

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE VIÇOSA**

**GIOVANA FRANCO VALADÃO**

**POTENCIAL DO SISTEMA FOTOVOLTAICO COMO UMA ALTERNATIVA AO  
SUPRIMENTO ENERGÉTICO EM IRRIGAÇÃO NO BRASIL**

**VIÇOSA - MINAS GERAIS  
2022**

**GIOVANA FRANCO VALADÃO**

**POTENCIAL DO SISTEMA FOTOVOLTAICO COMO UMA ALTERNATIVA AO  
SUPRIMENTO ENERGÉTICO EM IRRIGAÇÃO NO BRASIL**

Dissertação apresentada à Universidade Federal de Viçosa, como parte das exigências do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Agrícola, para obtenção do título *Magister Scientiae*.

Orientadora: Natália dos Santos Renato

Coorientadoras: Camile Arêdes Moraes  
Catariny Cabral Aleman Pina

**VIÇOSA - MINAS GERAIS  
2022**

**Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca Central da Universidade  
Federal de Viçosa - Campus Viçosa**

T

V136p  
2022

Valadão, Giovana Franco, 1997-

Potencial do sistema fotovoltaico como uma alternativa ao suprimento energético em irrigação no Brasil / Giovana Franco Valadão. – Viçosa, MG, 2022.

1 dissertação eletrônica (90 f.): il. (algumas color.).

Orientador: Natalia dos Santos Renato.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Viçosa, Departamento de Engenharia Agrícola, 2022.

Referências bibliográficas: f. 84-90.

DOI: <https://doi.org/10.47328/ufvbbt.2022.232>

Modo de acesso: World Wide Web.

1. Sistemas de energia fotovoltaica. 2. Energia - Fontes alternativas. 3. Irrigação agrícola. 4. Agricultura - Consumo de energia. I. Renato, Natalia dos Santos, 1984-. II. Universidade Federal de Viçosa. Departamento de Engenharia Agrícola. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Agrícola. III. Título.

CDD 22. ed. 621.31244

Bibliotecário(a) responsável: Euzebio Luiz Pinto CRB 6/3317

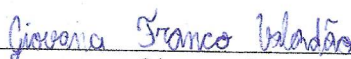
GIOVANA FRANCO VALADÃO

**POTENCIAL DO SISTEMA FOTOVOLTAICO COMO UMA ALTERNATIVA AO  
SUPRIMENTO ENERGÉTICO EM IRRIGAÇÃO NO BRASIL**

Dissertação apresentada à Universidade Federal de Viçosa, como parte das exigências do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Agrícola, para obtenção do título *Magister Scientiae*.

APROVADA: 21 de fevereiro de 2022.

Assentimento:



---

Giovana Franco Valadão  
Autora



---

Natália dos Santos Renato  
Orientadora

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço aos meus pais, Silvia e Marco, por todo o apoio, auxílio e confiança que sempre tiveram.

À professora Natália dos Santos Renato, pela orientação e ensinamentos que permitiram a realização deste trabalho.

Às professoras Camile Arêdes e Catariny Aleman pela coorientação e auxílio ao longo deste projeto.

À Universidade Federal de Viçosa e ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Agrícola, pela oportunidade de realização do curso.

Ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) pela concessão da bolsa de estudos.

E a todos aqueles que ajudaram, direta ou indiretamente, neste projeto.

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – Brasil (CAPES) – Código de Financiamento 001.

## RESUMO

VALADÃO, Giovana Franco, M.Sc., Universidade Federal de Viçosa, fevereiro de 2022. **Potencial do sistema fotovoltaico como uma alternativa ao suprimento energético em irrigação no Brasil.** Orientadora: Natália dos Santos Renato. Coorientadoras: Camile Arêdes Moraes e Catariny Cabral Aleman Pina.

A irrigação é uma prática importante para garantir a produção agrícola em épocas com precipitação reduzida. Isso garante incremento da produtividade e rentabilidade econômica. No entanto, a irrigação requer um alto consumo de energia elétrica. O uso de fontes renováveis de energia na irrigação pode auxiliar na diversificação da matriz elétrica brasileira e diminuir o uso das fontes não renováveis. O objetivo deste trabalho foi a viabilidade econômica do sistema fotovoltaico como alternativa a fontes tradicionais de energia para o bombeamento na irrigação de áreas agrícolas. Foram avaliadas duas situações, divididas em dois capítulos, do uso do sistema fotovoltaico: conectado e não conectado à rede elétrica. No sistema não conectado à rede, o desempenho financeiro do sistema fotovoltaico foi comparado ao desempenho de um sistema de bombeamento a diesel. Também foi analisado, neste último, o impacto da venda de créditos de carbono na viabilidade do sistema fotovoltaico. O custo do ciclo de vida (*LCC*) foi a métrica utilizada para a análise de viabilidade econômica. O sistema fotovoltaico foi considerado viável se seu *LCC* foi menor ou igual ao *LCC* daquele ao qual está sendo comparado. Para o sistema conectado à rede elétrica foi observado que, em todas as regiões geográficas do país, houve viabilidade econômica do sistema fotovoltaico. No entanto, essa viabilidade é condicionada ao nível de irradiação e à alíquota do Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS). Para o sistema não conectado à rede elétrica foi obtida viabilidade para grande parte do território nacional e a porcentagem de áreas viáveis aumentou consideravelmente com a venda do crédito de carbono. O sistema fotovoltaico é uma alternativa promissora para ambos os sistemas - conectado e não conectado à rede elétrica. Vale destacar também que a viabilidade financeira tende a aumentar conforme a requisição de energia elétrica aumenta.

Palavras-chave: Sistema fotovoltaico. Energia na irrigação. Mapeamento de potencial fotovoltaico. Energia renovável em sistemas de irrigação.

## ABSTRACT

VALADÃO, Giovana Franco, M.Sc., Universidade Federal de Viçosa, February, 2022. **Potential of the photovoltaic system as an alternative to energy supply in irrigation in Brazil.** Adviser: Natália dos Santos Renato. Co-advisers: Camile Arêdes Moraes and Catariny Cabral Aleman Pina.

Irrigation is a relevant practice to ensure agricultural production in low rainfall times. This guarantees increased productivity and economic profitability. However, irrigation requires high consumption of electrical energy. The use of renewable energy sources in irrigation can help diversify the Brazilian electricity matrix and reduce the usage of non-renewable ones. This work aimed to compare the economic viability of the photovoltaic system as an alternative to traditional sources of energy for pumping irrigation in agricultural areas. Two situations of the photovoltaic system use, divided into two chapters, were evaluated: on and off-grid. In the off-grid system, the financial performance of the photovoltaic system was compared to the performance of a diesel pumping system. In the latter, the impact of the sale of carbon credits on the viability of the photovoltaic system was also analyzed. The life cycle cost (*LCC*) was the metric used for the economic feasibility analysis. The photovoltaic system was considered viable if its *LCC* was less than or equal to the *LCC* of the one to which it is being compared. For the on-grid system, it was observed that, in all geographic regions of the country, there was economic viability of the photovoltaic system. However, this feasibility is conditioned to the level of irradiation and the rate of the Tax on Circulation of Goods and Services (ICMS). For the off-grid system, viability was obtained for a large part of the national territory and the percentage of viable areas increased considerably with the sale of carbon credits. The photovoltaic system is a promising alternative for both connected and non-grid connected systems. It is also worth noting that the financial viability tends to rise as the electricity demand increases.

Keywords: Photovoltaic system. Energy in irrigation. Photovoltaic potential mapping. Renewable energy in irrigation systems.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Distribuição horária da irradiância ao longo de um dia.....	15
Figura 2 - Dados nacionais anuais de: (a) evapotranspiração de referência anual; e (b) precipitação anual.....	19
Figura 3 - Dados nacionais anuais de: (a) irradiação solar; e (b) geração solar fotovoltaica...	19
Figura 4 - Alternativas propostas pela ANEEL para compensação tarifária das unidades consumidoras com geração distribuída.....	24
Figura 5 - Esquemático do sistema <i>on-grid</i> .....	25
Figura 6 - Evolução da tarifa residencial de acordo com o modelo exponencial.....	32
Figura 7 - Evolução da tarifa rural irrigante para os casos (a) 1 e (b) 2. ....	32
Figura 8 - Custo do ciclo de vida em relação à geração fotovoltaica por kWp ( $E_{fv}$ ) para as requisições elétricas (a) mínima e (b) máxima.....	34
Figura 9 - Custo do ciclo de vida em relação à geração fotovoltaica para as requisições elétricas (a) mínima e (b) máxima.....	35
Figura 10 - Relação entre energia requerida pelo bombeamento e custo do ciclo de vida para a região: (a) Centro-Oeste; (b) Nordeste; (c) Norte; (d) Sudeste; e (e) Sul, conforme a legenda (f) considerando diferentes níveis de geração fotovoltaica por kWp ( $E_{fv}$ ).....	36
Figura 11 - Porcentagem de estabelecimentos sem energia elétrica por município.....	39
Figura 12 - Ranking dos valores da produção de culturas agrícolas referente ao ano de 2020 no Brasil.....	41
Figura 13 - Esquemático dos sistemas: (a) fotovoltaico e (b) diesel.....	43
Figura 14 – Requisição hídrica para as culturas de (a) banana, (b) café e (c) laranja conforme a legenda (d).....	60
Figura 15 – Potência de pico requerida para a irrigação do sistema fotovoltaico para as culturas de (a) banana, (b) café, e (c) laranja, de acordo com a legenda (d).....	64
Figura 16 – Potência requerida para a irrigação do sistema a diesel para as culturas de: (a) banana; (b) café; e (c) laranja, de acordo com a legenda (d).....	65
Figura 17 - Valores médio e máximo da emissão para os sistemas (a) fotovoltaico e (b) diesel.....	66
Figura 18 - Custos do ciclo de vida do sistema fotovoltaico caso 0 para a cultura de (a) banana, (b) café e (c) laranja; para o sistema fotovoltaico caso 2 para a cultura de (d) banana, (e) café e (f) laranja; e para o diesel para a cultura de (g) banana, (h) café e (i) laranja, todas de acordo com a legenda (j).....	68

Figura 19 - Áreas restritas: (a) banana; (b) café; (c) laranja. ....	71
Figura 20 - Relação entre o custo do ciclo de vida por mm e a variável (a) 1; (b) 2; (c) 3; (d) 4 para a cultura de banana. ....	74
Figura 21 - Relação entre o custo do ciclo de vida por mm e a variável (a) 1; (b) 2; (c) 3; (d) 4 para a cultura de café. ....	75
Figura 22 - Relação entre o custo do ciclo de vida por mm e a variável (a) 1; (b) 2; (c) 3; (d) 4 para a cultura de laranja. ....	75
Figura 23 - Opção financeiramente mais viável para as culturas de (a) banana, (b) café e (c) laranja de acordo com a legenda (d) desconsiderando-se a venda de carbono. ....	77
Figura 24 - Opção financeiramente mais viável para as culturas de (a) banana, (b) café e (c) laranja de acordo com a legenda (d) considerando-se a venda de carbono.....	78
Figura 25 - Árvore de decisão fotovoltaico caso 0 e diesel. ....	80
Figura 26 - Árvore de decisão fotovoltaico caso 2 e diesel. ....	81

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Composição tarifária e suas descrições. ....	21
Tabela 2 - Classes do subgrupo B.....	22
Tabela 3 - Geração fotovoltaica por kWp para cada região - valores mínimo, médio e máximo. .....	26
Tabela 4 - Média da razão entra a tarifa rural irrigante com e sem imposto para as cinco regiões do Brasil. ....	29
Tabela 5 - Média da razão entra a tarifa rural com e sem imposto para as cinco regiões do Brasil. .....	30
Tabela 6 - Alíquotas mínima e máxima do ICMS por região. ....	30
Tabela 7 – Valores gerados pelos modelos de custo da energia elétrica para a tarifa rural. ....	31
Tabela 8 - Valores do custo do ciclo de vida de cada kWh de energia elétrica ( $C_{el}$ ) e do custo do ciclo de vida do sistema rede ( $LCC_{re}$ ) para as diferentes regiões - casos 1 e 2. ....	33
Tabela 9 - Valores do custo do ciclo de vida de cada kWh de energia elétrica ( $C_{el}$ ) para as diferentes regiões - tarifa rural.....	33
Tabela 10 – Energia mínima, em kWh, requerida pelo bombeamento para que o sistema fotovoltaico tenha um melhor desempenho financeiro. ....	37
Tabela 11 - Dados e bases de dados.....	46
Tabela 12 - Classes de cobertura e uso da terra.....	47
Tabela 13 - Coeficientes das diferentes culturas. ....	50
Tabela 14 - Preço médio do diesel por estado.....	54
Tabela 15 - Restrições geográficas ao uso da irrigação por gotejamento. ....	56
Tabela 16 - Valores especificados na metodologia. ....	57
Tabela 17 – Valores médio e máximo da demanda hídrica ( $IWR$ ) para a banana, café e laranja no Brasil. ....	59
Tabela 18 - Mínimo, máximo e média para a geração fotovoltaica por kWp ( $E_{fv}$ ). ....	62
Tabela 19 - Média, mínimo e máximo de potência fotovoltaica mensal no Brasil. ....	62
Tabela 20 - Valores médios e máximos do custo de ciclo de vida ( $LCC$ ) e do lucro obtido com venda de carbono ( $L_{CO2}$ ).....	67
Tabela 21 - Custo do ciclo de vida dos sistemas em R\$/mm. ....	71

Tabela 22 – Razão entre os custos do ciclo de vida.....	71
Tabela 23 – Porcentagem de área restrita por restrição. ....	72
Tabela 24 - Porcentagem de áreas não restritas por região geográfica do país. ....	73
Tabela 25 - Custo do ciclo de vida dos sistemas em US\$/mm.....	73
Tabela 26 – Razão entre os custos do ciclo de vida.....	76
Tabela 27 - Resultados da árvore de decisão da viabilidade do sistema fotovoltaico com relação ao diesel.....	80

## LISTA DE SÍMBOLOS

### SÍMBOLOS

$\eta$  é o rendimento (-);

$A$  é a área irrigada (ha);

$aICMS$  é a alíquota do ICMS (-);

$a$  é o valor constante utilizado para ajuste dos modelos de custo da energia elétrica (-);

$C$  é o custo ao longo do ciclo de vida (R\$);

$Caq$  é o custo de aquisição do sistema para uma unidade de potência (R\$/kW<sub>p</sub> ou R\$/kW);

$cc$  é o custo de carbono no mercado, por quilograma (R\$/kg);

$cel(y)$  é o custo da energia no ano  $y$  (R\$/kWh);

$Cel$  é o custo do ciclo de vida da energia elétrica por kWh (R\$/kWh);

$D$  representa o armazenamento de água do solo utilizável (mm);

$ea$  é o erro absoluto percentual (%)

$Efv$  é a energia média entregue pelos painéis fotovoltaicos para cada kW pico (kWh/ano/kW<sub>p</sub> ou kWh/mês/kW<sub>p</sub>);

$Emb$  é a energia média requerida pela motobomba (kWh/ano ou kWh/mês);

$ET$  é a evapotranspiração média mensal (mm/mês);

$h$  é a quantidade de horas de operação por mês (h);

$H$  é a carga hidráulica (m);

$i$  é a taxa de desconto anual (-);

$ICC$  é o custo de capital inicial do sistema (R\$);

$IWR$  é a necessidade média mensal de água de irrigação (m<sup>3</sup>/mês);

$Kc$  é o coeficiente da cultura (-);

$L$  é o lucro ao longo do ciclo de vida (R\$);

$LCC$  é o custo do ciclo de vida do sistema (R\$);

$LR$  é o requisito de lixiviação necessário para remover os sais residuais da zona da raiz (-);

$m$  é a porcentagem do custo com manutenção em relação ao do custo inicial do sistema (-);

$n$  é o intervalo de tempo considerado (anos);

$P$  é a potência requerida pelo sistema (kW<sub>p</sub> ou kW);

$pe$  é a taxa de escalada do custo do diesel (-);

$Pr$  é a precipitação total média mensal (mm/mês);

$Pre$  é a precipitação efetiva média mensal (mm/mês);

*prd* é o preço do diesel no ano base por litro (R\$/L);

$R^2$  é o coeficiente de determinação (-);

*Ra* é a razão entre a área ocupada pelos painéis fotovoltaicos e a área irrigada (-);

*SF* é um fator de correção da metodologia de cálculo da precipitação efetiva (-);

*X* é a razão entre o custo da motobomba e o custo de aquisição dos equipamentos do sistema de bombeamento fotovoltaico (-);

*z* é o ano de substituição da motobomba, considerando o início do projeto como ano 0 (anos);

*Z* é o comprimento efetivo da raiz (m).

## **SUBSCRITOS**

*0* é referente ao valor de referência;

*1* é referente ao caso 1 de venda de carbono;

*anual* é referente ao uso de um valor em escala temporal anual, em detrimento da escala temporal original da variável;

*amp* é referente à amplitude de determinado dado;

*CO2* é referente à venda de carbono;

*di* é referente ao sistema de bombeamento a diesel;

*f* é referente ao uso de combustível;

*fv* é referente ao sistema de bombeamento fotovoltaico;

*irr* é referente ao sistema de irrigação;

*mb* é referente à motobomba;

*o&m* é referente à operação e manutenção do sistema;

*re* é referente ao sistema de bombeamento conectado à rede elétrica de distribuição;

*rep* é referente à reposição de equipamentos.

## SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO GERAL.....	14
1.1 Conceitos importantes.....	14
1.1.1 Energia solar e sistemas fotovoltaicos.....	14
1.1.2 Evapotranspiração de referência e precipitação efetiva.....	15
1.1.3 Custo do ciclo de vida.....	16
1.2 Contexto energético brasileiro.....	16
1.3 Contexto agrícola brasileiro.....	17
1.4 Caracterização do território brasileiro.....	19
1.5 Objetivos.....	20
2 ENERGIA FOTOVOLTAICA COMO UMA ALTERNATIVA <i>ON-GRID</i> .....	20
2.1 Introdução.....	21
2.2 Material e métodos.....	25
2.2.1 Dimensionamento do painel fotovoltaico.....	25
2.2.2 Custo do ciclo de vida.....	27
2.3 Resultados e discussão.....	31
2.3.1 Custo do ciclo de vida da energia elétrica.....	31
2.3.2 Custo do ciclo de vida dos sistemas.....	32
2.4 Conclusão.....	38
3 ENERGIA FOTOVOLTAICA COMO UMA ALTERNATIVA <i>OFF-GRID</i> .....	39
3.1 Introdução.....	39
3.2 Material e métodos.....	42
3.2.1 Bases de dados.....	45
3.2.2 Requisição de água e energia para irrigação.....	49
3.2.3 Parâmetros técnicos dos sistemas de bombeamento.....	51
3.2.4 Emissões das diferentes formas de abastecimento de energia dos sistemas de bombeamento.....	52

3.2.5	Custo do ciclo de vida dos sistemas de bombeamento .....	52
3.2.6	Restrições para determinar áreas inadequadas ao uso de irrigação por gotejamento .....	56
3.2.7	Árvore de decisão .....	57
3.2.8	Valores especificados.....	57
3.3	Resultados e discussão .....	59
3.3.1	Requisição de água e energia elétrica para irrigação .....	59
3.3.2	Parâmetros técnicos dos sistemas de bombeamento.....	62
3.3.3	Emissões de CO <sub>2eq</sub> das diferentes formas de abastecimento de energia dos sistemas de bombeamento.....	66
3.3.4	Custo do ciclo de vida dos sistemas de bombeamento .....	67
3.3.5	Restrições para determinar áreas inadequadas ao uso de irrigação por gotejamento .....	71
3.3.6	Comparação entre os custos do ciclo de vida após aplicação das restrições.....	73
3.3.7	Árvore de decisão .....	79
3.4	Conclusão .....	81
4	CONCLUSÕES GERAIS E SUGESTÕES.....	82
4.1	Conclusões gerais.....	82
4.2	Trabalhos futuros .....	83
	REFERÊNCIAS .....	84

## **1 INTRODUÇÃO GERAL**

Neste tópico apresentam-se a conceitualização e aparato teórico do trabalho.

No item 1.1 são apresentados alguns conceitos importantes que serão abordados ao longo desta dissertação.

No item 1.2 contextualiza-se, dentro do que é pertinente ao trabalho, o cenário energético brasileiro. No item 1.3 faz-se o mesmo para a área agrícola.

No item 1.4 abordam-se a caracterização da área de estudo, fornecendo dados relevantes para o entendimento do trabalho e do potencial nacional no uso do sistema fotovoltaico para irrigação.

Por fim, no item 1.5 são apresentados os objetivos da presente pesquisa.

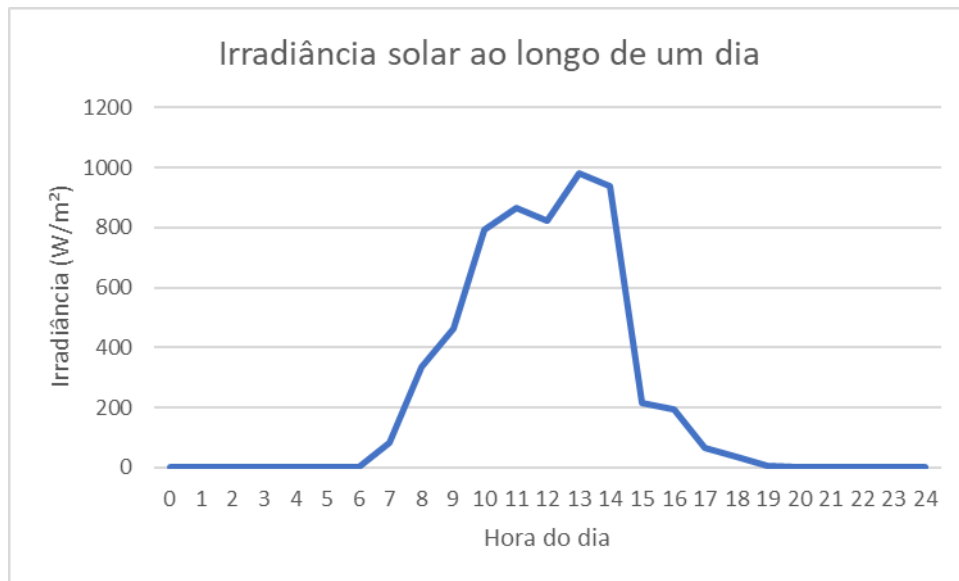
### **1.1 Conceitos importantes**

Nesta seção são abordados alguns conceitos que podem auxiliar no entendimento deste trabalho. O primeiro aborda questões referentes aos sistemas fotovoltaicos; o segundo, referentes às variáveis necessárias para o cálculo da demanda hídrica da irrigação; e o último, à métrica financeira utilizada neste trabalho.

#### **1.1.1 Energia solar e sistemas fotovoltaicos**

A disponibilidade do recurso solar pode ser abordada de duas formas: irradiação e irradiância solar. A irradiação é a energia proveniente do sol que atinge uma superfície em um determinado período de tempo. Sua unidade é o Wh/m<sup>2</sup> ou derivados. Já a irradiância é o valor instantâneo da irradiação e tem como unidade o W/m<sup>2</sup> ou derivados (PEREIRA et al., 2017). A irradiância solar varia ao longo do dia conforme exemplificado na Figura 1.

Figura 1 - Distribuição horária da irradiância ao longo de um dia.



\* Foram considerados os dados referentes ao dia 01/01/2021 da estação meteorológica de Brasília, de latitude -15,78 e longitude -47,92.

Fonte: adaptado de (INMET, 2021).

Em um painel fotovoltaico, a irradiação é convertida em energia gerada pelo painel e a irradiância, em potência disponibilizada, a depender do rendimento do painel fotovoltaico. Como a energia proveniente do sol varia ao longo do dia e ao longo dos meses do ano, a energia produzida e a potência disponibilizada pelos painéis fotovoltaicos também variam.

Para o dimensionamento e compra dos painéis fotovoltaicos utiliza-se um valor de potência padrão chamado potência de pico. Esta equivale ao valor de potência máxima disponibilizado pelo painel em condições padrão.

### 1.1.2 Evapotranspiração de referência e precipitação efetiva

Uma cultura agrícola pode perder água por meio de dois processos: a evaporação da água do solo e a transpiração da cultura. Como estes dois processos ocorrem simultaneamente e não são facilmente separáveis, estes processos costumam ser combinados em um único: evapotranspiração (FAO, 1998).

Com o intuito de se ter um valor de referência que dependesse apenas dos fatores climáticos e não da cultura, foi criada a evapotranspiração de referência ( $ET_0$ ). Esta variável considera uma cultura de referência, que é a grama. Para que outras culturas possam ser consideradas, utiliza-se o coeficiente da cultura que é determinado experimentalmente (FAO, 1998).

A forma natural de obtenção de água de uma cultura é a precipitação. A água proveniente da chuva pode escorrer pela superfície do solo, ficar armazenada na região radicular, ou ultrapassar a região da raiz para regiões mais profundas do solo. Apenas a água que fica armazenada na região radicular pode ser utilizada pela planta para suprir sua evapotranspiração. Por isso, é chamada precipitação efetiva aquela que refere-se a essa parcela da precipitação (USDA, 1993).

### **1.1.3 Custo do ciclo de vida**

A análise financeira de sistemas pode ser feita com uso de diversas métricas. Dentre elas, está o custo do ciclo de vida ou *life cycle cost (LCC)*.

O *LCC* considera todos os custos ao longo do tempo de projeto trazidos para o tempo presente. Por isso, é especialmente útil na comparação de sistemas de mesma funcionalidade, mas que têm diferenças quanto aos custos inicial e operacionais (PARVARESH RIZI; ASHRAFZADEH; RAMEZANI, 2019).

Fontes de energia renováveis têm, em geral, um maior custo inicial e um menor custo operacional que as fontes tradicionais de energia. Em razão disso, o *LCC* é particularmente importante para a análise de viabilidade destes sistemas (BANKWORLD, 2018).

Esta métrica foi utilizada em diversos trabalhos para a análise da viabilidade de sistemas fotovoltaicos comparados a fontes de energia tradicionais para suprimento de energia na região rural (GALLAGHER et al., 2019; KELLEY et al., 2010; PARVARESH RIZI; ASHRAFZADEH; RAMEZANI, 2019; XIE; RINGLER; MONDAL, 2021).

## **1.2 Contexto energético brasileiro**

No ano de 2020, 51,6% da oferta interna de energia (OIE) nacional foi proveniente de fontes de energia não renováveis, sendo 33,1% proveniente de petróleo e derivados. Dentre as fontes de energia renováveis, as de maior destaque foram a biomassa de cana, correspondente a 19,1% da OIE e a hidráulica, com 12,6%. O consumo energético diminuiu em 2% com relação ao ano anterior. Neste período, apenas 3 setores apresentaram aumento do consumo: industrial, residencial e agropecuário (EPE, 2021).

Quanto à oferta interna de energia elétrica, apenas 15,8% da mesma foi proveniente de fontes não renováveis, sendo o uso de carvão e derivados o de maior participação. Quanto às renováveis, se destacam a hidráulica e a biomassa, com 65,2% e 9,1%, respectivamente. O consumo de eletricidade diminuiu em 1% com relação ao ano anterior. Neste período, os setores

agropecuário, industrial, residencial e de transportes tiveram aumento do consumo de eletricidade (EPE, 2021).

A dependência nacional pela fonte hidrelétrica pode ter consequências consideráveis na segurança energética, com os períodos de seca ameaçando o suprimento nacional de eletricidade. Um exemplo dos problemas que esta dependência pode trazer, agravado pelo pior período de escassez de recursos hídricos em 91 anos, é o uso da bandeira tarifária “escassez hídrica”, que implica em um valor extra de R\$ 14,20 para cada 100 kWh consumido (ANEEL, 2021a).

Quanto às questões ambientais, a matriz energética nacional teve um total de emissões de CO<sub>2</sub> antrópicas de 398,3 milhões de toneladas de gás carbônico equivalente (CO<sub>2eq</sub>). Já a matriz elétrica, teve uma emissão total de 48,95 milhões de toneladas, correspondente a 12% da emissão da matriz energética (EPE, 2021).

### **1.3 Contexto agrícola brasileiro**

O Brasil tem um grande potencial agrícola, sendo atualmente o quarto maior exportador mundial de produtos agropecuários. Segundo o Censo Agro 2017 (IBGE, 2017a), 15 milhões de pessoas estão empregadas com atividades agropecuárias e estas ocupam 351 milhões de hectares.

Em 2019, a irrigação de áreas agrícolas representou 49,8% da captação de água no Brasil, o que corresponde a 32,37 bilhões de metros cúbicos de água (ANA, 2021a). No mesmo ano, o setor agropecuário consumiu 5,7% da energia elétrica no país, o que corresponde a 35,6991 TWh (EPE, 2020), mostrando o impacto do processo no cenário nacional.

Os sistemas de irrigação localizada (gotejamento e microaspersão) e aspersão por pivô central foram os que apresentaram maior crescimento. Estes sistemas são os mais eficientes em uso da água e representaram aproximadamente 70% do incremento de áreas irrigadas no período de 2006 a 2019 (ANA, 2021a).

