

LUCAS DE ARRUDA VIANA

**AVALIAÇÃO DE EXTERNALIDADES AMBIENTAIS, SAÚDE PÚBLICA E
DEMANDA DE PICO DE SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS**

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

VIÇOSA
MINAS GERAIS – BRASIL
2017

**Ficha catalográfica preparada pela Biblioteca Central da Universidade
Federal de Viçosa - Câmpus Viçosa**

T

V614a
2017 Viana, Lucas de Arruda, 1989-
Avaliação de externalidades ambientais, saúde pública e
demanda de pico de sistemas solares fotovoltaicos / Lucas de
Arruda Viana. – Viçosa, MG, 2017.
xvi, 132f. : il. (algumas color.) ; 29 cm.

Inclui apêndices.

Orientador: Delly Oliveira Filho.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Viçosa.

Inclui bibliografia.

1. Geração de energia fotovoltaica. 2. Sistemas de energia
fotovoltaica. 3. Impacto ambiental - Avaliação. 4. Usinas
elétricas. I. Universidade Federal de Viçosa. Departamento de
Engenharia Agrícola. Programa de Pós-graduação em
Engenharia Agrícola. II. Título.

CDD 22 ed. 621.47

LUCAS DE ARRUDA VIANA

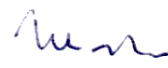
**AVALIAÇÃO DE EXTERNALIDADES AMBIENTAIS, SAÚDE PÚBLICA E
DEMANDA DE PICO DE SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS**

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

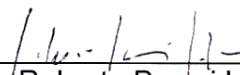
APROVADA: 20 de fevereiro de 2017.



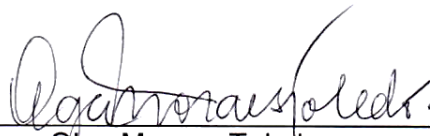
José Helvécio Martins



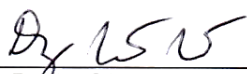
Paulo Marcos de Barros Monteiro



Roberto Precci Lopes



Olga Moraes Toledo
(Coorientadora)



Dely Oliveira Filho
(Orientador)

*Aos meus pais José Luiz e Maria José e aos meus irmãos Luizmar, Mariluci,
Lucimar e Luana (in memoriam).*

AGRADECIMENTOS

À Deus, pela família que tenho, por sempre iluminar meus caminhos e por toda oportunidade concedida.

À Universidade Federal de Viçosa e ao Departamento de Engenharia Agrícola, pela oportunidade de realização do curso.

Ao CNPq, pela concessão da bolsa de estudo.

Ao Professor Orientador Delly Oliveira Filho, pela aprendizagem, dedicação e confiança.

Às Professoras coorientadoras Antônia Sônia Alves Cardoso Diniz e Olga Moraes Toledo, pela contribuição no desenvolvimento da pesquisa.

Aos colegas da Universidade Federal de Viçosa pela cooperação nas disciplinas e na pesquisa.

Aos familiares e amigos pelo apoio e incentivo durante o período de mestrado.

BIOGRAFIA

Lucas de Arruda Viana nasceu na cidade de Itabira-MG, filho de Maria José de Arruda Viana e José Luiz Viana.

Realizou o ensino fundamental e médio na Escola Estadual Professora Marciana Magalhães, no município de Itabira/MG, e ingressou no curso de graduação de Engenharia Agrícola e Ambiental na Universidade Federal de Viçosa (UFV) no ano de 2009.

No intervalo de agosto de 2012 a agosto de 2013 fez intercâmbio na *Universidad de Santiago de Compostela*, na cidade de Lugo - Espanha, retornando posteriormente para a UFV.

Colou grau em janeiro de 2015, recebendo menção honrosa da Medalha Arthur Bernardes como aluno de maior coeficiente de rendimento escolar em Engenharia Agrícola e Ambiental.

Em março de 2015 ingressou no Programa de Pós-Graduação, em nível de mestrado, pelo Departamento de Engenharia Agrícola, no setor de Energia, submetendo-se à defesa da dissertação em 20 de fevereiro de 2017.

SUMÁRIO

LISTA DE QUADROS.....	viii
LISTA DE FIGURAS	xii
LISTA DE SÍMBOLOS E ABREVIATURAS	xiii
RESUMO	xiv
ABSTRACT.....	xvi
Capítulo 1: Considerações iniciais	1
1.1. INTRODUÇÃO GERAL	1
1.2. ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO	4
1.3. LIMITAÇÕES DA PRESENTE PESQUISA	5
1.4. CONTRIBUIÇÃO DA PESQUISA.....	5
1.5. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	7
Capítulo 2: Externalidades de fatores ambientais e saúde pública da geração solar fotovoltaica	9
2.1. INTRODUÇÃO	9
2.1.1. Panorama de geração e distribuição de energia elétrica no Brasil	9
2.1.2. Usinas termelétricas a combustíveis fósseis e seus impactos ambientais	13
2.1.3. Incentivos à geração fotovoltaica no Brasil	16
2.1.4. Pegadas hídricas, energéticas e de carbono	18
2.1.5. Externalidade do sistema fotovoltaico.....	21
2.2. OBJETIVOS	23
2.2.1. Objetivo geral.....	23
2.2.2. Objetivos específicos	23
2.3. METODOLOGIA.....	24
2.3.1. Ciclo de vida de módulos fotovoltaicos e termelétricas a combustíveis fósseis	24
2.3.2. Externalidade da saúde pública devido ao uso de termelétricas a combustíveis fósseis.....	28
2.3.3. Investimento na construção de usinas termelétricas no Brasil.....	30
2.3.4. Viabilidade de sistemas fotovoltaicos considerando a externalidade de fatores ambientais e saúde pública.....	31
2.4. RESULTADOS E DISCUSSÃO	44

2.4.1.	Impacto financeiro das pegadas: hídrica; energética; e de carbono, de sistema fotovoltaico e usina termelétrica a combustível fóssil	44
2.4.2.	Externalidade dos fatores ambientais de saúde pública em usina termelétrica a combustíveis fósseis	52
2.4.3.	Expansão da geração de energia no Brasil por meio de termelétricas a combustíveis fósseis	54
2.4.4.	Viabilidade de implantação de sistemas fotovoltaicos no Brasil.....	58
2.4.5.	Viabilidade da implantação de usina solar fotovoltaica em relação à usina termelétrica a combustível fóssil, no Brasil.....	63
2.5.	CONCLUSÕES	80
2.6.	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	82
Capítulo 3: Externalidade da diminuição da demanda de pico pela geração solar fotovoltaica		88
3.1.	INTRODUÇÃO	88
3.2.	OBJETIVOS	95
3.2.1.	Objetivo geral.....	95
3.2.2.	Objetivos específicos	95
3.3.	METODOLOGIA.....	96
3.3.1.	Caracterização da área de estudo	96
3.3.2.	Obtenção da curva de demanda	96
3.3.3.	Dimensionamento do sistema fotovoltaico	98
3.3.4.	Análise econômica da viabilidade de implantação do sistema fotovoltaico.....	101
3.4.	RESULTADOS E DISCUSSÃO	108
3.4.1.	Curva de demanda da pequena e da média agroindústria	108
3.4.2.	Sistema fotovoltaico para redução de pico de demanda.....	110
3.4.3.	Viabilidade da implantação de sistemas fotovoltaicos para a redução do pico de demanda	116
3.5.	CONCLUSÕES	119
3.6.	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	120
Capítulo 4: Conclusão geral.....		123
4.1.	CONCLUSÃO GERAL.....	123
4.2.	RECOMENDAÇÕES DE TRABALHOS FUTUROS	124
APÊNDICES		125

APÊNDICE 2.1: Análise de viabilidade econômica da implantação de sistema PV Mono, com ciclo de vida de 30 anos e taxa de desconto de 8% a.a., desconsiderando a pegada hídrica, energética e de carbono.....	125
APÊNDICE 2.2: Análise da viabilidade econômica da implantação de sistema PV Mono, com ciclo de vida de 30 anos e taxa de desconto de 12% a.a., desconsiderando a pegada hídrica, energética e de carbono.....	126
APÊNDICE 2.3: Análise de viabilidade econômica da implantação de sistema PV Poli, com ciclo de vida de 30 anos e taxa de desconto de 8% a.a., desconsiderando a pegada hídrica, energética e de carbono.....	127
APÊNDICE 2.4: Análise da viabilidade econômica da implantação de sistema PV Poli, com ciclo de vida de 30 anos e taxa de desconto de 12% a.a., desconsiderando a pegada hídrica, energética e de carbono.....	128
APÊNDICE 2.5: Análise da viabilidade econômica da implantação de sistema PV Mono, com ciclo de vida de 30 anos e taxa de desconto de 8% a.a., considerando a pegada hídrica, energética e de carbono.....	129
APÊNDICE 2.6: Análise da viabilidade econômica da implantação sistema PV Mono, com ciclo de vida de 30 anos e taxa de desconto de 12% a.a., considerando a pegada hídrica, energética e de carbono.....	130
APÊNDICE 2.7: Análise da viabilidade econômica da implantação de sistema PV Poli, com ciclo de vida de 30 anos e taxa de desconto de 8% a.a., considerando a pegada hídrica, energética e de carbono.....	131
APÊNDICE 2.8: Análise da viabilidade econômica da implantação de sistema PV Poli, com ciclo de vida de 30 anos e taxa de desconto de 12% a.a., considerando a pegada hídrica, energética e de carbono.....	132

LISTA DE QUADROS

Quadro 2.1: Emissões médias dos principais poluentes por cada tecnologia de geração de energia elétrica	15
Quadro 2.2: Concentrações de alguns poluentes que causam danos aos seres humanos	16
Quadro 2.4: Pegada hídrica de usinas termelétricas a combustíveis fósseis ...	26
Quadro 2.6: Pegada de carbono de termelétrica a combustível fóssil	27
Quadro 2.7: Custo unitário das pegadas hídrica, energética e de carbono	27
Quadro 2.8: Oferta interna de energia elétrica gerada e produção de CO ₂ por termelétricas a combustíveis fósseis no Brasil	28
Quadro 2.9: Fator de emissões dos principais poluentes produzidos por termelétricas no Brasil	29
Quadro 2.10: Custos associados a valores em 2016 dos efeitos sobre a saúde pública e impactos ambientais dos principais poluentes emitidos por termelétricas	29
Quadro 2.11: Capacidade de geração e investimento em construção de usinas termelétricas no Brasil	30
Quadro 2.12: Características básicas e composição do custo para 2016 do sistema fotovoltaico considerado neste estudo	33
Quadro 2.13 Irradiações solares globais diárias médias de capitais do Brasil onde foram feitas as simulações	34
Quadro 2.14: Parâmetros operacionais assumidos em cada cenário para o processo de análise econômica, corrigida a inflação, de sistema fotovoltaico	35
Quadro 2.15: Custo de investimento em usina termelétrica a combustíveis fósseis	36
Quadro 2.16: Custo com manutenção e operação (O&M) de usina termelétrica a combustíveis fósseis.....	37
Quadro 2.17: Custo do combustível usado na usina termelétrica a combustíveis fósseis	37
Quadro 2.18: Parâmetros operacionais assumidos em cada cenário para a análise econômica de viabilidade de implantação, corrigida a inflação, de usinas termelétricas a combustíveis fósseis.....	38

Quadro 2.19: Características básicas e composição do custo para 2016 de uma usina solar fotovoltaico de 177,4 MWp	39
Quadro 2.20: Tarifa de energia elétrica em capitais brasileiras selecionadas ..	40
Quadro 2.21: Preço médio da venda de energia elétrica, em capitais brasileiras, na CCEE.....	41
Quadro 2.22: Impacto financeiro da pegada hídrica, energética e de carbono de sistema fotovoltaico com tecnologia silício monocristalino, em um período de 30 anos de ciclo de vida útil, em capitais do Brasil..	45
Quadro 2.23: Impacto financeiro da pegada hídrica, energética e de carbono de sistema fotovoltaico com tecnologia silício policristalino, em um período de 30 anos de ciclo de vida útil, em capitais do Brasil..	46
Quadro 2.24: Impacto financeiro da pegada hídrica, energética, e de carbono de uma usina solar fotovoltaica de 177,4 MWp, com tecnologia silício policristalino, em um período de 30 anos de ciclo de vida útil, em capitais do Brasil	48
Quadro 2.25: Impacto financeiro da pegada hídrica, energética e de carbono de usina termelétrica a combustível fóssil de 31 WM, em 30 anos de ciclo de vida útil, em capitais do Brasil.	50
Quadro 2.26: Custo total resultante dos efeitos dos principais poluentes emitidos em uma usina termelétrica a combustível fóssil de 31 MW em todo seu ciclo de vida	53
Quadro 2.27: Custo com saúde e medidas de mitigação de impactos ambientais oriundos dos efeitos causados por poluentes emitidos em usina termelétrica de 31 MW a combustíveis fósseis	53
Quadro 2.28: Custo com saúde pública e impactos ambientais resultantes da poluição dos principais poluentes emitidos por termelétricas a combustível fóssil no Brasil	55
Quadro 2.29: Custo evitado com saúde pública e impactos ambientais resultante do investimento de 53,82 bilhões de reais para instalação de sistemas fotovoltaico de 2,5 kWp em residências brasileiras entre 2006 e 2016	56
Quadro 2.30: Custo evitado com saúde pública e impactos ambientais resultante do investimento de 664,21 bilhões de reais para a da	

instalação de sistemas fotovoltaico de 2,5 kWp em residências brasileiras entre 2006 e 2016	57
Quadro 2.31: Tarifa mínima de energia elétrica associada a irradiação mínima global média diária que viabiliza a implantação de sistema PV Poli e PV Mono dentro dos cenários de consumo e taxas de desconto de 8 e 12% a.a.	60
Quadro 2.31: Tarifa mínima de energia elétrica associada a irradiação mínima global média diária que viabiliza a implantação de sistema PV Poli e PV Mono dentro dos cenários de consumo e taxas de desconto de 8 e 12% a.a.	63
Quadro 2.32: Análise da viabilidade econômica da implantação de usina termelétrica a combustível fóssil de 31 MW, a taxa de desconto de 8% a.a., desconsiderando a externalidade de geração	64
Quadro 2.33: Análise da viabilidade econômica da implantação de usina termelétrica a combustível fóssil de 31 MW, a taxa de desconto de 12% a.a., desconsiderando a externalidade de geração	65
Quadro 2.33: Análise da viabilidade econômica da implantação de usina solar fotovoltaica de 177,4 MWp, com ciclo de vida de 30 anos e taxa de desconto de 8% a.a., desconsiderando a externalidade de geração.....	67
Quadro 2.34: Análise da viabilidade econômica da implantação de usina solar fotovoltaica de 177,4 MWp, com ciclo de vida de 30 anos e taxa de desconto de 12% a.a., desconsiderando a externalidade de geração.....	68
Quadro 2.34: Análise da viabilidade econômica da implantação da usina termelétrica a combustível fóssil de 31 MW, com ciclo de vida de 30 anos e taxa de desconto de 8% a.a., considerando a externalidade de geração	70
Quadro 2.36: Análise da viabilidade econômica da implantação de usina solar fotovoltaica de 177,4 MWp, com ciclo de vida de 30 anos e taxa de desconto de 8% a.a., considerando a externalidade de geração.....	72
Quadro 2.37: Análise da viabilidade econômica da implantação de usina solar fotovoltaica de 177,4 MWp, com ciclo de vida de 30 anos e taxa	

de desconto de 12% a.a., considerando a externalidade de geração.....	72
Quando 2.38: Custo nivelado de energia em usina solar fotovoltaica de 177,4 MWp e em usinas termelétricas de 31 MW a combustíveis fósseis, considerando ou desconsiderando a externalidade de fatores ambientais e de saúde pública, em capitais brasileiras .	76
Quando 2.39: Custo nivelado de energia em sistemas fotovoltaicos e em usinas termelétricas de 31MW a combustíveis fósseis, considerando ou desconsiderando a externalidade de fatores ambientais e de saúde pública, em capitais brasileiras	78
Quadro 3.1: Demanda horária da pequena e da média agroindústria estudadas	97
Quadro 3.2: Menores irradiações solares globais horárias, registradas num período de um ano, para a pequena e para a média agroindústria estudadas	99
Quadro 3.3: Características básicas e composição do custo para 2017 do sistema fotovoltaico considerado nesta pesquisa.....	101
Quadro 3.4 Irradiações solares globais diárias médias das agroindústrias avaliadas	102
Quadro 3.5: Parâmetros operacionais assumidos em cada cenário para o processo de análise econômica, corrigida a inflação, de sistema fotovoltaico	103
Quadro 3.6: Demanda contratada e valores de tarifa de energia elétrica na modalidade tarifária horo-sazonal verde aplicada a pequena e a média agroindústria avaliadas nesta pesquisa	104
Quadro 3.7: Análise de viabilidade econômica da implantação de sistema fotovoltaico para redução da demanda de pico em agroindústrias, desconsiderando o ganho econômico da externalidade	116
Quadro 3.8: Análise de viabilidade econômica da implantação de sistema fotovoltaico para redução da demanda de pico em agroindústrias, considerando o ganho econômico da externalidade	117

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1: Participação anual das diferentes fontes de geração de energia elétrica na matriz energética brasileira.	11
Figura 2.2: Representação do ciclo de vida de um módulo fotovoltaico.	19
Figura 2.3: Pegada energética durante o ciclo de vida para várias tecnologias empregadas em módulos fotovoltaicos.....	20
Figura 2.4: Tempo de retorno da pegada energética durante o ciclo de vida de módulos fotovoltaicos para várias tecnologias.....	21
Figura 2.5: Pegada energética média de diferentes tecnologias fotovoltaicas durante o ciclo de vida de 30 anos.	25
Figura 3.1: Curva de carga típica do setor residencial.....	92
Figura 3.2: Curvas de carga típica do setor comercial.....	93
Figura 3.3: Curvas de carga típicas do setor industrial	93
Figura 3.4: Curva de demanda horária representativa da pequena agroindústria estudada.	108
Figura 3.5: Curva de demanda horária representativa da média agroindústria estudada.	109
Figura 3.6: Curva de demanda da pequena agroindústria avaliada antes e depois da implantação do sistema fotovoltaico (PV).....	111
Figura 3.7: Curva de demanda da média agroindústria avaliada antes e depois da implantação do sistema fotovoltaico (PV).	111

LISTA DE SÍMBOLOS E ABREVIATURAS

ANEEL	- Agência Nacional de Energia Elétrica.
BNDES	- Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social.
CCEE	- Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.
CEMIG	- Companhia Energética de Minas Gerais.
CO	- Monóxido de carbono.
CO ₂	- Dióxido de carbono.
CO ₂ -eq	- Carbono equivalente.
COFINS	- Contribuição para o Programa de Integração Social.
CNE	- Custo nivelado de energia.
EPE	- Empresa de Pesquisa Energética
ICMS	- Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços.
MME	- Ministério de Minas e Energia.
NO _x	- Óxidos de nitrogênio.
ONS	- Operador Nacional do Sistema Elétrico.
PIS	- Contribuição para o Programa de Integração Social.
PM _{2,5}	- Particulado até 2,5 µm.
PM ₁₀	- Particulado acima de 2,5 µm até 10 µm.
PRODEEM	- Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios.
ProGD	- Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica.
PU	- Por unidade.
PV	- Sistemas fotovoltaicos.
PV Mono	- Sistema fotovoltaico com tecnologia silício monocristalino conectado à rede
PV Poli	- Sistema fotovoltaico com tecnologia silício policristalino conectado à rede.
SIN	- Sistema Interligado Nacional.
SO ₂	- Dióxido de enxofre.
SO ₄	- Sulfato.
SO _x	- Óxidos de enxofre.
TIR	- Taxa interna de retorno.
VPL	- Valor presente líquido.

