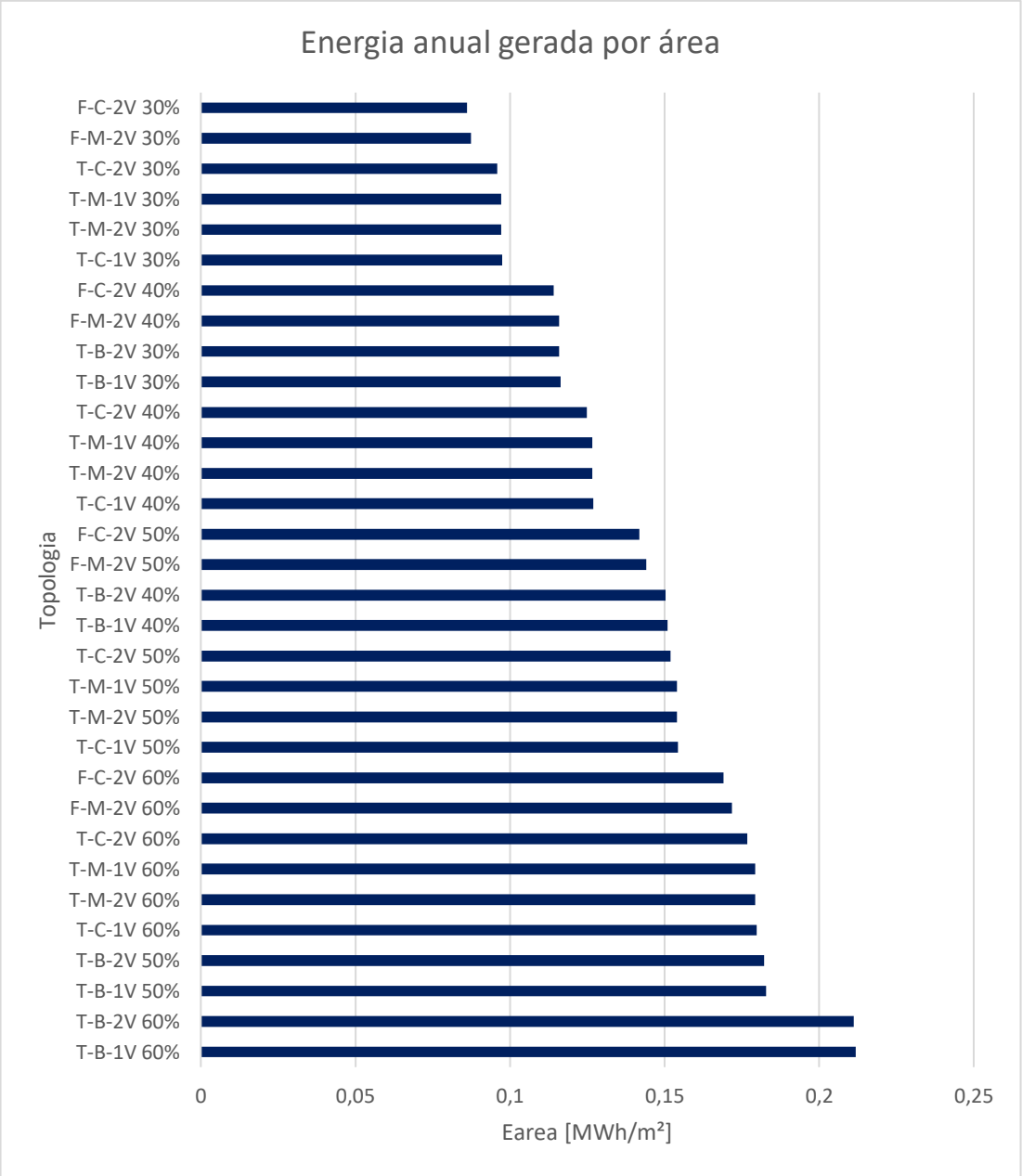


Figura F.0.4 - Energia gerada por área ocupada para as topologias apresentadas para ao município de Porto Alegre, para os geradores de 3 MW definidos para as simulações.