O uso da irrigação em culturas agrícolas favorece o incremento de produtividade e previne o impacto às variações climáticas (SCHMITTER et al., 2018). No entanto, o uso de sistemas de irrigação requer um consumo de eletricidade elevado comparado a área de sequeiro. Em 2020, consumidores rurais irrigantes tiveram um consumo médio de 2,50 MWh por unidade consumidora, enquanto os consumidores rurais não classificados como irrigantes tiveram uma média de 0,34 MWh, um valor 7 vezes menor (ANEEL, 2021b).

A utilização de fontes de energia renováveis para a irrigação, como a solar e a eólica, representa uma oportunidade promissora para a diversificação da matriz energética brasileira. Além de representar uma possível diminuição da dependência do agricultor da energia proveniente da rede de eletricidade, que pode ser deficitária. Tais fatores contribuem substancialmente para diminuir o uso de fontes não renováveis para o suprimento de eletricidade, contribuindo assim com a descarbonização da matriz elétrica.

Ao se utilizar de fontes renováveis como a solar e a eólica para a irrigação, deve-se atentar à distribuição horária e mensal da geração. Como a potência e energia disponibilizada varia, os dados temporais devem ser levados em conta durante o dimensionamento e a operação do sistema, a fim de que se tenha um uso racional e otimizado dos recursos (CAMPANA; LI; YAN, 2015).

A energia solar foi a principal fonte de geração de eletricidade para micro e minigeração no país em 2019 (EPE, 2020), mostrando seu potencial para pequenas produções de energia elétrica. Um conjunto de fatores pode ser considerado para a popularização do uso da energia solar, dentre eles: o investimento nessa fonte de energia conduz a uma valorização da propriedade; tal fonte de energia é considerada inesgotável; e a requisição por manutenção é mínima após ser instalada.

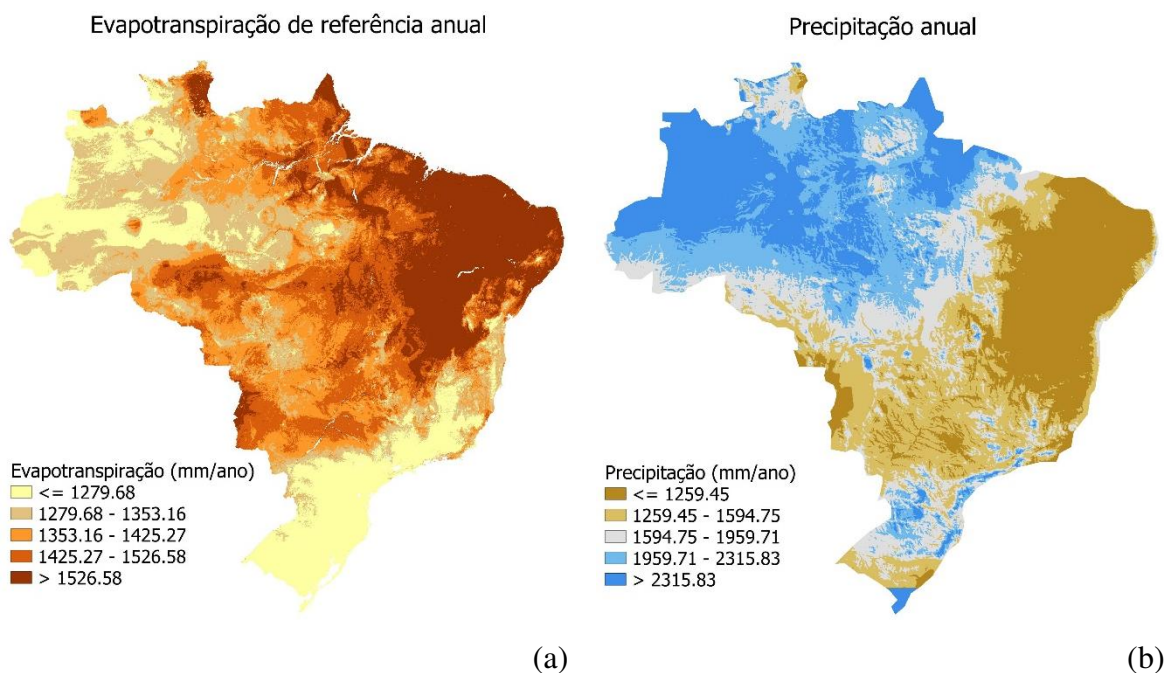
O uso de painéis fotovoltaicos para o fornecimento de energia elétrica para irrigação já tem sido utilizado, estudado e considerado como uma alternativa viável a sistemas tradicionais (AL-SMAIRAN, 2012; CAMPANA; LI; YAN, 2013; XIE; RINGLER; MONDAL, 2021). Estes podem ser utilizados de duas formas: conectado à rede, ou *on grid*, e não conectado à rede, ou *off grid*. Na primeira, o sistema fotovoltaico é conectado à rede de distribuição de energia elétrica, de forma que, quando o sistema gera mais energia do que o necessário para a carga, este excesso de energia é direcionado à rede elétrica, enquanto que, quando a geração do sistema não é suficiente, utiliza-se da energia proveniente da rede para seu suprimento. Já na segunda, o sistema supre somente a carga e não é conectado à rede de energia elétrica. Por conseguinte, quando não há geração suficiente, a carga não é suprida pelo sistema, o que torna necessário um dimensionamento cuidadoso para tal tipo de conexão e, a depender da carga, um sistema de armazenamento de energia. Nestes sistemas, pode haver geração acima da carga requerida, levando ao desperdício de energia elétrica. Para que esse problema não ocorra, há alternativas como o uso de sistemas de armazenamento em baterias, por exemplo. Desta forma, é possível aumentar a sustentabilidade e o compromisso com o uso racional de recursos do sistema.

#### 1.4 Caracterização do território brasileiro

O Brasil tem uma área de aproximadamente 851 milhões de hectares e é dividido em 5 regiões geográficas. O país conta com 12 regiões hidrográficas e diferentes climas. De acordo com a classificação climática de Köppen realizada por Alvares et al. (2013), 81% do território possui clima tropical (zona A na classificação de Köppen), 5% clima árido (zona B) e 14% clima temperado (zona C).

Os dados nacionais anuais para evapotranspiração de referência e precipitação podem ser visualizados na Figura 2. Os valores mínimo, médio e máximo são de 750,52, 1417,38 e 2607,12 mm/ano para a evapotranspiração de referência e 291,11, 1783,38 e 5784,59 mm/ano para a precipitação.

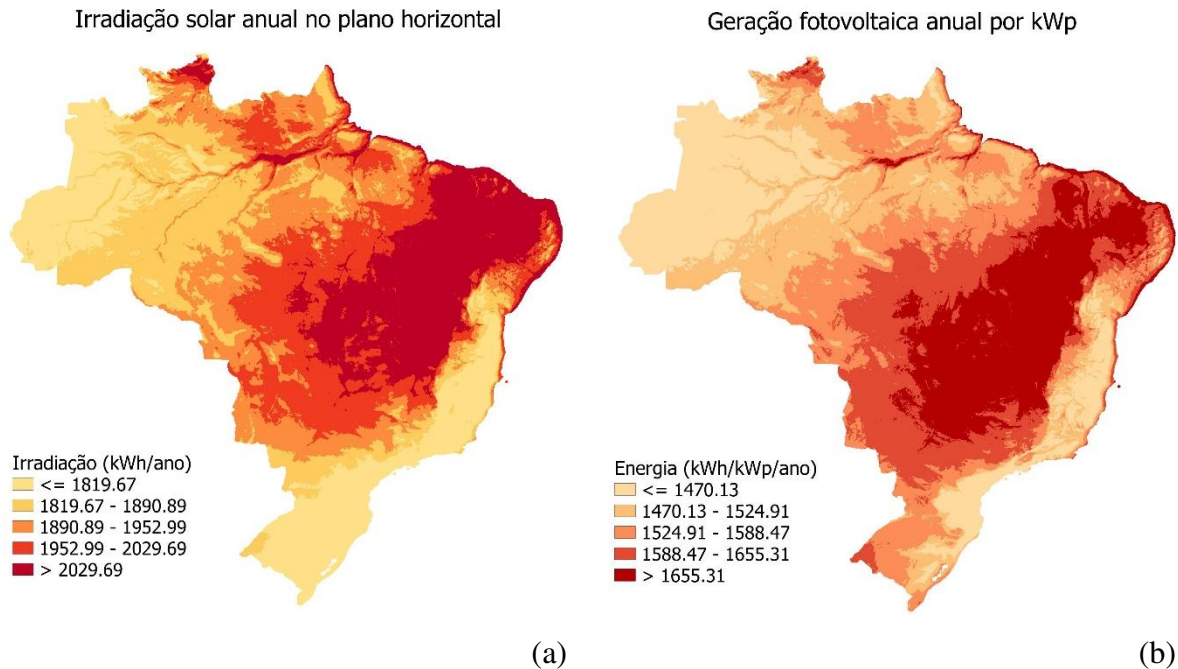
Figura 2 - Dados nacionais anuais de: (a) evapotranspiração de referência anual; e (b) precipitação anual.



Fonte: adaptado de (DIAS et al., 2020, 2021; KARGER et al., 2017).

Na Figura 3 é possível observar os dados nacionais anuais de irradiação solar e geração fotovoltaica, obtidas em (WORLD BANK GROUP; ESMAP; SOLARGIS, 2019). Os valores de irradiação variam de 646,85 a 1924,06 kWh/m<sup>2</sup>/ano e os de geração fotovoltaica de 968,27 a 1560,77 kWh/kWp/ano.

Figura 3 - Dados nacionais anuais de: (a) irradiação solar; e (b) geração solar fotovoltaica.



Fonte: adaptado de (WORLD BANK GROUP; ESMAP; SOLARGIS, 2019).

De acordo com o ranqueamento do potencial prático médio de geração fotovoltaica realizado pelo *Global Solar Atlas* (WORLD BANK GROUP; ESMAP; SOLARGIS, 2021a), o Brasil está na 84ª posição dentre os países e tinha, em 2018, uma capacidade instalada de 2296 MWp. A Alemanha, país que se destaca na geração fotovoltaica, por sua vez, está na 197ª posição e tinha uma capacidade instalada, no mesmo ano, de 45930 MWp (WORLD BANK GROUP; ESMAP; SOLARGIS, 2021b), o que mostra que o Brasil tem potencial para maior utilização da energia fotovoltaica.

## 1.5 Objetivos

Neste trabalho, objetivou-se comparar, em nível nacional, a viabilidade econômica do sistema fotovoltaico como alternativa a fontes tradicionais de energia para o bombeamento de irrigação de áreas agrícolas.

Estabeleceram-se, ainda, os seguintes objetivos específicos:

- Comparar o desempenho financeiro do sistema fotovoltaico *on-grid* com um sistema conectado à rede elétrica nacional;
- Avaliar o desempenho financeiro do sistema fotovoltaico *off-grid* com relação a um sistema a diesel.

## 2 ENERGIA FOTOVOLTAICA COMO UMA ALTERNATIVA *ON-GRID*

## 2.1 Introdução

O sistema elétrico de potência (SEP) é o conjunto de equipamentos e elementos conectados que tem o intuito de gerar, transmitir e distribuir a energia elétrica. O SEP pode ser dividido em três partes: geração, transmissão e distribuição (MORAES, 2020).

A distribuição é a parte do SEP responsável pela entrega da energia elétrica ao consumidor final. No Brasil, para questões tarifárias, os consumidores são classificados em dois grupos. Estes grupos, considerando redes elétricas de distribuição aérea, são (ANEEL, 2021c):

- Grupo A: unidades consumidoras atendidas por tensão de fornecimento igual ou superior a 2,3 kV. Além disso, a carga ou a potência de geração instalada deve ser maior que 75 kW.
- Grupo B: unidades consumidoras atendidas por tensão de fornecimento menor que 2,3 kV. Além disso, a carga e a potência de geração instalada devem ser menores que 75 kW.

O grupo B atende a consumidores de menor porte e tem uma tarifa baseada no consumo de energia da unidade. Ao utilizar-se de tal grupo, há um custo mínimo que se paga nas tarifas referente ao custo de disponibilidade. Este corresponde a 30 kWh para sistemas monofásicos ou sistemas bifásicos a dois condutores; a 50 kWh para sistemas bifásicos a 3 condutores; e a 100 kWh para sistemas trifásicos (ANEEL, 2021c).

A tarifa do grupo B é dividida em 4 principais componentes: a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD); a Tarifa de Energia (TE); e os impostos: Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS), Programa de Integração Social (PIS) e Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS). A divisão, explicação e detalhamento dessas tarifas podem ser vistas na Tabela 1 (DRUMOND JR; DE CASTRO; SEABRA, 2021).

Tabela 1 - Composição tarifária e suas descrições.

		Descrição
ANEEL	TUSD	Custos referentes ao uso, pela distribuidora, de sistemas de terceiros, como o uso do sistema de transmissão de energia elétrica.
	Fio B	Custos referentes ao sistema de distribuição elétrica, como custos de operação e manutenção.

	Perdas	Perdas comerciais e técnicas.
	Encargos	Encargos setoriais.
TE	Energia	Custos referentes à compra de energia elétrica pela distribuidora.
	Outros	Inclui encargos setoriais e perdas técnicas.
PIS/COFINS	Sobre TUSD e TE	Taxa do PIS e COFINS sobre a TUSD e TE em relação à tarifa total, incluindo-se os impostos.
'Impostos	ICMS	Taxa do ICMS sobre a TUSD em relação à tarifa total, incluindo-se os impostos.
		Sobre TE

Fonte: adaptado de (DRUMOND JR; DE CASTRO; SEABRA, 2021).

Cada subgrupo do grupo B possui diferentes classes, sendo elas exibidas na Tabela 2 (EDP, 2021).

Tabela 2 - Classes do subgrupo B.

Subgrupo	Classe
B1	Residencial
	Residencial de baixa renda
	Rural
B2	Cooperativa de eletrificação rural
	Serviço público de irrigação
B3	Demais classes (comercial, industrial etc.)
B4	Rede de distribuição
	Bulbo de lâmpada

Fonte: adaptado de (EDP, 2021).

O Decreto nº 7.891, de 23 de janeiro de 2013, estabelecia descontos, em relação à classe residencial do subgrupo B1, de 30% para a classe rural e de 40% e 30% para as subclasses serviço público de irrigação e cooperativa de eletrificação rural, respectivamente (BRASIL, 2013). No entanto, o Decreto nº 9.642, de 27 de dezembro de 2018, alterou tais descontos. Foi

definido que estes descontos seriam reduzidos, a partir de 1º de janeiro de 2019, em 20% ao ano, com base no valor inicial do desconto, até que atinja uma alíquota 0 (BRASIL, 2018). Portanto, todos estes descontos não mais existirão a partir do ano de 2023.

O Decreto nº 7.891 também estabelece o fornecimento de desconto para consumidores classificados como rurais que utilizam de irrigação ou aquicultura em horário especial, conforme estabelecido no artigo 25 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002 (BRASIL, 2002). Esta lei estabelece que essas atividades serão passíveis de desconto quanto forem realizadas no horário correspondido entre 21:30 h e 6:00 h do dia seguinte. Estes descontos são de 73% no Nordeste e alguns municípios de Minas Gerais, estado da região Sudeste do país; de 67% no Centro-Oeste, Norte e nos demais municípios do estado de Minas Gerais; e de 60% no restante do país (ANEEL, 2021c).

O Decreto nº 7.891 também possibilitava a acumulação de descontos: o produtor rural irrigante ou aquicultor poderia acumular o desconto da tarifa rural e da tarifa irrigante. No decreto nº 9.642 este benefício de cumulatividade foi retirado, e o produtor ficaria com a tarifa que lhe trouxesse o maior benefício. Este acúmulo de benefícios foi reestabelecido pelo Decreto nº 9.744, de 3 de abril de 2019 (BRASIL, 2019). No entanto, este não reestabeleceu o desconto da tarifa rural e, portanto, essa cumulatividade somente terá efeito até 2023.

Consumidores do grupo B podem produzir sua própria energia por meio da microgeração distribuída (MGD). De acordo com a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012 (ANEEL, 2012), enquadravam-se como MGDs os estabelecimentos com potência instalada menor ou igual a 100 kW que utilizassem de cogeração qualificadas ou geração *on-grid* com base em energia solar, hidráulica, eólica ou biomassa. A energia ativa injetada na rede elétrica pelo sistema é cedida à distribuidora, na forma de empréstimo gratuito, e a unidade geradora recebe um crédito em quantidade de energia ativa a ser consumida. Estes créditos, de acordo com tal Resolução Normativa, poderiam ser utilizados por um prazo de 36 meses.

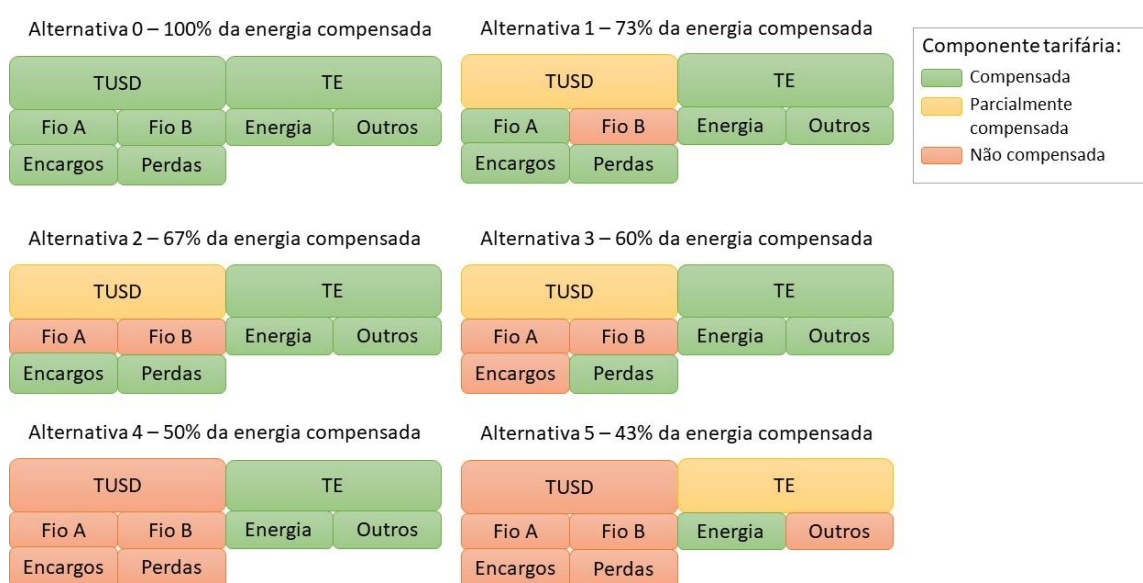
Esta Resolução Normativa também estabeleceu que o consumidor seria recompensado por todas as componentes tarifárias, excluindo-se os impostos. A Lei nº 13.169, de 6 de outubro de 2015 (BRASIL, 2015), isenta as unidades consumidoras com micro e minigeração distribuída de pagamento do PIS e do COFINS. O Convênio ICMS 16, de 22 de abril de 2015 (CONFAZ, 2015), permitiu a isenção do ICMS sobre a parcela TE da energia elétrica compensada.

A Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015, alterou o valor máximo para o enquadramento como MGD de 100 kW para 75 kW. Além dessa alteração, foram

oferecidas mais modalidades de geração distribuída e o tempo de consumo dos créditos passou de 36 para 60 meses (ANEEL, 2015).

Em 2018, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) fez uma consulta pública para analisar o impacto da legislação de geração distribuída vigente até aquele momento. Foram propostas 6 alternativas, numeradas de 0 a 5, em que o gerador receberia em retorno pela energia elétrica injetada diferentes porcentagens, como é possível observar-se na Figura 4 (DE DOILE et al., 2021). A alternativa 0 corresponde à alternativa da Resolução Normativa nº 482.

Figura 4 - Alternativas propostas pela ANEEL para compensação tarifária das unidades consumidoras com geração distribuída.



Fonte: adaptado de (DE DOILE et al., 2021).

A Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022, alterou a questão tarifária da compensação de energia elétrica para a alternativa 1. Tal implementação será feita de forma gradual (BRASIL, 2022).

O impacto da alteração das alternativas da ANEEL na viabilidade da microgeração distribuída para consumidores residenciais já foi analisado em trabalhos anteriores (DE DOILE et al., 2021; DRUMOND JR; DE CASTRO; SEABRA, 2021). Em ambos os trabalhos concluiu-se que haveria viabilidade, mas que o período de retorno aumentaria consideravelmente, diminuindo a atratividade da opção.

No presente capítulo, o objetivo foi avaliar o impacto financeiro dos decretos nº 9.642 e nº 9.744 na viabilidade do uso de MGD como uma alternativa *on-grid* para os irrigantes noturnos. Tal análise foi realizada para as cinco regiões do Brasil. O foco deste trabalho foram os consumidores de energia elétrica pertencentes ao grupo B.

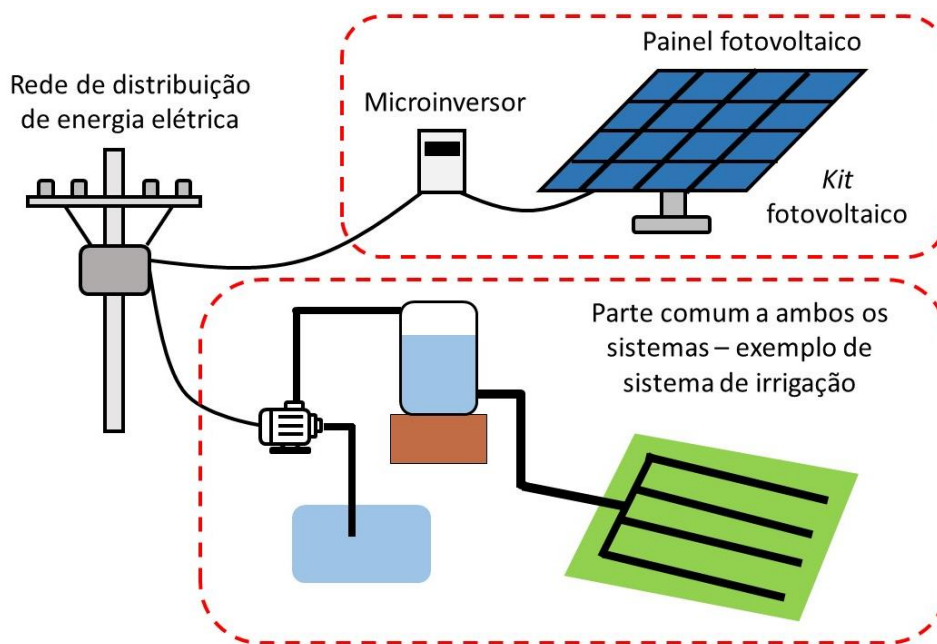
## 2.2 Material e métodos

Utilizou-se o *LCC* como métrica para a avaliação do desempenho financeiro dos sistemas. Os sistemas, quando aqui abordados, se referem a:

- Rede – sistema sem painel fotovoltaica considerando-se o uso da tarifa irrigante;
- Fotovoltaico – sistema fotovoltaico *on-grid*, não sendo considerado o uso da tarifa irrigante.

O diagrama esquemático dos elementos envolvidos nos sistemas pode ser visto na Figura 5. A diferença entre os sistemas rede e fotovoltaico é o *kit* fotovoltaico. Este é composto por painéis fotovoltaicos e um microinversor utilizado para sua conexão à rede elétrica. O uso de microinversor foi escolhido devido à sua maior durabilidade.

Figura 5 - Esquemático do sistema *on-grid*.



Fonte: autora.

O projeto foi baseado nos dados do ano 2021 como referência.

Todos os cálculos e gráficos deste capítulo foram realizados em linguagem Python com o *software* Jupyter.

### 2.2.1 Dimensionamento do painel fotovoltaico

Para se dimensionar o sistema fotovoltaico, deve-se determinar a potência de pico dos painéis fotovoltaicos. Para tal, deve-se dividir a energia requerida pelo sistema de bombeamento ( $E_{mb}$ ), em kWh/ano, pela energia fotovoltaica gerada por kWp ( $E_{fv}$ ), em kWh/kWp/ano,

resultando em uma potência final em kWp ( $P_{fv}$ ). Este procedimento é explicitado na Equação (1).

$$P_{fv} = \frac{Emb - 12 \times Emin}{Efv} \quad (1)$$

Em que  $Emin$  é o consumo de eletricidade mensal mínimo, em kWh/mês, definido por legislação. Neste trabalho foi considerada uma instalação bifásica com consumo mínimo de 50 kWh (ANEEL, 2021c). Este valor foi multiplicado pelo número de meses do ano, 12, para a obtenção de seu valor anual.

A  $Efv$  foi obtida, em kWh/kWp/ano, para todo o território nacional (WORLD BANK GROUP; ESMAP; SOLARGIS, 2019). Para realizar os cálculos com base nas regiões, foram considerados os valores mínimo, médio e máximo de geração para cada região. Estes valores podem ser visualizados na Tabela 3.

Tabela 3 - Geração fotovoltaica por kWp para cada região - valores mínimo, médio e máximo.

Região	$Efv$ mínimo (kWh/kWp/ano)	$Efv$ médio (kWh/kWp/ano)	$Efv$ máximo (kWh/kWp/ano)
Centro-Oeste	1394,159	1627,934	1793,378
Nordeste	1281,662	1637,377	1915,006
Norte	1052,285	1502,152	1780,594
Sudeste	998,228	1590,219	1824,789
Sul	968,278	1514,121	1657,870

Fonte: adaptado de (WORLD BANK GROUP; ESMAP; SOLARGIS, 2019).

Foram adotadas algumas restrições de potência para que o sistema fotovoltaico fosse considerado:

- A potência mínima foi estabelecida como sendo de 0,1 kW, de acordo com pesquisas de mercado. Para estabelecer a requisição elétrica mínima equivalente foi considerado, por padrão, a  $Efv$  mínima, de 968,278 kWh/kWp/ano. Portanto, foi estabelecido que a requisição mínima para a consideração do sistema fotovoltaico foi de 696,828 kWh/ano. Este valor foi obtido substituindo-se os valores de potência e  $Efv$  na Equação (1), considerando o  $Emin$  de 50 kWh/mês.
- De acordo com a legislação, a potência máxima da carga para uma unidade consumidora pertencer ao grupo B é de 75 kW. Foi considerado como requisição energética máxima a situação hipotética de uso constante do sistema de bombeamento: 24 horas por dia

durante 365 dias por ano. Portanto, obteve-se uma requisição máxima de energia elétrica de 657 MWh/ano.

O consumo energético médio de uma unidade consumidora de tarifa rural foi de 0,34 MWh em 2020 (ANEEL, 2021b), o que é inferior ao consumo mínimo necessário para consideração da energia fotovoltaica. No entanto, o consumo da classe rural irrigante foi de 2,50 MWh (ANEEL, 2021b), o qual se encontra dentro do intervalo estimado.

O *kit* fotovoltaico já fornece o microinversor adequado para o painel. Portanto, este não foi dimensionado no presente trabalho.

## 2.2.2 Custo do ciclo de vida

Como o diferencial dos sistemas refere-se somente à parte energética, sem alterações referentes ao dimensionamento e tipo de motobomba, por exemplo, apenas essa foi contabilizada.

Para os sistemas conectados à rede, o *LCC* refere-se somente ao consumo de energia elétrica. Para o sistema fotovoltaico, além do custo com energia elétrica referente ao consumo de eletricidade mensal mínimo, há também os custos com a obtenção dos equipamentos de geração fotovoltaica e sua manutenção. Tanto o painel quanto o microinversor foram considerados com durabilidade de 25 anos (NEOSOLAR, 2021).

### 2.2.2.1 Custo do ciclo de vida da energia elétrica

Para estimar o preço futuro da energia elétrica, foram testados dois modelos matemáticos. O primeiro foi um modelo linear, apresentado na Equação (2). O segundo foi um modelo exponencial com um percentual fixo, conforme a Equação (3).

$$cel(y) = cel(0) + a \times y \quad (2)$$

$$cel(y) = cel(0) \times a^y \quad (3)$$

Em que,  $cel(y)$  é o custo da energia elétrica no ano  $y$  e  $a$  é o valor constante utilizado para ajuste das equações. O valor de  $a$  foi calculado considerando-se  $cel(0)$  igual ao valor da tarifa em 2012 e  $cel(10)$  igual ao valor da tarifa em 2021.

Para análise de qual o modelo mais adequado, foram obtidos dados de 10 anos para cada região do Brasil, dos anos de 2012 a 2021, referentes à tarifa residencial B1 sem impostos (ANEEL, 2021b).

Estes dados foram aplicados ao modelo e para a obtenção de valores de predição. Os valores preditos foram então comparados aos dados originais com o uso do coeficiente de determinação ( $R^2$ ).