RESUMO

VIANA, Lucas de Arruda, M.Sc., Universidade Federal de Viçosa, fevereiro de 2017. **Avaliação de externalidades ambientais, saúde pública e demanda de pico de sistemas solares fotovoltaicos**. Orientador: Delly Oliveira Filho. Coorientadoras: Antônia Sônia Alves Cardoso Diniz e Olga Moraes Toledo.

O aumento da expectativa de vida da população brasileira bem como melhoria no padrão de vida tem levado ao consumo cada vez maior de energia elétrica. Com o objetivo de ofertar mais energia, frente à necessidade, o Brasil tem investido principalmente na construção de usinas termelétricas e usinas hidrelétricas. As primeiras possuem alto custo de geração de energia e, além disto, tem grande impacto socioambiental devido às emissões de poluentes. As segundas, apesar de serem as mais baratas na geração de energia elétrica, estão sendo implantadas em distâncias cada vez maiores em relação aos pontos de consumos, o que tem levado ao aumento das perdas na transmissão. Os custos com licenciamento e mitigação de impactos ambientais com projeto e implantação de hidroelétricas e termelétricas também têm crescido. Todos estes custos são repassados ao consumidor por meio das tarifas de energia elétrica. Neste contexto, o objetivo principal desta dissertação foi avaliar os benefícios de externalidades da geração solar fotovoltaica na análise da viabilidade de implantação de sistemas fotovoltaicos como forma de entender melhor os impactos de tais sistemas de geração e de subsidiar a formulação do planejamento energético e de políticas públicas para o setor. Foram avaliados os impactos financeiros da poluição e das pegadas hídrica, energética, e de carbono, de usinas termelétricas a combustíveis fósseis e de sistemas fotovoltaicos. Foram simulados e comparados os custos nivelados de energia de usina fotovoltaica com usinas termelétricas a combustível fóssil. Avaliaram-se também os benefícios de uso de sistema fotovoltaicos para reduzir a demanda de pico de energia elétrica e os benefícios para o consumidor e para o sistema elétrico de potência. Como resultado, dentro do modelo proposto, foi verificado ao avaliar as externalidades: de fatores ambientais e custos evitados com a saúde pública; e de diminuição da demanda de pico, que usinas solares fotovoltaicas são investimento de maior retorno econômica que usina termelétrica a combustível fóssil. Sistemas fotovoltaicos, além de protegerem o consumidor das altas tarifas de energia

elétrica e reduzir a demanda de pico, reduzem as perdas técnicas na distribuição e contribuem para não aumentar emissões atmosféricas e gastos com saúde pública.

ABSTRACT

VIANA, Lucas de Arruda, M.Sc., Universidade Federal de Viçosa, February, 2017. **Evaluation of environmental externalities, public health and peak demand for photovoltaic solar systems**. Advisor: Dely Oliveira Filho. Co-advisors: Antônia Sônia Alves Cardoso Diniz and Olga Moraes Toledo.

The increase in the life expectancy of the Brazilian population, as well as, the improvement in the standard of living has led to an increase in electricity's consumption. In order to provide more energy in order to face the Brazilian needs has demanded investments in the construction of thermoelectric and hydroelectric plants. The first ones have a higher energy costs and in addition they have a great socio-environmental impact due to emissions of pollutants. The second ones despite being the cheapest has been deployed at even longer distances from the consumption centers, which has increased transmission losses. The costs of licensing and mitigating the environmental impacts with the design and implementation of hydroelectric and thermoelectric plants have also increased. All these costs has been passed on to the consumer through the electricity tariff. In this context, the main objective of this dissertation was to evaluate the benefits of photovoltaic solar generation externalities in the feasibility analysis of photovoltaic systems as a way to better understand the impacts of such generation systems and to subsidize the formulation of energy and policy planning. The financial impacts of pollution and water, energy and carbon footprints from thermoelectric plants to fossil fuels and photovoltaic systems were evaluated. The energy costs of photovoltaic power plants with fossil fuel power plants were simulated and compared. The benefits of photovoltaic system use were also evaluated to reduce the demand for peak electric energy and the benefits for the consumer and the electric power system. As a result, within the proposed model, it was verified when evaluating externalities: environmental factors and costs avoided with public health; and the reduction of peak demand, those solar photovoltaic plants is an investment of greater economic viability in electric power generation than fossil fuel power plant. Photovoltaic systems, in addition to protecting consumers from high electricity tariffs and reducing peak demand, reduce technical losses in distribution and help to increase atmospheric emissions and public health spending.

Capítulo 1: Considerações iniciais

1.1.INTRODUÇÃO GERAL

A população mundial bem como os padrões de vida tem aumentado. Aliado a isto, a necessidade por maior quantidade de energia tem crescido significativamente.

As principais fontes de energia nos países desenvolvidos são a partir de combustíveis fósseis como: gás natural; carvão mineral; e derivados de petróleo, bem como a energia nuclear. Estes além de não serem renováveis são extremamente poluentes, causando custos elevados com mitigação de impactos socioambientais.

Estima-se que para ter o crescimento econômico mundial em torno de 1,5% ao ano, entre 2010 a 2030, o consumo de petróleo aumentará em 22%, o de gás natural em 42% e de carvão em 53% (Mitscher e Rütther, 2012). Com o aumento do consumo de combustíveis fósseis, maior quantidade de poluentes serão lançados na atmosfera.

Preocupados com sua matriz energética predominante em combustíveis fósseis, países desenvolvidos têm assinado acordos que preveem a diminuição de poluição e aumento da participação de fontes renováveis de energia em suas matrizes.

Na 21ª Conferência das Partes (COP-21) foi aprovado por 195 partes da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (UNFCCC) o chamado Acordo de Paris. Neste ficou firmado que os países ricos deverão garantir o financiamento de US\$ 100 bilhões por ano em medida de redução de emissões de gases de efeitos estufa (ONU, 2016).

A União Europeia em 2014 aprovou plano de limitar as emissões até 2030 em 60% do nível de emissão de 1990 e uma participação mínima de 27% de fontes renováveis de energia na matriz energética de cada país membro. A energia solar fotovoltaica é uma das fontes renováveis que está sendo muito incentivada na Europa, com destaque para a Alemanha e a Espanha (Schroeter et al., 2016).

O Brasil segue o mesmo padrão de crescimento e melhoria de vida da população que a do mundo, em consequência o consumo de energia tem aumentado.

Para ofertar maior quantidade de energia o Brasil tem seguindo caminho contrário a muitos países desenvolvidos. O país tem investido e incentivado a construção de usinas termelétricas a combustíveis fósseis, aumentando a participação de fontes muito poluentes e não renováveis de energias na matriz energética (ANEEL, 2016b).

A geração de energia elétrica no Brasil é predominante por hidrelétricas. Estas contribuem com mais de 60% de toda a energia elétrica gerada no ano, além disto, o custo de geração por hidroeletricidade é muito baixo se comparado a termelétricas (EPE, 2016)

As tarifas de energia elétrica no Brasil são uma das mais caras no mundo, e a cada ano não vem aumentando mais. Este aumento deve-se principalmente pelo acionamento cada vez mais frequente das usinas termelétricas a combustíveis fósseis.

Além de favorecer o aumento das tarifas de energia essas termelétricas causam grande impacto socioambiental. Muitos estudos têm estimado os impactos deste tipo de usina no mundo.

Segundo Guttikunda e Jawahar (2014) em estudo realizado na Índia entre os anos de 2010 e 2011, uma capacidade instalada de 121 GW gerada por termelétricas a carvão gerou milhares de toneladas de: material particulado de até 2,5 μm ($\text{PM}_{2,5}$); SO_x ; NO_x ; CO; CO_2 ; e de compostos orgânicos voláteis. Estas emissões resultaram em um número estimado de 115.000 mortes prematuras e 20,0 milhões de casos de asma pela exposição à poluição de $\text{PM}_{2,5}$, o que custou ao cofre público do governo da Índia o estimado de cerca de US\$ 4,6 bilhões.

Os estudos realizados por Garcia et al. (2012) mostram que os trabalhadores de usinas termelétricas expostos a compostos orgânicos voláteis têm um risco significativamente elevado de danos no DNA. Portanto estão mais susceptíveis a desenvolverem câncer se comparado a indivíduos que não estão expostos a estes poluentes.

Czarnowska e Frangopoulos (2012) estimaram um aumento no custo de geração, em média, de 3,9 €/MWh devido aos impactos sobre a saúde da

população resultante das emissões de termelétrica a carvão mineral em capitais da Europa.

Diante disto, atrelado à geração de energia elétrica por usinas termelétricas vêm um grande fardo sobre a população, em especial as próximas às usinas.

Uma alternativa a geração por usinas termelétrica a combustíveis fósseis, é a geração solar fotovoltaica. É a fonte de energia renovável mais incentivada na Europa para reduzir o uso de termelétricas a combustíveis fósseis e evitar novas emissões de poluentes.

No Brasil, os sistemas fotovoltaicos tornaram-se uma opção interessante e de grande potencial, graças à união das características: grande disponibilidade de irradiação solar; altas tarifas de energia elétrica e redução do preço de módulos fotovoltaicos a cada ano (Jannuzzi e Melo, 2013; Santos et al., 2012).

A avaliação econômica tradicional de sistemas fotovoltaicos é normalmente realizada baseada somente nos custos de instalação, manutenção e operação e nos custos da energia gerada. Apesar de correta, esta avaliação pode levar a enganos quanto à viabilidade econômica na utilização destes sistemas, pois há benefícios indiretos, também denominados de externalidades, associados ao uso de sistemas fotovoltaicos que não são normalmente quantificados, pelo menos explicitamente.

Essas externalidades podem influenciar significativamente a viabilidade econômica de implantação de sistemas fotovoltaicos.

Sistemas fotovoltaicos são fontes renováveis de energia que não emite nenhum poluente durante toda geração de energia, portanto todos os custos que se teria com mitigação de impactos ambientais e com tratamento de doenças resultantes de emissões de poluentes, não há para a geração solar fotovoltaica, em contrapartida para outras formas de geração de eletricidade há estes custos (Kang et al., 2012). Estes benefícios e economias constituem a chamada externalidade de fatores ambientais e saúde pública.

A geração solar fotovoltaica distribuída pode contribuir para aliviar a carga no sistema de distribuição de energia, adiar a ampliação da capacidade dos sistemas elétricos de transmissão e distribuição e prolongar a vida útil dos componentes da rede, ou seja, modificar significativamente a curva de carga, de consumidores individuais e de alimentadores de sistemas de distribuição de

energia elétrica. Além disto, pode suprir parte da demanda dos horários de ponta, evitando sobrecargas no sistema de distribuição melhorando a qualidade de energia (Toledo et al., 2013). Assim o perfil de tensão e o fator de carga podem melhorar como consequência da instalação de sistemas fotovoltaicos. Estes benefícios constituem a externalidade de diminuição da demanda de pico.

Há muita mais externalidade que estas duas apresentadas, Xavier (2015) em estudo avaliando a externalidades de sistemas fotovoltaicos contabilizou 20 externalidades de sistemas fotovoltaicos.

A melhor forma de incentivo ao uso de sistemas fotovoltaico no Brasil foi graças a instituição da Resolução Normativa nº 482 da ANEEL de 17 de abril de 2012, modificada pela Resolução Normativa nº 687 da ANEEL de 24 de novembro de 2015. Estas normativas definem as condições gerais para implantação de sistemas de microgeração e mineração distribuída de energia elétrica e insere a política de crédito de energia (*net metering*) no Brasil.

Esse incentivo ainda é pouco, pois o custo inicial de implantação de sistema fotovoltaico é alto e só torna possível para pessoas com alta renda, o que não representa a grande maioria da população brasileira. Deste modo são necessários incentivos que promovam a participação da maioria dos brasileiros. Ao invés de incentivar gerações poluidoras não renováveis, porque não fontes de geração renováveis e não poluidoras como a fotovoltaica.

Diante destas perspectivas, melhorar o incentivo e o investimento em sistemas fotovoltaicos seria um modo de diversificar a matriz energética brasileira, melhorar a confiabilidade energética, aliviar a carga no sistema de distribuição, reduzir a implantação de termelétricas, proteger o consumidor das altas tarifas de energia elétrica, reduzir a emissões de poluentes e os seus efeitos diretos e indiretos.

1.2. ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

O conteúdo presente nesta dissertação de mestrado está distribuído em 4 capítulos.

Uma introdução geral dos assuntos abordados nesta dissertação, bem como outras considerações importantes, é apresentada no Capítulo 1.

No Capítulo 2 é apresentado o estudo de viabilidade econômica da implantação de sistemas fotovoltaico em comparação a usinas termelétricas a combustíveis fósseis considerando os benefícios da externalidade de fatores ambientais e saúde pública na análise.

Um estudo aprofundado da externalidade de diminuição de demanda pela geração solar fotovoltaica e seus efeitos na economia de gastos com energia elétrica e redução da demanda de pico para a concessionária de energia e para o consumidor é apresentado no Capítulo 3.

Por fim, no Capítulo 4 são apresentadas as principais conclusões de cada capítulo e futuros trabalhos que podem ser desenvolvidos a partir desta pesquisa de mestrado.

1.3. LIMITAÇÕES DA PRESENTE PESQUISA

Esta pesquisa estimou os impactos das emissões de poluentes e das pegadas hídrica, energética e de carbono a partir de dados de estudos realizados em outros países, visto a falta de literatura deste tipo aplicada ao padrão brasileiro. O ideal seria monitorar as emissões de poluentes de uma usina termelétrica a combustível fóssil no Brasil e medir o impacto econômico decorrente dos efeitos dos poluentes sobre a saúde da população brasileira e o meio ambiente.

Partes das simulações deste estudo foram a partir de dados médios. O melhor seria estudar um caso real e obter dados reais deste e realizar os estudos.

A dificuldade de quantificar o valor de uma vida, bem como a redução da expectativa de vida de um ser humano ao contrair uma doença e curar-se desta levou esta pesquisa a usar dados de literatura. Acredita-se que os efeitos da poluição causada por termelétrica a combustíveis fósseis são muito superiores que aos quantificados nesta pesquisa.

1.4. CONTRIBUIÇÃO DA PESQUISA

Com os resultados desta pesquisa de mestrado espera-se contribuir para melhorar o entendimento dos efeitos da crescente inserção da geração solar fotovoltaica na matriz energética brasileira. Deve-se ter em mente que o atual

cenário de geração de eletricidade no Brasil é de aumento da participação de usinas termelétricas a combustível fóssil.

Esta pesquisa mostra que sistemas fotovoltaicos apresentam externalidades benéficas para a geração de energia elétrica as quais usinas termelétricas a combustíveis fósseis não têm. Mostra que o investimento de sistemas fotovoltaicos é uma melhor alternativa de geração de energia elétrica que termelétricas a combustíveis fósseis.

Os resultados deste estudo mostram que vários benefícios podem ser alcançados ao investir em sistemas fotovoltaicos, tais como: diminuir a participação de fontes geradoras de energia elétrica que sejam poluentes; reduzir a conta de energia elétrica de consumidores; reduzir a demanda de pico de alimentadores e de consumidores; e aumentar a confiabilidade energética.

Portanto, este trabalho traz um novo olhar para sistemas fotovoltaicos que as tradicionais avaliações não quantificam.

1.5. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. BIG - Banco de Informações de Geração. Capacidade de Geração do Brasil. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>. Acesso em: 28 de outubro de 2016.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015.

Czarnowska, L., Frangopoulos, C. A. Dispersion of pollutants, environmental externalities due to a pulverized coal power plant and their effect on the cost of electricity. *Energy*, 41, p. 212 - 219, 2012.

EPE - Empresa de Pesquisa Energética. Balanço Energético Nacional. Relatórios Finais de 2006 a 2016. Disponível em: <https://ben.epe.gov.br/default.aspx>. Acesso em: 26 de outubro de 2016.