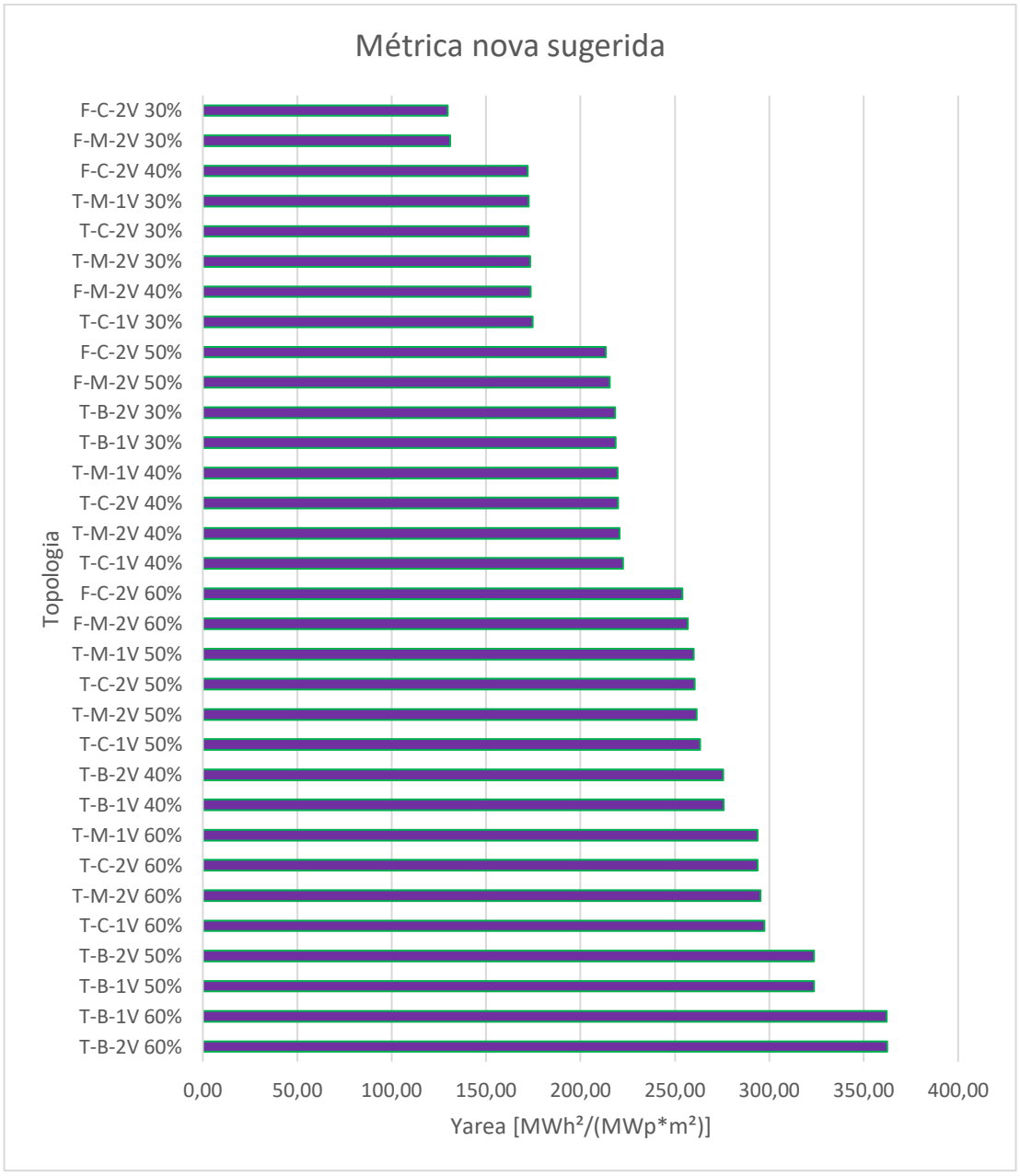


Figura F.0.5 - Y_{area} resultante para as topologias apresentadas para ao município de Porto Alegre, para os geradores de 3 MW definidos para as simulações, para os geradores de 3 MW definidos para as simulações.