Além do  $R^2$ , foi também comparado o erro absoluto percentual ( $ea$ ) do custo de ciclo de vida da energia elétrica dos dados originais com os dados gerados pelos dois diferentes modelos.

O custo do ciclo de vida de cada kWh de energia elétrica ( $Cel$ ) é a soma dos custos do kWh em cada ano trazidos para o tempo presente, conforme mostra a Equação (4).

$$Cel = \sum_{y=0}^{y=n-1} cel(y) \times \frac{1}{(1+i)^y} \quad (4)$$

Em que  $n$  é o intervalo de tempo considerado e  $i$  é a taxa de desconto anual, considerada de 5% (KELLEY et al., 2010).

Para o cálculo do erro absoluto percentual, considerou-se o ano inicial como sendo 2012 e o ano final como sendo 2021, resultando em um  $n$  igual a 10.

Com o resultado do  $R^2$  e do  $ea$ , foi escolhido o modelo mais adequado. Com este modelo, foram preditos valores, para a tarifa residencial B1, sem impostos, para o ano de 2021 até o ano de 2045. Estes valores foram utilizados como base para outros cálculos e serão referidos neste trabalho como tarifa base.

Vale ressaltar que, para a criação e validação do modelo, o  $n$  foi igual a 10, pois abrange o intervalo de tempo dos dados utilizados para a validação do modelo (de 2012 a 2021). Já para os valores preditos da tarifa base, o  $n$  foi de 25, pois abrange o intervalo de tempo de vida útil do projeto (de 2021 a 2045).

#### 2.2.2.2 Custo do ciclo de vida do sistema - rede

Para calcular o  $LCC$  do sistema conectado à rede ( $LCC_{re}$ ) basta multiplicar o valor obtido de  $Cel$  pela energia elétrica requerida pela motobomba, conforme Equação (5).

$$LCC_{re} = E_{mb} \times Cel \quad (5)$$

O  $Cel$  foi calculado de acordo com a equação (4), considerando-se um  $n$  de 25 anos. O custo de energia elétrica teve algumas variações, sendo considerados dois casos:

- Caso 1: custo da energia rural irrigante antes do Decreto nº 9.642, ou seja, com acumulação do valor de 30% sobre o desconto da tarifa irrigante;
- Caso 2: após o Decreto nº 9.642, ou seja, com acumulação de desconto somente até 2023.

Considerou-se um desconto de 73% na tarifa do irrigante noturno para a região Nordeste; 67% para as regiões Centro-Oeste e Norte; e 60% para as demais.

O valor de  $cel(y)$  foi obtido por meio de dois passos. O primeiro foi aplicar os descontos supracitados à tarifa base, já que estes incidem na tarifa antes da aplicação de imposto. O segundo foi aplicar uma taxa referente aos impostos. Esta foi obtida por meio da média aritmética das razões entre a tarifa rural irrigante depois e antes da aplicação de impostos no período de 2012 a 2021 (ANEEL, 2021b). Os resultados desse processamento podem ser vistos na Tabela 4. Este resultado foi então multiplicado pelo obtido no passo anterior, gerando, assim, o  $cel(y)$ .

Tabela 4 - Média da razão entre a tarifa rural irrigante com e sem imposto para as cinco regiões do Brasil.

Região	Média da razão entre tarifa irrigante com e sem imposto
Centro-Oeste	1,299
Nordeste	1,131
Norte	1,272
Sudeste	1,142
Sul	1,122

Fonte: autora.

### 2.2.2.3 Custo do ciclo de vida do sistema - fotovoltaico

Para o cálculo do custo de vida do sistema fotovoltaico ( $LCC_{fv}$ ) foram calculados os custos de capital inicial ( $ICC$ ), operação e manutenção ( $C_{o\&m}$ ) e com a energia elétrica (CAMPANA et al., 2017).

Em sistemas de bombeamento solar fotovoltaico o custo de projeto e implementação corresponde a cerca de 30% do custo de aquisição dos equipamentos (CAMPANA et al., 2017).

Para obter o custo de aquisição do equipamento, realizou-se uma pesquisa de mercado e obteve-se um valor médio de aquisição do *kit* fotovoltaico por kWp ( $Caq$ ) de R\$4378,97/kWp. O  $ICC$  foi calculado conforme a Equação (6), em que 0,3 refere ao custo de projeto e implementação de 30%.

$$ICC = (1 + 0,3) \times Caq \times P_{fv} \quad (6)$$

O custo de operação e manutenção foi considerado como uma porcentagem ( $m_{fv}$ ) em relação ao custo inicial do sistema. Esta porcentagem corresponde a 2% (AL-SMAIRAN, 2012). Este custo anual foi trazido para o tempo presente conforme mostra a Equação (7).

$$C_{o\&m} = m_{fv} \times ICC \times \frac{(1+i)^n - 1}{i \times (1+i)^n} \quad (7)$$

O custo com energia elétrica é a soma de duas parcelas. A primeira é referente ao custo de disponibilidade e a segunda, refere-se ao pagamento do ICMS sobre a parcela TUSD da energia elétrica.

Para o cálculo da primeira, foi multiplicado o *Cel* da tarifa rural, desconsiderando-se o desconto irrigante, pelo consumo mínimo anual, de 600 kWh. O *Cel* foi calculado de forma semelhante ao estabelecido para o cálculo do *LCC* da rede, mas sendo aplicado o desconto apenas da tarifa rural referente ao caso 2 e os impostos da mesma, conforme Tabela 5.

Tabela 5 - Média da razão entra a tarifa rural com e sem imposto para as cinco regiões do Brasil.

Região	Média da razão entre tarifa rural com e sem imposto
Centro-Oeste	1,317
Nordeste	1,192
Norte	1,279
Sudeste	1,252
Sul	1,175

Fonte: autora.

Para a segunda, foi considerado que o TUSD corresponde à 40% da tarifa (DE DOILE et al., 2021). Para a alíquota do ICMS (*aICMS*), foi realizada uma análise de sensibilidade considerando-se os valores mínimos e máximos de cada região, conforme disponibilizado na Tabela 6.

Tabela 6 - Alíquotas mínima e máxima do ICMS por região.

Região	ICMS mínimo (%)	ICMS máximo
Centro-Oeste	0	12
Nordeste	0	27
Norte	0	25
Sudeste	0	32
Sul	0	25

Fonte: adaptado de (ABGD, 2021).

O cálculo desta segunda parcela foi feito multiplicando-se o  $Cel$  pela diferença entre  $Emb$  e o consumo mínimo anual. O valor pago de ICMS no ano  $y$  ( $C_{ICMS}(y)$ ) é calculado conforme a Equação (8), adaptada de (DE DOILE et al., 2021).

$$C_{ICMS}(y) = \frac{a_{ICMS} \times 0,4 \times tb(y)}{1 - a_{ICMS}} \quad (8)$$

Em que 0,4 é a parcela da tarifa referente ao TUSD e  $tb(y)$  é a tarifa básica no ano  $y$ , referente à tarifa rural sem o desconto irrigante.

Para o cálculo do  $Cel$  referente à esta parcela, basta substituir  $cel(y)$  pelos valores de  $C_{ICMS}(y)$  na equação (4). Foi considerado um  $n$  de 25 anos.

## 2.3 Resultados e discussão

Nas subseções a seguir serão mostrados os resultados deste capítulo. A primeira trata-se dos modelos de custo de ciclo de vida da energia elétrica e segunda, dos resultados do custo de ciclo de vida dos sistemas.

### 2.3.1 Custo do ciclo de vida da energia elétrica

Na Tabela 7 é possível visualizar o  $R^2$  e o erro absoluto percentual para os dois modelos de predição do custo de energia elétrica, para a tarifa B1 residencial. Também mostra qual foi o modelo mais adequado para cada região, assim como seu respectivo  $a$ .

Tabela 7 – Valores gerados pelos modelos de custo da energia elétrica para a tarifa rural.

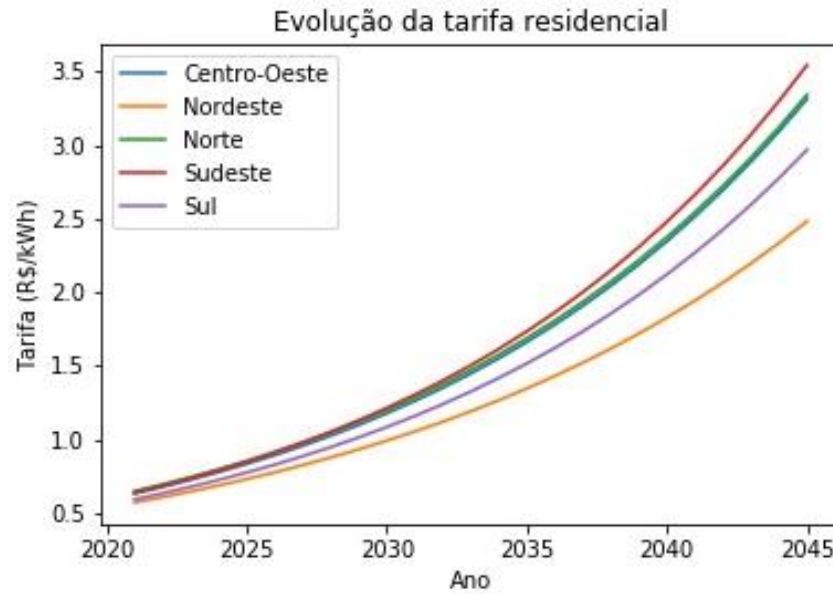
Região	Linear		Exponencial		Modelo	Valor de $a$
	$R^2$	$ea$	$R^2$	$ea$		
Centro-Oeste	0,855	5,619	0,884	2,659	Exponencial	1,0715
Nordeste	0,771	8,794	0,835	6,383	Exponencial	1,0631
Norte	0,867	5,375	0,890	2,480	Exponencial	1,0707
Sudeste	0,837	6,678	0,882	3,479	Exponencial	1,0741
Sul	0,812	4,970	0,830	2,179	Exponencial	1,0695

Fonte: autora.

O modelo de escalada com percentual fixo foi o mais adequado para todas as regiões, mostrando que há uma tendência maior ao crescimento exponencial do custo da energia elétrica no país.

Na Figura 6 foi apresentada a evolução da tarifa base de 2021 a 2045 de acordo com o modelo exponencial.

Figura 6 - Evolução da tarifa residencial de acordo com o modelo exponencial.



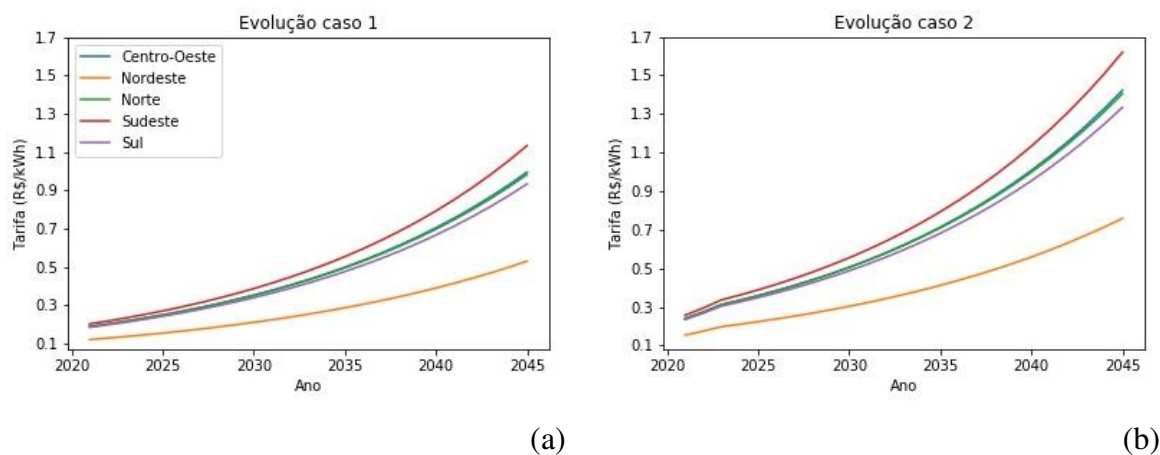
Fonte: autora.

### 2.3.2 Custo do ciclo de vida dos sistemas

Na Figura 7 foi apresentada a evolução da tarifa rural irrigante para os casos 1 e 2. Observou-se que o caso 2 para região Sudeste, por exemplo, apresentou um acréscimo de cerca de 6,31 vezes para a projeção de 2021 a 2045.

No caso 1 é possível identificar um aumento de 5,55 vezes para a mesma região e projeção temporal. A diferença de acréscimo na tarifa rural irrigante ocorre devido ao desconto acumulado de 30%.

Figura 7 - Evolução da tarifa rural irrigante para os casos (a) 1 e (b) 2.



(a)

(b)

Fonte: autora.

Na Tabela 8 é possível visualizar os valores de  $Cel$  para a tarifa rural irrigante para os dois casos. Também é mostrado o  $LCC_{re}$  considerando-se os valores mínimo e máximo de energia abordados na seção 2.2.

Tabela 8 - Valores do custo do ciclo de vida de cada kWh de energia elétrica ( $Cel$ ) e do custo do ciclo de vida do sistema rede ( $LCC_{re}$ ) para as diferentes regiões - casos 1 e 2.

Região	$Cel$	$Cel$	$LCC_{re}$ – caso 1 (R\$)		$LCC_{re}$ – caso 2 (R\$)	
	irrigante – caso 1 (R\$/kWh)	irrigante – caso 2 (R\$/kWh)	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo
Centro-Oeste	6,11	8,69	4261,48	4017911,41	5212,41	5707587,36
Nordeste	3,56	5,05	2479,93	2338185,43	3520,78	3319545,67
Norte	6,08	8,64	4239,15	3996856,84	6021,56	5677492,62
Sudeste	6,78	9,64	4726,07	4455949,72	6714,72	6330932,78
Sul	5,85	8,31	4078,78	3845650,45	5793,28	5462156,77

Fonte: autora.

O  $Cel$  da tarifa do caso 2 é cerca de 1,42 vezes o valor da tarifa no caso 1, indicando um aumento de cerca de 40% do custo. Esta diferença, quando na energia requerida máxima, chega a ser de mais de 1 milhão de reais.

O valor de  $Cel$  considerando apenas a tarifa rural, necessário para o cálculo do  $LCC$  do sistema fotovoltaico, pode ser visto na Tabela 9.

Tabela 9 - Valores do custo do ciclo de vida de cada kWh de energia elétrica ( $Cel$ ) para as diferentes regiões - tarifa rural.

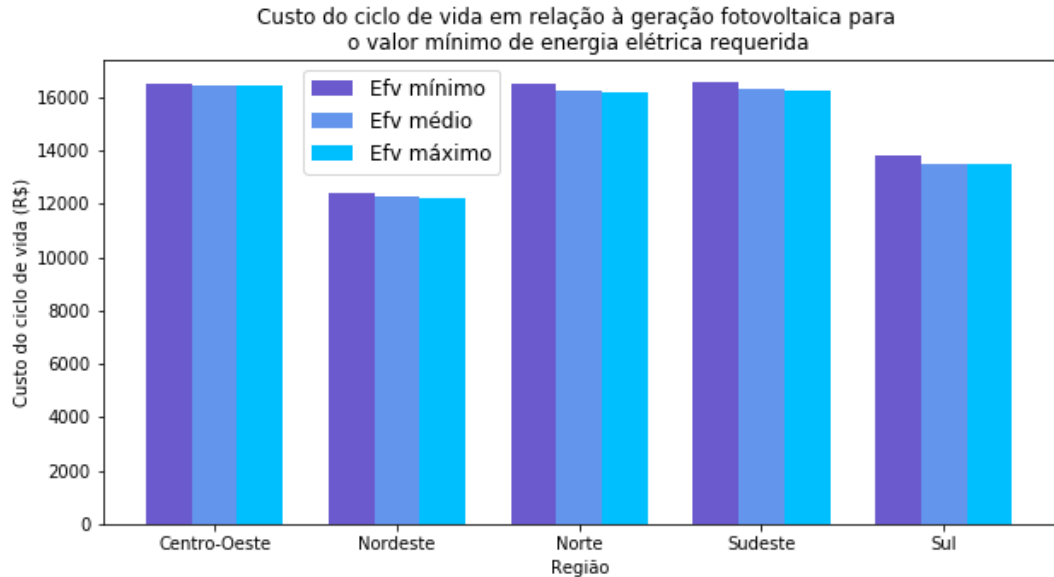
Região	$Cel$ rural (R\$/kWh)
Centro-Oeste	26,68
Nordeste	19,73
Norte	26,33
Sudeste	26,43
Sul	21,75

Fonte: autora.

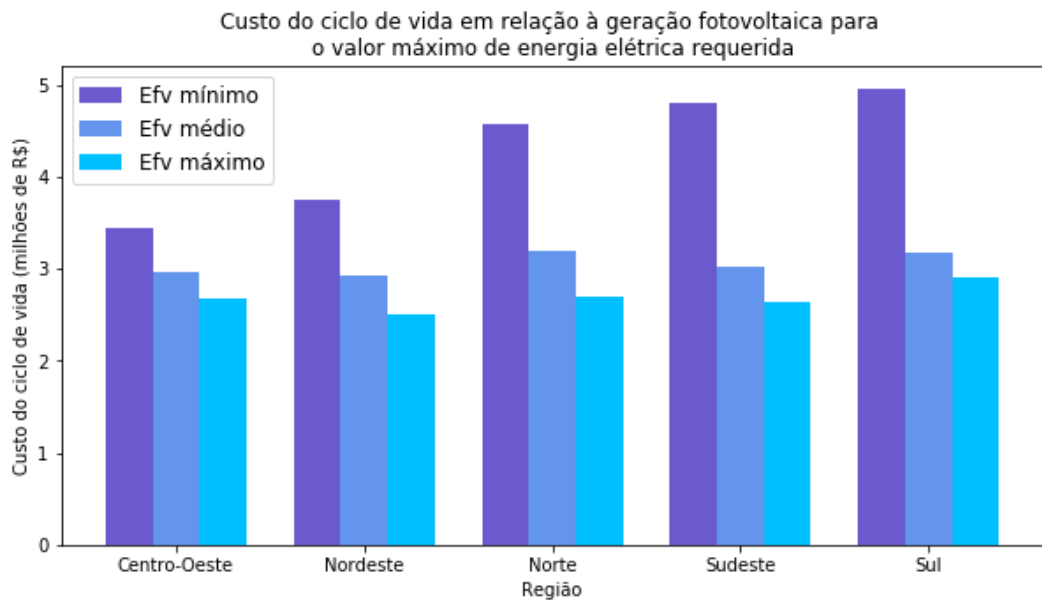
O  $Cel$  ao desconsiderar-se a tarifa irrigante é cerca de 3 vezes maior que quando considerando o caso 2. Isso mostra a vantagem da utilização da tarifa irrigante para o produtor.

Na Figura 8 observa-se a relação entre  $Emb$  e  $LCC$  para o sistema fotovoltaico considerando-se um ICMS de 0% e avaliando os diferentes níveis de geração: valor mínimo, médio e máximo para cada região.

Figura 8 - Custo do ciclo de vida em relação à geração fotovoltaica por kWp ( $Efv$ ) para as requisições elétricas (a) mínima e (b) máxima.



(a)



(b)

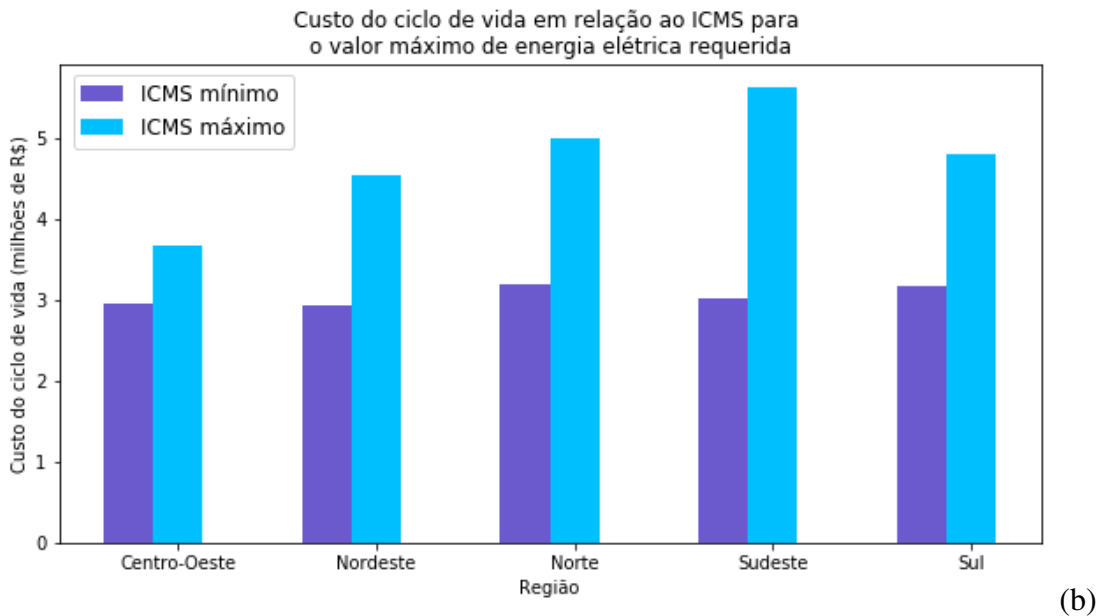
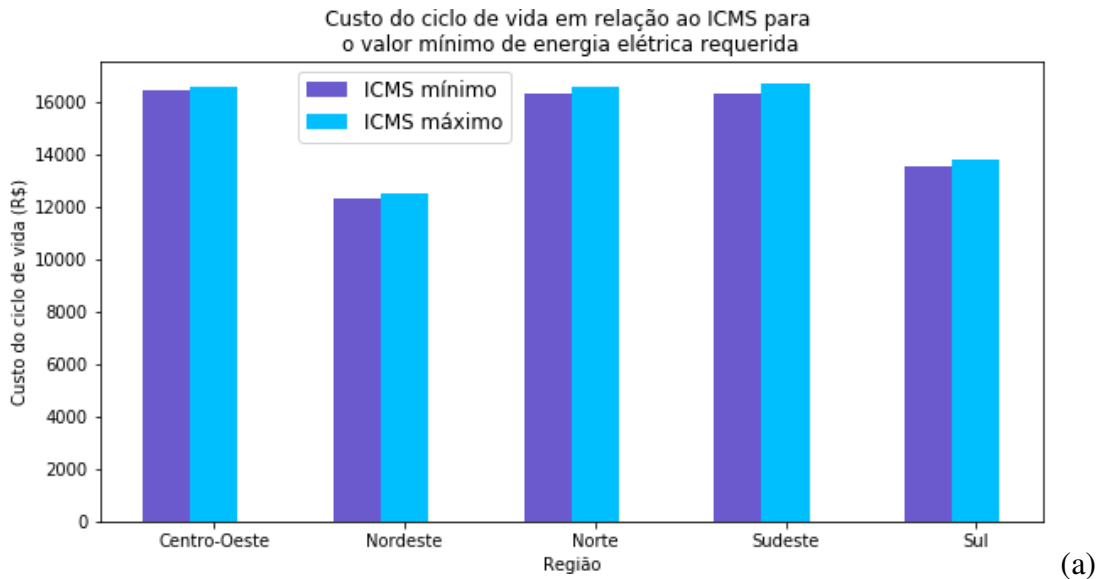
Fonte: autora.

A  $Efv$  influencia mais em sistemas de maior requisição elétrica do que os de menor. Para o consumo mínimo, a menor razão entre o valor de  $LCC$  para a  $Efv$  mínima e para a  $Efv$  máxima

foi de 1,01, para a região Centro-Oeste, e a maior foi de de 1,02, para a região Sul. Para o consumo máximo, esses valores foram de 1,28 e 1,82 para as regiões Centro-Oeste e Sudeste.

Na Figura 9 é possível observar a influência da taxa de ICMS no *LCC*, considerando-se os valores mínimos e máximos estabelecidos na Tabela 6. Para tal, foi considerada a *E<sub>fv</sub>* média.

Figura 9 - Custo do ciclo de vida em relação à geração fotovoltaica para as requisições elétricas (a) mínima e (b) máxima.



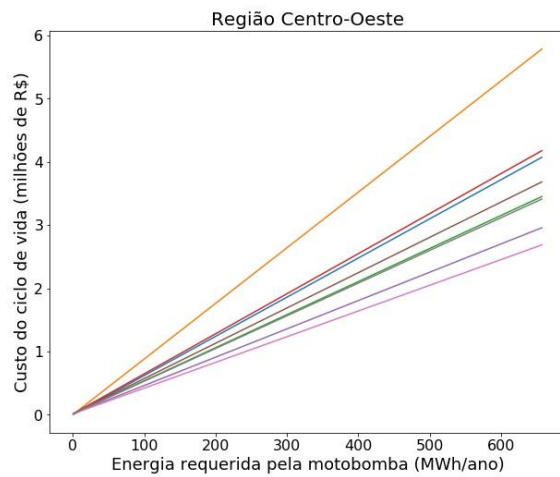
Fonte: autora.

O efeito do ICMS é maior para maiores requisições energéticas. Para o consumo, a menor razão entre o *LCC* com ICMS máximo e mínimo é de 1,01, para a região Centro-Oeste e 1,02 para a região Sudeste. Para o consumo máximo, esses valores são de 1,24 e 1,86 para as mesmas regiões. Como as razões par ao ICMS são superiores àquelas da *E<sub>fv</sub>*, pode-se inferir

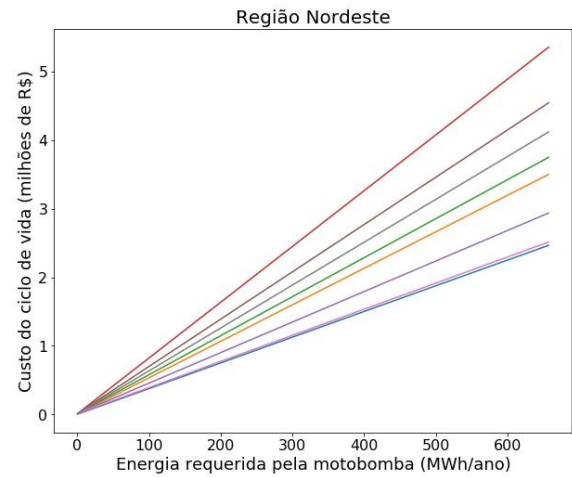
que o efeito da alíquota do ICMS na atratividade financeira do sistema fotovoltaico é maior do que o da variação intrarregional de geração fotovoltaica.

A relação entre energia elétrica requerida pelo bombeamento e custo do ciclo de vida para 8 diferentes casos pode ser visualizada na Figura 10.

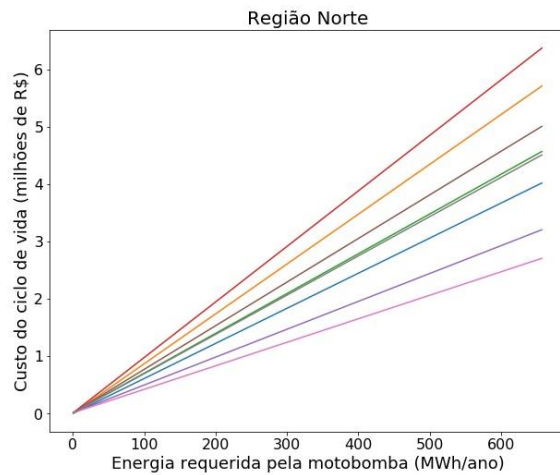
Figura 10 - Relação entre energia requerida pelo bombeamento e custo do ciclo de vida para a região: (a) Centro-Oeste; (b) Nordeste; (c) Norte; (d) Sudeste; e (e) Sul, conforme a legenda (f) considerando diferentes níveis de geração fotovoltaica por kWp ( $E_{fv}$ ).