Garcia, P.V.; Linhares, D.; Amaral, A.F.S.; Rodrigues, A.S. Exposure of thermoelectric power-plant workers to volatile organic compounds from fuel oil: Genotoxic and cytotoxic effects in buccal epithelial cells. *Mutation Research/Genetic Toxicology and Environmental Mutagenesis*, Elsevier. v.747, p.197- 201, 2012.

Guttikunda S.K.; Jawahar, P. Atmospheric emissions and pollution from the coal-fired thermal power plants in India. *Atmospheric Environment*, Elsevier. v.92, p.449 - 460, 2014.

Jannuzzi, G. M.; Melo, C. A. Grid-connected photovoltaic in Brazil: Policies and potential impacts for 2030. *Energy for Sustainable Development*, Elsevier. v.17, p. 40 - 46. 2013.

Kang, S., Yoo, S., Lee, J., Boo, B., Ryu, H. Experimental investigations for recycling of silicon and glass from waste photovoltaic modules. *Renewable Energy*, v. 47, p. 152 -159, 2012.

Mitscher, M.; Rüther, R. Economic performance and policies for grid-connected residential solar photovoltaic systems in Brazil. *Energy Policy*, Elsevier. v.49, p.688 - 694, 2012.

ONU, United Nations. World population projected to reach 9.7 billion by 2050. Notícias 29 de julho de 2015, disponível em: <http://www.un.org/en/development/desa/news/population/2015-report.html>, acesso em: 07 de maio de 2016.

Santos, A. C., Romero, S. C., Molina, C. P., Gil, M. C. Profitability analysis of grid-connected photovoltaic facilities for household electricity self-sufficiency. *Energy Policy*, Elsevier. v.51, p.749 - 764, 2012.

Schroeter, R., Scheel, O., Renn, O., Schweizer, P. Testing the value of public participation in Germany: Theory, operationalization and a case study on the evaluation of participation. *Energy Research & Social Science*, v.13, p.116 - 125, 2016.

Toledo, O.M., Oliveira Filho, D., Diniz, A.S.A.C, Martins, J.H. e Vale, M.H.M. Methodology for Evaluation of Grid-Tie Connection of Distributed Energy Resources - Case Study With Photovoltaic and Energy Storage. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 28, n. 2, 2013.

Xavier, G. A. Análise de externalidades da geração fotovoltaica distribuída no brasil. Página 89. Tese (Doutorado em Engenharia Agrícola). Universidade Federal de Viçosa, Viçosa, MG. 2015.

Capítulo 2: Externalidades de fatores ambientais e saúde pública da geração solar fotovoltaica

2.1.INTRODUÇÃO

2.1.1. Panorama de geração e distribuição de energia elétrica no Brasil

Ao longo das últimas décadas, houve uma intensificação do crescimento econômico mundial, assim como o aumento da população. Em função desta tendência, existe um consenso em torno da grande necessidade de se obter energia em quantidade e qualidade cada vez maiores e com mínimo impacto ambiental.

O número de habitantes no planeta era de 7,3 bilhões de pessoas em 2015 e há uma previsão de ultrapassar os 11 bilhões de habitantes em 2100 (ONU, 2016a). Concomitante, houve um aumento da expectativa de vida da população, bem como das melhorias das condições de vida como um todo.

O crescimento da população mundial somado ao aumento dos padrões de vida tem levado ao consumo cada vez maior de energia, em especial o consumo de combustíveis fósseis. Tais são poluentes, contribuem para o aumento das emissões de gases de efeito estufa e são fontes energias não renováveis. Considerando-se um crescimento econômico mundial de 1,5% ao ano, entre 2010 a 2030, estima-se o aumento de consumo de petróleo em 22%, de gás natural em 42% e de carvão em 53% (Mitscher e Rüther, 2012; Martins et al., 2008).

A redução das reservas petrolíferas, aliada aos impactos ambientais oriundos da exploração e da utilização das energias não renováveis, somado ao crescimento contínuo da população; o aumento da demanda por energia e a crescente preocupação ambiental, tem levado ao aumento da procura de fontes renováveis de energia e que provoquem o menor impacto ambiental possível. Diante disto, a energia solar, em específico a energia solar fotovoltaica, vem como uma excelente opção de fonte de energia renovável para atender à crescente demanda.

A geração de energia elétrica por meio de dispositivos fotovoltaicos acarreta um impacto ambiental reduzido em comparação à outras formas de

geração, principalmente quando comparada com aquelas que utilizam combustíveis fósseis, como termelétricas a gás natural, a óleo combustível ou a carvão. A geração de energia elétrica fotovoltaica pode atender a áreas onde a implantação de rede elétrica convencional é tecnicamente e economicamente inviável (Cabral e Viera, 2012).

O Brasil em especial, é um país com abundância de radiação solar durante todo o ano e em toda sua extensão territorial, desta forma tem alto potencial para a utilização de sistemas fotovoltaicos conectados à rede (Cabral e Viera, 2012; Mitscher e Rüther, 2012; Jannuzzi e Melo, 2013).

No Brasil, os sistemas fotovoltaicos (PV) tornaram-se uma opção interessante e de grande potencial, devido à combinação de alguns fatores a citar: (i) altas tarifas residenciais, variando de 0,465 até 0,932 R\$ por kWh (Jannuzzi e Melo, 2013); (ii) grande disponibilidade de recursos de radiação solar, que varia de mais de 1500 para quase 2.200 kWh/m²/ano, que é superior a países líderes em uso de sistemas fotovoltaicos, tal como a Espanha que tem entre 1300 para quase 2.100 kWh/m²/ano (Santos et al., 2012); e (iii) redução internacional dos preços de módulos solares, que reduziu de cerca de 47,2 R\$/W em 1980 para cerca de 2,05 R\$/W em 2012, representando uma diminuição em torno de 96% em um período de 32 anos (Jannuzzi e Melo, 2013). É devido a estes fatores que a geração de eletricidade por meio de sistemas fotovoltaicos vem aumentando sua participação matriz de geração de energia elétrica brasileira. Entre 2014 e 2015 o crescimento foi de 97% (MME, 2016).

No Brasil a maior parte da geração de eletricidade vem de usinas hidroelétricas, que chegam a contribuir com mais de 90% em períodos úmidos. Para se ter uma ideia, em 2015 as hidroelétricas contribuíram com 64% de toda a matriz geração de energia elétrica (MME, 2016). Este tipo de geração tem o benefício de ser de baixo custo de geração e reduzida poluição, porém em função da forma pontual como a energia elétrica do Brasil é gerada, o centro de geração está distante dos centros consumidores, vem provocando o aumento das perdas e o custo com transmissão, além de baixa segurança no fornecimento (Mitscher e Rüther, 2012; Diniz et al., 2011).

A Figura 2.1 apresenta a distribuição percentual no ano de 2015 de participação das diferentes fontes de geração de energia elétrica na matriz

energética brasileira. É possível notar que a matriz depende predominantemente da geração hidroelétrica (Mitscher e Rüter, 2012).

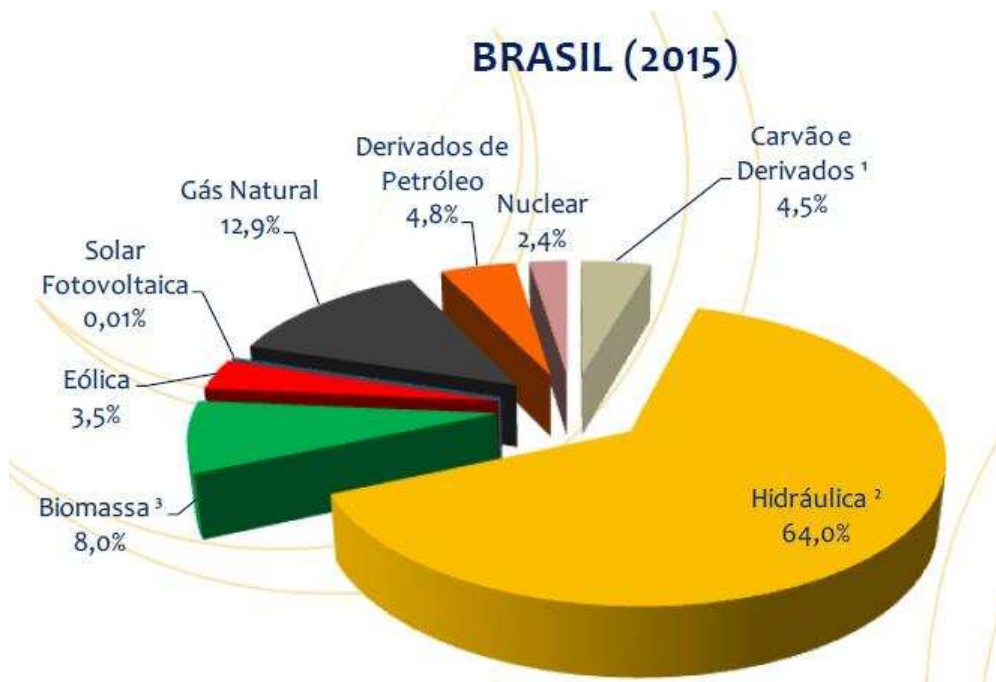


Figura 2.1: Participação anual das diferentes fontes de geração de energia elétrica na matriz energética brasileira.

Fonte: (MME, 2016).

Isso é um problema, já que períodos de seca prolongados provocam desabastecimento de energia, como o que aconteceu em 2001, 2014 e 2015.

Esses períodos prolongados de seca têm afetado a geração de eletricidade por hidroelétricas, levando ao acionamento de termelétricas cada vez mais e consequente aumento do custo total de produção e a tarifa final ao consumidor (Mitscher e Rüter, 2012).

A tarifa de energia elétrica brasileira é uma das maiores do mundo. Com o objetivo de tornar mais transparente o custo total de energia ao consumidor, a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL introduziu em 2015 a política de bandeiras tarifárias, de acordo com a Resolução Normativa nº 547, de 16 de abril de 2013. Há três tipos de bandeiras tarifárias:

- Verde: sem custo adicional à tarifa de energia;
- Amarela: custo adicional à tarifa de R\$ 0,015 para cada quilowatt-hora (kWh) gasto;
- Vermelha Patamar 1: custo adicional à tarifa de R\$ 0,030 para cada kWh gasto; e

- Vermelha Patamar 2: custo adicional à tarifa de R\$ 0,045 para cada kWh gasto.

As bandeiras tarifárias não são um novo custo à conta de energia elétrica do consumidor. Ela representa o repasse do custo adicional de geração de eletricidade em momentos desfavoráveis de geração por meio das hidroelétricas. Esse custo antes já era repassado ao consumidor. O que muda é que agora o custo é repassado no mesmo período de tempo em que é gerada a energia, e o consumidor é informado de forma mais clara através das bandeiras sobre o custo adicional, já nos anos antecessores a 2015, o custo era repassado um ano, para mais, após o período de geração, e o consumidor só percebia o aumento da tarifa, não ficando muito claro o porquê (ANEEL, 2016a).

A cada mês, as condições de operação do sistema são reavaliadas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, que define a melhor estratégia de geração de energia para atendimento da demanda. A partir dessa avaliação, é definido se as termelétricas deverão ser acionadas ou não. Se o custo variável da térmica mais cara for menor que R\$ 200/MWh, então a Bandeira é verde. Se estiver entre R\$ 200/MWh e R\$ 388,48/MWh, a bandeira é amarela. E se for maior que R\$ 388,48/MWh, a bandeira será vermelha.

No final de cada ano a ANEEL define o valor das bandeiras tarifárias para o ano seguinte, considerando a previsão das variações relativas aos custos de geração por fonte termelétrica e à exposição aos preços de liquidação no mercado de curto prazo que afetem os agentes de distribuição de energia elétrica conectados ao Sistema Interligado Nacional - SIN (ANEEL, 2016a).

O crescimento populacional e econômico do Brasil, somado a períodos de secas cada vez mais frequentes, tem exercido pressão ao setor energético para maior oferta de energia e segurança. Para aumentar a segurança no abastecimento e oferta, os governos têm investido nos remanescentes potenciais hidroelétricos, além de novas usinas termelétricas. Isto tem agravado os efeitos negativos na matriz energética brasileira que de uma situação predominante de geração hidroelétrica, passa para uma situação em que fontes de geração poluidora, como as termelétricas à combustíveis fósseis, vem sendo inseridas cada vez mais no sistema.

Distâncias cada vez maiores do ponto de geração e de consumo têm aumentado as perdas na transmissão e os custos. Os custos com

licenciamento e mitigação de impactos ambientais com o projeto e implantação de hidroelétricas e termelétricas também tem crescido. Conseqüentemente, o preço da tarifa de energia elétrica cobrado do consumidor tem aumentado acima da inflação a cada ano (Mitscher e Rüter, 2012 e; Rüter e Zilles, 2011).

Diante desse panorama de geração e distribuição atual do Brasil, os sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica têm as características: de poder melhorar a segurança energética; de ser ecologicamente sustentável, já que os impactos ambientais de implantação do sistema e geração de eletricidade são próximos de zero; de reduzir as perdas de transmissão e escassez de oferta de energia em períodos de baixo volume dos reservatórios das hidroelétricas; e de proteger os proprietários de continuo aumento da tarifa (Mitscher e Rüter, 2012; Rüter e Zilles, 2011).

2.1.2. Usinas termelétricas a combustíveis fósseis e seus impactos ambientais

Geração de energia elétrica a partir de usinas termelétricas é usada em todo o mundo. Este tipo de geração tem o benefício de poder atender quaisquer locais, desde que tenha recurso para a combustão. Além disto, são fundamentais para trabalhar como usinas de margens, ou seja, usinas que operam para tender os picos de demanda, neste caso em geral são do tipo que operam com turbina a gás. Apesar dos benefícios, as termelétricas causam grandes impactos ambientais, o que resulta em custos altíssimos para a correção ou mitigação destes.

Segundo Guttikunda e Jawahar (2014) as usinas termelétricas são um grande fardo para a saúde humana. Para se ter ideia, na Índia entre os anos de 2010 e 2011, a capacidade instalada de 121 GW gerado por termelétricas, consumiu 503 milhões de toneladas de carvão e gerou cerca de: 580 mil toneladas de material particulado de 2,5 μm ($\text{PM}_{2.5}$); 2100 mil toneladas de dióxido de enxofre; 2000 mil toneladas de óxidos de nitrogênio; 1100 mil toneladas de monóxido de carbono; 100 mil toneladas de compostos orgânicos voláteis; e 665 milhões de toneladas de dióxido de carbono. Estas emissões resultaram em um número estimado de 80.000 a 115.000 mortes prematuras e 20,0 milhões de casos de asma de exposição à poluição $\text{PM}_{2.5}$, o que custou

aos cofres públicos do governo da Índia o estimado de US\$ 3,2 a 4,6 bilhões naquele ano.

Trabalhadores de usinas termelétricas estão constantemente expostos a altos níveis de substâncias gasosas potencialmente genotóxicas, tais como compostos orgânicos voláteis (COVs) provenientes da combustão do óleo combustível ou o processamento de nafta. Os estudos feitos por Garcia et al. (2012) mostram que os trabalhadores das usinas de energia elétrica expostos a COVs têm um risco significativamente elevado de danos à saúde, inclusive no DNA. Portanto, estão mais susceptíveis a desenvolverem câncer se comparado a indivíduos que não estão expostos a estes poluentes.

Raja et al. (2015) mostram em seu trabalho com centrais térmicas que além de ser fonte de fornecimento de energia, elas estão causando poluição do solo levando à sua degradação da fertilidade e contaminação. Emissões de partículas e de oligoelementos durante a produção de energia em termelétricas a carvão mineral estão associados a efeitos adversos significativos sobre a saúde humana, animal e saúde do solo. Segundo eles, os metais pesados: cádmio; níquel; cobre; chumbo; arsênio; cromo; e zinco contaminam o solo a partir de emissões de materiais particulados por termelétricas a combustíveis fósseis, e isto pode ser uma principal via de exposição humana a esses elementos tóxicos.

Dos estudos feitos por Khillare et al. (2012) e Raja et al. (2015) é possível entender que as termelétricas causam prejuízo na agricultura, uma vez que pode reduzir as áreas de exploração agropecuária, visto a poluição que causam ao ar e ao solo.

As termelétricas a combustíveis fósseis produzem uma ampla categoria de emissões. Os principais poluentes lançados na atmosfera a partir da combustão para geração de eletricidade no Brasil são: NO_x; SO_x; CO; CO₂; e materiais particulados. De maneira abrangente e cada com seu efeito, eles comprometem o sistema respiratório e cardiovascular, formam chuvas ácidas que causa prejuízo a monumentos, na agricultura, no solo e na água.

Gouveia et al. (2003) estimou os efeitos da poluição do ar na saúde das populações das cidades do Rio de Janeiro e de São Paulo. Seu trabalho mostra o aumento percentual de internações devido a doenças respiratórias, correspondente a incrementos nos níveis de poluentes, principalmente em crianças e em idosos.

Czarnowska e Frangopoulos (2012) avaliaram os custos externos, relacionado à saúde da população, de uma termelétrica a carvão mineral em capitais da Europa. Os resultados do estudo mostraram um aumento no custo, em média, de 3,9 €/MWh. Segundo eles, os custos são referentes, a prejuízos na diminuição na produtividade agrícola, danos nas construções, como corrosão, danos na saúde e na biodiversidade, sendo a saúde humana responsável por aproximadamente 90% dos custos.

Quando se relaciona a capacidade de gerar energia elétrica com a saúde humana é notável a ausência de poluição do ar pela utilização da geração fotovoltaica enquanto que termelétricas liberam gases que afetam a saúde humana principalmente no sistema respiratório e cardíaco (Massaeli, 2011). O Quadro 2.1 traz as emissões médias de cada tecnologia geradora de energia elétrica.