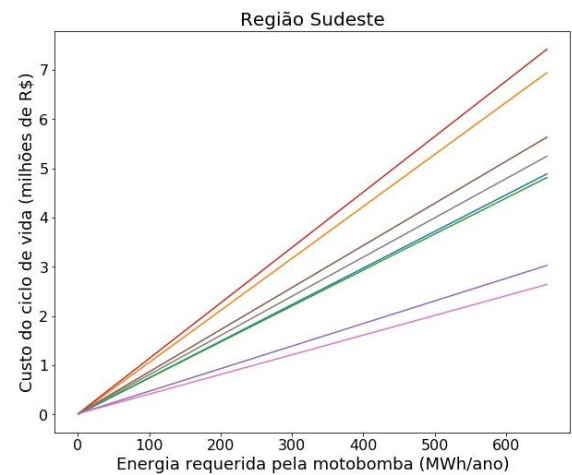
(a)



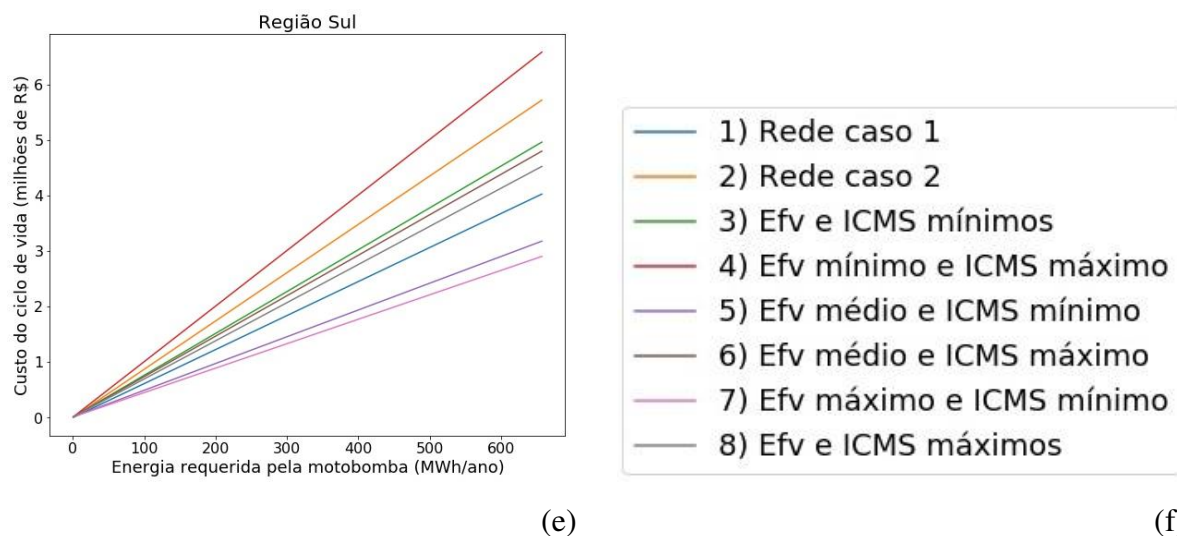
(b)



(c)



(d)



Fonte: autora.

Para todas as regiões há viabilidade de algum dos casos de sistema fotovoltaico com relação ao caso 2, que é o que está de acordo com a legislação vigente. Portanto, o sistema fotovoltaico pode ser viável a depender da geração por kWp e do valor do ICMS.

Na Tabela 10 é possível visualizar a requisição elétrica mínima para que o sistema fotovoltaico seja financeiramente mais atrativo.

Tabela 10 – Energia mínima, em kWh, requerida pelo bombeamento para que o sistema fotovoltaico tenha um melhor desempenho financeiro.

Região	Caso	<i>Efv</i> e ICMS mínimos	<i>Efv</i> mínimo e ICMS máximo	<i>Efv</i> médio e ICMS mínimo	<i>Efv</i> médio e ICMS máximo	<i>Efv</i> máximo e ICMS mínimo	<i>Efv</i> e ICMS máximos
Centro-Oeste	1	13340	-	7761	20704	6371	12593
	2	3604	4949	3082	3934	2864	3554
Nordeste	1	-	-	-	-	-	-
	2	-	-	10532	-	6300	-
Norte	1	-	-	10233	-	6608	-
	2	6634	-	3363	10346	2906	6335
Sudeste	1	88491	-	4596	-	3911	-
	2	3519	-	2191	5333	2048	4259
Sul	1	-	-	7779	-	6039	-
	2	7328	-	2618	6144	2422	4879

\* Os traços (“-”) correspondem a situações em que não há viabilidade do sistema fotovoltaico.

Fonte: autora.

Dentre todas as regiões, o valor mínimo para a viabilidade foi de cerca de 2048 kWh/ano e o máximo de 88491 kWh/ano.

No ano de 2020, os consumidores classificados como irrigantes consumiram cerca de 2500 kWh por unidade consumidora (ANEEL, 2021b). Se este valor for considerado, apenas as regiões Sudeste, em condições de ICMS mínimo e *Efv* média ou máxima, e Sul, em condições de ICMS e *Efv* mínimos, teria viabilidade para o uso do sistema fotovoltaico. No entanto, caso haja a união de 3 unidades consumidoras, por exemplo, todas as regiões têm algum caso de viabilidade.

A região Centro-Oeste se mostrou a mais promissora para o uso de MGD. Ao ser comparada ao caso 2, sempre houve viabilidade do sistema fotovoltaico. A região Nordeste foi a que se mostrou menos promissora, já que, para o caso 2, só foi viável para dois casos: *Efv* médio e máximo com ICMS mínimo. Vale destacar que a região Nordeste, no caso 1, não tinha nenhuma opção viável, o que mostra que o uso de MGD pode ser uma alternativa para o produtor diminuir seus custos após o Decreto nº 9.642.

## 2.4 Conclusão

A anulação do desconto da tarifa rural aumentou o custo do ciclo de vida da energia elétrica do irrigante noturno em mais de 40%.

O sistema fotovoltaico teve um melhor desempenho que a energia proveniente da rede elétrica após o Decreto nº 9.642 para todas as regiões do país, a depender da energia requerida, do nível de geração fotovoltaica e da alíquota do ICMS.

Considerando-se a geração fotovoltaica mínima e o ICMS máximo, apenas na região Centro-Oeste do país obteve-se viabilidade do uso do sistema fotovoltaico, após o Decreto nº 9.642. Esta viabilidade está condicionada a um consumo superior a 4949 kWh/ano. Ao considerar-se a geração fotovoltaica máxima e ICMS mínimo, todas as regiões obtiveram viabilidade para o caso 2, com requisição mínima de energia elétrica variando de 2048 a 6608 kWh/ano.

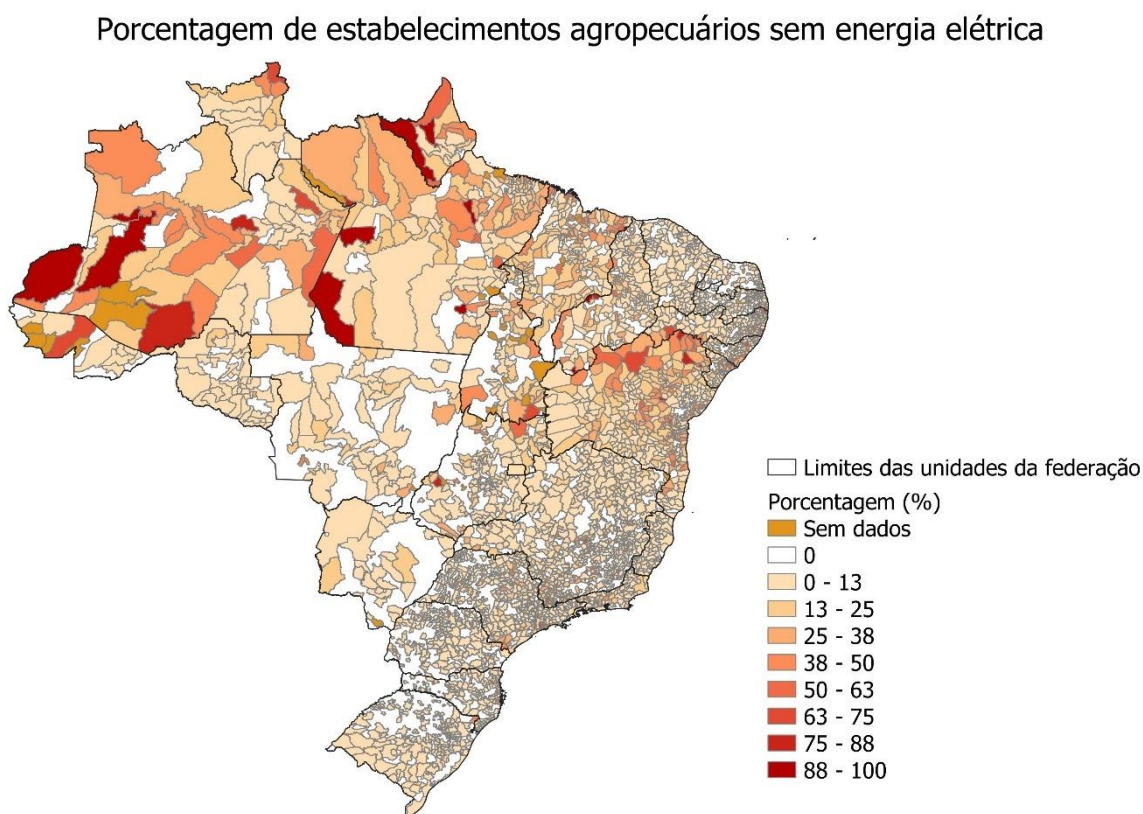
No entanto, aqueles que queiram utilizar de geração distribuída a partir de 2023 devem-se atentar à nova legislação, que aumenta os custos com energia elétrica. Sugere-se como trabalho futuro a análise do impacto da Lei nº 14.300 na viabilidade da microgeração distribuída para consumidores rurais irrigantes.

### 3 ENERGIA FOTOVOLTAICA COMO UMA ALTERNATIVA *OFF-GRID*

#### 3.1 Introdução

O uso de sistemas *off-grid* é uma alternativa para regiões que não têm acesso à energia elétrica proveniente da rede ou em que há problemas com sua qualidade. De acordo com o Censo Agropecuário de 2017 (IBGE, 2017b), aproximadamente 9,97% dos estabelecimentos agropecuários do país não tinham energia elétrica. Essa distribuição varia regionalmente, sendo o Nordeste a região com o maior percentual de estabelecimentos agropecuários sem energia elétrica, 14,29%. Na Figura 11 é possível observar a distribuição espacial da porcentagem de estabelecimentos agropecuários sem energia elétrica, por município. Nota-se que, em todas as unidades da federação, há estabelecimentos agropecuários sem energia elétrica.

Figura 11 - Porcentagem de estabelecimentos sem energia elétrica por município.



Fonte: autora.

Além da não disponibilidade de conexão à rede de energia elétrica, há o fato de que a qualidade do seu fornecimento pode ser comprometida. A ANEEL, visando manter a qualidade na distribuição de energia elétrica, estabelece limites mínimos para dois indicadores coletivos de continuidade do fornecimento de energia: Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC) e Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC)

(ANEEL, 2021d). Esses indicadores devem ser apurados e atendidos pelas distribuidoras de energia elétrica em toda extensão do território brasileiro. No entanto, estes limites nem sempre são atendidos: de 2011 a 2020, o FEC nacional esteve abaixo do limite estabelecido apenas no ano de 2020 (ANEEL, 2021d).

Uma alternativa do produtor para contornar estes problemas é o uso de sistemas *off-grid*. Sistemas a diesel são comumente utilizados para bombeamento de água (AL-SMAIRAN, 2012), no entanto, por se tratar de uma fonte não renovável e que contribui para o aquecimento global, alternativas têm sido buscadas.

O uso de sistemas de bombeamento fotovoltaico *off-grid* como uma alternativa ao bombeamento a diesel tem sido abordado na literatura (AL-SMAIRAN, 2012; KELLEY et al., 2010; XIE; RINGLER; MONDAL, 2021). A viabilidade do sistema depende de diversos fatores, como o custo do diesel e dos painéis fotovoltaicos no país e a requisição de energia para o bombeamento.

Políticas de incentivo para redução de CO<sub>2</sub> estão sendo idealizadas no Brasil. Neste sentido, está em tramitação um projeto de lei que visa regular o mercado de créditos de carbono no país. Para a regulamentação, cada tonelada de CO<sub>2</sub> que deixa de ser lançado na atmosfera, tem-se o equivalente a um crédito de carbono. Este crédito pode ser negociado com governos, empresas ou pessoas físicas que têm metas de redução de gases de efeito estufa (AGÊNCIA CÂMARA DE NOTÍCIAS, 2021). O lucro gerado pela venda de carbono pode ser direcionado para diminuir o custo da energia gerada pelos painéis fotovoltaicos (LACCHINI; DOS SANTOS, 2013), auxiliando assim na viabilidade econômica desta tecnologia frente a outras alternativas de geração que não forneçam créditos de carbono.

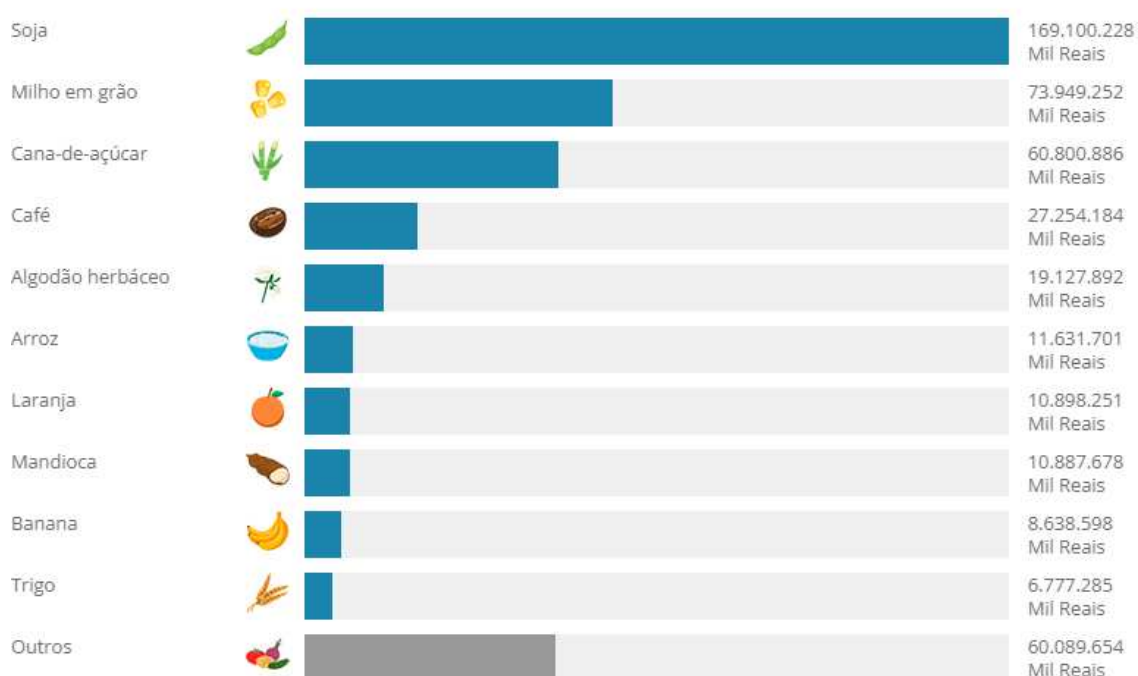
A energia solar fotovoltaica para bombeamento de água para irrigação é comumente associada à irrigação por gotejamento, como pode ser visto em trabalho de revisão (MOHAMMED WAZED et al., 2018). A associação desta fonte a este sistema de irrigação já tem metodologia de dimensionamento consolidada em literatura (CAMPANA; LI; YAN, 2013; XIE; RINGLER; MONDAL, 2021).

A irrigação por gotejamento, além de estar entre uma das que mais cresce no país, é também a que tem uma maior eficiência no uso da água. Por isso, seu uso pode trazer maior economia e sustentabilidade ao uso da agricultura irrigada. As produções agrícolas mais comumente utilizadas com este sistema de irrigação são a cafeicultura e a fruticultura (ANA, 2021a).

No Brasil, a cafeicultura e a fruticultura têm forte importância econômica. O país é o maior produtor mundial de laranja e de café (verde), assim como o maior exportador mundial de café (verde) e de suco de laranja. Além dessas culturas, vale destacar também a banana: o país é o quarto maior produtor do mundo, mas não figura nem mesmo entre os 20 maiores exportadores, mostrando uma tendência de consumo interno do produto (FAO, 2020). Todas estas três culturas estão entre as 10 culturas com maior valor de produção nacional (IBGE, 2020a), como é possível se visualizar na Figura 12.

Figura 12 - Ranking dos valores da produção de culturas agrícolas referente ao ano de 2020 no Brasil.

#### Ranking - Agricultura (BR) - Valor da produção (2020)



#### Fontes

[PAM](#): Valor da produção, Quantidade produzida, Área colhida, Rendimento médio, Maior produtor

[PPM](#): Tamanho do rebanho, Maior produtor

Fonte: (IBGE, 2020a).

O uso de análise de informações espacializadas, por meio de mapeamento em Sistemas de Informação Geográfica (SIG), pode auxiliar e fornecer suporte técnico a tomadas de decisões estratégicas (SZABÓ et al., 2011). O mapeamento da viabilidade técnica e econômica do uso da energia solar fotovoltaica para a irrigação é útil para demonstrar o seu potencial de uso e expansão, assim como suas limitações. Desta forma, é possível a auxiliar os tomadores de decisões, seja para a criação de políticas públicas ou de investimento privado.

O objetivo geral deste capítulo foi comparar, para todo o país, o desempenho financeiro de um sistema fotovoltaico *off-grid*, com e sem venda de carbono, em relação um sistema a diesel para o bombeamento de água para a irrigação. Para tanto, foi considerada a irrigação de 1 hectare, por gotejamento, das culturas de banana, café arábica e laranja. Estas culturas foram escolhidas devido à sua importância no cenário nacional e também por serem culturas perenes, que são cultivadas ao longo de todo o ano.

Os objetivos específicos foram:

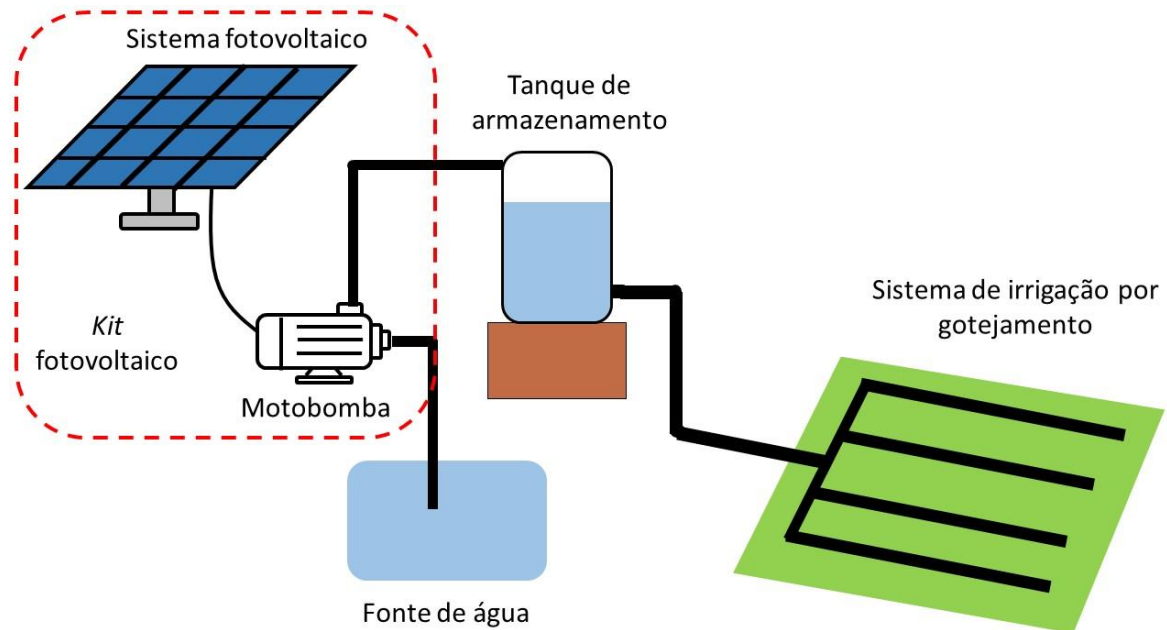
- Mapeamento do custo do ciclo de vida para os sistemas fotovoltaico, com e sem venda de carbono, e a diesel;
- Mapeamento do potencial de cultivo das culturas de banana, café e laranja considerando um zoneamento baseado em: inclinação do terreno; cobertura e uso da terra; temperatura média anual; e requisição hídrica anual da cultura;
- Criação de um modelo de árvore de decisão para predição das regiões viáveis e obtenção da importância de diferentes variáveis no modelo.

Atualmente, o Brasil não conta com uma política de venda de créditos de carbono, mas um projeto de lei regulamentando a compra e venda de créditos de carbono no país está em tramitação (AGÊNCIA CÂMARA DE NOTÍCIAS, 2021). No entanto nesse estudo pretende-se iniciar este tipo de discussão, e para tal, foi analisado o impacto da possível venda dos créditos de carbono na viabilidade do sistema fotovoltaico, a fim de observar se esta política pode servir de incentivo ao uso da tecnologia fotovoltaica para o bombeamento de água para a irrigação.

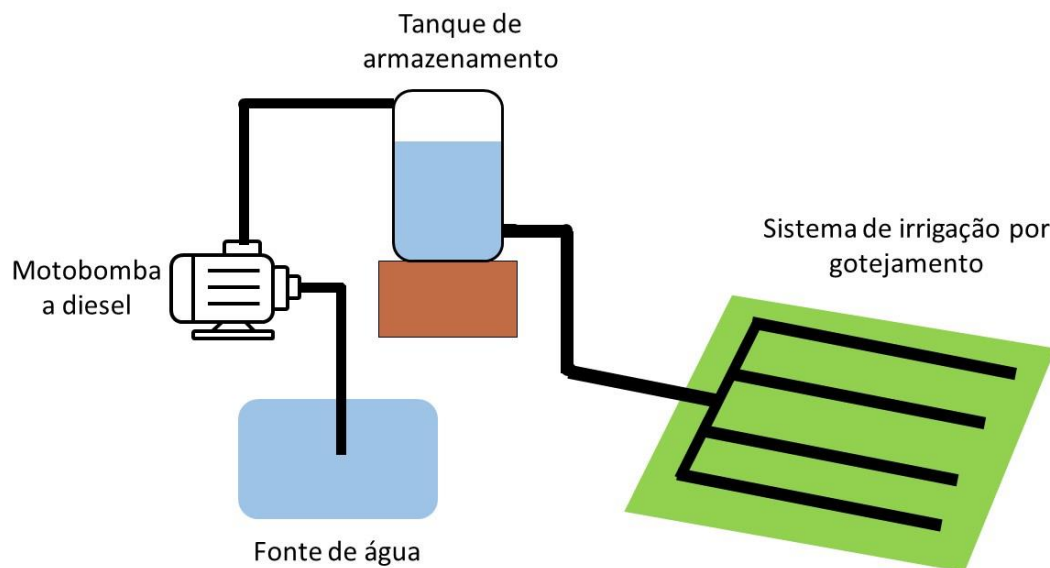
### **3.2 Material e métodos**

Um esquema dos sistemas aqui considerados pode ser visto na Figura 13. Para o sistema fotovoltaico, foi considerado o uso de um *kit* de bombeamento fotovoltaico comercial. Este consiste em um conjunto de painéis fotovoltaicos e uma motobomba centrífuga adaptada para o uso com tal.

Figura 13 - Esquemático dos sistemas: (a) fotovoltaico e (b) diesel.



(a)



(b)

Fonte: autora.

Para a realização deste trabalho, foram seguidas 8 etapas, que são descritas a seguir.

- **Etapa 1:** Obtenção de dados georreferenciados.

Para os mapeamentos, foram obtidos dados georreferenciados, a nível nacional, das variáveis necessárias para a realização do estudo. Os dados e suas bases serão especificados na seção 3.2.1.

- **Etapa 2:** Cálculo da demanda hídrica e de energia elétrica da irrigação.

A metodologia para cálculo da requisição de água e energia para a irrigação será pormenorizada na seção 3.2.2. Já os resultados desta serão exibidos na seção 3.3.1.

- **Etapa 3:** Cálculo dos parâmetros técnicos das diferentes formas de abastecimento de energia.

No presente trabalho foram consideradas como possíveis fontes de energia para o bombeamento do sistema de irrigação a energia solar fotovoltaica e o diesel. Foram consideradas apenas motobombas de superfície.

Para todos os sistemas estudados foi calculada, como parâmetro técnico, a potência requerida por estes sistemas, tratando-se da potência de pico dos painéis (kWp), no caso do sistema fotovoltaico, e da potência da motobomba (kW), no caso do diesel.

De acordo com Kelley et al. (2010), não há barreira tecnológica para a implementação de sistemas de bombeamento fotovoltaico, haja vista que tal tecnologia já está bem consolidada. O fator limitante para tal é a área ocupada pelos painéis. Portanto, para o sistema fotovoltaico, será também analisada a área ocupada pelos painéis e a razão entre esta área e a área irrigada ( $Ra$ ). No trabalho supracitado, a  $Ra$  foi de menos de 1% para os casos analisados, o que foi considerado adequado. Sendo assim, o uso de sistemas fotovoltaicos foi tido como tecnicamente viável se  $Ra$  fosse menor que 1%.

O procedimento de cálculo desses parâmetros será explicitado na seção 3.2.3 e os resultados serão exibidos na seção 3.3.2.

- **Etapa 4:** Cálculo das emissões das diferentes formas de abastecimento de energia.

Neste cálculo foi contabilizada apenas a emissão de gases de efeito estufa referente à forma de geração de energia e não ao sistema completo. Desta forma, as emissões foram referentes à pegada de carbono dos painéis fotovoltaicos e emissão de gases de efeito estufa no uso do diesel.

A metodologia desta etapa será pormenorizada na seção 3.2.4 e os resultados serão exibidos na seção 3.3.3.

- **Etapa 5:** Cálculo do parâmetro financeiro das diferentes formas de abastecimento de energia.

Neste trabalho, foi utilizado como parâmetro financeiro o custo de ciclo de vida. Sua metodologia de cálculo, para os diferentes sistemas e casos, será apresentada na seção 3.2.5 e seus resultados na seção 3.3.4.

Para analisar o impacto de uma possível venda de crédito de carbono no desempenho financeiro do sistema fotovoltaico também foi computado o *LCC* do sistema levando em conta a venda supramencionada.

- **Etapa 6:** Aplicação de restrições para determinar áreas inadequadas ao uso de irrigação por gotejamento para o café, laranja e banana.

Antes desta etapa, todos os cálculos foram realizados para todo o país, conforme os dados obtidos na Etapa 1. No entanto, nem todo o território nacional é adequado para o uso de irrigação por gotejamento, nem para as culturas consideradas. Portanto, nesse passo, foram aplicadas restrições geográficas simplificadas para áreas inadequadas para tal. Essas restrições serão especificadas na seção 3.2.6 e seus resultados apresentados na seção 3.3.5.

No entanto, vale ressaltar, que o escopo deste trabalho de pesquisa não compreende análises detalhadas sobre a adequabilidade do uso de irrigação, atendo-se ao uso adequado do critério de restrição previamente explicitado.

- **Etapa 7:** Comparação do desempenho dos diferentes sistemas.

Os sistemas foram comparados quanto ao seu desempenho financeiro após a aplicação das restrições. Os resultados desta etapa são expostos na seção 3.3.6.

- **Etapa 8:** Criação da árvore de decisão e hierarquização de importância das variáveis

Com o intuito de prever a viabilidade do uso da energia fotovoltaica *off-grid* em comparação ao diesel, foram criadas árvores de decisão. A partir desta também foram hierarquizadas variáveis permitindo a análise de suas importâncias no resultado final. Sua metodologia é abordada na seção 3.2.7 e seus resultados na 3.3.7.

Por fim, na seção 3.2.8 sumarizam-se todos os valores constantes considerados neste trabalho.

### 3.2.1 Bases de dados

Os dados utilizados, sua fonte e o tipo de dado são mostrados na Tabela 11. Para os dados que têm variação temporal, o intervalo de tempo considerado é exibido na última coluna. Todos os dados *raster* têm precisão geográfica de 30 arcos de segundo (aproximadamente 1 km).

Tabela 11 - Dados e bases de dados.

Variável	Fonte	Tipo de dado	Período de tempo
Evapotranspiração de referência (mm/mês)	(DIAS et al., 2021), (DIAS et al., 2020)	<i>Raster</i> (.tif)	2000 - 2014
Precipitação (mm/mês)	(KARGER et al., 2017) <sup>1</sup>	<i>Raster</i> (.tif)	2000 - 2014
Produção potencial de eletricidade fotovoltaica (kWh/kWp/mês e kWh/kWp/ano)	(WORLD BANK GROUP; ESMAP; SOLARGIS, 2019)	<i>Raster</i> (.tif)	1999 - 2018
Custo do diesel (R\$/litro)	(ANP, 2021)	Valores separados por vírgula (.csv)	Janeiro a outubro de 2021
Elevação do terreno	(FICK; HIJMANS, 2017) <sup>2</sup>	<i>Raster</i> (.tif)	-
Cobertura e uso da terra	(IBGE, 2020b)	Vetor (.shp)	2018
Capacidade de água disponível (CAD)	(ANA, 2021b)	Vetor (.shp)	-
Divisão Hidrográfica Nacional (DHN250)	(ANA, 2021c)	Vetor (.shp)	-

Fonte: autora.

Os dados de evapotranspiração e precipitação foram obtidos, de forma mensal, para os anos de 2000 a 2014. Para a sua utilização, os dados foram tratados de forma a se ter 12 mapas, um para cada mês. Para tal, realizou-se a média aritmética dos anos em questão para cada mês. A produção potencial de eletricidade fotovoltaica já fora obtida neste formato. O cálculo da média previamente abordada foi feito no *software* de SIG QGis.

<sup>1</sup> Os dados foram obtidos por meio do endereço eletrônico: [https://envicloud.wsl.ch/#/?prefix=chelsa%2Fchelsa\\_V2%2FGLOBAL%2F](https://envicloud.wsl.ch/#/?prefix=chelsa%2Fchelsa_V2%2FGLOBAL%2F)

<sup>2</sup> Os dados foram obtidos por meio do endereço eletrônico: <https://www.worldclim.org/data/worldclim21.html>

Foi obtido o custo médio do diesel para cada unidade federativa (UF) para os meses de janeiro a outubro de 2021. Para tratamento dos dados, foi realizada uma média aritmética dos valores mensais, obtendo-se um valor único para cada UF. Estes valores de custo serão abordados e explicitados na seção 3.2.5.2. Após o cálculo dos valores de cada UF, estes foram transformados em um arquivo *raster* especializado com auxílio do software QGIS.

Os dados de cobertura e uso da terra são divididos em diferentes classes, conforme a Tabela 12.

Tabela 12 - Classes de cobertura e uso da terra.

Classe	Nome	Descrição
1	Área artificial	Áreas onde predominam superfícies antrópicas não-agrícolas. São aquelas estruturadas por edificações e sistema viário, nas quais estão incluídas as metrópoles, cidades, vilas, as aldeias indígenas e comunidades quilombolas, áreas ocupadas por complexos industriais e comerciais e edificações que podem, em alguns casos, estar situadas em áreas peri-urbanas. Também pertencem a essa classe as áreas onde ocorrem a exploração ou extração de substâncias minerais, por meio de lavra ou garimpo.
2	Área agrícola	Área caracterizada por lavouras temporárias, semi-perenes e permanentes, irrigadas ou não, sendo a terra utilizada para a produção de alimentos, fibras, combustíveis e outras matérias-primas. Inclui os tanques de aquicultura.
3	Pastagem com manejo	Áreas destinadas ao pastoreio do gado e outros animais, com vegetação herbácea cultivada (braquiária, azevém, etc) ou vegetação campestre (natural), ambas apresentando interferências antrópicas de alta intensidade. Estas interferências podem incluir o plantio; a limpeza da terra (destocamento e despedramento); eliminação de ervas daninhas de forma mecânica ou química (aplicação de herbicidas); gradagem; calagem; adubação; entre outras que descaracterizem a cobertura natural.

---

4	Mosaico de ocupações em área florestal	Área caracterizada por ocupação mista de área agrícola, pastagem e/ou silvicultura associada ou não a remanescentes florestais, na qual não é possível uma individualização de seus componentes. Inclui também áreas com perturbações naturais e antrópicas, mecânicas ou não mecânicas, que dificultem a caracterização da área.
5	Silvicultura	Área caracterizada por plantios florestais de espécies exóticas ou nativas como monoculturas. Segue os parâmetros adotados nas pesquisas de extração vegetal e silvicultura do IBGE.
6	Vegetação florestal	Área ocupada por florestas. Consideram-se florestais as formações arbóreas com porte superior a 5 metros de altura.
9	Área úmida	Área caracterizada por vegetação natural herbácea ou arbustiva (cobertura de 10% ou mais), permanentemente ou periodicamente inundada por água doce ou salobra. Inclui os terrenos de charcos, pântanos, campos úmidos, estuários, entre outros. O período de inundação deve ser de no mínimo 2 meses por ano. Pode ocorrer vegetação arbustiva ou arbórea, desde que estas ocupem área inferior a 10% do total.
10	Vegetação campestre	Área caracterizada por formações campestres. Entende-se como campestres as diferentes categorias de vegetação fisionomicamente bem diversas da florestal, ou seja, aquelas que se caracterizam por um estrato predominantemente arbustivo, esparsamente distribuído sobre um estrato gramíneo-lenhoso. Essas áreas podem estar sujeitas a pastoreio e a outras interferências antrópicas de baixa intensidade como as áreas de pastagens não manejadas do Rio Grande do Sul e do Pantanal.
11	Mosaico de ocupações em área campestre	Área caracterizada por ocupação mista de área agrícola, pastagem e/ou silvicultura associada ou não a remanescentes campestres, na qual não é possível uma

---

---

12	Corpo d'água continental	individualização de seus componentes. Inclui também áreas com perturbações naturais e antrópicas, mecânicas ou não mecânicas, que dificultem a caracterização da área. Inclui todas as águas interiores, como rios, riachos, canais e outros corpos d'água lineares. Também engloba corpos d'água naturalmente fechados (lagos naturais) e reservatórios artificiais (represamentos artificiais de água construídos para irrigação, controle de enchentes, fornecimento de água e geração de energia elétrica). Não inclui os tanques de aquicultura.
13	Corpo d'água costeiro	Inclui as águas inseridas nas 12 milhas náuticas, conforme Lei nº 8.617, de 4 de janeiro de 1993. Esta categoria engloba locais sem vegetação, como os afloramentos rochosos, penhascos, recifes e terrenos com processos de erosão ativos. Também inclui as praias e dunas, litorâneas e interiores, e acúmulo de cascalho ao longo dos rios.
14	Área descoberta	

---

Fonte: (IBGE, 2020b).

Todos os dados foram tratados no software QGIS, de forma que fossem especializados como *rasters* de 30 arcos de segundo com 4682 linhas e 4703 colunas. Os demais cálculos, com exceção da obtenção da declividade do terreno, abordada no item 3.2.6, assim como a geração das figuras aqui disponíveis, foram realizados em linguagem Python, com auxílio do *software* Jupyter.

### 3.2.2 Requisição de água e energia para irrigação

A necessidade hídrica da irrigação foi calculada conforme a Equação (9) (CAMPANA et al., 2017).

$$IWR = \frac{Kc \times ET_0 - Pre}{\eta_{irr} \times (1 - LR)} \quad (9)$$

Em que: *IWR* é a necessidade média mensal de água para irrigação (mm/mês); *Kc* é o coeficiente da cultura (-); *ET<sub>0</sub>* é a evapotranspiração de referência média mensal (mm/mês); *Pre* é a precipitação efetiva média mensal (mm/mês); *η<sub>irr</sub>* é o rendimento do sistema de irrigação; e *LR* é o requisito de lixiviação necessário para remover os sais residuais da zona da raiz,

considerado como 0,18. *IWR* será considerado 0 nos casos em que o resultado desta equação for negativo.

A precipitação efetiva foi calculada conforme metodologia disposta em (USDA, 1993) e adaptada para o sistema de unidades utilizado neste trabalho, conforme as equações (10) e (11).

$$\text{Pre} = 25,4 \times \text{SF} \times (0,70917 \times (Pr/25,4)^{0,82416} - 0,11556) \times 10^{0,000955 \times ET_c} \quad (10)$$

$$\text{SF} = 0,531747 + 0,295164 \times (D/25,4) - 0,057697 \times (D/25,4)^2 + 0,003804 \times (D/25,4)^3 \quad (11)$$

Em que: *SF* é um fator de correção (-); *Pr* é a precipitação total média mensal (mm/mês); e *D* representa o armazenamento de água do solo utilizável, em mm, que é igual à CAD, em mm/m, multiplicada pelo comprimento efetivo da raiz (*Z*), em m.

A energia que deve ser fornecida para a motobomba (*Emb*), em kWh/mês, é a razão entre a energia hidráulica e o rendimento da motobomba ( $\eta_{mb}$ ). Sua metodologia de cálculo é mostrada na Equação (12) (AL-SMAIRAN, 2012), em que *H* é a carga hidráulica (m); e a multiplicação de 10 por *A* é utilizada para converter a *IWR* de mm para m<sup>3</sup>, em que *A* é a área irrigada (ha).

$$\text{Emb} = \frac{\text{Energia hidráulica}}{\eta_{mb}} = \frac{0,002725 \times H \times IWR \times (10 \times A)}{\eta_{mb}} \quad (12)$$

Neste trabalho de pesquisa, foi considerada a irrigação de 1 hectare por meio de irrigação por gotejamento, com um rendimento  $\eta_{irr}$  de 90% (BROUWER, C., K. PRINS, HEIBLOEM, 1989).

Foram consideradas 3 culturas perenes: banana, café arábica e laranja. Na Tabela 13 foi apresentado o coeficiente de cultura máximo e a profundidade efetiva do sistema radicular.

Tabela 13 - Coeficientes das diferentes culturas.

Cultura	Kc (-)	Z (m)
Banana	1,2	0,5
Café arábica	0,9	0,9
Laranja	0,8	1,2

Fonte: (ANA, 2019)

Em (CAMPANA; LI; YAN, 2013), para irrigar 1 hectare, foi considerado um  $H$  de 40 m e que o rendimento da motobomba varia entre 40 e 60%, dependendo da potência de entrada. Neste trabalho, foi especificado o  $H$  de 40 m e um  $\eta_{mb}$  de 50% para as bombas solares, que têm potência de entrada variável, e de 60% para a bomba a diesel, considerando que sempre operam na potência nominal (XIE; RINGLER; MONDAL, 2021).

### 3.2.3 Parâmetros técnicos dos sistemas de bombeamento

A seguir são abordados os parâmetros técnicos dos dois diferentes sistemas.

Em todos eles, a potência foi calculada para todos os meses, sendo a maior dentre elas a escolhida para os cálculos da metodologia. Este valor foi escolhido para que a demanda de irrigação pudesse ser completamente atendida mesmo no período de maior requisição, conforme procedimento presente em literatura (XIE; RINGLER; MONDAL, 2021).

Para o cálculo da potência de pico requerida pelos painéis, foi utilizada uma metodologia simplificada, adaptada de modelos validados em literatura (CAMPANA; LI; YAN, 2013). A potência de pico dos painéis ( $P_{fv}$ ), em kWp, é a razão entre a energia requerida pela motobomba, em kWh, e a energia entregue pelos painéis fotovoltaicos por kWp de painel instalado ( $E_{fv}$ ), em kWh/kWp, já incluindo o rendimento de componentes eletrônicos necessários para conectar o painel à motobomba, conforme visto na Equação (13). Nesta mesma equação foi incluído a constante com valor de 1,2 como fator de segurança (AL-SMAIRAN, 2012).

$$P_{fv} = 1,2 \times \frac{E_{mb}}{E_{fv}} \quad (13)$$

Para calcular a área ocupada pelos painéis, foi obtida, por meio de pesquisa de mercado, uma razão média entre a área ocupada pelos painéis e sua potência de pico, em m<sup>2</sup>/kWp, de forma que a área pode ser computada ao multiplicar-se esta razão pela potência calculada na Equação (13). Esta razão foi encontrada como sendo de 6,45 m<sup>2</sup>/kWp. Como a área irrigada é de 1 ha (10<sup>4</sup> m<sup>2</sup>), a variável  $Ra$  é  $6,45 \times 10^{-4}$  vezes a potência de pico dos painéis.

Como o *kit* de bombeamento fotovoltaico inclui uma motobomba dimensionada e adequada para o uso dos painéis fotovoltaicos, sua potência não foi dimensionada neste trabalho.

A metodologia de cálculo para a potência da motobomba a diesel é baseada na própria definição de potência, como explicitado na Equação (14), em que  $h_{irr}$  é a quantidade de horas irrigadas por mês. Para esse estudo, o tempo de irrigação corresponde a 8 horas por dia.

$$P_{re} = P_{di} = \frac{\text{Energia requerida}}{\text{Tempo}} = \frac{Emb}{h_{irr}} \quad (14)$$

### 3.2.4 Emissões das diferentes formas de abastecimento de energia dos sistemas de bombeamento

As emissões resultantes das formas de abastecimento de energia foram estimadas considerando o Potencial de Aquecimento Global (GWP), na forma de CO<sub>2eq</sub>.

De acordo com Sherwani; Usmani; Varun (2010), a pegada de carbono de painéis fotovoltaicos policristalinos é de, em média, 30 kg CO<sub>2eq</sub>/m<sup>2</sup>. Como o tempo considerado neste trabalho é de 20 anos, a pegada de carbono é em média 1,5 kg CO<sub>2eq</sub>/m<sup>2</sup>/ano.

O fator de conversão do diesel fornecido pelo *Department for Business, Energy & Industrial Strategy* (DEPARTMENT FOR BUSINESS, 2021) foi usado para obter sua taxa média de emissão. Esta é de 2,70553 kg de CO<sub>2eq</sub> por litro de diesel. Como o consumo de diesel é de aproximadamente 0,4 litros/kWh (XIE; RINGLER; MONDAL, 2021), a emissão do diesel é de aproximadamente 1,082212 kg de CO<sub>2eq</sub>/kWh.

### 3.2.5 Custo do ciclo de vida dos sistemas de bombeamento

O LCC foi calculado com base em um tempo de projeto de 20 anos (BANKWORLD, 2018), considerando o sistema completo e tendo as seguintes componentes de custo: custo de capital inicial, que contabiliza o custo de aquisição dos equipamentos e o custo de projeto e implementação do sistema; custo de reposição de equipamentos ( $C_{rep}$ ), que, para todos os sistemas, corresponde ao custo de compra de uma motobomba após 10 anos de projeto (BANKWORLD, 2018); custo de operação e manutenção ( $C_{o\&m}$ ), excluindo-se o custo de reposição dos equipamentos; e o custo com combustível ( $C_f$ ) (KELLEY et al., 2010).

Além dos custos, no caso da análise do impacto da venda de carbono, é considerado o ganho com a venda de carbono ( $L_{CO2}$ ). Este ganho foi considerado apenas ao utilizar-se a energia solar fotovoltaica, portanto, para o bombeamento a diesel,  $L_{CO2}$  é igual a zero.

O LCC é calculado, para cada uma das fontes, de acordo com a Equação (15).

$$LCC = ICC + C_{rep} + C_{o\&m} + C_f - L_{CO2} \quad (15)$$

A cotação do dólar, do euro e o valor da tonelada de carbono em 20/07/2021 eram de R\$5,22 (EXCHANGE RATES, 2021a), R\$6,15 (EXCHANGE RATES, 2021b) e €51,45 (INVESTING.COM, 2021), respectivamente, e esses foram os valores assumidos quando necessário.

### 3.2.5.1 Sistema de bombeamento solar fotovoltaico

Em sistemas de bombeamento solar fotovoltaico o custo de projeto e implementação corresponde a cerca de 30% do custo de aquisição dos equipamentos (CAMPANA et al., 2017). Portanto, seu  $ICC$  é calculado conforme a Equação (16).

$$ICC_{fv} = (1 + 0,3) \times Caq_{fv} \times P_{fv} \quad (16)$$

Em que:  $Caq_{fv}$  é o custo de aquisição por kWp e 0,3 refere-se ao custo de projeto e implementação de 30%. O valor obtido foi de R\$7.610,23/kWp.

Para o cálculo do custo de reposição, foi obtido, por meio de pesquisa de mercado, a razão entre o custo da motobomba e o custo de aquisição dos equipamentos ( $X$ ) e aplicada a Equação (17).

$$C_{rep,fv} = X \times Caq_{fv} \times P_{fv} \times \frac{1}{(1+i)^z} \quad (17)$$

Em que  $z$  é o ano em que a motobomba é substituída e  $i$  é a taxa de desconto anual, considerada de 5% (KELLEY et al., 2010). O valor  $X$  obtido foi de 0,65.

O custo de operação e manutenção foi considerado como uma porcentagem ( $m_{fv}$ ) em relação ao custo inicial do sistema. Esta porcentagem corresponde a 2% (AL-SMAIRAN, 2012). Este custo anual foi trazido para o tempo presente, vide Equação (18), em que  $n$  é a vida útil do sistema.

$$C_{o\&m,fv} = m_{fv} \times ICC_{fv} \times \frac{(1+i)^n - 1}{i \times (1+i)^n} \quad (18)$$

Como os painéis não consomem combustível, o  $C_f$  é igual a zero.

Os créditos de carbono foram contabilizados como a quantidade de  $CO_2$  que se deixou de emitir, ao ano, ao utilizar a energia fotovoltaica ao invés do diesel. Desta forma, dois cenários foram considerados:

- Caso 0 ou caso base ( $LCC_{fv}$ ): não há venda de carbono e  $L_{CO_2}$  é igual a zero.
- Caso 1 ( $LCC_{fv,1}$ ): há venda de carbono e o  $L_{CO_2}$  é calculado, no tempo presente, conforme a Equação (19).

$$L_{CO_2,1} = cc \times (CO_{2eq} \text{ do sistema a diesel} - CO_{2eq} \text{ do sistema fotovoltaico}) \times \frac{(1+i)^n - 1}{i \times (1+i)^n} \quad (19)$$

Em que  $cc$  é o custo do kg de carbono no mercado: R\$0,31641/kg.

### 3.2.5.2 Sistema de bombeamento a diesel

Em sistemas a diesel o custo de implementação do projeto corresponde a cerca de 10% do custo de aquisição dos equipamentos (KELLEY et al., 2010). Por conseguinte, seu  $ICC$  é dado pela Equação (20).

$$ICC_{di} = (1 + 0,1) \times Caq_{di} \times P_{di} \quad (20)$$

Em que 0,1 refere-se ao custo de projeto e implementação de 10%. O valor obtido para  $Caq_{di}$  foi de R\$1.115,22/kW.

O custo de reposição da motobomba é calculado conforme Equação (21).

$$C_{rep,di} = Caq_{di} \times P_{di} \times \frac{1}{(1+i)^z} \quad (21)$$

O custo de operação e manutenção, fornecido pela Equação (22), foi considerado como uma porcentagem ( $m_{di}$ ) em relação ao custo inicial do sistema. Esta porcentagem corresponde a 5% (AL-SMAIRAN, 2012).

$$C_{o\&m,di} = m_{di} \times ICC_{di} \times \frac{(1+i)^n - 1}{i \times (1+i)^n} \quad (22)$$

O custo com combustível equivale ao consumo de diesel e é calculado conforme a Equação (23), adaptada de (XIE; RINGLER; MONDAL, 2021).

$$C_{en,di} = prd \times 0,4 \times E_{mb,anual} \times \frac{\left(\frac{1+pe}{1+i}\right)^n - 1}{\left(\frac{1+pe}{1+i}\right) - 1} \quad (23)$$

Em que  $prd$  é o preço do diesel no ano base por litro; 0,4 é o consumo de diesel em litros por kWh; e  $pe$  é a taxa de escalada do preço do óleo diesel. Esta última foi considerada de 2%, que foi o caso base considerado em (XIE; RINGLER; MONDAL, 2021).

O  $prd$  foi considerado o preço médio do diesel de janeiro a outubro de 2021 (ANP, 2021) e pode ser visto na Tabela 14. O tratamento destes dados é descrito na seção 3.2.1.

Tabela 14 - Preço médio do diesel por estado.

UF	Preço do diesel em 2021 <sup>3</sup> (R\$/L)
AC	5,728
AL	4,66
AM	4,407
AP	4,573
BA	4,405

<sup>3</sup> Média dos meses de janeiro a outubro.

CE	4,586
DF	4,477
ES	4,504
GO	4,504
MA	4,421
MG	4,449
MS	4,392
MT	4,685
PA	4,779
PB	4,334
PE	4,530
PI	4,608
PR	4,184
RJ	4,387
RN	4,625
RO	4,655
RR	4,650
RS	4,289
SC	4,302
SE	4,562
SP	4,333
TO	4,439

Fonte: autora.

### 3.2.5.3 Comparação entre os custos do ciclo de vida

Para realizar as comparações e análises dos custos do ciclo de vida para as diferentes culturas, foram consideradas duas métricas: o custo do ciclo de vida por volume de água utilizado; e a razão entre os ciclos de vida.

O primeiro foi calculado dividindo-se os respectivos *LCCs* (R\$) pela quantidade de água gasta anualmente multiplicada pela vida útil do projeto (mm).

O segundo foi calculado como a razão entre o custo do ciclo de vida do caso analisado do sistema fotovoltaico e o diesel. Foi considerado que, se este valor for menor ou igual 1, o sistema fotovoltaico é financeiramente mais viável, e, se for maior que 1, o diesel é mais viável.

É interessante notar que, ao aplicar essas razões, esta será independente da área da cultura irrigada e do rendimento da irrigação. Portanto, apesar de os valores do custo do ciclo de vida serem específicos para a irrigação de 1 ha com uma carga hidráulica de 40 m, as razões não o são.

### 3.2.6 Restrições para determinar áreas inadequadas ao uso de irrigação por gotejamento

É importante destacar que não é o intuito deste trabalho analisar a viabilidade e adequabilidade do uso da irrigação por gotejamento. No entanto, afim de tornar o estudo mais próximo da realidade, algumas restrições foram aplicadas para a determinação de áreas inadequadas a este tipo de irrigação. Estas restrições são mostradas na Tabela 15 e abordadas a seguir.

Tabela 15 - Restrições geográficas ao uso da irrigação por gotejamento.

Variável	Área restrita
Inclinação do terreno	Maior ou igual a 8%
Cobertura e uso da terra	Classes 1, 6, 9, 10, 12, 13 e 14, conforme pormenorizadas na Tabela 12.
Temperatura média anual	Banana: < 15°C ou > 35°C Café: < 18°C ou > 23°C Laranja: < 21°C ou > 32°C
<i>IWR</i>	Banana: < 100 mm Café: < 150 mm Laranja: < 100 mm

Fonte: autora.

A inclinação do terreno foi derivada dos dados de elevação, já abordado na seção 3.2.1, por meio da função “r.slope.aspect” presente no módulo GRASS do *software* QGIS. Foi considerado que apenas áreas com inclinação inferior a 8% são adequadas para o uso de irrigação por gotejamento, como em trabalho semelhante (XIE; RINGLER; MONDAL, 2021).

Ao se realizar uma análise da viabilidade do uso da agricultura irrigada por gotejamento também é necessário abordar outras questões que não foram estabelecidas aqui, como a disponibilidade e qualidade da água. Por exemplo, a consideração de um dos problemas que podem vir a ocorrer durante o processo de irrigação é o fator de que sistemas por gotejamento podem entupir facilmente, mesmo com a utilização de um filtro. Portanto, se a água contiver muitos sedimentos em sua composição, de modo que tenha aspecto “barrento”, o sistema por gotejamento encontra um grade empecilho, e assim, não é indicado (COELHO et al., 2014). Por conseguinte, é importante realizar uma análise técnica, contando com auxílio de um profissional capacitado, antes da aplicação de tal forma de irrigação nas regiões consideradas viáveis neste trabalho.

Os valores de temperatura e *IWR* foram estabelecidos para a realização de um zoneamento climático e avaliação de adaptabilidade da cultura em determinada região. Esses valores foram estabelecidos com base em pesquisa de literatura (COELHO; DIAS; FINGER, 2016; EVANGELISTA; CARVALHO; SEDIYAMA, 2002; MAPA, 2017; WREGE et al., 2004).

### 3.2.7 Árvore de decisão

Foram criadas árvores de decisão para predizer qual seria a opção mais viável e também para analisar a importância de 4 variáveis na viabilidade do sistema. São elas: 1 - requisição hídrica anual ( $IWR_{anual}$ ), 2 - amplitude da requisição hídrica ( $IWR_{amp}$ ), 3 - geração fotovoltaica anual por kWp ( $Efv_{anual}$ ) e 4 - amplitude da geração fotovoltaica anual por kWp ( $Efv_{amp}$ ). Estas variáveis foram a variável de entrada do sistema. A variável de saída para a classificação foi definida como sendo igual a 0 quando o sistema fotovoltaico é mais viável e igual a 1 quando o diesel é mais viável.

A árvore de decisão (DT) é um método de aprendizado supervisionado que pode ser utilizado tanto para classificação de dados quanto para regressão. As DTs são utilizadas para descobrir padrões em uma base de dados com base em regras simples. Por sua simplicidade e interpretação intuitiva, elas têm sido amplamente utilizadas para análise exploratória de dados e modelagem preditiva (MYLES et al., 2004).

Neste trabalho, para aplicação do método, foi utilizada a classe *DecisionTreeClassifier* da biblioteca Python *scikit-learn*. Todos os valores foram considerados padrão, exceto o *max\_depth*, que indica a profundidade máxima da árvore e foi considerado igual a 4, para facilitar a visualização da árvore e para evitar o *overfitting* dos dados. Para treinamento e validação dos dados estes foram divididos em dados de treino (80%) e dados de teste (20%). Nos dados de treino foi realizada uma validação cruzada com divisão de 10 *folds*. A acurácia foi utilizada como método de avaliação dos resultados.

### 3.2.8 Valores especificados

Os dados considerados neste trabalho são sumarizados na Tabela 16.

Tabela 16 - Valores especificados na metodologia.

Variável	Valor	Unidade	Fonte
$n_{irr}$	0,9	-	(BROUWER, C., K. PRINS,

			HEIBLOEM, 1989)
<i>LR</i>	0,18	-	(CAMPANA et al., 2017)
<i>A</i>	1	ha	Estabelecido neste trabalho
<i>H</i>	40	m	(CAMPANA; LI; YAN, 2013)
<i>n<sub>mb</sub></i>	0,5 – Fotovoltaico 0,6 – Diesel	-	(CAMPANA; LI; YAN, 2013), (XIE; RINGLER; MONDAL, 2021)
Fator de segurança no dimensionamento fotovoltaico	1,2	-	(AL-SMAIRAN, 2012)
Razão média entre a área ocupada pelos painéis e sua potência de pico	6,45	m <sup>2</sup> /kWp	Pesquisa de mercado
<i>h<sub>irr</sub></i>	8	h	Estabelecido neste trabalho
Pegada de carbono – fotovoltaico	1,5	kg CO <sub>2eq</sub> /m <sup>2</sup> /ano	(SHERWANI; USMANI; VARUN, 2010)
Pegada de carbono – diesel	1,082212	kg CO <sub>2eq</sub> /kWh/ano	(BAURZHAN; JENKINS, 2017)
Cotação do dólar	5,22	R\$	(EXCHANGE RATES, 2021a)
Cotação do euro	6,15	R\$	(EXCHANGE RATES, 2021b)
Tonelada de carbono	51,45	€	(INVESTING.C OM, 2021)

Relação entre o custo de projeto e implementação e o custo de aquisição	0,3 – Fotovoltaico 0,1 - Diesel	-	(CAMPANA et al., 2017), (KELLEY et al., 2010)
Custo da motobomba – fotovoltaico	7.610,23	R\$/kWp	Pesquisa de mercado
Custo da motobomba – diesel	1.115,22	R\$/kW	Pesquisa de mercado
$X$	0,65	-	Pesquisa de mercado
$z$	10	anos	(BANKWORLD, 2018)
$i$	0,05	-	(KELLEY et al., 2010)
Taxa de manutenção	0,02 – Fotovoltaico 0,05 - Diesel	-	(AL-SMAIRAN, 2012), (KELLEY et al., 2010)
Consumo de diesel	0,4	l/kWh	(XIE; RINGLER; MONDAL, 2021)
$pe$	0,02	-	(XIE; RINGLER; MONDAL, 2021)

Fonte: autora.

### 3.3 Resultados e discussão

#### 3.3.1 Requisição de água e energia elétrica para irrigação

A Tabela 17 apresenta os dados médios e máximos do país para a variável *IWR* para as diferentes culturas ao longo dos meses do ano.

Tabela 17 – Valores médio e máximo da demanda hídrica (*IWR*) para a banana, café e laranja no Brasil.

Banana	Café	Laranja
--------	------	---------

Mês	<i>IWR</i>	<i>IWR</i>	<i>IWR</i>	<i>IWR</i>	<i>IWR</i>	<i>IWR</i>
	médio (mm/mês)	máximo (mm/mês)	médio (mm/mês)	máximo (mm/mês)	médio (mm/mês)	máximo (mm/mês)
1	38,58	330,61	17,12	244,47	12,26	215,63
2	38,39	299,8	16,26	219,22	11,22	192,17
3	36,36	310,28	14,87	227,06	9,88	199,11
4	50,06	289,03	23,94	211,33	17,17	185,46
5	73,91	328,51	44,47	245,67	36,00	218,04
6	103,24	297,38	69,07	222,64	58,62	197,73
7	127,48	318,42	87,35	238,81	74,68	212,28
8	160,06	371,23	110,79	277,90	95,05	246,77
9	148,82	399,16	97,72	299,32	81,39	266,04
10	117,57	430,27	67,42	322,54	53,53	286,62
11	79,25	430,79	41,12	322,62	31,81	286,53
12	53,61	396,97	25,47	294,75	18,82	260,49
Total (mm/ano)	1027,33	3925,92	615,6	2907,81	500,43	2567,15

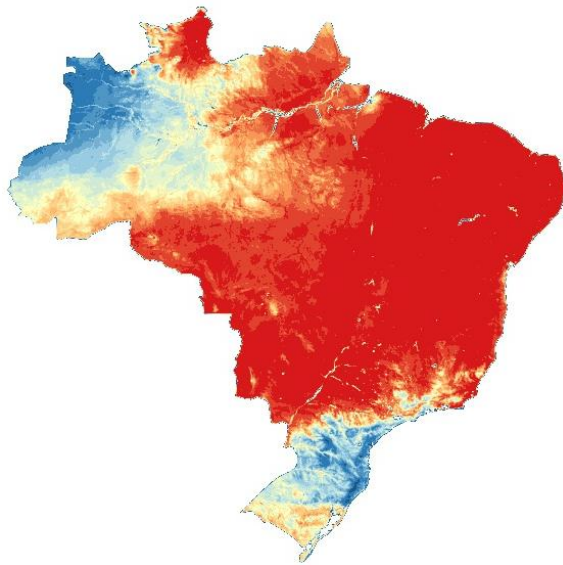
Fonte: autora.