Quadro 2.1: Emissões médias dos principais poluentes por cada tecnologia de geração de energia elétrica

Tipo de geração	NO _x (g/kWh)	CO ₂ (g/kWh)	CO (g/kWh)	SO ₂ (g/kWh)
Carvão mineral	0,1547~3,0938	86.743	-	0,1083 ~ 3,9446
Gás Natural	0,0077~1,5469	49.037	-	0,4641
Óleo combustível	0,0077~1,5469	72.396	-	-
Microturbina	0,6188	184,08	0,1702	0,000928
Motor de combustão interna (gasolina)	47.954	170,16	12.221	0,0232
Motor de combustão interna (diesel)	43.314	232,04	23.204	0,4641
Célula de combustível	0,0046	NA	NA	0,0371
Fotovoltaica	0	0	0	0
Eólica	0	0	0	0

Fonte: (Massaeli, 2011).

Em estudo do efeito da poluição por termelétricas, Castro et al. (2012) definiram as concentrações de poluentes que causam danos ao ser humano, chamado por eles de Coeficiente Dose-Resposta. O Quadro 2.2 mostra os Coeficientes Dose-Resposta definidos por eles.

Quadro 2.2: Concentrações de alguns poluentes que causam danos aos seres humanos

Efeitos	Coeficiente Dose-Resposta (evento/mg/m ³)		
	SO ₂	SO ₄	MP
Morte	1,5.10 ⁶	15.10 ⁻³	1,0.10 ⁶
Pneumonia	1,3.10 ⁻⁵	5,0.10 ⁻⁴	ND
Bronquite	1,0.10 ⁻⁴	4,5.10 ⁻³	3,6.10 ⁻⁴
Doenças do aparelho respiratório interior	7,5.10 ⁻³	7,9.10 ⁻⁴	ND
Doenças agudas	4,0.10 ⁻⁶	4,5.10 ⁻⁶	7,0.10 ⁻⁶

Nota: MP: material particulado.

Fonte: (Castro et al., 2012).

Analisando o acima exposto e o Quadro 2.1 e o 2.2, fica claro que o sistema fotovoltaico, em relação aos demais sistemas de geração de energia elétrica, não polui durante todo o processo de geração, desta forma não gera gastos extras com medidas de mitigação de impactos ambientais e custo de tratamento de doenças resultantes da poluição ar e solo. Além disto, ele pode ser uma boa opção de investimento para se proteger das altas e crescentes tarifas de energia elétrica.

2.1.3. Incentivos à geração fotovoltaica no Brasil

Algumas formas de incentivar o uso de sistemas fotovoltaicos foram criadas pelo Governo Federal Brasileiro. Com o objetivo de dar acesso à energia elétrica a todos brasileiros, os programas governamentais: Programa Luz Solar, em Minas Gerais; o Programa Luz do Sol, no Nordeste; e o Programa Luz no Campo, este a nível nacional; são exemplos de programas que incentivaram a implantação de sistemas fotovoltaicos. Porém a primeira iniciativa com destaque para o uso de sistemas fotovoltaico, com dimensão nacional, aconteceu com a criação do Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios - PRODEEM em 1994 (Varella et al. 2008).

Os principais incentivos ao uso de sistemas fotovoltaicos hoje são por meio da isenção de ICMS e IPI/Confins, a redução do imposto de importação

para a compra de módulos fotovoltaicos, as Resoluções Normativas nº 482 e nº687 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e o apoio do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) com empréstimos a taxas diferenciadas para projetos de sistemas fotovoltaicos em escola e hospitais públicos (MME, 2015).

Em 2015 o Ministério de Minas e Energia (MME) lançou o Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica (ProGD). Este visa expandir a geração de energia elétrica com base nas fontes renováveis de energia, com especial atenção a sistemas fotovoltaicos. Estima-se que até 2030, 48 TWh serão gerados de energia elétrica em residências, comércios, indústrias e no setor agrícola, evitando cerca de 29 milhões de toneladas de CO₂ na atmosfera (MME, 2015).

A melhor forma de incentivo ao uso de sistemas fotovoltaicos foi graças a institui da Resolução Normativa nº 482 de 17 de abril de 2012, modificada pela Resolução Normativa nº 687 de 24 de novembro de 2015. A Resolução Normativa nº 482 define as condições gerais para conexão de sistemas microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, bem como as compensações de energia elétrica, entre outras. Ela regulariza as condições necessárias à instalação de sistemas fotovoltaicos residenciais e comerciais.

As consequências positivas que podem ser citadas devido à essas resoluções são: a contribuição para redução do custo de implantação do sistema fotovoltaico; o favorecimento da criação de programas de incentivo a utilização da energia solar para a geração de eletricidade; a criação de novas políticas de crédito para implantação de sistemas fotovoltaicos; e as reduções de impostos sobre a venda e compra de módulos fotovoltaicos.

Com essa norma, espera-se que a geração de energia elétrica para suprir a demanda passará a ser difundida, a chamada geração distribuída, e como consequência, vários serão os benefícios da geração solar fotovoltaica: economia na instalação, diminuição da poluição ambiental, menor perda na distribuição (Massaeli, 2011).

2.1.4. Pegadas hídricas, energéticas e de carbono

A pegada é um termo usado para representar o resultado da avaliação do consumo, do uso e/ou da produção direta e indireta de algo palpável de análise, durante todo o seu ciclo de vida da matéria. Exemplo, o consumo e uso de água durante o ciclo de vida de usinas termelétricas.

A pegada dá a importante informação de como uma atividade está sendo eficiente em usar um dado recurso, além de se ter uma avaliação do impacto socioambiental desta.

Um modo de avaliar os impactos socioambientais de sistemas de geração de energia é quantificar as pegadas: hídricas; energética; e de carbono.

Pegada hídrica refere-se à quantidade água doce que é consumida e/ou poluída durante uma atividade de produção ou bem-estar. Exemplos: tomar um banho; lavar um carro; irrigar um cultivo; lavar um alimento; evaporar a água de parte da represa de uma usina hidrelétrica; entre outros.

Com a pegada hídrica é possível medir a quantidade de água necessária para produzir todos os bens e serviços consumidos pelo homem, seja um indivíduo, uma comunidade, uma nação ou o mundo. Ela nos auxilia a entender para que fins nossos recursos hídricos limitados estão sendo consumidos e/ou poluídos (WFN, 2016).

A pegada hídrica engloba o uso da água doce tanto diretamente, isto é, a água utilizada durante o processo direto, seja da geração de um produto ou outros, e o uso indireto. Este último se refere ao uso da água até chegar ao uso final. Exemplo de utilização indireta da água é o uso desta nos processos de geração da eletricidade usada pela geladeira de uma residência ou a água envolvida na matéria-prima em todo o ciclo de vida da geladeira.

Para melhor entendimento das pegadas, analisa-se o ciclo de vida de módulos fotovoltaicos a seguir. Este ciclo compreende do início de produção a reciclagem ou descarte dos módulos. A Figura 2.2 representa esquematicamente o ciclo de vida de módulos fotovoltaicos.

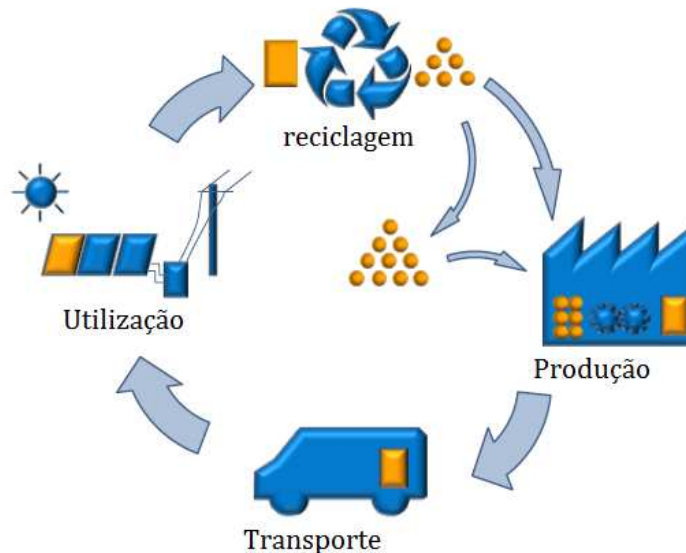


Figura 2.2: Representação do ciclo de vida de um módulo fotovoltaico.

Fonte: (SPE, 2016).

Durante o ciclo de vida há o consumo e/ou utilização: de água; energia; matérias; e emissões de poluentes, durante a produção, a manutenção, o descarte ou reciclagem de um módulo fotovoltaico.

O relatório da River Network (2012) estima uma pegada hídrica 874,43 L/MWh para todo o ciclo de vida de um sistema fotovoltaico, porém não define a tecnologia que foi empregada na avaliação. Já Fthenakis e Kim (2010) estimaram para diferentes tecnologias fotovoltaicas.

Sinha et al. (2013) estimaram em seus estudos que a pegada hídrica de módulos fotovoltaicos de tecnologia telureto de cádmio (CdTe) está entre 382 - 425 L/MWh, levando em consideração a uma eficiência de conversão de 12,2%, uma irradiância em média 2199 kWh/m²/ano, relação do desempenho 81,2%, a taxa de degradação do módulo em 0,70%/ano e um tempo de vida útil de 30 anos. A estimativa abrange a água consumida e/ou utilizada no local durante a fabricação dos módulos fotovoltaicos, na construção do projeto, durante o transporte, manutenção e reciclagem de fim de vida.

A pegada energética representa a quantidade de energia total, direta e indireta, gasta em todos os processos de geração de um produto ou uma ação.

O consumo de energia ao longo do ciclo de vida de sistemas fotovoltaicos, inclui a energia gastas com os módulos fotovoltaicos na

fabricação, montagem, transporte, instalação do sistema, operação e manutenção, e sistema de desativação ou reciclagem.

Avaliando o ciclo de vida de módulos fotovoltaicos, Peng et al. (2013) estimaram a pegada energética das seguintes tecnologias fotovoltaica: silício monocristalino (mono-Si); silício policristalino (multi-Si); CdTe; Silício amorfo (a-Si); Cobre, índio e gálio seleneto (CIS/ CIGS). A Figura 2.3 mostra os resultados alcançado pelo estudo de Peng et al. (2013).

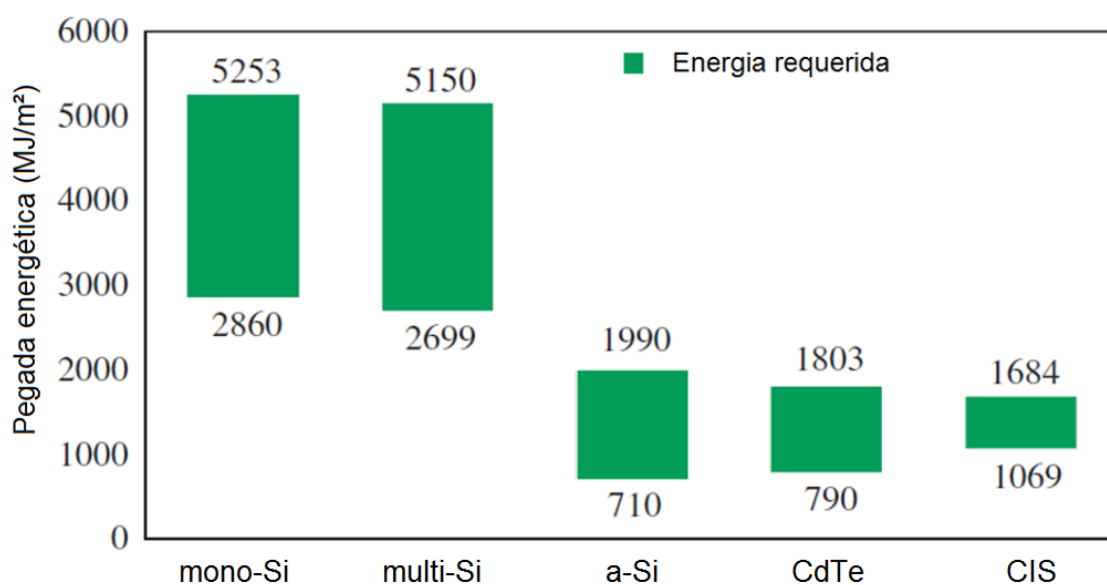


Figura 2.3: Pegada energética durante o ciclo de vida para várias tecnologias empregadas em módulos fotovoltaicos.

Fonte: (Peng et al., 2013).

A Figura 2.4 apresenta os resultados alcançados por Peng et al. (2013) de tempo de retorno da pegada energética de módulos fotovoltaicos para diferentes tecnologias estudadas. Fica evidente na Figura 2.4 que o retorno acontece em um curto espaço de tempo.

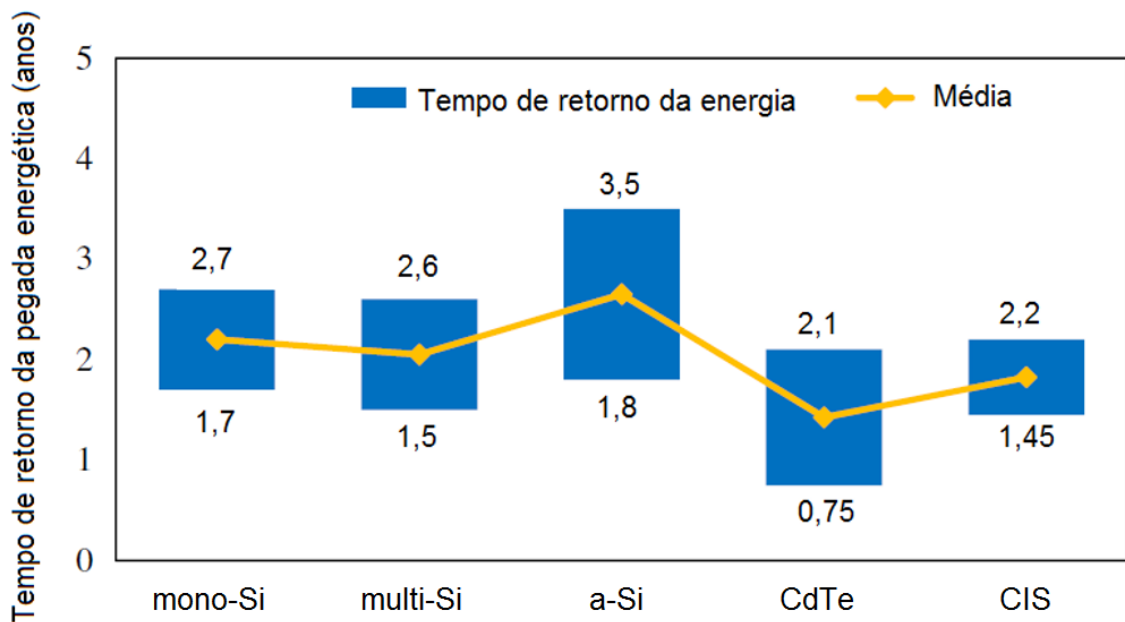


Figura 2.4: Tempo de retorno da pegada energética durante o ciclo de vida de módulos fotovoltaicos para várias tecnologias.

Fonte: (Peng et al., 2013).

Nota-se que pela Figura 2.3 que a pegada energética dos módulos com tecnologia silício amorfo (a-Si) é uma das menores entre as tecnologias avaliadas, porém o tempo de retorno da pegada é o maior (Figura 3.4). Tal comportamento deve-se a tecnologia a-Si ser a de menor eficiência em geração de energia, cerca de 6% (Peng et al., 2013).

Por último, define-se como pegada de carbono, a quantidade total de gases de efeito estufa que um ser vivo ou objeto, produz durante sua existência e durante todos os processos que diretamente ou indiretamente ele interferiu. A quantidade destes gases é convertida a uma quantidade equivalente de gás carbono chamado de carbono equivalente (CO₂-eq). Com a pegada de carbono é possível estimar diferentes impactos socioambientais de um sistema de geração de eletricidade.

2.1.5. Externalidade do sistema fotovoltaico

A avaliação econômica de viabilidade da implantação de sistemas fotovoltaicos é normalmente realizada baseada nos custos de instalação, manutenção e operação dos sistemas fotovoltaicos e na precificação da energia gerada. Essa avaliação, apesar de correta pode levar a enganos

quanto à viabilidade econômica na utilização destes sistemas, pois há benefícios associados ao uso de sistemas fotovoltaicos que não são normalmente quantificados. Estes benefícios, também denominados de externalidades, podem influenciar significativamente a viabilidade econômica da instalação de sistemas fotovoltaicos e podem vir a ajudar a explicar o crescimento tão vertiginoso desta fonte de geração de energia renovável no mundo.

Como visto, as usinas termelétricas a combustíveis fósseis causam muitos impactos ambientais, sejam estes na saúde da população ou danos no solo e na água. Os custos para minimizar ou corrigir os impactos são altos.

Bell et al. (2006) avaliaram a economia, em um período de 20 anos, que teria em gastos com saúde se tivesse a redução da poluição em 10% em várias cidades. Analisando o trabalho de Bell et al. (2006) estima que a cidade de São Paulo teria uma economia de US\$10,2 bilhões.

Diante das premissas apresentadas, investir em sistemas fotovoltaicos poderia ser uma forma viável de economizar os custos associados à poluição atmosférica, como danos no meio ambiente e na saúde da população, resultante da geração de energia em usinas termelétricas a partir de fontes fósseis, bem como evitar novas fontes poluidoras. São estes benefícios dos sistemas fotovoltaicos que constituem a externalidade de fatores ambientais e saúde pública.

Baseado neste conjunto de circunstâncias considera-se que o estudo mais aprofundado sobre a externalidade de fatores ambientais e saúde pública da tecnologia fotovoltaica pode oferecer opções de investimento economicamente mais viáveis em curto prazo. Além do mais, auxilia na justificativa da necessidade de melhores políticas públicas para o aumento da geração fotovoltaica na forma de geração distribuída de energia elétrica.

Acredita-se que é possível também investir em usinas fotovoltaicas como forma de melhorar a matriz energética brasileira, evitando poluição e melhorando a segurança energética.

2.2. OBJETIVOS

2.2.1. Objetivo geral

Avaliar a influência de externalidade de fatores ambientais e saúde pública, decorrente da utilização da geração solar fotovoltaica no Brasil, na análise da viabilidade de sistemas fotovoltaicos em relação a usinas termelétricas a combustíveis fósseis.

2.2.2. Objetivos específicos

- i. Comparar as pegadas: energética; hídrica; e de carbono, da geração de energia por sistemas fotovoltaicos com as de usinas termelétricas a combustíveis fósseis.
- ii. Avaliar os dados referentes à expansão da geração de energia no Brasil por meio de termelétricas a combustíveis fósseis e sua relação com a saúde da população.
- iii. Estimar a potência fotovoltaica que poderia ser instalada utilizando os recursos investidos na construção de termelétricas a combustíveis fósseis considerando e não considerando os gastos extras com saúde devido a poluição.
- iv. Avaliar viabilidade de sistemas fotovoltaicos em relação a usinas termelétricas a combustíveis fósseis, considerando a externalidade de fatores ambientais e saúde pública.

2.3.METODOLOGIA

2.3.1. Ciclo de vida de módulos fotovoltaicos e termelétricas a combustíveis fósseis

Foi feito uma revisão da literatura do ciclo de vida de sistemas fotovoltaicos e usinas termelétricas a combustíveis fósseis. Obtiveram-se dados de pegadas: hídrica; energética; e de carbono, de usina termelétrica a: carvão mineral; gás natural e derivado de petróleo, e de duas tecnologias fotovoltaicas de maior participação de mercado: silício monocristalino e silício policristalino. Foram escolhidas estas duas tecnologias fotovoltaicas por representam aproximadamente 80% da participação do mercado (Peter, 2011).

Pegada hídrica de módulos fotovoltaicos

Foram usadas a pegada hídrica estimada por Fthenakis e Kim (2010) no desenvolvimento desta dissertação, uma vez que seu estudo foi mais minucioso e os parâmetros de análises usado se aproximam mais das características do Brasil.

Fthenakis e Kim (2010) estimaram uma pegada de e 1.900 L/MWh para a tecnologia policristalino. Estimou-se o mesmo valor para monocristalino. Sua estimativa foi baseada numa irradiância de 1.800 kWh/m²/ano, relação de desempenho de 80%, e tempo de vida de 30 anos. Foi analisada a quantidade direta e indireta de água utilizada para a fabricação, transporte, instalação e reciclagem do módulo fotovoltaico.

Pegada energética de módulos fotovoltaicos

Para o desenvolvimento desta pesquisa, foram usadas as estimativas de pegada energética médias proposta por Bhandari et al. (2015).

Bhandari et al. (2015) desenvolveram uma revisão sistemática de 232 referências entre 2000 e 2013 de trabalhos de avaliação do tempo de retorno da energia investida no ciclo de vida de módulos fotovoltaicos para as diferentes tecnologias: silício monocristalino (mono-Si); silício policristalino (Poly-Si); telureto de cádmio (CdTe); Silício amorfo (a- Si); Cobre, índio e gálio

seleneto (CIS/CIGS). Na Figura 2.5 são mostrados os valores médios de pegada energética das tecnologias silício monocristalino e silício policristalino que foram usadas nesta pesquisa.

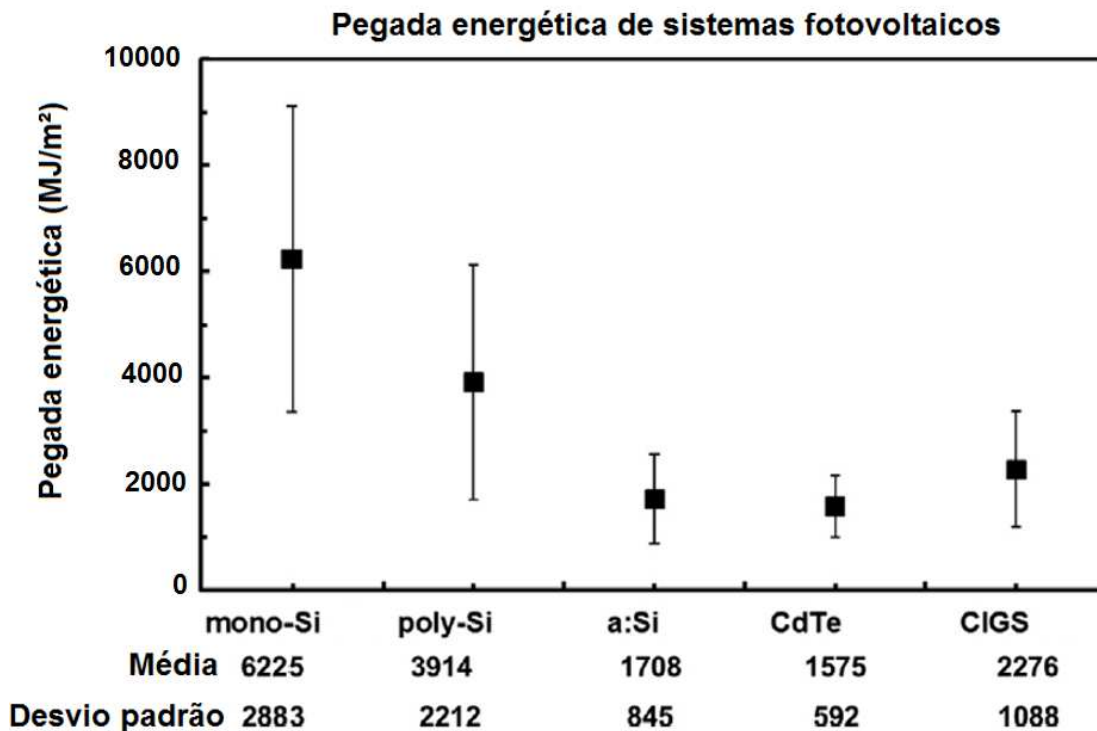


Figura 2.5: Pegada energética média de diferentes tecnologias fotovoltaicas durante o ciclo de vida de 30 anos.

Fonte: (Bhandari et al., 2015).

Pegada de carbono de módulos fotovoltaicos

Foi usada a pegada de carbono estimada pelo estudo do feito por Wild-Scholten (2013) com módulos produzidos na China. Ele estimou uma pegada de carbono para sistemas fotovoltaicos comerciais de 81 g CO₂-eq/kWh.

É importante enfatizar que se os módulos fossem produzidos no Brasil a pegada de carbono seria menor, visto que o Brasil apresenta uma matriz energética com maior participação de fonte de geração limpa.

Pegada hídrica de termelétricas a combustíveis fósseis

Foram usadas as pegadas hídricas médias obtidas dos resultados do trabalho de Fthenakis e Kim (2010). Os valores que foram usados encontram-se no Quadro 2.4.

Quadro 2.4: Pegada hídrica de usinas termelétricas a combustíveis fósseis

Combustível de usina termelétrica	Pegada hídrica (L/MWh)
Carvão mineral	48.000
Gás natural	56.400
Derivados de petróleo	56.400

Fonte: (Fthenakis e Kim, 2010).

Pegada energética de termelétrica a combustível fóssil

Foram usadas as pegadas energéticas obtidas dos resultados do trabalho de Weißbach, et al. (2013). Os valores que foram usados encontram-se no Quadro 2.5.

Quadro 2.5: Pegada energética de usinas termelétricas a combustíveis fósseis

Combustível de usinas termelétricas	Pegada energética (TJ/ano)
Carvão mineral	803,40
Gás natural	767,29
Derivados de petróleo	767,29

Fonte: (Weißbach, et al., 2013).

Pegada de carbono de termelétricas a combustível fóssil

Foram usados dados de pegada de carbono estimado pelo estudo do feito por Wild-Scholten (2013). O Quadro 2.6 apresenta os valores de pegada de carbono considerados nesta pesquisa. Observa-se que a pegada de carbono para termelétricas a carvão mineral é 13,3 vezes maior que para sistemas

fotovoltaicos, já para térmicas a gás natural e térmicas a derivados de petróleo são respectivamente 7,9 e 10,9 vezes maior.

Quadro 2.6: Pegada de carbono de termelétrica a combustível fóssil

Combustível	Pegada de carbono (gCO ₂ -eq/kWh)
Carvão mineral	1.079
Gás natural	642
Derivados de petróleo	885

Fonte: (Wild-Scholten, 2013).

Impacto financeiro relacionada as pegadas

Foi realizada uma revisão da literatura para obter os valores monetários mais adequados para estimar o impacto financeiro de cada pegada. O Quadro 2.7 resume os valores que foram usados para determinar o custo de cada pegada.

O custo da utilização de água foi obtido do preço pago pela capitação de água em mananciais, o custo com consumo de energia foi obtido do valor de maior tarifa de energia elétrica vendida ao consumidor residencial no Brasil, já o custo de emissão de CO₂-eq foi obtido dos resultados do estudo de Roth e Ambs (2004).

Quadro 2.7: Custo unitário das pegadas hídrica, energética e de carbono

Uso	Valor	Fonte
Utilização de água	0,0255 (R\$/m ³)	PCJ, 2016
Consumo de energia	0,2273 (R\$/MJ) **	CEMIG, 2016
Emissões de CO ₂ -eq	157,17 (R\$/tonelada)	Roth e Ambs, 2004

** Convertidos as unidades

Usando os dados disponíveis em cada de pegada avaliada nesta pesquisa, foram calculados os impactos financeiros das pegadas: hídrica; energética; e carbono; na implantação de sistemas fotovoltaicos e de usinas termelétricas a combustível fóssil.

No estudo dos efeitos da externalidade de fator ambiental e saúde pública de sistemas fotovoltaicos e de usinas termelétricas a combustíveis fósseis, os impactos financeiros das pegadas foram tomados como um custo operacional a mais no sistema de geração de energia elétrica.

2.3.2. Externalidade da saúde pública devido ao uso de termelétricas a combustíveis fósseis

O Quadro 2.8 traz um resumo da oferta interna de energia elétrica no Brasil, nos últimos 10 anos, gerado por usinas termelétricas a combustíveis fósseis, bem como a produção de CO₂ pela geração de energia elétrica.

Quadro 2.8: Oferta interna de energia elétrica gerada e produção de CO₂ por termelétricas a combustíveis fósseis no Brasil

Ano	Energia elétrica gerada em usinas termelétricas (TWh)			Fator médio anual (kgCO ₂ /MWh)
	Carvão mineral	Gás natural	Derivados de petróleo	
2006	6,50	13,00	8,60	32,3
2007	5,80	10,60	9,50	29,3
2008	6,57	13,14	14,65	48,4
2009	6,58	13,16	14,68	24,6
2010	7,09	37,07	19,62	51,2
2011	7,95	24,97	14,19	29,20
2012	9,48	46,83	19,56	65,30
2013	15,78	68,58	26,70	96,00
2014	19,98	81,16	43,08	135,50
2015	27,72	79,45	29,56	124,40

Fontes: (EPE, 2016a; MCTI, 2016).

No Quadro 2.9 é informado os fatores de emissões dos principais poluente emitidos por usinas termelétricas no Brasil.

Quadro 2.9: Fator de emissões dos principais poluentes produzidos por termelétricas no Brasil

Combustível	Fator de emissões do poluente (g/kWh)		
	SO _x	PM ₁₀	NO _x
Carvão mineral	18,76	142,83	4**
Gás natural	0,13	0,65	2
Derivados de petróleo	9,55	0,09	2,4

PM₁₀: Material particulado acima de 2,5 µm e até 10 µm.

Fontes: (EPE, 2016b; **Klaassen e Riahi, 2007).

Estudando o efeito da externalidade de usina termelétrica no custo total da produção de energia elétrica, Roth e Ambs (2004) estimaram, levando em consideração os impactos ambientais e de saúde, os custos dos danos dos principais poluentes emitidos em usinas termelétricas a combustíveis fósseis. Estes valores são apresentados no Quadro 2.10.

Quadro 2.10: Custos associados a valores em 2016 dos efeitos sobre a saúde pública e impactos ambientais dos principais poluentes emitidos por termelétricas

Tipo de poluente	Custo associado (R\$/tonelada)
CO ₂	157,17
SO _x	11.131,84
NO _x	47.146,70
Material particulado	28.811,90

Conversão: US\$ 1,00 = R\$ 2,80, correção da inflação.

Fonte: (Roth e Ambs, 2004).

Foi calculada a partir de dados dos Quadros 2.8, 2.9 e 2.10 os custos com saúde e impactos ambientais resultante da atividade de usinas termelétricas a combustíveis fósseis no Brasil nos últimos 10 anos. Assumiu que 90% do custo total representa os gastos com saúde devido a poluição dos gases e das partículas avaliadas (Czarnowska e Frangopoulos, 2012).

No estudo dos efeitos da externalidade de fator ambiental e saúde pública de usinas termelétricas a combustíveis fósseis, os custos financeiros resultantes da poluição causadas pelo CO₂, NO_x, SO_x e PM₁₀ foram tomados como custos operacionais a mais no sistema de geração de energia elétrica.

2.3.3. Investimento na construção de usinas termelétricas no Brasil

Foi estimado o custo total de investimento na construção de usinas termelétricas no Brasil de 2006 ao início de 2016 usando dados disponibilizados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) do Ministério de Minas e Energia (MME). Tal estimativa deve-se à indisponibilidade de um dado exato na literatura.

O Quadro 2.11 mostra os dados que foram usados para estimar o valor de 53,82 bilhões de reais de capital públicos na construção de usinas termelétricas no Brasil entre 2006 e 2016.

Quadro 2.11: Capacidade de geração e investimento em construção de usinas termelétricas no Brasil

Características	Dados	Fonte
Capacidade instalada de usinas termelétricas de serviços públicos entre 2006 e 2016 (kW)	7.087.000	ANEEL, 2016b
Custo de investimento (R\$/kW)	7.594,67**	EPE, 2016a; Tolmasquim, 2016

** Valor médio. Conversão: US\$ 1,00 = R\$ 3,20, corrido a inflação.

Foi estimada a potência fotovoltaica que poderia ter sido instalada com o mesmo investimento em usinas termelétricas de 2006 a 2016 bem como a potência que poderia ser implantada ao agregar o valor investido em térmicas, o custo com a saúde e impactos ambientais.

Foi simulado o uso deste capital em políticas públicas para a implantação de sistemas fotovoltaicos residências nas seguintes características:

- O capital foi distribuído na faixa dos 10 anos;
- Foram usados módulos fotovoltaicos de tecnologia silício policristalino;
- Foi usado o consumo residencial médio de 270 kWh/mês; e

- Potência instada de 2,5 kWp por residência.

2.3.4. Viabilidade de sistemas fotovoltaicos considerando a externalidade de fatores ambientais e saúde pública

Na análise tradicional da viabilidade econômica de sistemas de geração de energia elétrica, no fluxo de caixa considera-se somente como saídas os custos de investimentos, associados à formação de capital, e os custos de geração, representativos da operação da usina, já as entradas são representadas pela venda da energia elétricas. Estes são valores adquiridos diretamente da atividade.

Na análise da viabilidade econômica da implantação de usina solar fotovoltaica e usina termelétrica a combustível fóssil nesta pesquisa, além dos custos tomados tradicionalmente, também se avaliou os custos indiretos causados pelos: impactos ambientais; os gastos com saúde pública no tratamento de doenças originadas devida a atividade de geração de energia elétrica; e as pegadas hídrica, energética e de carbono do sistema de geração. Todos estes custos indiretos são resultados da externalidade de fatores ambientais e de saúde pública na geração de energia elétrica.

Levar em consideração os impactos socioambientais em análise econômica é de grande importância, visto a necessidade de se ter um desenvolvimento sustentável aliado ao crescente aumento da necessidade energética mundial (Mitscher e Rütther, 2012; ONU, 2016a).

Foi avaliado a viabilidade de implantação de sistemas fotovoltaico em relação a implantação de usinas termelétricas a combustíveis fósseis, ou seja, se é melhor investir em usinas solares fotovoltaicas ou em termelétricas a combustíveis fósseis.

Sistema fotovoltaico

Foi avaliado a viabilidade de implantação de sistema fotovoltaico com tecnologia silício monocristalino e um com silício policristano, considerando a externalidade de fatores ambientais e de saúde pública.

Foram simulados três cenários de consumidor:

Cenário 1: Um pequeno consumidor, representado por uma residência com consumo mensal de 270 kWh, com potência instalada de 2,5 kWp;
Cenário 2: Um médio consumidor, representado um comércio com consumo mensal de 11000 kWh, com potência instalada de 100 kWp; e
Cenário 3: Um grande consumidor com consumo mensal de 110000 kWh, com potência instalada de 1 MWp.

Cada cenário foi simulado nas seguintes capitais brasileiras: Belo Horizonte (latitude -19° 55' 15", longitude -43° 56' 16"); Brasília (latitude -15° 46' 47", longitude -47° 55' 47"); Manaus (latitude -3° 6' 7", longitude -60° 01' 30"); São Paulo (latitude -23° 32' 51", longitude -46° 38' 10"); Salvador (latitude -12° 58' 16", longitude -38° 30' 39"); Rio de Janeiro (latitude -22° 54' 10", longitude -43° 12' 27"); e Florianópolis (latitude -27° 35' 48", longitude -48° 32' 57"). Todas representam regionalmente o Brasil em relação a irradiação solar e a tarifa de energia elétrica (Mitscher e Rütther, 2012).