Há uma variação considerável da requisição hídrica com relação aos meses: a maior média é superior a 4,4 vezes o valor da menor média mensal para a banana e de 7,45 e 9,62 para café e laranja, respectivamente. Nota-se que a banana é a que tem menor variação mensal e a laranja, a maior. Estas culturas também são a de maior e menor requisição hídrica média anual, na devida ordem.

A demanda hídrica anual total para as três culturas consideradas neste trabalho pode ser observada na Figura 14. Em uma parte do território brasileiro, não há requisição hídrica. Isso ocorre devido à precipitação efetiva já ser o suficiente para suprir a evapotranspiração da cultura. Esta parte corresponde a cerca de 0,05%, 2,38% e 4,28% do território para as culturas de banana, café e laranja, respectivamente.

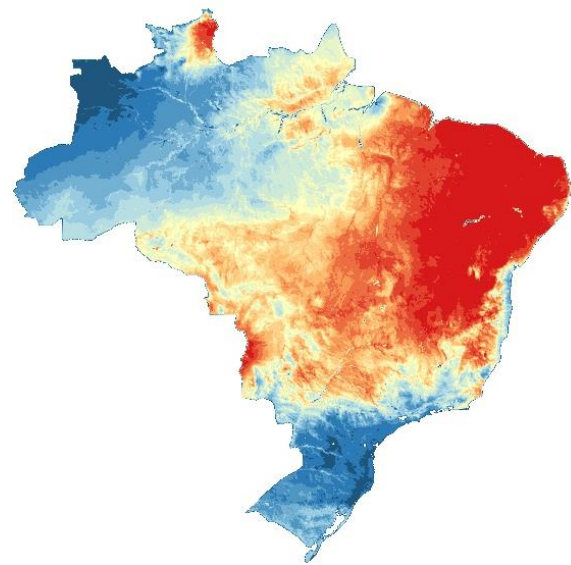
Figura 14 – Requisição hídrica para as culturas de (a) banana, (b) café e (c) laranja conforme a legenda (d).

Necessidade hídrica média anual da irrigação de banana



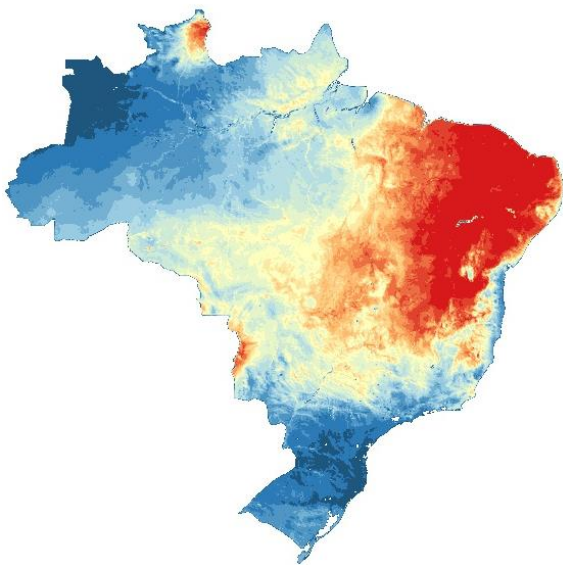
(a)

Necessidade hídrica média anual da irrigação de café

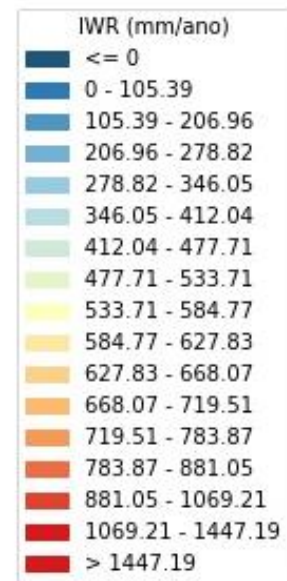


(b)

Necessidade hídrica média anual da irrigação de laranja



(c)



(d)

Fonte: autora.

A energia requerida pela motobomba do sistema fotovoltaico é de 2241,55, 1343,98 e 1092,92, enquanto do sistema a diesel é de 1867,96, 1119,98 e 910,77 para as culturas de banana, café e laranja, respectivamente. Esta diferença se dá devido à característica da fonte fotovoltaica. Enquanto a motobomba a diesel é operada sempre na potência nominal, permitindo um rendimento máximo, a potência fornecida à motobomba fotovoltaica varia ao longo do dia, variando também o rendimento da motobomba. Com isso, para se obter uma mesma energia hidráulica, é necessário fornecer mais energia a uma motobomba fotovoltaica do que a uma motobomba a diesel.

### 3.3.2 Parâmetros técnicos dos sistemas de bombeamento

Os resultados dos parâmetros técnicos para os diferentes sistemas serão mostrados a seguir.

#### 3.3.2.1 Sistema de bombeamento solar fotovoltaico

A Tabela 18 apresenta a  $E_{fv}$  mensal mínima, média e máxima para o país. Já na Tabela 19 é possível visualizar os valores de potência, de forma mensal, para as diferentes culturas.

Tabela 18 - Mínimo, máximo e média para a geração fotovoltaica por kWp ( $E_{fv}$ ).

$E_{fv}$ (kWh/kWp/ano)			
Mês	Mínimo	Média	Máximo
1	79,05	124,31	171,90
2	72,29	115,92	150,52
3	86,74	130,69	165,04
4	77,37	125,24	157,02
5	46,53	128,39	163,99
6	16,17	128,23	163,74
7	16,96	139,49	174,87
8	82,18	146,94	179,96
9	77,58	137,51	173,61
10	81,75	137,35	175,58
11	82,74	124,34	165,27
12	77,56	122,35	166,32

Fonte: autora.

Tabela 19 - Média, mínimo e máximo de potência fotovoltaica mensal no Brasil.

Mês	Banana		Café		Laranja	
	$P_{fv}$ médio (kWp)	$P_{fv}$ máximo (kWp)	$P_{fv}$ médio (kWp)	$P_{fv}$ máximo (kWp)	$P_{fv}$ médio (kWp)	$P_{fv}$ máximo (kWp)
1	0,74	5,94	0,32	4,39	0,23	3,87
2	0,79	6,30	0,33	4,59	0,23	4,04
3	0,68	5,62	0,27	4,06	0,18	3,55
4	0,98	5,42	0,46	3,95	0,33	3,46

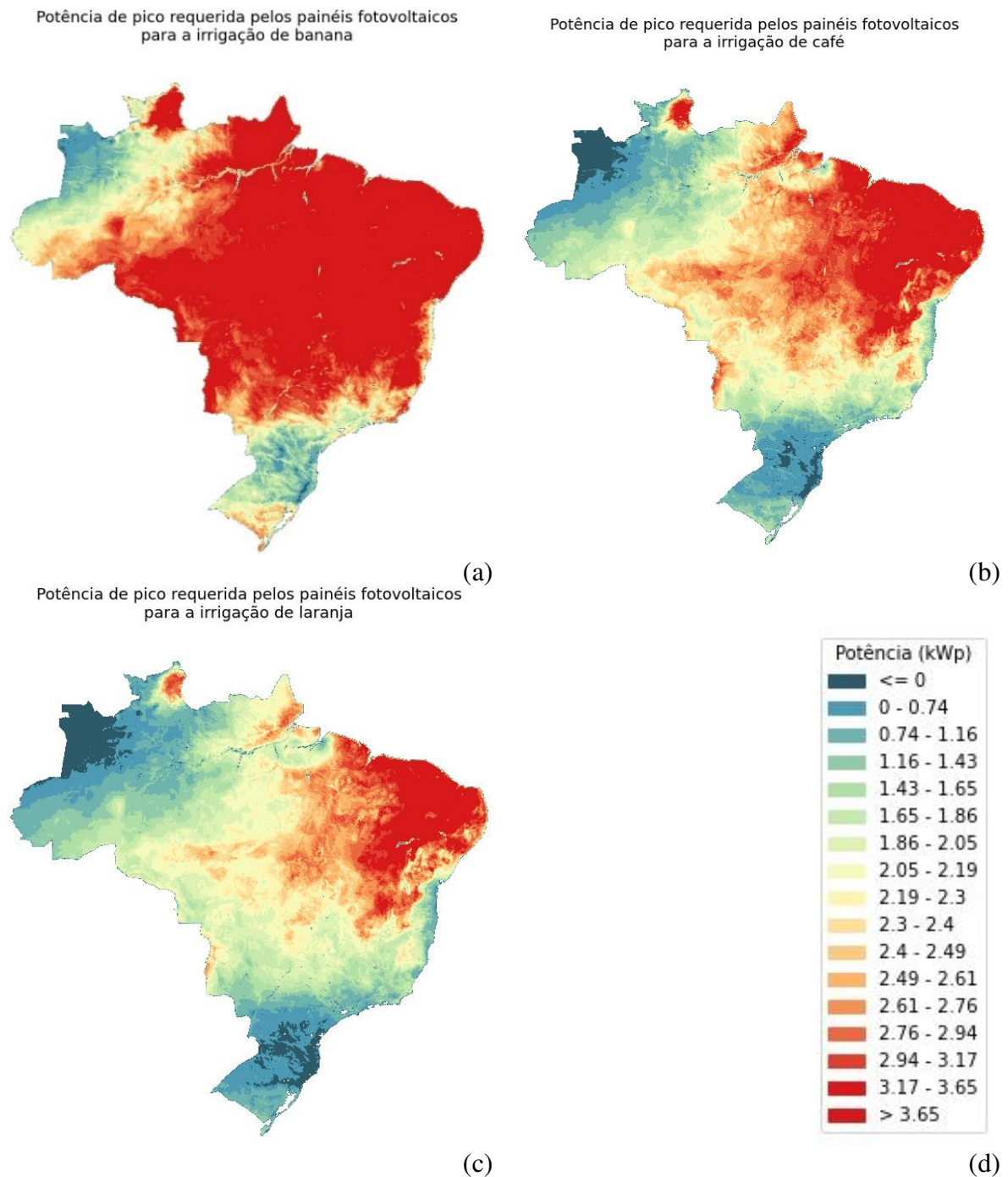
5	1,41	5,99	0,84	4,48	0,67	3,97
6	1,97	9,53	1,30	5,03	1,10	3,88
7	2,26	9,31	1,53	4,62	1,31	3,99
8	2,76	6,27	1,89	4,69	1,62	4,17
9	2,75	6,78	1,79	5,08	1,48	4,51
10	2,17	7,08	1,22	5,31	0,96	4,71
11	1,59	7,44	0,80	5,56	0,62	4,92
12	1,08	7,56	0,50	5,58	0,37	4,91

Fonte: autora.

Nota-se que a maior média de geração fotovoltaica no país se dá no mês de agosto (mês 8), mesmo período que ocorre a maior demanda de energia pela irrigação. Observa-se uma certa uniformidade em tal média: a maior média não passa de 27% a mais que a menor média, enquanto tal variação ultrapassa 440% para a requisição hídrica. Portanto, apesar de uma maior geração, o mês de agosto também foi o que requisitou uma maior potência de pico dos painéis: a maior média de potência de pico mensal é mais de 4 vezes a menor para a banana e 9 vezes para a laranja. Nota-se, portanto, que a irrigação neste mês será a mais relevante e impactante no custo final.

O mapa com as potências de pico dos painéis fotovoltaicos pode ser visto na Figura 15. Essa variável teve valores médios de 3,16, 2,17 e 1,86 kWp para as culturas de banana, café e laranja e máximos de 9,53, 5,58 e 4,92 kWp, respectivamente.

Figura 15 – Potência de pico requerida para a irrigação do sistema fotovoltaico para as culturas de (a) banana, (b) café, e (c) laranja, de acordo com a legenda (d).

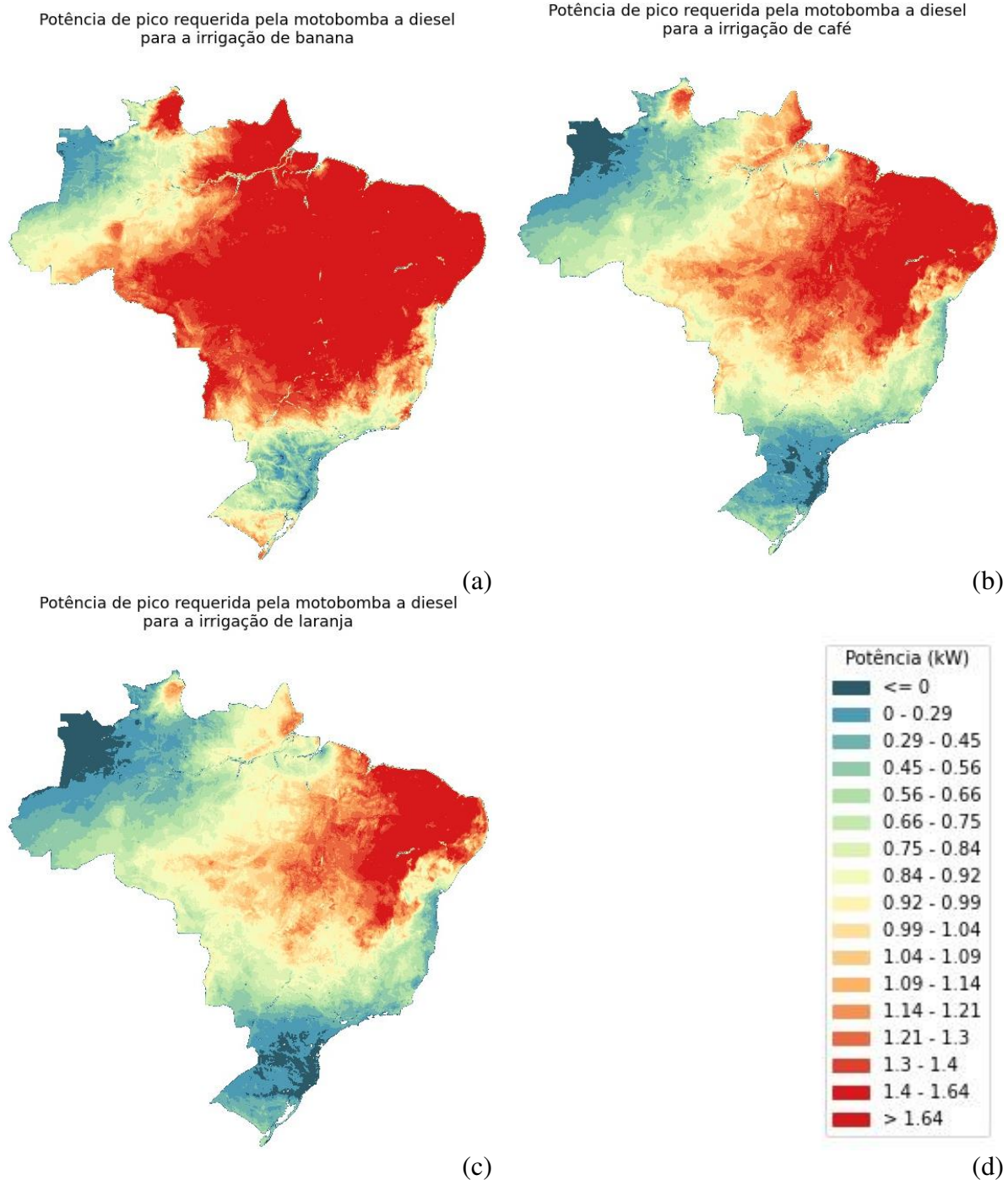


Fonte: autora.

A área ocupada pelos painéis teve um valor máximo de 61,48 m<sup>2</sup>, para a cultura de banana, o que equivale 0,6148% da área total de 1 ha. Como este valor é inferior a 1%, é possível afirmar que a irrigação por bombeamento solar fotovoltaico para suprir as demandas analisadas é tecnicamente viável.

Na Figura 16 observa-se o mapa com a potência final do sistema a diesel. Essa variável teve valores médios de 1,34, 0,93 e 0,80 kW para as culturas de banana, café e laranja e máximos de 3,26, 2,44 e 2,17 kW, de forma respectiva.

Figura 16 – Potência requerida para a irrigação do sistema a diesel para as culturas de: (a) banana; (b) café; e (c) laranja, de acordo com a legenda (d).



Fonte: autora.

A sua distribuição espacial foi bastante semelhante à da potência de pico dos painéis fotovoltaicos: o nordeste do país teve uma maior concentração de valores elevados, enquanto

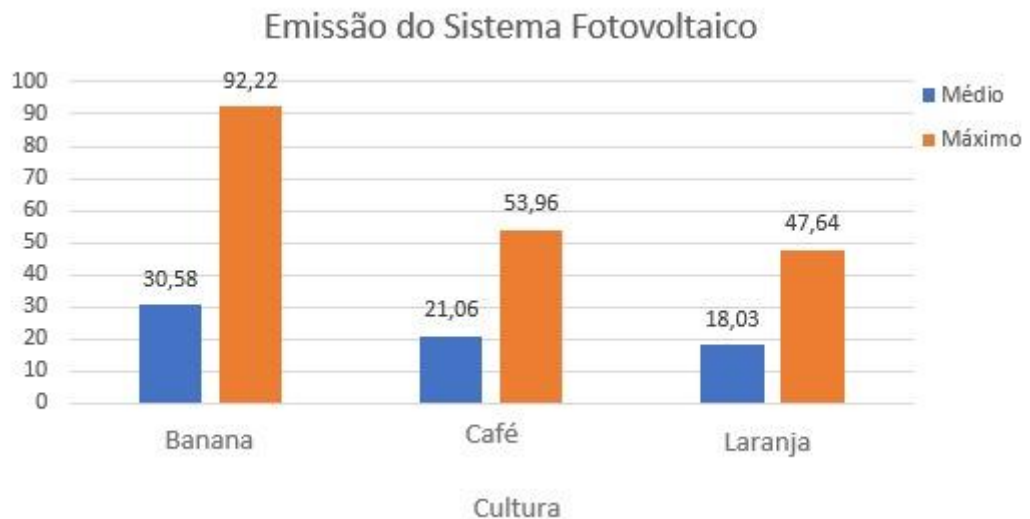
as regiões Sul e Norte tiveram valores menores. Apesar disso, há uma grande diferença nos seus valores, sendo que o valor médio da potência dos painéis é cerca de 2,3 vezes o do bombeamento a diesel.

### 3.3.3 Emissões de CO<sub>2eq</sub> das diferentes formas de abastecimento de energia dos sistemas de bombeamento

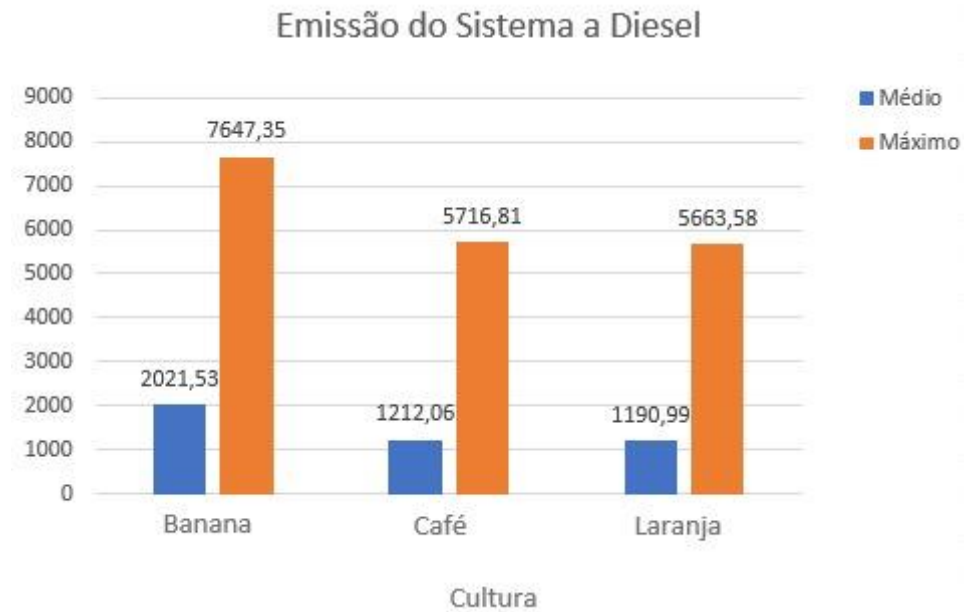
A emissão média do sistema a diesel é cerca de 66 vezes maior que a do sistema fotovoltaico para a banana, 57,55 para o café e 54,66 para a laranja.

Os valores médio e máximo da emissão referente à parte energética do sistema fotovoltaico e do diesel são exibidos na Figura 17, para as 3 culturas.

Figura 17 - Valores médio e máximo da emissão para os sistemas (a) fotovoltaico e (b) diesel.



(a)



(b)

Fonte: autora.

### 3.3.4 Custo do ciclo de vida dos sistemas de bombeamento

Os valores médios e máximos, em reais, do *LCC* dos casos 0 e 1, assim como o valor do lucro com carbono, são apresentados na Tabela 20.

Tabela 20 - Valores médios e máximos do custo de ciclo de vida (*LCC*) e do lucro obtido com venda de carbono (*Lco2*).

		Caso 0		Caso 1	
		Médio	Máximo	Médio	Máximo
Banana	<i>LCC</i> (R\$)	48568,56	146753,07	40807,90	144186,76
	<i>Lco2</i> (R\$)	0	0	7850,65	30154,77
Café	<i>LCC</i> (R\$)	33521,01	85870,88	28824,71	76534,47
	<i>Lco2</i> (R\$)	0	0	4696,29	22332,45
Laranja	<i>LCC</i> (R\$)	28698,69	75819,04	24883,23	65081,21
	<i>Lco2</i> (R\$)	0	0	3815,45	19714,98

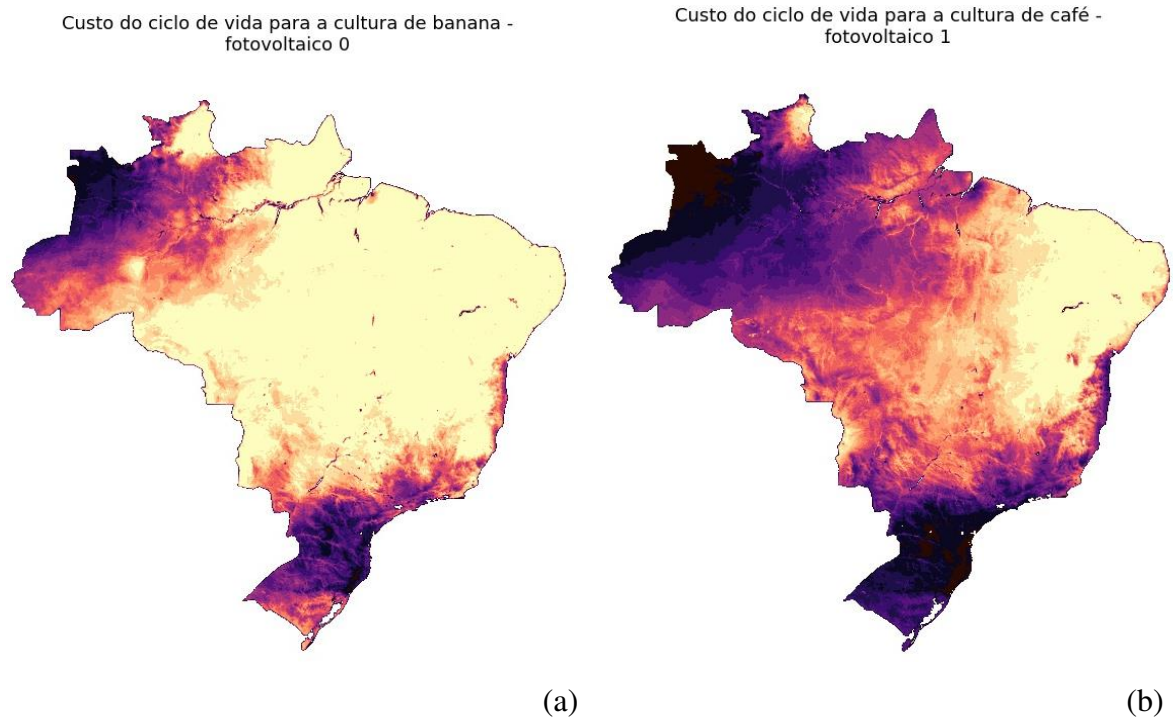
Fonte: autora.

O custo médio do Caso 1 é cerca de 85,5% o do Caso 0, significando uma economia de quase 15% do custo do ciclo de vida ao se utilizar da venda de carbono.

O *LCC* do sistema a diesel teve como valores médios e máximos, respectivamente: 55753,25 e 207740,73 para a banana, 33812,44 e 153939,29 para o café e 27625,61 e 135939,07 para a laranja, todos em reais.

Na Figura 18 pode-se visualizar a distribuição espacial dos custos do ciclo de vida. A variação do *LCC* entre as culturas, assim como a variação espacial, seguiu o mesmo padrão que a *IWR* e as potências.

Figura 18 - Custos do ciclo de vida do sistema fotovoltaico caso 0 para a cultura de (a) banana, (b) café e (c) laranja; para o sistema fotovoltaico caso 2 para a cultura de (d) banana, (e) café e (f) laranja; e para o diesel para a cultura de (g) banana, (h) café e (i) laranja, todas de acordo com a legenda (j).

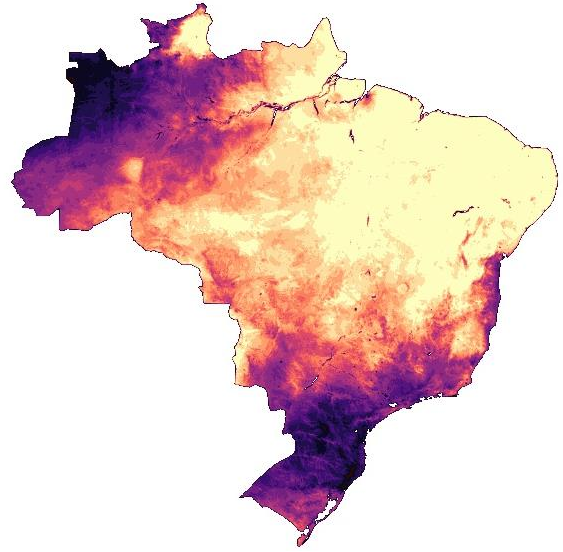


Custo do ciclo de vida para a cultura de laranja -  
fotovoltaico 0



(c)

Custo do ciclo de vida para a cultura de banana -  
fotovoltaico 1



(d)

Custo do ciclo de vida para a cultura de café -  
fotovoltaico 1

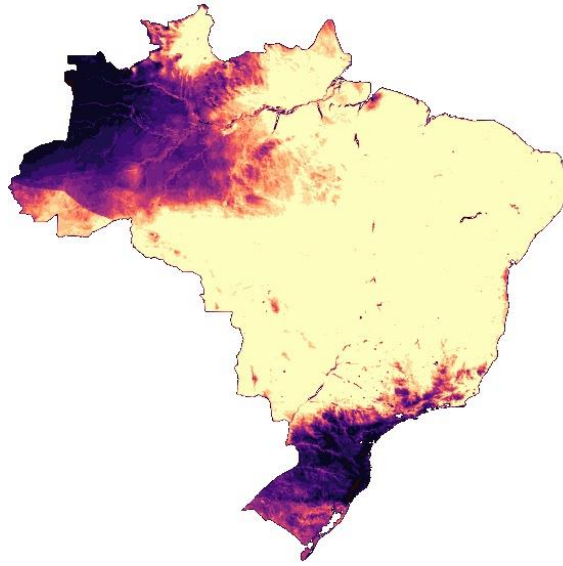


(e)

Custo do ciclo de vida para a cultura de laranja -  
fotovoltaico 1



(f)

Custo do ciclo de vida para a cultura de banana -  
fotovoltaico 1

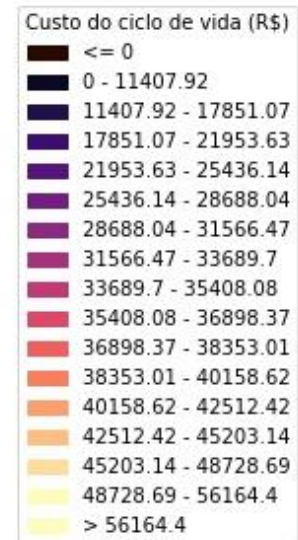
(g)

Custo do ciclo de vida para a cultura de café -  
fotovoltaico 1

(h)

Custo do ciclo de vida para a cultura de laranja -  
fotovoltaico 1

(i)



(j)

Fonte: autora.