A análise econômica levou em consideração a política de *net metering* regulada pela Resolução Normativa nº 482 da ANEEL, alterada pela Resolução Normativa nº 687, segundo a qual o crédito de energia é gerado, e pode ser utilizado em um período de 60 meses. Também se considerou o fato que não há nenhuma tributação sobre a energia elétrica gerada e injetada na rede de distribuição.

Os sistemas fotovoltaicos foram projetados de modo a não gerar excedente de energia elétrica.

Para a análise foi feito o levantamento de preço de sistemas fotovoltaicos conectados à rede na empresa brasileira Solar. Os itens cotados foram: painéis fotovoltaicos, inversores para conexão à rede, suporte para painéis, cabos para conexão elétrica, medidor bidirecional, instalação e frete para diversas regiões. Para fazer a cotação optou-se por painéis de 260 W por apresentarem a menor relação R\$/W, ou seja, melhor custo-benefício.

O Quadro 2.12 mostra o custo de investimento de sistemas fotovoltaico simulado em cada cenário. Os custos dos sistemas em relação as tecnologias silício monocristalino e silício policristalino diferenciam-se, fora as características tecnológicas, somente no custo dos módulos fotovoltaicos.

Quadro 2.12: Características básicas e composição do custo para 2016 do sistema fotovoltaico considerado neste estudo

Características do sistema	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3
Número de módulos de 260 W	10	385	3846
Eficiência silício monocristalino (%)	15,5	15,5	15,5
Eficiência silício policristalino (%)	16,0	16,0	16,0
Área por módulo silício monocristalino (m ²)	1,67	1,67	1,67
Área por módulo silício policristalino (m ²)	1,62	1,62	1,62
Custo dos componentes	R\$	R\$	R\$
Módulos fotovoltaicos com tecnologia silício monocristalino	10.390,00	370.015,00	3.299.592,00
Módulos fotovoltaicos com tecnologia silício policristalino	8.451,00	325.875,00	3.022.045,00
Inversor de frequência	7.890,00	263.043,43	2.230.434,68
Frete, medidor bidirecional, cabos e taxas	2.550,00	50.869,57	250.520,32
Custo de instalação	1.350,00	57.750,00	347.200,00
Custo de investimento do sistema com tecnologia silício monocristalino	22.180,00	741.678,00	6.127.747,00
Custo de investimento do sistema com tecnologia silício policristalino	21141,00	697.538,00	5.850.200,00

Nota: O custo do investimento será desembolsado em um ano.

Fonte: (Solar, 2016).

O Quadro 2.13 mostra as irradiações solares globais diárias médias das capitais representativas do Brasil.

Quadro 2.13 Irradiações solares globais diárias médias de capitais do Brasil onde foram feitas as simulações

Estado	Capital	Latitude	Irradiação (kWh.m ⁻² .dia ⁻¹)
Minas Gerais	Belo Horizonte	-19° 55' 15"	4,35
Distrito Federal	Brasília	-15° 46' 47"	4,93
Amazonas	Manaus	-3° 6' 7"	4,92
São Paulo	São Paulo	-23° 32' 51"	3,96
Bahia	Salvador	-12° 58' 16"	5,27
Rio de Janeiro	Rio de Janeiro	-22° 54' 10"	4,64
Santa Catarina	Florianópolis	-27° 35' 48"	4,24

Fonte: (Cresesb, 2016).

A energia gerada pelos módulos fotovoltaicos durante um ano foi calculada segundo a Equação 2.1 (Lacchini e Santos, 2013),

$$E_{ger} = 365 R_d A \eta \quad [2.1]$$

em que:

E_{ger} = energia gerada anualmente (kWh.ano⁻¹);

R_d = irradiação média diária (kWh.m⁻².dia⁻¹);

A = área do conjunto de módulos (m²); e

η = eficiência total do sistema (%).

O Quadro 2.14 apresenta outros parâmetros operacionais assumidos para os cenários e a análise econômica de viabilidade da implantação de sistemas fotovoltaicos. Tais foram considerados a partir de uma revisão da literatura relacionados a condições climáticas e econômicas do Brasil para a geração solar fotovoltaica.

O custo operacional, no qual está incluído manutenção e operação do sistema, foram considerados somente na análise dos cenários 2 e 3. No cenário 1 foi excluído, uma vez que por ser um sistema fotovoltaico de pequeno porte, este custo é desprezível.

Quadro 2.14: Parâmetros operacionais assumidos em cada cenário para o processo de análise econômica, corrigida a inflação, de sistema fotovoltaico

Parâmetros de cálculos	
Eficiência de conversão CC-CA (%)	85
Tempo de vida útil do sistema (anos)	30
Taxas de desconto anual (%)	8 e 12
Custos operacionais (%) **	0,5
Aumento anual do preço da tarifa de energia de 0 a 10 anos (%)	3
Aumento anual do preço da tarifa de energia de 10 a 25 anos (%)	2
Perda anual do rendimento do sistema (%)	0,65

** 0,5% do investimento inicial do sistema fotovoltaico.

Fontes: (ANEEL, 2016d; Lacchini e Santos, 2013; Mitscher e Rüther, 2012).

Usina termelétrica a combustível fóssil

Foi avaliada a viabilidade da implantação de usinas termelétricas a combustíveis fósseis considerando a externalidade de fatores ambientais e de saúde pública.

Para comparar com a implantação dos sistemas fotovoltaicos foi necessário estabelecer os mesmos cenários, porém ao usar usina termelétrica têm-se algumas particularidades a se observar: 1 Wp na fotovoltaica não representa a mesma geração de energia elétrica no mesmo espaço tempo que 1 W na termelétrica, tendo em vista que a geração solar fotovoltaica é dependente da quantidade de irradiação que incide perpendicular aos módulos; e considera como usina termelétrica uma planta que gera mais que 30 MW.

Considerando que no Brasil o sistema de geração e distribuição de energia elétrica é interligado e que é possível vender e comprar energia elétrica na Câmara De Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), foi simulada a implantação de uma usina termelétrica de 31 MW. Foi simulado o custo dela operando com os diferentes combustíveis: carvão mineral (a combustão pulverizada supercrítica); gás natural (com turbina a gás de ciclo combinado); e derivados de petróleo.

Essa planta de geração tem a capacidade de gerar energia elétrica suficiente para atender à necessidade de um grupo de consumidores com as mesmas características de consumo e demanda de energia equivalente aos cenários propostos:

Cenário 1: Um pequeno consumidor, apresentado por uma residência com consumo mensal de 270 kWh;

Cenário 2: Um médio consumidor, apresentado por um comércio com consumo mensal de 11000 kWh; e

Cenário 3: Um grande consumidor com consumo mensal de 110000 kWh.

Cada cenário foi simulado nas capitais brasileiras: Belo Horizonte; Brasília; Manaus, São Paulo; Salvador; Rio de Janeiro; e Florianópolis. Todas estas cidades são representativas das regiões geográficas: Nordeste; Sudeste; Centro-Oeste; Sul; e Norte, em termos do preço de venda de energia elétrica no CCEE.

Para obter os custos de investimento, operação, manutenção e de combustível em usinas termelétricas, foram usados dados publicados pela Empresa de Pesquisa Energética em 2016. O Quadro 2.15 mostra o custo de investimento em usinas termelétricas usando diferentes combustíveis fósseis.

Quadro 2.15: Custo de investimento em usina termelétrica a combustíveis fósseis

Combustível	Custo de investimento (R\$/kW)
Carvão mineral ⁽¹⁾	11.200,00
Gás natural ⁽²⁾	4.160,00
Derivados de petróleo	3.436,31

⁽¹⁾ Tecnologia supercrítica pulverizada; ⁽²⁾ Turbina a gás de ciclo combinado.

Conversão: US\$ 1,00 = R\$ 3,20

Fonte: (Tolmasquim, 2016; EPE, 2016d).

No Quadro 2.16 são apresentados os custos com manutenção e operação (O&M), de usinas termelétricas usando diferentes combustíveis fósseis.

Quadro 2.16: Custo com manutenção e operação (O&M) de usina termelétrica a combustíveis fósseis

Combustível	Custo O&M fixo (R\$/kW/ano)	Custo O&M variável (R\$/MWh)
Carvão mineral ⁽¹⁾	152,73	15,27
Gás natural ⁽²⁾	62,43	10,86
Derivados de petróleo	95,45	22,91

⁽¹⁾ Tecnologia supercrítica pulverizada; ⁽²⁾ Turbina a gás de ciclo combinado.

Conversão: US\$ 1,00 = R\$ 3,20

Fonte: (Tolmasquim, 2016; EPE, 2016b,c,d).

O Quadro 2.17 apresenta o gasto com a aquisição do combustível usado na usina termelétrica, chamado de custo do combustível.

Quadro 2.17: Custo do combustível usado na usina termelétrica a combustíveis fósseis

Combustível	Eficiência (%)	Fator de capacidade (%)	Custo do combustível (R\$/MWh)
Carvão mineral ⁽¹⁾	33	80	60,32
Gás natural ⁽²⁾	46	70	238,00
Derivados de petróleo	40	70	663,74

⁽¹⁾ Tecnologia supercrítica pulverizada; ⁽²⁾ Turbina a gás de ciclo combinado.

Conversão: US\$ 1,00 = R\$ 3,20

Fonte: (Tolmasquim, 2016; EPE, 2016b,c,d).

No Quadro 2.18 são aparentados outros parâmetros operacionais que foram assumidos para os cenários e a análise econômica da viabilidade de implantação de usinas termelétricas a combustíveis fósseis.

Quadro 2.18: Parâmetros operacionais assumidos em cada cenário para a análise econômica de viabilidade de implantação, corrigida a inflação, de usinas termelétricas a combustíveis fósseis

Parâmetros de cálculos	Combustível da usina termelétrica		
	Carvão mineral	Gás natural	Derivados de petróleo
Tempo de vida útil (ano)	30	30	30
Tempo de implantação (ano)	4	3	2
Fator de capacidade (%)	80	70	70
Taxas de desconto anual (%)	8 e 12	8 e 12	8 e 12
Aumento anual do preço da tarifa de energia de 0 a 15 anos (%)	3	3	3
Aumento anual do preço da tarifa de energia de 15 a 30 anos (%)	2	2	2
Desembolso do investimento	%	%	%
1º ano	20	20	40
2º ano	40	50	60
3º ano	30	30	-
4º ano	10	-	-

Fontes: (ANEEL, 2016d; EPE, 2016a,b,c,d; Mitscher e Rüther, 2012).

Na elaboração e análise de projetos do setor elétrico, deve-se considerar a incidência dos seguintes tributos e encargos (Lora e Nascimento, 2004): Contribuição para Financiamento da Seguridade Social (COFINS); Contribuição para o Programa de Integração Social (PIS); Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE); Contribuição Provisória sobre Movimentação Financeira (CPMF); Imposto de Renda de Pessoa Jurídica (IRPJ); e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL).

Para a análise econômica da geração de energia elétrica por termelétricas a combustíveis fósseis foram considerados os seguintes impostos e encargos:

1. Encargos setoriais

- custo de acesso e uso da rede (TUST): 3,00 R\$/MWh
- taxa de fiscalização (ANEEL): 0,4% da receita
- investimento em pesquisa e desenvolvimento (P&D): 1,0% da receita.

2. Impostos sobre a receita

- alíquota do PIS = 1,65%
- alíquota da COFINS = 7,60%
- alíquota da CPMF = 0,38%

3. Impostos sobre os lucros

- alíquota do IRPJ = 25%
- alíquota da CSLL = 9%.

Devido os cenários usados na análise de sistema fotovoltaico e de usina termelétrica a combustível fóssil serem diferentes devido a potência elétrica instalada, foi usado o seguinte critério de comparação:

- Para a comparação da viabilidade do sistema fotovoltaico frente à usina termelétrica de 31 MW, de acordo com os cenários, foram comparados os custos nivelados de energia; e
- Para uma melhor comparação da viabilidade considerando uma mesma capacidade de geração de energia elétrica, foi simulado a implantação de uma usina solar fotovoltaica de 177,4 MWp.

A usina solar fotovoltaica de 177,4 MWp não se beneficia da política *net metering* regulado pela Resolução Normativa nº 482 da ANEEL, desta forma terá os mesmo encargos e impostos sofridos pela usina termelétrica a combustível fóssil.

O custo de investimento orçado de uma usina solar fotovoltaico de 177,4 MWp é apresentado no Quadro 2.19.

Quadro 2.19: Características básicas e composição do custo para 2016 de uma usina solar fotovoltaico de 177,4 MWp

Características do sistema	177,4 MWp
Número de módulos de 260 W	682.203
Eficiência silício policristalino (%)	16,0
Área por módulo silício policristalino (m ²)	1,62
Custo total de implantação da usina com módulos a tecnologia silício policristalina (R\$)	1.029.500.000,00

Obs.: Será desembolsado em 50% no primeiro ano e 50% no segundo

Fonte: (Solar, 2016).

Os dados disponíveis nos Quadros 2.13, 2.14 e 2.19, e a Equação 2.1 foram usados para a realização da avaliação econômica da usina solar fotovoltaica de 177,5 MWp.

Análise econômica

✓ Receita financeira

As receitas resultantes da implantação do sistema fotovoltaico devem-se a economia financeira gerada com o não uso da energia elétrica das companhias de energia elétrica de acordo com a política *net metering*.

As receitas resultantes da implantação da usina termelétrica devem-se a venda de energia na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

Foram obtidas as tarifas de energia elétrica de cada uma das capitais selecionadas na Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), acrescidos pelos impostos federais PIS e CONFIS e o estadual ICMS. O Quadro 2.20 apresenta as tarifas de energia elétrica que foram usadas no desenvolvimento deste trabalho para as análises dos sistemas fotovoltaicos, já o Quadro 2.21 apresenta o valor médio, de uma série histórica de 5 anos do preço de venda de energia elétrica no CCEE. Estes valores foram usados na análise da usina termelétrica de 31 MW e da usina solar fotovoltaica de 177,4 MWp.

Quadro 2.20: Tarifa de energia elétrica em capitais brasileiras selecionadas

Capital brasileira	Tarifa de energia elétrica (R\$/kWh)
Belo Horizonte	0,82488
Brasília	0,59537
Manaus	0,64121
São Paulo	0,57763
Salvador	0,61481
Rio de Janeiro	0,71204
Florianópolis	0,62164

Nota: tarifas com os impostos.

Fonte: (ANEEL, 2016c).

Quadro 2.21: Preço médio da venda de energia elétrica, em capitais brasileiras, na CCEE

Capital brasileira	Valor médio da venda de energia elétrica (R\$/kWh)
Belo Horizonte	0,29694
Brasília	0,29694
Manaus	0,27063
São Paulo	0,29694
Salvador	0,31222
Rio de Janeiro	0,29694
Florianópolis	0,28818

Fonte: (CCEE, 2016).

✓ Investimentos

O investimento necessário para a implantação do sistema fotovoltaico encontra-se no Quadro 2.12 e 2.19, já o investimento da usina termelétrica foi calculado usando os dados do Quadro 2.15 para a potência de 31MW.

✓ Custos operacionais

Os custos operacionais estão baseados nos gastos com manutenção e operação do sistema fotovoltaico e da termelétrica. Foi estimado o custo operacional do sistema fotovoltaico durante seu ciclo de vida em 0,5% do investimento inicial (Mitscher e Rütther, 2012). Para uma usina termelétrica de 31 MW foi obtido o custo operacional a partir dos dados dos Quadros 2.16, 2.17 e 2.18.

Contudo, devido a externalidade de fatores ambientais e saúde pública, foi tomado também como custos operacionais os impactos financeiros das pegadas: energética; de água; e de carbono; bem como os custos com medidas de mitigação dos impactos ambientais e do tratamento de doenças resultante das emissões de gases e particulados durante a geração de energia elétrica de cada sistema de geração avaliado neste trabalho.

Os impostos e encargos também foram tomados como custos operacionais.

✓ Indicadores econômicos

Estabelecidos os custos e benefícios dos sistemas, foram determinados o fluxo de caixa do projeto e a análise de viabilidade econômica por meio dos seguintes indicadores: valor presente líquido, taxa interna de retorno e tempo de retorno do capital.

Valor presente líquido

O valor presente líquido (VPL) é um indicador que permite avaliar a viabilidade econômica do projeto durante seu período de vida útil. O VPL é definido pelo valor atual dos benefícios menos o valor atual dos custos ou desembolsos.

O VPL foi calculado utilizando-se a Equação 2.2 (ANEEL, 2017; Camargo, 1998):

$$VPL = \sum_{t=0}^n \frac{FC_t}{(1+i)^t} \quad [2.2]$$

em que:

- FC_t: Fluxo de caixa no ano t (R\$/ano);
- t: ano correspondente ao fluxo de caixa (ano);
- i: taxa de juro anual considerada (%), e
- n: tempo de vida útil do projeto (anos).

O VPL representa, em valores monetários presentes, a diferença entre os recebimentos e os pagamentos de todo o projeto. Se o VPL for positivo, significa que foi recuperado o investimento inicial aplicado à taxa mínima de atratividade, sendo neste trabalho adotada à taxa de juros aplicada pela ANEEL e o EPE nas análises econômicas de projetos de geração de energia elétrica. Esta pesquisa considerou duas situações com taxa de desconto de 8 e 12% ao ano.

Taxa interna de retorno

A taxa interna de retorno (TIR) corresponde à taxa de juros capaz de zerar o VPL do investimento. Foi calculada através da Equação 2.3 (ANEEL, 2017; Camargo, 1998):

$$\text{Investimento inicial} + \left(\sum_{t=0}^n \frac{FC_t}{(1+TIR)^t} \right) = 0 \quad [2.3]$$

em que:

TIR: taxa interna de retorno (decimal);

t: ano correspondente ao fluxo de caixa (ano);

n: tempo de vida útil do projeto (anos); e

FC_t: Fluxo de caixa no ano t (R\$/ano).

Um projeto se torna atrativo se apresentar uma TIR maior ou igual à taxa de desconto. No entanto, o projeto será considerado não atrativo se a TIR for menor que a taxa de desconto. Se a TIR for negativa então o investimento não é atrativo e gerará um prejuízo.

Tempo de retorno do capital

O tempo de retorno do capital determina o tempo necessário para recuperar o capital investido. Foi usado *Payback* descontado ou *Payback* econômico (PBD), que considera que o somatório do fluxo de caixa descontado a taxa de desconto seja, no mínimo, igual ao investimento inicial.

2.4.RESULTADOS E DISCUSSÃO

2.4.1. Impacto financeiro das pegadas: hídrica; energética; e de carbono, de sistema fotovoltaico e usina termelétrica a combustível fóssil

Tecnologia silício monocristalino em comparação a silício policristalino

Os Quadros 2.22 e 2.23 apresentam o impacto financeiro da pegada: hídrica; energética; e de carbono, resultantes das simulações das implantações de sistemas fotovoltaicos, em um período de 30 anos de ciclo de vida útil, para suprir a energia elétrica mensal consumida por um consumidor: residencial (2,5 kWp); comercial (100 kWp); e um grande consumidor (1 MWp); representados respectivamente pelos cenários 1, 2 e 3. Os locais de implantações foram as capitais brasileiras: Belo Horizonte; Brasília; Manaus; São Paulo; Rio de Janeiro; e Florianópolis.

Quadro 2.22: Impacto financeiro da pegada hídrica, energética e de carbono de sistema fotovoltaico com tecnologia silício monocristalino, em um período de 30 anos de ciclo de vida útil, em capitais do Brasil

Capital	Pegada	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3
		(2,5 kWp)	(100 kWp)	(1 MWp)
		Impacto financeiro (R\$)		
Belo Horizonte	Pegada hídrica	4,63	178,14	1780,43
	Pegada energética	23.629,54	909.737,28	9.092.646,90
	Pegada de carbono	1.215,77	46.807,09	467827,70
Brasília	Pegada hídrica	5,24	201,89	2017,82
	Pegada energética	23.629,54	909.737,28	9.092.646,90
	Pegada de carbono	1.377,87	53.048,03	530.204,73
Manaus	Pegada hídrica	5,23	201,48	2.013,73
	Pegada energética	23629,54	909.737,28	9.092.646,90
	Pegada de carbono	1.375,08	52.940,43	529.129,27
São Paulo	Pegada hídrica	4,21	162,16	1.620,81
	Pegada energética	23.629,54	909.737,28	9.092.646,90
	Pegada de carbono	1.106,77	42.610,59	425.884,53
Salvador	Pegada hídrica	5,61	215,81	2.156,98
	Pegada energética	23.629,54	909.737,28	9.092.646,90
	Pegada de carbono	1.472,90	56.706,52	566.770,58
Rio de Janeiro	Pegada hídrica	4,94	190,01	1.899,13
	Pegada energética	23.629,54	90.9737,28	9.092.646,90
	Pegada de carbono	1.296,82	49.927,56	499.016,22
Florianópolis	Pegada hídrica	4,51	173,63	1.735,41
	Pegada energética	23.629,54	909.737,28	9.092.646,90
	Pegada de carbono	1.185,02	45.623,46	455.997,58

Quadro 2.23: Impacto financeiro da pegada hídrica, energética e de carbono de sistema fotovoltaico com tecnologia silício policristalino, em um período de 30 anos de ciclo de vida útil, em capitais do Brasil

Capital	Pegada	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3
		(2,5 kWp)	(100 kWp)	(1 MWp)
		Impacto financeiro (R\$)		
Belo Horizonte	Pegada hídrica	4,63	178,38	1.782,84
	Pegada energética	14.412,37	554.876,08	5.545.878,30
	Pegada de carbono	1.217,41	46.870,38	468.460,27
Brasília	Pegada hídrica	5,25	202,16	2.020,55
	Pegada energética	14.412,37	554.876,08	5.545.878,30
	Pegada de carbono	1.379,73	53.119,76	530.921,64
Manaus	Pegada hídrica	5,24	201,75	2.016,45
	Pegada energética	14.412,37	554.876,08	5.545.878,30
	Pegada de carbono	1.376,94	53.012,01	529.844,72
São Paulo	Pegada hídrica	4,22	162,38	1.623,00
	Pegada energética	14.412,37	554.876,08	5.545.878,30
	Pegada de carbono	1.108,27	42.668,20	426.460,38
Salvador	Pegada hídrica	5,61	216,10	2.159,90
	Pegada energética	14.412,37	554.876,08	5.545.878,30
	Pegada de carbono	1.474,89	56.783,19	567.536,93
Rio de Janeiro	Pegada hídrica	4,94	190,27	1.901,69
	Pegada energética	14.412,37	554.876,08	5.545.878,30
	Pegada de carbono	1.298,57	49.995,07	499.690,96
Florianópolis	Pegada hídrica	4,52	173,87	1.737,75
	Pegada energética	14.412,37	554.876,08	5.545.878,30
	Pegada de carbono	1.186,63	45.685,15	456.614,15

Nota-se no Quadro 2.22 e no Quadro 2.23 que sistemas fotovoltaicos, com tecnologia silício policristalino em seus módulos, apresentam maiores valores de pegada hídrica e pegada de carbono, para uma mesma localidade e potência elétrica instalada, do que o sistema que usa a tecnologia monocristalino. Isto se deve ao fato que estas pegadas são em função da

energia elétrica gerada, e que os módulos fotovoltaicos considerados na análise apresentam maior eficiência de geração para tecnologia silício policristalino (16,0%) do que para tecnologia silício monocristalino (15,5%) (Fthenakis e Kim, 2010; Wild-Scholten, 2013).

Os valores de pegada hídrica e pegada de carbono que tiveram resultados iguais para ambas as tecnologias fotovoltaicas avaliadas, tais como nas cidades de Belo Horizonte e Salvador, devem-se a arredondamento de unidades.

É importante salientar que o custo com a mitigação de impactos resultantes da emissão de gás de efeito estufa (pegada de carbono) e o uso do recurso natural (pagada hídrica) tende a ser maior em sistemas fotovoltaicos com tecnologia silício monocristalino que com silício policristalino, uma vez que este primeiro tem módulos no mercado com limite máximo de eficiência superior ao máximo alcançado pela tecnologia silício policristalino.

A pegada energética para sistemas fotovoltaicos que usam tecnologia silício monocristalino é maior do que os que usam a tecnologia silício policristalino, independentemente da localidade, mas quanto maior a potência instalada maior será o impacto financeiro da pegada energética. Tal fato está ligado à quantidade de energia necessária para a fabricação de um módulo com tecnologia silício monocristalino ser superior que a necessária para a fabricação de módulos com tecnologia silício policristalino, podendo até atingir o dobro como diferença. Diante disto, a pegada energética é definida em função da área do conjunto de módulos fotovoltaicos (Bayod-Rújula et al., 2011; Bhandari et al., 2015; Weißbach, et al., 2013).

Para um sistema fotovoltaico com as mesmas características elétricas, a pegada energética será a mesma, uma vez que o conjunto de módulos serão iguais, assim como sua associação. Por isto que nos Quadros 2.22 e 2.23 todas as capitais, para um mesmo cenário, apresentam o mesmo impacto financeiro da pegada energética.

Diante dos dados do Quadro 2.22 e do Quadro 2.33, e da análise destes se conclui que sistemas fotovoltaicos com tecnologia silício policristalino têm impacto ambiental menor que um sistema que usa tecnologia silício monocristalino. Em outras palavras, o somatório do impacto financeiro do uso de recursos essenciais (água e energia) e dos efeitos da emissão de gases de

efeitos estufa durante todo o ciclo de vida de sistemas fotovoltaicos com tecnologia silício policristalino é menor se comparado a silício monocristalino.

Usina solar fotovoltaica em comparação à usina termelétrica a combustível fóssil

No Quadro 2.24 são apresentados os resultados dos impactos financeiros das pegadas: hídrica; energética; e de carbono, em um período de 30 anos de ciclo de vida útil, das simulações da implantação de uma usina solar fotovoltaica com tecnologia silício policristalino, com potência instalada de 177,4 MWp, nas capitais brasileiras: Belo Horizonte, Brasília; Manaus; São Paulo; Salvador; Rio de Janeiro; e Florianópolis.

Quadro 2.24: Impacto financeiro da pegada hídrica, energética, e de carbono de uma usina solar fotovoltaica de 177,4 MWp, com tecnologia silício policristalino, em um período de 30 anos de ciclo de vida útil, em capitais do Brasil

Capital	Pegada	Impacto financeiro (R\$)
Belo Horizonte	Pegada hídrica	316.075,21
	Pegada energética	983.215.907,67
	Pegada de Carbono	83.052.235,42
Brasília	Pegada hídrica	358.218,57
	Pegada energética	983.215.907,67
	Pegada de Carbono	94.125.866,81
Manaus	Pegada hídrica	357.491,96
	Pegada energética	983.215.907,67
	Pegada de Carbono	93.934.942,13
São Paulo	Pegada hídrica	287.737,43
	Pegada energética	983.215.907,67
	Pegada de Carbono	75.606.172,93
Salvador	Pegada hídrica	382.923,30
	Pegada energética	983.215.907,67
	Pegada de Carbono	100.617.305,90

Quadro 2.24: Impacto financeiro da pegada hídrica, energética, e de carbono de uma usina solar fotovoltaica de 177,4 MWp, com tecnologia silício policristalino, em um período de 30 anos de ciclo de vida útil, em capitais do Brasil (continuação...)

Capital	Pegada	Impacto financeiro (R\$)
	Pegada hídrica	337.146,89
Rio de Janeiro	Pegada energética	983.215.907,67
	Pegada de Carbono	88.589.051,11
	Pegada hídrica	308.082,50
Florianópolis	Pegada energética	983.215.907,67
	Pegada de Carbono	80.952.063,95

Os resultados dos impactos financeiros das pegadas: hídrica; energética; e de carbono, devido à implantação de uma usina termelétrica de 31 MW a combustível fóssil, para suprir a energia elétrica consumida por consumidores: residenciais (consumo médio de 270 kWh/mês); comerciais (consumo médio de 11000 kWh/mês); e grandes consumidores (consumo médio de 110000 kWh/mês); simulado a implantação nas capitais brasileiras: Belo Horizonte; Brasília; Manaus; São Paulo; Rio de Janeiro; e Florianópolis; estão apresentados no Quadro 2.25.

Quadro 2.25: Impacto financeiro da pegada hídrica, energética e de carbono de usina termelétrica a combustível fóssil de 31 WM, em 30 anos de ciclo de vida útil, em capitais do Brasil.

Pegada	Combustível	Impacto financeiro (R\$)
Pegada Hídrica	Carvão mineral	797.734,66
	Gás natural	820.170,94
	Derivados de petróleo	820.170,94
Pegada Energética	Carvão mineral	5.478.384.600,00
	Gás natural	5.232.150.510,00
	Derivados de petróleo	5.232.150.510,00
Pegada de carbono	Carvão mineral	1.105.269.382,34
	Gás natural	575.426.390,67
	Derivados de petróleo	793.227.968,44

A usina termelétrica a combustível fóssil e a usina solar fotovoltaica têm a mesma capacidade de geração de energia elétrica, porém a potências instaladas são distintas.

Os dados do Quadro 2.25 se aplicam a qualquer cidade do Brasil, visto que a características técnicas e os custos, assumidos nesta pesquisa, da usina termelétrica serão os mesmos.

Nota-se no Quadro 2.25 que usina termelétrica a gás natural é a que tem os menores impactos em uso de recurso energético e efeitos de emissões de gases de efeito estufa, em segundo lugar à derivados de petróleo e depois à carvão mineral.

Levando em consideração somente o impacto financeiro da pegada hídrica, energética e de carbono, em conjunto para cada combustível, pode-se concluir que usinas termelétricas a gás natural tem sustentabilidade maior que as que usam combustíveis derivados do petróleo e este mais sustentável que as que usam carvão mineral.

Estudo realizado por Roldán et al. (2014) avaliando usinas de energia elétrica no México durante todo o ciclo de vida, definem uma sequência hierárquica de sustentabilidade. De acordo com seus resultados, as usinas a combustíveis fósseis são as que ocupam as últimas posições, sendo que à gás

natural são mais sustentáveis que às derivados de petróleo, e esta última mais que às carvão mineral.

Os dados de impactos financeiros da usina solar fotovoltaica, apresentados no Quadro 2.24, quando comparado com os dados da usina termelétrica a combustíveis fósseis, apresentados no Quadro 2.25, fica claro que os impactos da pegada hídrica, energética e de carbono da usina solar fotovoltaica são inferiores à da usina termelétrica independente do combustível fóssil. Mas isto só é uma verdade quando se analisa o fato que a pegada hídrica da usina solar fotovoltaica é igual a 1.900 L/MWh, a pegada energética é igual a 3.914 MJ/m² e a pegada de carbono é igual a 81 gCO₂-eq/kWh, já para a usina termelétricas a pegada hídrica varia de 48.000 a 56.400 L/MWh (dependendo do combustível fóssil), a pegada energética varia de 767,29 a 803,40 MJ/ano e a pegada de carbono varia de 642 a 1.079 gCO₂-eq/kWh (Bhandari et al., 2015; Fthenakis e Kim, 2010; Weißbach, et al., 2013; Wild-Scholten, 2013).

Note que a pegada hídrica e a pegada de carbono, de ambos os tipos de usinas de energia avaliadas, são em função da energia gerada. Como os valores destas pegadas são sempre maiores para usinas termelétricas a combustíveis fósseis que para usinas solares fotovoltaicas, os impactos financeiros da pegada hídrica e da pegada de carbono serão sempre maiores para as termelétricas a combustíveis fósseis.

A pegada energética de ambos os tipos de usina não é em função da energia gerada, uma vez que a energia gerada pela própria usina, durante o seu ciclo de vida útil, irá compensar a pegada energética. A pegada energética da usina solar fotovoltaica é fixa em função da área total de módulos fotovoltaicos de uma usina, já para a usina termelétrica a combustível fóssil é em função do tempo.

Pode-se concluir ao analisar os resultados do Quadro 2.24 e do Quadro 2.25 que uma usina solar fotovoltaica demanda menos recursos naturais e energéticos em comparação a usina termelétrica a combustível fóssil, uma vez que a primeira utiliza menos recursos essenciais e contribui com um menor impacto ambiental devido às emissões de gases de efeito estufa dentro de seu ciclo de vida útil que a segunda usina. O impacto financeiro médio total da geração fotovoltaica é 81,55% menor do que o total

de impacto da termelétrica a gás natural, sendo que esta térmica é a de menor impacto em comparação as outras termelétricas a combustível fóssil.

Roldán et al. (2014) avaliaram usinas de geração de energia elétrica em quatro cenários: ligeiramente ecológico; ecológico; ligeiramente tecnocrata; e tecnocrata. Concluíram que ao longo do ciclo de vida de centrais elétricas, as usinas solares fotovoltaicas apresentam maior sustentabilidade frente as outras e as usinas a combustíveis fósseis as piores.

2.4.2. Externalidade dos fatores ambientais de saúde pública em usina termelétrica a combustíveis fósseis

Sistemas fotovoltaicos são tidos como sistemas de geração de energia elétrica que não poluem durante todo o período útil de geração. Em contrapartida usinas termelétricas são muito poluidoras, emitem gases e particulados que além de ajudar no efeito estufa também causam danos na saúde humana, no solo e na água (Raja et al., 2015).

Visando avaliar em termos econômicos o impacto na saúde humana e os impactos ambientais de usinas termelétricas a combustíveis fósseis, usou-se de dados de estudos desenvolvidos pela EPE (2016b), Klaassen e Riahi (2007) e Roth e Ambs (2004). Foram estimados os custos, resultante da emissão gases e particulados, com tratamento de doenças em seres humanos e com medidas que mitigam os impactos ambientais causados por uma usina termelétrica a combustível fóssil.

O Quadro 2.26 apresenta os resultados do custo total resultante das emissões dos principais poluentes em todo os 30 anos de ciclo de vida útil de uma termelétrica a combustível fóssil, com potência instalada de 31 MW. Tais resultados foram obtidos a partir dos Quadros 2.9 e 2.10.

Quadro 2.26: Custo total resultante dos efeitos dos principais poluentes emitidos em uma usina termelétrica a combustível fóssil de 31 MW em todo seu ciclo de vida

Poluente	(R\$)		
	Carvão mineral	Gás natural	Derivados de petróleo
SO _x	1.361.058.622,67	9.431.642,91	692.862.998,22
PM ₁₀	26.820.593.052,63	122.056.889,20	16.900.184,66
NO _x	1.229.103.153,79	614.551.576,90	737.461.892,28
CO ₂	941.374.015,17	448.663.567,62	921.911.440,32
Total	30.352.128.844,26	1.194.703.676,62	2.369.136.515,47

O Quadro 2.27 apresenta os resultados do custo anual com saúde no tratamento de doenças e com medidas de mitigação dos impactos ambientais resultantes dos poluentes emitidos em usina termelétrica a combustível fóssil com um ciclo de vida útil de 30 anos e 31 MW de potência instalada. Também é apresentado o custo total por unidade de energia gerada.