### 3.3.4.1 Comparação entre os custos do ciclo de vida

A seguir são abordadas as variáveis utilizadas para comparação: custo do ciclo de vida por mm de água fornecido e razão entre os custos do ciclo de vida. A Tabela 21 corresponde à primeira variável e a Tabela 22, à segunda. Os dados dispostos da seguinte forma: razão mínima

– razão máxima (razão média), sendo estes valores calculados desconsiderando-se os valores zero.

Tabela 21 - Custo do ciclo de vida dos sistemas em R\$/mm.

Sistema	Banana	Café	Laranja
Fotovoltaico caso 0	1,14 – 22,57 (2,82)	1,16 – 26,47 (3,52)	1,17 – 28,83 (3,82)
Fotovoltaico caso 1	0,76 – 22,24 (2,44)	0,77 – 26,14 (3,14)	0,78 – 28,51 (3,44)
Diesel	0,09 – 3,61 (2,74)	0,10 – 3,77 (2,79)	0,10 – 3,79 (2,81)

Fonte: autora.

Tabela 22 – Razão entre os custos do ciclo de vida.

	Banana	Café	Laranja
Fotovoltaico caso 0	0,44 - 21,59 (1,03)	0,45 - 21,22 (1,24)	0,45 - 20,82 (1,33)
Fotovoltaico caso 1	0,29 - 17,80 (0,89)	0,30 - 17,82 (1,11)	0,30 - 17,69 (1,20)

Fonte: autora.

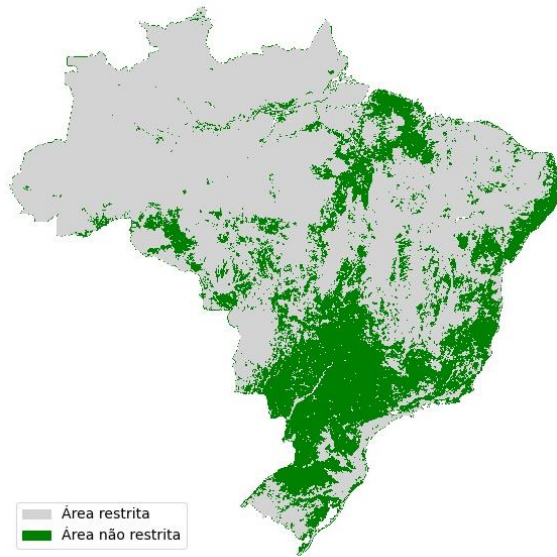
É possível notar que a solar é economicamente mais atrativa para culturas de maior requisição hídrica (banana), do que para de menores (laranja). Isso se dá devido ao fato de os painéis serem dimensionados para o pior caso: o mês com maior razão entre requisição hídrica e geração fotovoltaica, o que gera um superdimensionamento nos outros meses. Este problema poderia ser mitigado com o uso de sistemas de armazenamento, desde que esses não fossem excessivamente caros.

### 3.3.5 Restrições para determinar áreas inadequadas ao uso de irrigação por gotejamento

Na Figura 19 observa-se os mapas compreendendo o conjunto de todas as áreas restritas. A área ocupada por cada restrição pode ser observada na Tabela 23.

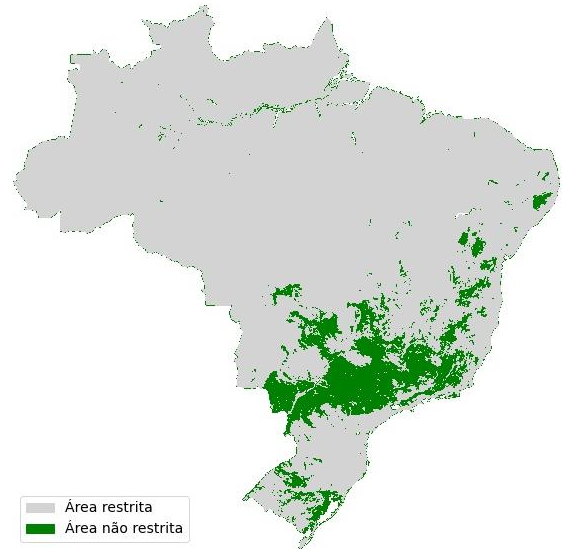
Figura 19 - Áreas restritas: (a) banana; (b) café; (c) laranja.

Restrição de áreas inadequadas para a cultura de banana



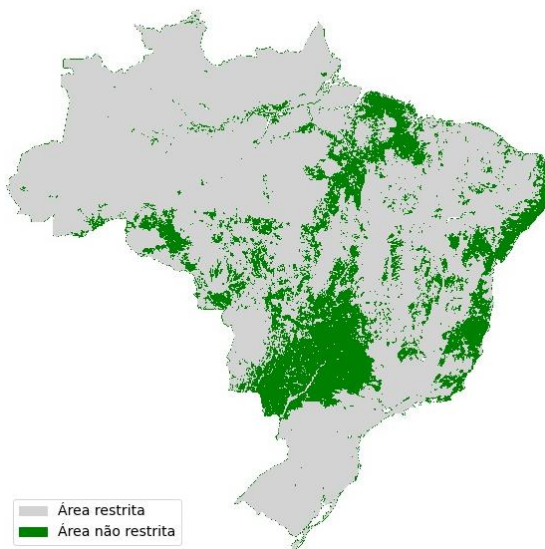
(a)

Restrição de áreas inadequadas para a cultura de café



(b)

Restrição de áreas inadequadas para a cultura de laranja



(c)

Fonte: autora.

Tabela 23 – Porcentagem de área restrita por restrição.

Restrição	Porcentagem restrita do território (%)
Inclinação	2,58
Uso da terra	64,18
Temperatura	Banana: 0,19
	Café: 79,77

	Laranja: 12,14
	Banana: 1,62
IWR	Café: 11,07
	Laranja: 12,47
	Banana: 65,20
Total	Café: 88,12
	Laranja: 73,21

Fonte: autora.

Nota-se que o café é a cultura de maior restrição, tendo quase 90% da área nacional restrita. A porcentagem de áreas não restritas, por região, é mostrada na Tabela 24. A região sudeste do país foi a de maior quantidade de área não restrita percentual para as culturas de banana e café. Para a laranja, a região foi a Centro-Oeste.

Tabela 24 - Porcentagem de áreas não restritas por região geográfica do país.

Região	Porcentagem de áreas não restritas (%)		
	Banana	Café	Laranja
Centro-Oeste	48,24	13,90	48,00
Nordeste	40,14	7,02	38,65
Norte	13,36	0,04	13,28
Sudeste	67,23	52,19	39,43
Sul	66,62	28,71	3,70

Fonte: autora.

### 3.3.6 Comparação entre os custos do ciclo de vida após aplicação das restrições

A Tabela 25 apresenta os valores mínimo, médio e máximo, desconsiderando-se os valores 0, da variável custo do ciclo de vida por mm de água. Estes estão disponibilizados da forma: mínimo – máximo (médio).

Tabela 25 - Custo do ciclo de vida dos sistemas em US\$/mm.

Sistema	Banana	Café	Laranja
Fotovoltaico caso 0	1,17 - 10,39 (2,37)	1,43 - 8,24 (2,69)	1,17 - 10,52 (2,92)
Fotovoltaico caso 1	0,78 - 10,03 (1,99)	1,05 - 7,87 (2,31)	0,79 - 10,15 (2,53)
Diesel	0,10 - 3,48 (2,68)	0,11 - 2,99 (2,65)	0,10 - 3,61 (2,75)

Fonte: autora.

O uso da energia fotovoltaica é a alternativa proposta neste trabalho para o suprimento da demanda da irrigação. Portanto, foi analisado o seu custo por mm com relação às 4 variáveis: 1 -  $IWR_{anual}$ , 2 -  $IWR_{amp}$ , 3  $Efv_{anual}$  e  $Efv_{amp}$ . Tal análise foi feita por meio da visualização dos dados de forma gráfica. Como o caso 1 deriva do caso 0, apenas os resultados do caso 0 foram exibidos.

Na Figura 20 visualiza-se a relação entre as variáveis e o custo do ciclo de vida por mm de água para a cultura de banana. Na Figura 21 visualiza-se o mesmo para o café e, na Figura 22, para a laranja.

Figura 20 - Relação entre o custo do ciclo de vida por mm e a variável (a) 1; (b) 2; (c) 3; (d) 4 para a cultura de banana.

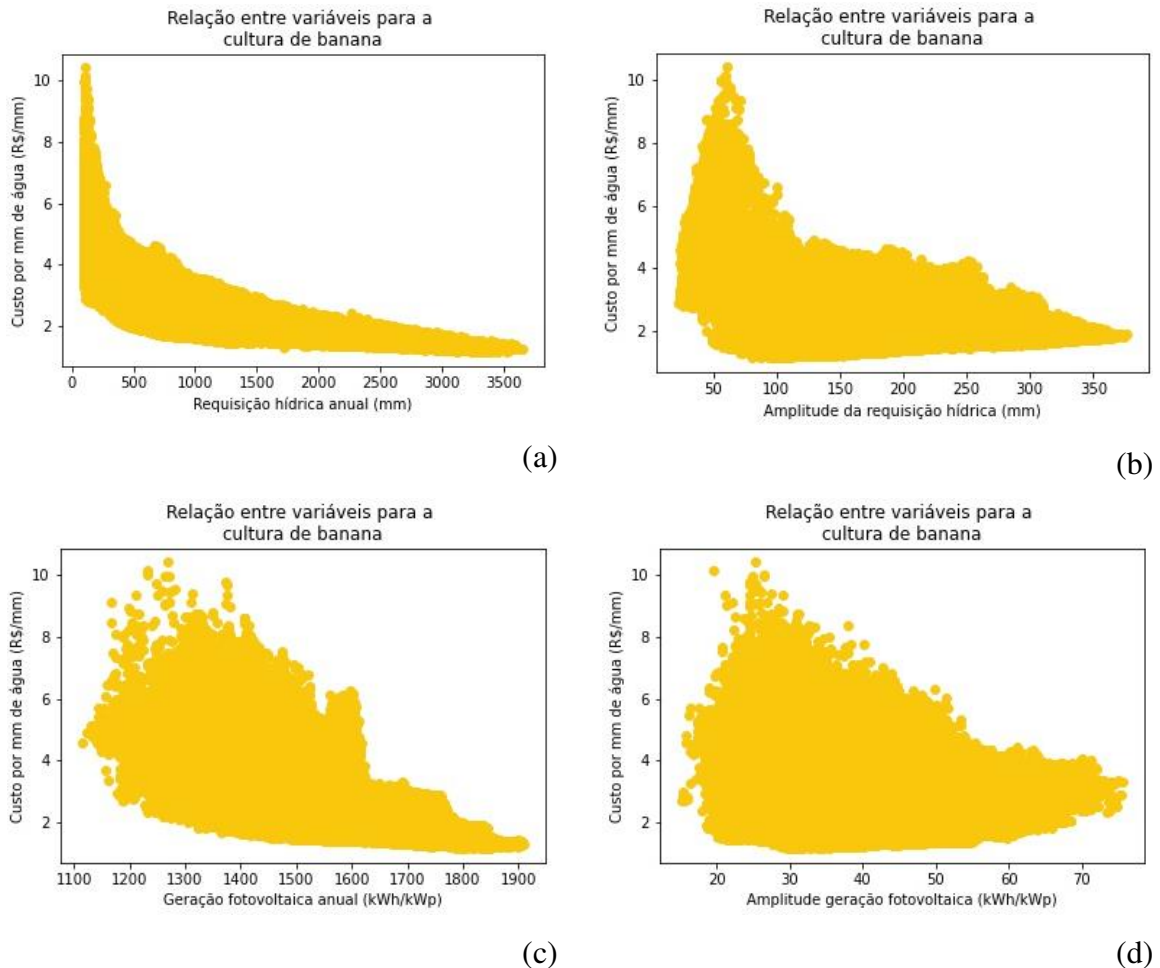


Figura 21 - Relação entre o custo do ciclo de vida por mm e a variável (a) 1; (b) 2; (c) 3; (d) 4 para a cultura de café.

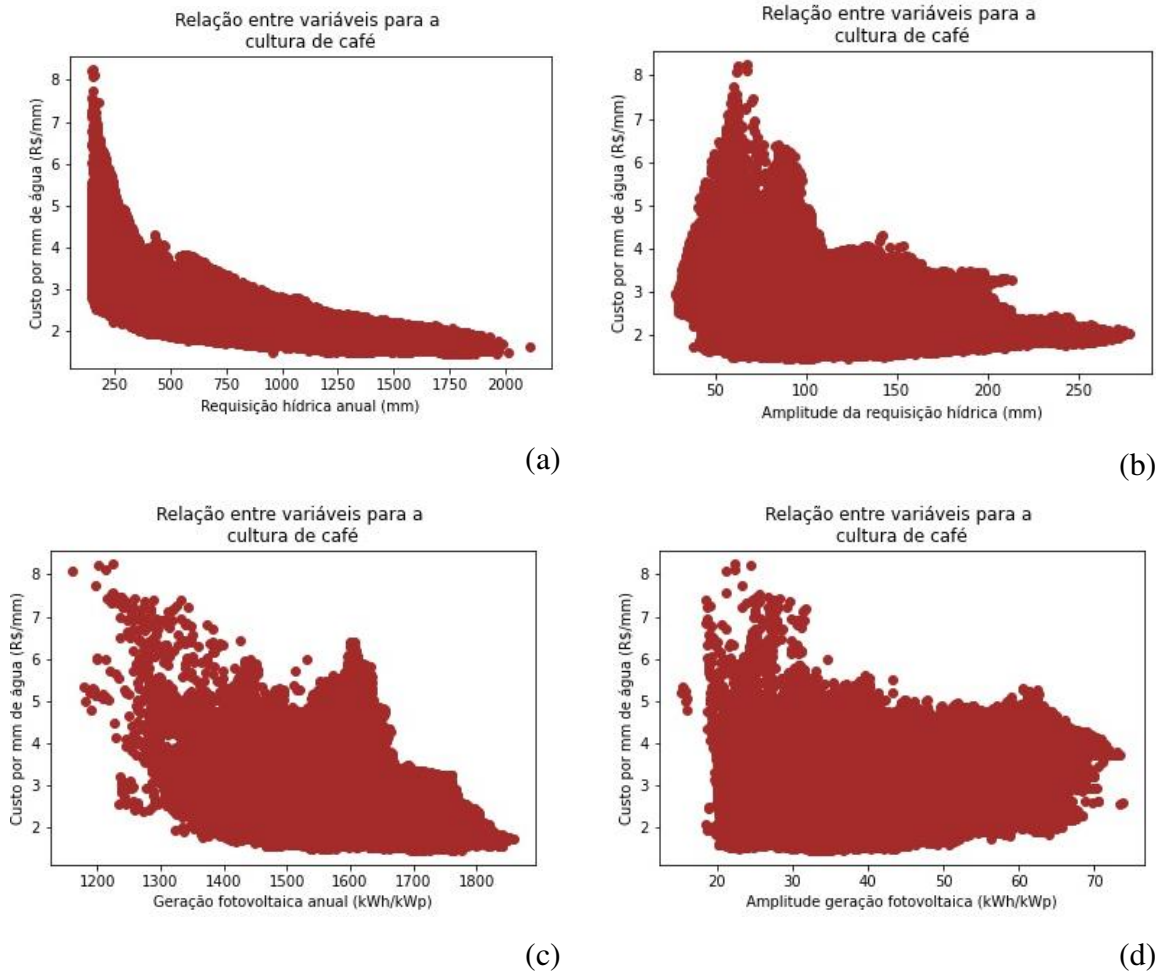
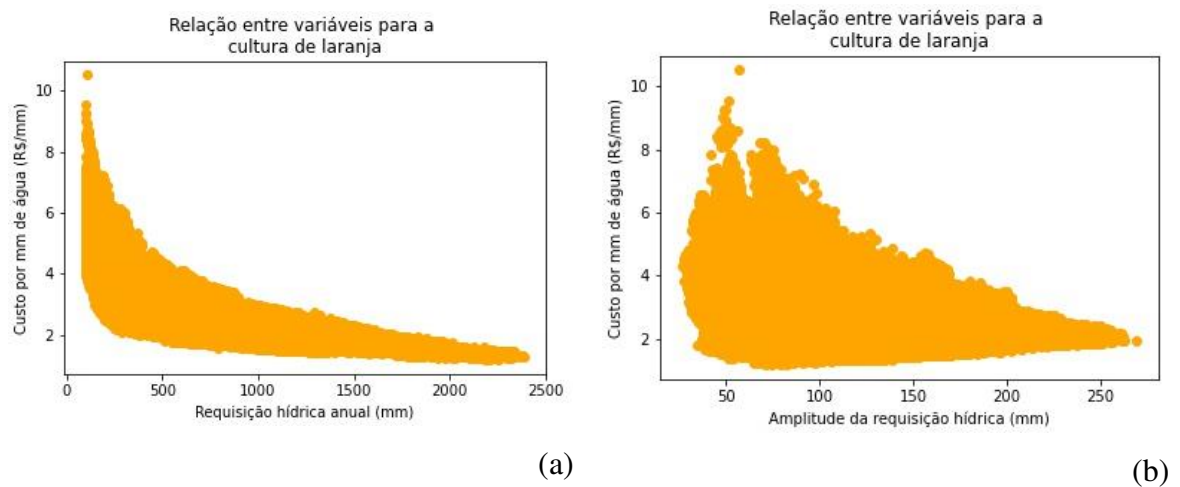
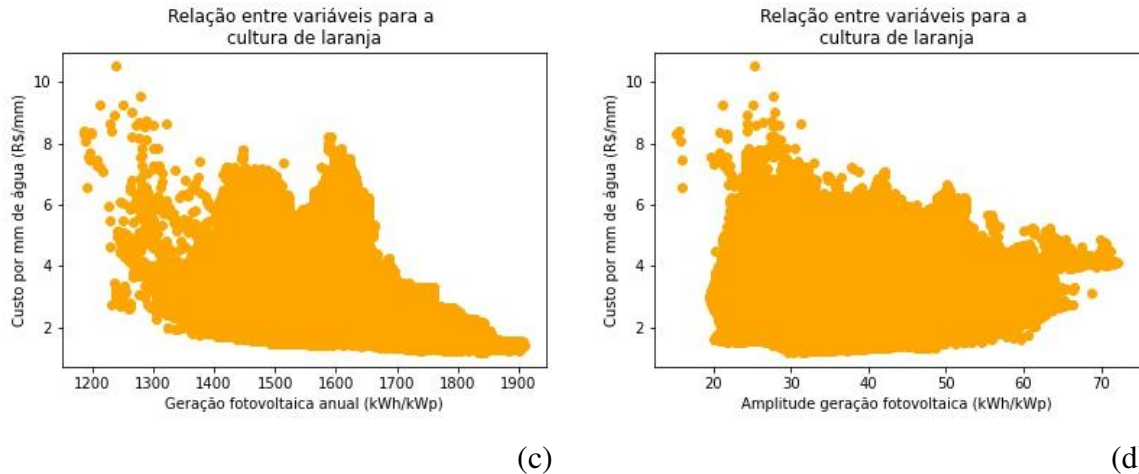


Figura 22 - Relação entre o custo do ciclo de vida por mm e a variável (a) 1; (b) 2; (c) 3; (d) 4 para a cultura de laranja.





Para todas as culturas, o custo por mm de água do sistema diminui conforme aumenta-se a requisição hídrica anual. O mesmo também ocorre para as outras variáveis, mas de uma forma menos acentuada. Isso mostra uma maior relevância da requisição hídrica anual em relação às outras variáveis em análise. Portanto, culturas de maior requisição hídrica anual têm um maior potencial para o uso da energia solar fotovoltaica e culturas com menor requisição, como culturas temporárias de baixo coeficiente de cultura, podem não ser tão interessantes do ponto de vista financeiro.

A Tabela 26 apresenta os valores mínimo, médio e máximo para a variável razão entre os custos do ciclo de vida, desconsiderando-se os valores 0. Estes estão disponibilizados da forma: mínimo – máximo (médio).

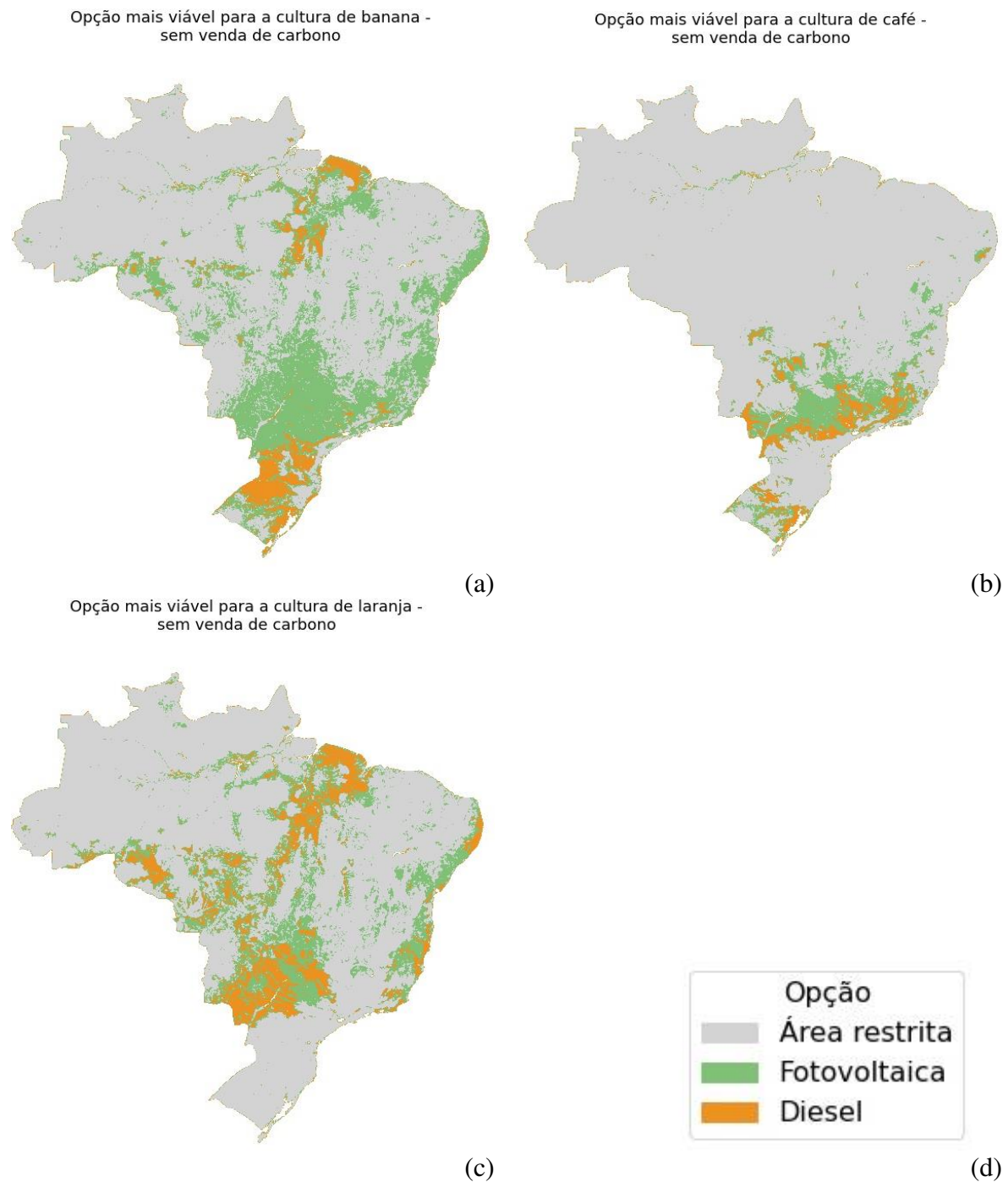
Tabela 26 – Razão entre os custos do ciclo de vida.

	Banana	Café	Laranja
Fotovoltaico caso 0	0,45 - 17,75 (0,89)	0,55 - 17,23 (1,01)	0,45 - 17,68 (1,06)
Fotovoltaico caso 2	0,30 - 15,47 (0,74)	0,40 - 14,86 (0,87)	0,30 - 16,10 (0,92)

Fonte: autora.

Na Figura 23 pode-se observar as áreas classificadas de acordo com a regra: se a razão é menor ou igual a 1, considera-se a fotovoltaica mais viável; se maior, o diesel, para o caso 0 do sistema fotovoltaico.

Figura 23 - Opção financeiramente mais viável para as culturas de (a) banana, (b) café e (c) laranja de acordo com a legenda (d) desconsiderando-se a venda de carbono.

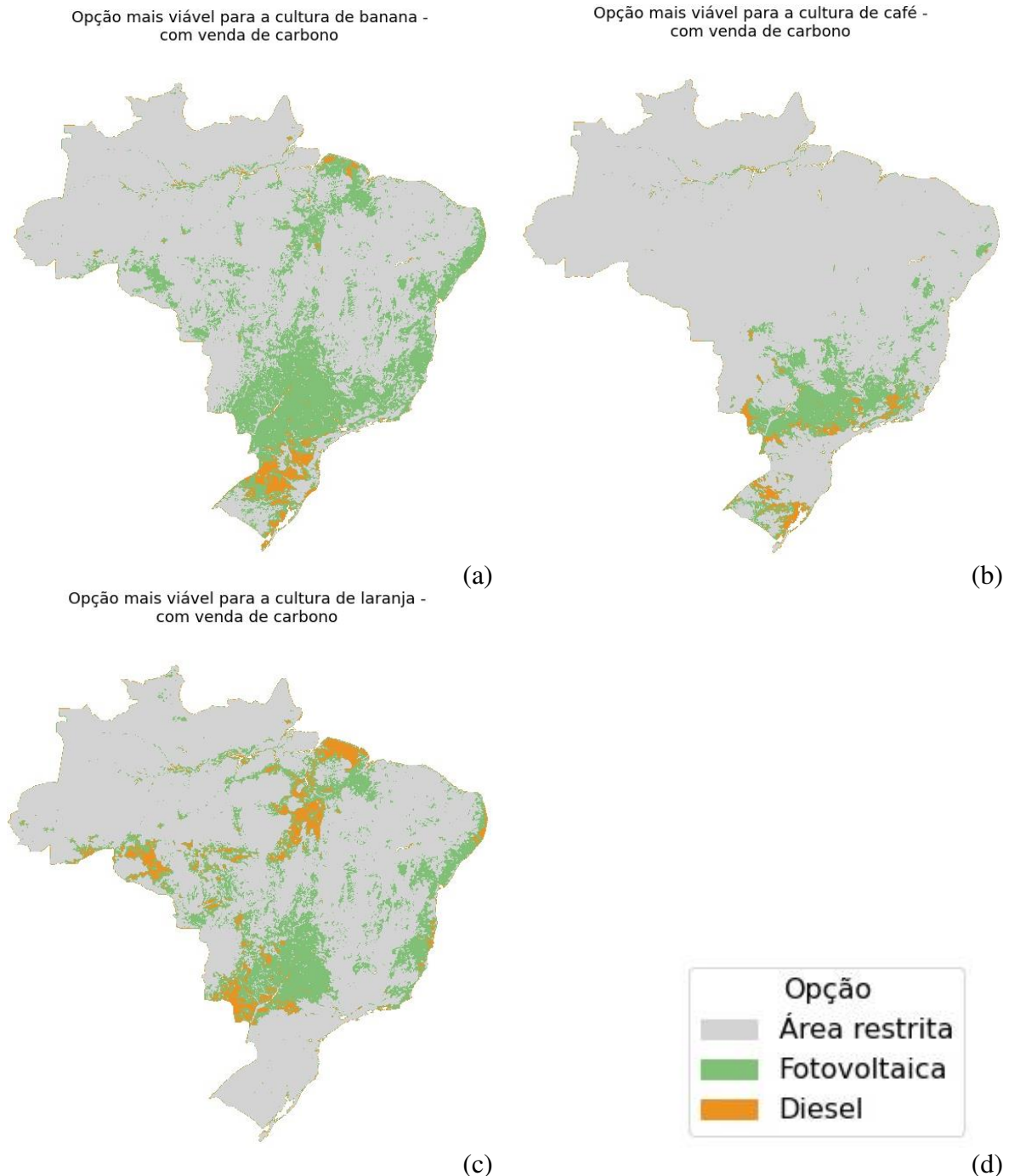


Fonte: autora.

Ao comparar-se o sistema fotovoltaico ao diesel, existem regiões viáveis para todas as culturas, mais especificamente: em 76,14% da área não restrita a solar fotovoltaica é economicamente mais atrativa do que o diesel para a cultura de banana, em 58,13% para o café e em 41,18% para a laranja. Estes resultados mostram que a energia fotovoltaica é uma boa alternativa ao diesel.

O mapeamento da opção mais viável considerando-se a venda de carbono pode ser visto na Figura 24.

Figura 24 - Opção financeiramente mais viável para as culturas de (a) banana, (b) café e (c) laranja de acordo com a legenda (d) considerando-se a venda de carbono.



Fonte: autora.

O sistema fotovoltaico foi mais viável que o diesel em 90,60%, 78,51% e 68,05% das áreas não restritas para as culturas de banana, café e laranja, respectivamente, para o caso com

venda de carbono. Houve um aumento de área com relação ao caso sem venda de carbono, mostrando que tal sistema pode se beneficiar da venda de créditos de carbono.

Além do fator econômico, o fator ambiental também deve ser analisado, o que torna a utilização do sistema fotovoltaico em detrimento do sistema a diesel de ainda mais interesse. Algumas ações, governamentais ou não, podem auxiliar em tal utilização:

- Financiamentos com condições especiais: apesar de a fotovoltaica ter, por muitas vezes, um custo de ciclo de vida menor do que o do diesel, seu investimento inicial é maior, tornando muitas vezes necessário que o produtor realize financiamentos. Como a diminuição de gases de efeito estufa é um interesse social, políticas governamentais de financiamento podem trazer benefícios para o produtor e para o poder público;
- Divulgação de informação: mesmo que o bombeamento fotovoltaico seja economicamente mais viável, por ser uma tecnologia mais recente, é menos conhecido do que o bombeamento a diesel. Portanto, divulgar dados de viabilidade e exemplos de casos de sucesso podem ajudar o produtor a tomar conhecimento de que esta pode ser uma alternativa interessante para ele;
- Ensino e capacitação: tanto a capacitação de pessoas para o dimensionamento e implantação dos sistemas quanto o ensino da forma correta de operação e manutenção do sistema são necessárias para que a tecnologia seja propriamente utilizada.

### 3.3.7 Árvore de decisão

Foram criadas 8 árvores de decisão, sendo elas das 3 culturas consideradas neste trabalho e para todos os dados, considerando conjuntamente as 3 culturas, para os dois casos do sistema fotovoltaico. A Tabela 27 mostra as acurácias das árvores de decisão criadas, todas acima de 85%. Para todas as árvores, a variável mais importante foi a  $IWR_{anual}$ , seguida da  $IWR_{amp}$ ,  $Efv_{anual}$  e  $Efv_{amp}$ , respectivamente, exceto para o café no caso 1, que teve como ordem:  $IWR_{anual}$ ,  $Efv_{anual}$ ,  $IWR_{amp}$  e  $Efv_{amp}$ . Estes resultados indicam que, para o uso da energia fotovoltaica para irrigação no Brasil, a geração fotovoltaica não é o fator mais importante, e sim a requisição hídrica e conseqüentemente energética da irrigação da cultura.

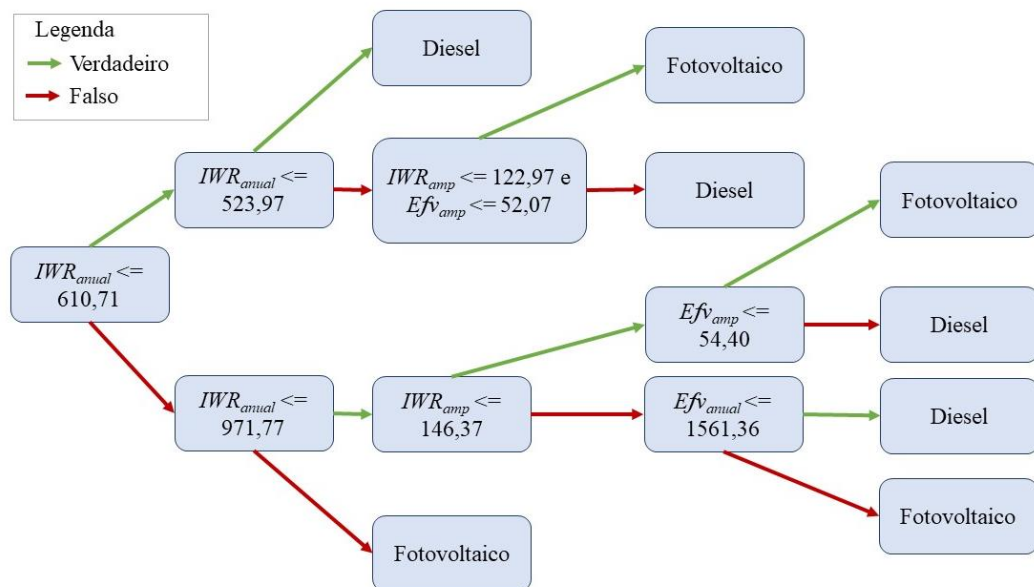
Tabela 27 - Resultados da árvore de decisão da viabilidade do sistema fotovoltaico com relação ao diesel.

Sistema fotovoltaico	Cultura	Acurácia de validação cruzada	Acurácia de teste
Caso 0	Banana	0,9145	0,9148
	Café	0,8834	0,8838
	Laranja	0,8916	0,8920
	Todas	0,8763	0,8766
Caso 1	Banana	0,9558	0,9557
	Café	0,9461	0,9469
	Laranja	0,8860	0,8862
	Todas	0,9199	0,9206

Fonte: autora.

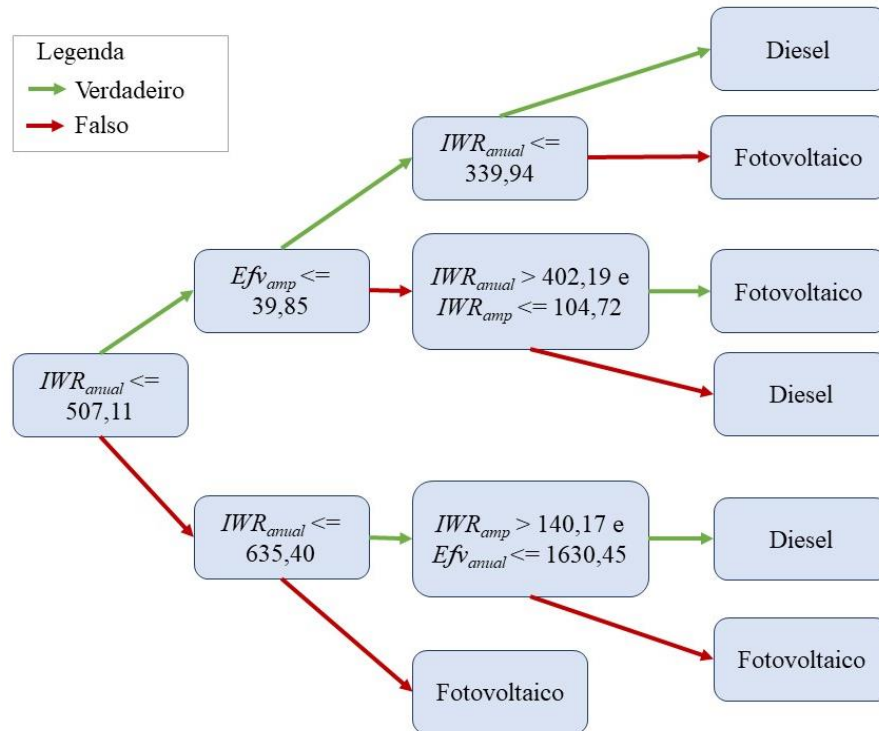
A árvore de decisão gerada considerando todas as culturas para o caso 0 pode ser vista na Figura 25 e, para o caso 1, na Figura 26.

Figura 25 - Árvore de decisão fotovoltaico caso 0 e diesel.



Fonte: autora.

Figura 26 - Árvore de decisão fotovoltaico caso 2 e diesel.



Fonte: autora.

No caso 0, é interessante notar que, para todos os casos em que  $IWR_{anual}$  é maior que 971,77 mm/ano, o sistema preferencial é o fotovoltaico, mostrando mais uma vez que este sistema é mais interessante para culturas de maior requisição hídrica anual; enquanto que, para todos os casos em que  $IWR_{anual}$  é menor que 523,97, o diesel é o sistema preferencial. Já no caso 1, o sistema preferencial é o fotovoltaico quando  $IWR_{anual}$  é maior que 635,40 mm/ano e o diesel quando  $IWR_{anual}$  é menor que 339,94. É possível notar também, por meio desses resultados, que a venda de carbono melhora a viabilidade do uso do sistema fotovoltaico.

### 3.4 Conclusão

De acordo com o zoneamento realizado, 65,20% do território brasileiro é restrito ao cultivo de banana irrigada por gotejamento, 88,12% ao de café e 73,21% ao de laranja.

Dentre as culturas analisadas, a banana foi a que teve maior viabilidade para o uso do sistema fotovoltaico e a laranja foi a que teve menor viabilidade. Para o caso sem venda de carbono, em 76,16% da área não restrita da cultura de banana foi economicamente mais atrativa, enquanto este valor foi de 41,21% para a laranja. Considerando a venda de carbono, estes valores foram de 90,62% e 68,08%, aumentando consideravelmente a área com potencial de uso do sistema fotovoltaico.

A requisição hídrica anual foi a variável, dentre as avaliadas, que mais impactou na viabilidade do sistema fotovoltaico.

De acordo com o modelo de árvore de decisão criada, sempre que a requisição mínima de água é de 971,767 mm/ano, o sistema fotovoltaico foi o de melhor desempenho financeiro, desconsiderando-se a venda de carbono. Este valor foi de 635,402 mm/ano para o sistema a diesel considerando-a, destacando mais uma vez que, produtores que antes não teriam vantagens econômicas com o uso da fotovoltaica, podem tê-lo com a venda dos créditos de carbono.

O sistema fotovoltaico *off-grid* se mostrou uma alternativa promissora para a irrigação por gotejamento das culturas de banana, café e laranja no Brasil. Sugere-se como trabalho futuro a análise do uso de sistemas de armazenamento de energia fotovoltaica, de forma que a motobomba sempre opere em seu rendimento máximo.

## 4 CONCLUSÕES GERAIS E SUGESTÕES

### 4.1 Conclusões gerais

Nesta dissertação foi abordado o uso da energia solar fotovoltaica como alternativa conectada e não conectada à rede elétrica.

No capítulo 2 foi analisada a viabilidade do sistema fotovoltaico *on-grid*. Foi observado que o sistema fotovoltaico pode ser viável, a depender da energia requerida, da geração fotovoltaica e da parcela referente aos impostos.

No capítulo 3 foi feita a análise para o sistema *off-grid*, considerando também o uso de venda de carbono. O uso deste sistema foi comparado ao bombeamento a diesel. O sistema fotovoltaico se mostrou viável para o uso na irrigação das três culturas analisadas: banana, café e laranja. A venda de créditos de carbono aumentou em até 26,84% a quantidade de áreas viáveis para o uso do sistema fotovoltaico.

Face ao exposto, o sistema fotovoltaico se mostrou como uma alternativa promissora para ambos os sistemas *on-grid* e *off-grid*. Vale ressaltar que, quando possível de ser utilizado, o sistema *on-grid* é, em geral, mais viável que o sistema *off-grid*. Isso se dá pois, ao se utilizar o sistema *off-grid* não se tem o auxílio da energia elétrica da rede e torna-se necessário dimensionar os painéis para o mês de pior caso, tornando o painel superdimensionado para os outros meses. Consequentemente, os painéis têm uma maior potência de pico, o que aumenta seu custo do ciclo de vida, a área ocupada e até mesmo o seu impacto ambiental.

Vale destacar também que, em ambos os capítulos, foi observada uma mesma tendência: houve aumento da viabilidade do sistema fotovoltaico conforme houve aumento da requisição de energia elétrica.

No entanto, conforme se aumenta a requisição elétrica, também será aumentada a área ocupada pelos painéis, o que pode gerar um conflito de interesses. Portanto, o estudo do uso de outras fontes renováveis pode ser de interesse para tomadas de decisões tanto para menores requisições, nas quais o sistema fotovoltaico não é viável por motivos financeiros, quanto para maiores requisições, em que ele pode se tornar inviável pela ocupação de áreas produtivas.

## 4.2 Trabalhos futuros

Seguem sugestões para trabalhos futuros:

- Análise do efeito da nova legislação de geração distribuída na viabilidade do sistema *on-grid*;
- Comparação com outras fontes de energia, como eólica, biocombustíveis e hidrelétrica;
- Analisar o uso de diferentes formas de armazenamento para o uso do sistema fotovoltaico *off-grid*;
- Utilizar análise multicritério para uma melhor análise do potencial das áreas.

## REFERÊNCIAS

ABGD. **Tabela ICMS energia 2021**. Disponível em:

<[http://www.abgd.com.br/portal/doc/202104261106-01-tabela ICMS ENERGIA\\_OK.pdf](http://www.abgd.com.br/portal/doc/202104261106-01-tabela ICMS ENERGIA_OK.pdf)>.

Acesso em: 2 fev. 2022.

AGÊNCIA CÂMARA DE NOTÍCIAS. **Projeto regulamenta mercado de negociação de créditos de carbono**. Disponível em: <<https://www.camara.leg.br/noticias/746463-projeto-regulamenta-mercado-de-negociacao-de-creditos-de-carbono/>>. Acesso em: 13 ago. 2021.

AL-SMAIRAN, M. Application of photovoltaic array for pumping water as an alternative to diesel engines in Jordan Badia, Tall Hassan station: Case study. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 16, n. 7, p. 4500–4507, set. 2012.

ALVARES, C. A. et al. Köppen's climate classification map for Brazil. **Meteorologische Zeitschrift**, v. 22, n. 6, p. 711–728, 2013.

ANA. Coeficientes técnicos de uso da água para a agricultura irrigada. 2019.

ANA. **Atlas irrigação: uso da água na agricultura irrigada**, 2021a. Disponível em:

<<https://portal1.snirh.gov.br/ana/apps/storymaps/stories/a874e62f27544c6a986da1702a911c6b>>

ANA. **Capacidade de água disponível - CAD ou AWC dos solos no Brasil**. Disponível em: <<https://metadados.inde.gov.br/geonetwork/srv/api/records/28fe4baa-66f3-4f6b-b0d2-890abf5910c4>>. Acesso em: 4 out. 2021b.

ANA. **Divisão Hidrográfica Nacional (DHN250)**. Disponível em:

<<https://metadados.snirh.gov.br/geonetwork/srv/por/catalog.search;jsessionid=09A040CECF0E9EF624E4D45490B46C5C#/metadata/fb87343a-cc52-4a36-b6c5-1fe05f4fe98c>>. Acesso em: 4 out. 2021c.

ANEEL. **Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012**, 2012. Disponível em:

<<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 26 jan. 2022

ANEEL. **Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015**, 2015. Disponível em:

<<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>. Acesso em: 26 jan. 2022

ANEEL. **Janeiro terá bandeira tarifária verde para consumidores com Tarifa Social**, 2021a. Disponível em: <[https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao-2/-/asset\\_publisher/zXQREz8EVIZ6/content/janeiro-tera-bandeira-tarifaria-verde-para-consumidores-com-tarifa-social/656877?inheritRedirect=false&redirect=https%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Fsala-de-imprensa-e](https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao-2/-/asset_publisher/zXQREz8EVIZ6/content/janeiro-tera-bandeira-tarifaria-verde-para-consumidores-com-tarifa-social/656877?inheritRedirect=false&redirect=https%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Fsala-de-imprensa-e)>. Acesso em: 2 fev. 2022

ANEEL. **Relatórios de Consumo e Receita de Distribuição**, 2021b. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/relatorios-de-consumo-e-receita>>. Acesso em: 21 jul. 2021

ANEEL. **Resolução Normativa ANEEL nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021**, 2021c. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20211000.pdf>>. Acesso em: 19 jan. 2022

ANEEL. **Indicadores Coletivos de Continuidade (DEC e FEC)**, 2021d. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/indicadores-coletivos-de-continuidade>>. Acesso em: 11 jan. 2021

ANP. **Série histórica do levantamento de preços**, 2021. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/precos-e-defesa-da-concorrenca/precos/precos-revenda-e-de-distribuicao-combustiveis/serie-historica-do-levantamento-de-precos>>. Acesso em: 30 out. 2021

BANKWORLD. SOLAR PUMPING The Basics. **International Bank for Reconstruction and Development/ The World Bank**, 2018.

BAURZHAN, S.; JENKINS, G. P. On-grid solar PV versus diesel electricity generation in sub-Saharan Africa: Economics and GHG emissions. **Sustainability (Switzerland)**, v. 9, n. 3, 2017.

BRASIL. **Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002**. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/leis/2002/110438.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/2002/110438.htm)>. Acesso em: 26 jan. 2022.

BRASIL. **Decreto nº 7.891, de 23 de janeiro de 2013**. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2011-2014/2013/decreto/d7891.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2011-2014/2013/decreto/d7891.htm)>. Acesso em: 26 jan. 2022.

BRASIL. **LEI Nº 13.169, DE 6 DE OUTUBRO DE 2015**. Disponível em:

<[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_Ato2015-2018/2015/Lei/L13169.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2015-2018/2015/Lei/L13169.htm)>. Acesso em: 9 nov. 2019.

BRASIL. **Decreto nº 9.642, de 27 de dezembro de 2018**. Disponível em:

<[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2011-2014/2013/decreto/d7891.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2011-2014/2013/decreto/d7891.htm)>. Acesso em: 26 jan. 2022.

BRASIL. **Decreto nº 9.744, de 3 de abril de 2019**. Disponível em:

<[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2019-2022/2019/decreto/D9744.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2019/decreto/D9744.htm)>. Acesso em: 26 jan. 2022.

BRASIL. **Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022**. Disponível em:

<<https://in.gov.br/en/web/dou/-/lei-n-14.300-de-6-de-janeiro-de-2022-372467821>>. Acesso em: 26 jan. 2022.

BROUWER, C., K. PRINS, HEIBLOEM, M. **Irrigation Water Management: Irrigation Scheduling Training manual**. [s.l: s.n.].

CAMPANA, P. E. et al. Suitable and optimal locations for implementing photovoltaic water pumping systems for grassland irrigation in China. **Applied Energy**, v. 185, p. 1879–1889, 2017.

CAMPANA, P. E.; LI, H.; YAN, J. Dynamic modelling of a PV pumping system with special consideration on water demand. **Applied Energy**, v. 112, p. 635–645, 2013.

CAMPANA, P. E.; LI, H.; YAN, J. Techno-economic feasibility of the irrigation system for the grassland and farmland conservation in China: Photovoltaic vs. wind power water pumping. **Energy Conversion and Management**, v. 103, p. 311–320, 2015.

COELHO, E. F. et al. **Sistemas e manejo de irrigação de baixo custo para agricultura familiar**. Cruz das Almas - BA: [s.n.]. Disponível em:

<<https://ainfo.cnptia.embrapa.br/digital/bitstream/item/133043/1/Cartilha-Manejo-Irigacao-03-09-2015.pdf>>.

COELHO, G. O.; DIAS, L. A. D. S.; FINGER, F. L. Agro-climatic zoning to banana-growing in the mesoregion of Vale do Rio Doce. **Revista Brasileira de Fruticultura**, v. 38, n. 4, 2016.

CONFAZ. **CONVÊNIO ICMS 16, DE 22 DE ABRIL DE 2015**. Disponível em: <[https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/2015/CV016\\_15](https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/2015/CV016_15)>. Acesso em: 9 nov. 2019.

DE DOILE, G. N. D. et al. Economic feasibility of photovoltaic micro-installations connected to the brazilian distribution grid in light of proposed changes to regulations. **Energies**, v. 14, n. 6, 2021.

DEPARTMENT FOR BUSINESS, E. & I. S. **Greenhouse gas reporting: conversion factors 2021**. Disponível em: <<https://www.gov.uk/government/publications/greenhouse-gas-reporting-conversion-factors-2021>>. Acesso em: 27 ago. 2021.

DIAS, S. H. B. et al. **Monthly reference evapotranspiration for Brazil**. Disponível em: <[https://doi.org/10.5281/zenodo.3934663#.YR\\_Y02Sphz0.mendeley](https://doi.org/10.5281/zenodo.3934663#.YR_Y02Sphz0.mendeley)>. Acesso em: 20 ago. 2021.

DIAS, S. H. B. et al. Reference evapotranspiration of Brazil modeled with machine learning techniques and remote sensing. **PLOS ONE**, v. 16, n. 2, p. e0245834, 9 fev. 2021.

DRUMOND JR, P.; DE CASTRO, R. D.; SEABRA, J. A. E. Impact of tax and tariff incentives on the economic viability of residential photovoltaic systems connected to energy distribution network in Brazil. **Solar Energy**, v. 224, n. June, p. 462–471, ago. 2021.

EDP. **Tarifas EDP Espírito Santo**, 2021. Disponível em: <[https://www.edp.com.br/distribuicoes\\_/saiba-mais/informativos/Documents/tabela\\_tarifas\\_ES\\_bt.pdf](https://www.edp.com.br/distribuicoes_/saiba-mais/informativos/Documents/tabela_tarifas_ES_bt.pdf)>. Acesso em: 28 jan. 2022

EPE. **Balanco energético nacional: ano base 2019**, 2020. Disponível em: <[https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-479/topico-528/BEN2020\\_sp.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-479/topico-528/BEN2020_sp.pdf)>

EPE. **Relatório Síntese do Balanco Energético Nacional – BEN 2021**, 2021. Disponível em: <[https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-601/topico-588/BEN\\_Síntese\\_2021\\_PT.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-601/topico-588/BEN_Síntese_2021_PT.pdf)>

EVANGELISTA, A. W. P.; CARVALHO, L. G. DE; SEDIYAMA, G. C. Zoneamento

climático associado ao potencial produtivo da cultura do café no Estado de Minas Gerais.

**Revista Brasileira de Engenharia Agrícola e Ambiental**, v. 6, n. 3, p. 445–452, dez. 2002.

EXCHANGE RATES. **Dólar Americano (USD) para Real Brasileiro (BRL) História da**

**taxa de câmbio**. Disponível em: <<https://pt.exchangerates.org.uk/historico/USD-BRL.html>>.

Acesso em: 16 ago. 2021a.

EXCHANGE RATES. **Euro (EUR) para Real Brasileiro (BRL) História da taxa de**

**câmbio**. Disponível em: <<https://pt.exchangerates.org.uk/historico/EUR-BRL.html>>. Acesso

em: 16 ago. 2021b.

FAO. **Chapter 1 - Introduction to evapotranspiration**, 1998. Disponível em:

<[https://www.fao.org/3/X0490E/x0490e04.htm#chapter\\_1\\_introduction\\_to](https://www.fao.org/3/X0490E/x0490e04.htm#chapter_1_introduction_to_evapotranspiration)

[evapotranspiration](https://www.fao.org/3/X0490E/x0490e04.htm#chapter_1_introduction_to_evapotranspiration)>. Acesso em: 5 fev. 2022

FAO. **FAOSTAT - Rankings**, 2020. Disponível em:

<[https://www.fao.org/faostat/en/#rankings/commodities\\_by\\_country](https://www.fao.org/faostat/en/#rankings/commodities_by_country)>. Acesso em: 5 fev.

2022

FICK, S. E.; HIJMANS, R. J. WorldClim 2: new 1-km spatial resolution climate surfaces for global land areas. **International journal of climatology**, v. 37, n. 12, p. 4302–4315, 2017.

GALLAGHER, J. et al. Comparing the environmental and economic impacts of on- or off-grid solar photovoltaics with traditional energy sources for rural irrigation systems. v. 140, 2019.

IBGE. **Censo Agro 2017**, 2017a. Disponível em:

<[https://censoagro2017.ibge.gov.br/templates/censo\\_agro/resultadosagro/index.html](https://censoagro2017.ibge.gov.br/templates/censo_agro/resultadosagro/index.html)>. Acesso

em: 28 set. 2021

IBGE. **Censo Agropecuário**, 2017b. Disponível em: <<https://sidra.ibge.gov.br/tabela/6857>>.

Acesso em: 12 jan. 2021

IBGE. **Produção Agropecuária**, 2020a. Disponível em:

<<https://www.ibge.gov.br/explica/producao-agropecuaria/>>. Acesso em: 19 dez. 2021

IBGE. **Monitoramento da Cobertura e Uso da Terra**, 2020b. Disponível em:

<<https://www.ibge.gov.br/geociencias/cartas-e-mapas/informacoes-ambientais/15831->

cobertura-e-uso-da-terra-do-brasil.html?=&t=acesso-ao-produto>. Acesso em: 26 set. 2021

INMET. **Dados históricos anuais**, 2021. Disponível em:

<<https://portal.inmet.gov.br/dadoshistoricos>>. Acesso em: 10 mar. 2021

INVESTING.COM. **Carbon Emissions Futures - Dec 21 (CFI2Z1)**. Disponível em:

<<https://www.investing.com/commodities/carbon-emissions>>. Acesso em: 16 ago. 2021.

KARGER, D. N. et al. Climatologies at high resolution for the earth's land surface areas.

**Scientific Data**, v. 4, n. 1, p. 170122, 19 dez. 2017.

KELLEY, L. C. et al. On the feasibility of solar-powered irrigation. **Renewable and**

**Sustainable Energy Reviews**, v. 14, n. 9, p. 2669–2682, 2010.

LACCHINI, C.; DOS SANTOS, J. C. V. Photovoltaic energy generation in Brazil - Cost

analysis using coal-fired power plants as comparison. **Renewable Energy**, v. 52, p. 183–189, 2013.

MAPA. **Anexo I - Parâmetros de Risco Climático**. Disponível em:

<[http://www.agricultura.gov.br/assuntos/riscos-seguro/risco-](http://www.agricultura.gov.br/assuntos/riscos-seguro/risco-agropecuario/documentos/Parametrosderiscoclimatico.pdf/view)

[agropecuario/documentos/Parametrosderiscoclimatico.pdf/view](http://www.agricultura.gov.br/assuntos/riscos-seguro/risco-agropecuario/documentos/Parametrosderiscoclimatico.pdf/view)>. Acesso em: 20 jan. 2022.

MOHAMMED WAZED, S. et al. A review of sustainable solar irrigation systems for Sub-

Saharan Africa. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 81, n. June 2017, p. 1206–1225, jan. 2018.

MORAES, C. A. **Planejamento de sistemas de transmissão considerando restrições de**

**segurança, potência reativa e incertezas sobre carga e geração eólica**. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Juiz de Fora. Juiz de Fora: Universidade Federal de Juiz de Fora, 2020.

MYLES, A. J. et al. An introduction to decision tree modeling. **Journal of Chemometrics**, v.

18, n. 6, p. 275–285, 2004.

NEOSOLAR. **Kit Gerador Energia Solar 2,20 kWp - Microinversor Deye c/ Wifi**

**SUN2000 - Pannel OSDA**. Disponível em: <[https://www.neosolar.com.br/loja/kit-gerador-](https://www.neosolar.com.br/loja/kit-gerador-energia-solar-2-20kwp-microinversor-deye-sun2000-g3-osda-550w-31491.html)

[energia-solar-2-20kwp-microinversor-deye-sun2000-g3-osda-550w-31491.html](https://www.neosolar.com.br/loja/kit-gerador-energia-solar-2-20kwp-microinversor-deye-sun2000-g3-osda-550w-31491.html)>. Acesso em: 20 jan. 2022.

PARVARESH RIZI, A.; ASHRAFZADEH, A.; RAMEZANI, A. A financial comparative study of solar and regular irrigation pumps: Case studies in eastern and southern Iran.

**Renewable Energy**, v. 138, p. 1096–1103, 2019.

PEREIRA, E. et al. **Atlas brasileiro de energia solar**. São José dos Campos: INPE, 2017.

SCHMITTER, P. et al. Suitability mapping framework for solar photovoltaic pumps for smallholder farmers in sub-Saharan Africa. **Applied Geography**, v. 94, n. October 2017, p. 41–57, 2018.

SHERWANI, A. F.; USMANI, J. A.; VARUN. Life cycle assessment of solar PV based electricity generation systems: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 14, n. 1, p. 540–544, 2010.

SZABÓ, S. et al. Energy solutions in rural Africa: Mapping electrification costs of distributed solar and diesel generation versus grid extension. **Environmental Research Letters**, v. 6, n. 3, 2011.

USDA. **Irrigation Water Requirements National Engineering Handbook (NEH), Part 623**, 1993. Disponível em:

<<https://www.wcc.nrcs.usda.gov/ftpref/wntsc/waterMgt/irrigation/NEH15/ch2.pdf>>

WORLD BANK GROUP; ESMAP; SOLARGIS. **Global Solar Atlas Brazil**, 2019.

Disponível em: <<https://globalsolaratlas.info/download/brazil>>. Acesso em: 7 jun. 2021

WORLD BANK GROUP; ESMAP; SOLARGIS. Global Photovoltaic Power Potential Country Factsheet Brazil. n. 2021, p. 1–3, 2021a.

WORLD BANK GROUP; ESMAP; SOLARGIS. Global Photovoltaic Power Potential Country Factsheet Germany. n. 2021, p. 1–3, 2021b.

WREGGE, M. S. et al. Zoneamento agroclimático para a cultura dos citros no Rio Grande do Sul. **Embrapa Clima Temperado-Documentos (INFOTECA-E)**, 2004.

XIE, H.; RINGLER, C.; MONDAL, M. A. H. Solar or Diesel: A Comparison of Costs for Groundwater-Fed Irrigation in Sub-Saharan Africa Under Two Energy Solutions. **Earth's Future**, v. 9, n. 4, p. 1–21, 2021.