Quadro 2.27: Custo com saúde e medidas de mitigação de impactos ambientais oriundos dos efeitos causados por poluentes emitidos em usina termelétrica de 31 MW a combustíveis fósseis

Impacto	Custo relacionado a cada combustível em térmicas (R\$/ano)		
	Carvão mineral	Gás natural	Derivados de petróleo
Tratamento de doenças	910.563.865,33	35.841.110,30	71.074.095,46
Mitigação de impacto ambiental	101.173.762,81	3.982.345,59	7.897.121,72
	R\$/MWh		
Custo total com a poluição	4.657,06	183,31	363,51

Em ambos os quadros se nota que as usinas termelétricas a gás natural são as que menos causam impacto ambiental e danos à saúde em relação a outras a combustíveis fósseis no Brasil. Usinas termelétricas a carvão mineral

são as mais poluentes, chegando a causar impacto financeiro resultante da poluição em média 25,41 vezes mais que térmicas a gás natural e 12,81 vezes maior que às derivados de petróleo.

O custo da externalidade de fatores ambiental e de saúde na geração de energia elétrica por termelétricas são em média 96,1% menor para térmicas a gás natural e 92,2% menor para à derivados de petróleo, quando comparado a termelétrica a carvão mineral. Comparando-se com usinas solares fotovoltaicas o custo da externalidade das térmicas na geração é no mínimo em média 183 vezes maior, podendo atingir 4.657 vezes, no Brasil.

As usinas solares fotovoltaicas são uma forma segura, limpa e sustentável de geração de energia elétrica. Em países tropicais, como o Brasil, a energia solar é considerada a opção mais confiável e viável entre todas as renováveis (Madeti e Singh, 2017). Uma usina solar fotovoltaica que gere a mesma quantidade de energia que a usina termelétrica simulada neste estudo teria nenhum poluente emitido diretamente, portanto nenhum custo e impacto socioambiental direto (indireto sim, devido às pegadas).

Diante disso, investir em sistemas fotovoltaicos para a geração de energia elétrica, irá economizar em média entre 183,31 a 4657,06 R\$/MWh com externalidade de fatores ambientais e de saúde, se comparado a sistemas de geração por usinas termelétricas a combustíveis fósseis. Lacchini e Santos (2013) em estudo comparando termelétrica a carvão com sistema fotovoltaico chegam ao resultado que este último pode custar 11% a menos que implantar uma térmica a carvão.

2.4.3. Expansão da geração de energia no Brasil por meio de termelétricas a combustíveis fósseis

Custo com saúde pública e impactos ambientais

Entre 2006 e 2016 estimou-se que o Brasil lançou na atmosfera cerca de 60.984.497,00 toneladas de CO₂, 4.090.093,80 toneladas de SO_x, 16.474.250,10 toneladas de PM₁₀ e cerca de 1.710.056,00 toneladas de NO_x, a partir de emissões de termelétricas a combustíveis fósseis. Os custos que a nação teve com saúde pública e mitigação de impactos ambientais resultante da emissão destes poluentes, em função do tipo de combustível usado na

térmica e o poluente emitido, são apresentados no Quadro 2.28. Tais resultados foram obtidos a partir dos Quadros 2.8, 2.9 e 2.10.

Quadro 2.28: Custo com saúde pública e impactos ambientais resultantes da poluição dos principais poluentes emitidos por termelétricas a combustível fóssil no Brasil

Poluente	Combustível	Custos devido à emissão de poluentes entre 2006 e 2016 (R\$)	
		Saúde	Impacto ambiental
CO ₂	Carvão mineral	1.378.385.363,63	153.153.929,29
	Gás natural	4.928.185.600,77	547.576.177,86
	Derivados de petróleo	2.319.869.089,75	257.763.232,19
SO _x	Carvão mineral	21.322.925.975,23	2.369.213.997,25
	Gás natural	505.288.911,63	56.143.212,40
	Derivados de petróleo	19.149.027.903,07	2.127.669.767,01
PM ₁₀	Carvão mineral	420.182.871.440,09	46.686.985.715,57
	Gás natural	6.539.050.863,54	726.561.207,06
	Derivados de petróleo	467.079.506,95	51.897.722,99
NO _x	Carvão mineral	19.255.655.214,00	2.139.517.246,00
	Gás natural	32.923.860.717,60	3.658.206.746,40
	Derivados de petróleo	20.381.631.562,08	2.264.625.729,12
Por combustível	Carvão mineral	462.139.837.992,95	51.348.870.888,11
	Gás natural	44.896.386.093,54	4.988.487.343,73
	Derivados de petróleo	42.317.608.061,84	4.701.956.451,32
TOTAL		610.393.146.831,47	

Entre 2006 e 2016 estima-se que custou aos cofres públicos cerca de 610,39 bilhões de reais com tratamento de doenças resultante dos gases e partículas poluentes emitidas por centrais termelétricas a combustíveis fósseis e com políticas de mitigação dos impactos ambientais. Estima-se que cerca de 90% deste custo foi com saúde pública, 549,35 bilhões de reais.

Externalidade dos fatores ambientais de saúde pública do sistema fotovoltaico

Sistemas fotovoltaicos não poluem de forma direta durante todo o ciclo de geração de energia elétrica, em contrapartida as termelétricas sim, como já discutido na seção 2.4.2.

Estimou-se que entre os anos de 2006 e 2016 se investiu no Brasil cerca de 53,82 bilhões de reais, de capital público, na construção de usinas termelétricas e neste mesmo espaço de tempo custou aos cofres públicos cerca de 610,39 bilhões no tratamento de doenças e mitigação de impactos no meio ambiente.

Se o mesmo valor investido na construção de usinas termelétricas fosse investido em políticas públicas para a implantação de sistemas fotovoltaica, com 2,5 kWp de potência instalada, para suprir o consumo mensal de 270 kWh em residências brasileiras, a energia elétrica gerada, a potência instalada, o número de residências beneficiadas, e o custo evitados com saúde pública e impactos ambientais entre 2006 e 2016 são apresentados no Quadro 2.29. A instalação de sistemas com a potência elétrica de 2,5 kWp consegue beneficiar milhões de famílias brasileiras.

Quadro 2.29: Custo evitado com saúde pública e impactos ambientais resultante do investimento de 53,82 bilhões de reais para instalação de sistemas fotovoltaico de 2,5 kWp em residências brasileiras entre 2006 e 2016

Características	
Número de residências	2.545.926
Potência instalada (MWp)	6.364,82
Energia gerada em 10 anos (GWh)	91.659,25
Custo evitado com saúde pública (R\$)	19.142.854.570,61
Custo evitado mitigação de impacto ambiental (R\$)	2.126.983.841,18

Se o investimento fosse para a implantação de sistemas fotovoltaicos residenciais, entre o ano de 2006 e 2016 o governo brasileiro evitaria a emissão na atmosfera de cerca de 5.831.361,43 toneladas de CO₂, 875.345,83 toneladas de SO_x, 8.249,33 toneladas de PM₁₀ e cerca de 219.982,20

toneladas de NO_x. Evitaria o gasto de aproximadamente 21,27 bilhões de reais em mitigação de impactos ambientais e no tratamento de doenças causadas pelos gases e partículas devido à emissão por térmicas a combustíveis fósseis. A geração em média em 2015 seria 8.911,33 GWh, este valor representaria 6,8% do consumo residencial de eletricidade em 2015 (EPE, 2016a).

Agora se além do capital investido na construção de térmicas nesse período de 10 anos, também investisse os 610,39 bilhões em políticas públicas para a implantação de sistemas fotovoltaicos residenciais de 2,5 kWp os resultados seriam os apresentados no Quadro 2.30.

Quadro 2.30: Custo evitado com saúde pública e impactos ambientais resultante do investimento de 664,21 bilhões de reais para a da instalação de sistemas fotovoltaico de 2,5 kWp em residências brasileiras entre 2006 e 2016

Características	
Número de residência	31.418.408
Potência instalada (MWp)	78.546,02
Energia gerada em 10 anos (GWh)	1.131.135,58
Custo evitado com saúde pública (R\$)	236.235.448.745,77
Custo evitado mitigação de impacto ambiental (R\$)	26.248.383.193,97

De acordo com os resultados do Quadro 2.30, a administração pública brasileira teria uma economia de 262,48 bilhões de reais a cada 10 anos. A energia elétrica gerada pelos sistemas fotovoltaicos em 2015 seria 109.971,65 GWh, representando 83,8% dos 131.315 GWh do consumo residencial de eletricidade em 2015 no Brasil (EPE, 2016a).

A capacidade instalada de usinas termelétricas entre 2006 e 2016 no Brasil foi de 7.087MW. Pelo Quadro 2.29 a capacidade instalada total de sistemas fotovoltaicos ao investir 53,83 bilhões seria 6.364,82 MW, representado 89,8% da potência termelétrica instalada no mesmo período no Brasil. Ao usar o recurso de 664,21 bilhões de reais a capacidade instalada de sistemas fotovoltaicos seria 78.546,02 MW, 11 vezes maior que a instalada de termelétricas entre 2006 e 2016 no Brasil.

A potência instalada de 78.546,02 MW evitaria a emissão de 71.962.845,37 toneladas de CO₂, 10.802.344,75 toneladas de SO_x,

101.802,20 toneladas de PM₁₀ e cerca de 2.714.725,38 toneladas de NO_x entre o ano de 2006 e 2016, economizando o valor de 262,48 bilhões de reais no mesmo período.

Segundo Breyer et al. (2015) as políticas de incentivo a implantação de sistemas fotovoltaicos em telhados residenciais na Alemanha representaram uma economia de gastos públicos de 19 - 93 €/tCO₂-eq evitado nas emissões de gases de efeito estufa.

Azofra et al. (2015) avaliou o efeito de fontes renováveis de energia, em especial a energia solar fotovoltaica, no mercado de energia da Espanha. Chegou à conclusão que a Espanha teve uma economia de 0,70 bilhões de euros com custo evitados com emissões, além da economia 3,10 bilhões de euros com despesas de eletricidade devido a efeitos no mercado de energia.

Dentro destas perspectivas discutidas, vê-se a importância da administração pública brasileira em repensar a política de investimentos em usinas termelétricas, que se intensificou em 2001 com a crise energética e tem continuado em 2016. A energia solar fotovoltaica tem grandes benefícios frente a proveniente de termelétricas, merecendo melhor fatia de participação na geração de eletricidade no Brasil.

2.4.4. Viabilidade de implantação de sistemas fotovoltaicos no Brasil

Análise dos sistemas fotovoltaicos sem considerar a externalidade

Os resultados da análise da viabilidade da implantação de sistema fotovoltaico usando tecnologia silício monocristalino e de sistema fotovoltaico usando tecnologia silício policristalino, ambos os tipos conectados à rede, para suprir a necessidade de energia elétrica consumida por um consumidor: residencial (270 kWh/mês); comercial (11000 kWh/mês); e um grande consumidor (110000 kWh/mês); representados pelos cenários 1, 2 e 3 respectivamente, são discutidos a seguir. Não foi considerado nestes resultados o impacto financeiro das pegadas: hídrica; energética; e de carbono.

Para todas as cidades e cenários no modelo proposto, os sistemas fotovoltaicos conectados à rede, analisando em separado cada tecnologia em estudo, atingiram a viabilidade econômica à taxa de desconto de 8% a.a. com destaque para sistema fotovoltaico com tecnologia silício policristalino

conectado à rede (PV Poli) que atingiu o retorno de capital descontado em média um ano antes que o sistema fotovoltaico com tecnologia silício monocristalino conectado à rede (PV Mono) (vide APÊNDICES 2.1 e 2.3).

A taxa de 8% a.a. para sistema PV Mono, dentro dos cenários analisados neste estudo, teve o VPL entre de R\$ 3.230,38 e R\$ 9.134.150,77, as TIR de 9,35 a 19,92%, e o *payback* descontado de 8 a 22 anos. Em contrapartida, para sistema PV Poli os VPL variou de R\$ 4.305,74 a R\$ 9.523.161,00, as TIR de 9,86 a 21,11%, e o *payback* descontado de 7 a 20 anos.

A viabilidade econômica a uma taxa de desconto de 12% a.a. e um ciclo de vida de 30 anos, somente nos cenários 1 e 2 para a cidade de São Paulo e o cenário 1 da cidade de Florianópolis não foram viáveis, para as demais cidades e cenários a viabilidade foi alcançada para ambas as tecnologias estudadas (vide APÊNDICES 2.2 e 2.4).

Essa taxa de 12% a.a., para sistema PV Mono, dentro dos cenários assumidos neste estudo, teve o VPL de R\$ 266,22 a R\$ 4.346.951,86, as TIR de 12,14 a 19,92%, e o *payback* descontado de 9 a 29 anos. Já para sistema PV Poli o VPL variou de R\$ 1.337,00 a R\$ 4.729.288,49, as de TIR 9,86 a 21,11%, e o *payback* descontado de 8 a 23 anos.

É notável que para os dois cenários de taxa de desconto a implantação de sistema PV Poli traz melhor retorno econômico que o sistema PV Mono.

As capitais analisadas neste estudo, segundo Mitscher e Rüther, (2012) são representativas do Brasil em termos de irradiação solar e tarifas de energia elétrica para o setor residencial. Portanto, o resultado da análise de viabilidade econômica de sistema PV Poli e PV Mono deste trabalho são representativos do cenário brasileiro.

O Quadro 2.31 apresenta as tarifas mínimas de energia elétrica associadas as irradiações mínimas globais médias diárias local que viabilizam economicamente a implantação de sistema PV Poli e PV Mono em cidades brasileiras nas taxas de desconto de 8 e 12% a.a. de acordo com os cenários de consumo e metodologia de análise adotados neste estudo.

Quadro 2.31: Tarifa mínima de energia elétrica associada a irradiação mínima global média diária que viabiliza a implantação de sistema PV Poli e PV Mono dentro dos cenários de consumo e taxas de desconto de 8 e 12% a.a.

Cenário de consumo		8% a.a.		12% a.a.	
		Tarifa de energia (R\$/kWh)	Irradiação solar diária (kWh.m ⁻² .dia ⁻¹)	Tarifa de energia (R\$/kWh)	Irradiação solar diária (kWh.m ⁻² .dia ⁻¹)
Cenário 1 (270 kWh/mês)	Mono	0,57763	3,96	0,59537	4,93
	Poli	0,57763	3,96	0,59537	4,93
Cenário 2 (11 MWh/mês)	Mono	0,57763	3,96	0,62164	4,24
	Poli	0,57763	3,96	0,62164	4,24
Cenário 3 (110 MWh/mês)	Mono	0,57763	3,96	0,57763	3,96
	Poli	0,57763	3,96	0,57763	3,96

Nota: Resultados do quadro desconsiderando o impacto financeiro da pegada: hídrica; energética; e de carbono.

O Quadro 2.31 apresenta os valores mínimos necessários de cada parâmetro para que o sistema fotovoltaico ser viável, desta forma, maiores valores de irradiação solar para uma mesma tarifa implicam maior retorno econômico, assim como uma maior tarifa para uma mesma irradiação solar.

A viabilidade de sistemas de geração fotovoltaicos com até 5 MW no Brasil depende do custo do sistema, da intensidade da irradiação solar local em cada área e da tarifa de energia elétrica cobrada pela concessionária distribuidora de energia elétrica.

Avaliando o potencial de expansão de sistemas fotovoltaicos até 2030 no Brasil, Jannuzzi e Melo (2013) verificaram que as regiões Nordeste, Centro-Oeste e Sudeste são os locais mais adequados para se investir, visto que nestes locais é rentável a implantação a tarifas de energia elétrica superiores a 0,676 R\$/kWh. Isto em uma análise de 12% a.a. de taxa de desconto e 25 anos de vida útil. Os resultados de viabilidade deste trabalho também mostram esta mesma distribuição regional.

A viabilidade alcançada neste estudo com tarifas menores é um reflexo a redução em média anual do custo de produção de módulos fotovoltaicos e do

crescente aumento da tarifa de energia elétrica no Brasil (Mitscher e Rütger, 2012).

Spertino et al. (2013) avaliou o potencial econômico de implantação de sistemas fotovoltaicos em telhados na Itália para as potências de: 3 kWp; 20 kWp; 200 kWp; e 1 MWp, em relação as políticas de incentivos a energia fotovoltaica, como a tarifa *feed-in*. Os investimentos nos sistemas mostraram-se viáveis, chegando a retorno econômico superior a 100% do investimento inicial e a TIR de 10 a 20%.

Na metodologia proposta desta pesquisa o único incentivo é a política de crédito de energia (*net metering*), mesmo assim atingiu retornos do capital inicial maiores que 100% e TIR de no máximo 21,11%.

O Brasil tem a grande vantagem frente a países do Norte, como a Itália, em atingir viabilidade econômica com pouco incentivo, devido à combinação: das altas tarifas residenciais de energia, variando de 0,465 a 0,932 R\$/kWh; e da grande disponibilidade de irradiação solar, que varia de mais de 1.500 a quase 2.200 kWh.m⁻².ano⁻¹ (Jannuzzi e Melo, 2013). No entanto o custo do Wp instalado é maior que em países da União Europeia, a consequência disto é um alto custo inicial de investimento em sistemas fotovoltaicos no Brasil.

Análise dos sistemas fotovoltaicos ao considerar a externalidade

Dos resultados (vide APÊNDICE 2.5) da análise de viabilidade econômica da implantação de sistema PV Mono ao adotar como custos operacionais os impactos financeiros das pegadas: hídricas; energéticas; e de carbono, a uma taxa de 8% a.a. conclui-se que é inviável a implantação dos sistemas fotovoltaicos em todos os cenários simulados para a cidade de São Paulo e ao cenário 1 simulado na cidade de Florianópolis. Para as demais cidades a implantação de sistema PV Mono foi viável economicamente em todos os cenários.

Para a implantação de sistema PV Poli, a viabilidade econômica ao adotar os mesmos critérios econômicos anteriores, foi alcançada em quase todos os cenários. O único inviável economicamente foi a simulação da implantação de um sistema com 2,5 kWp de potência (cenário 1) na cidade de São Paulo (vide APÊNDICE 2.7).

À taxa de desconto de 8% a.a. o sistema PV Poli, dentro dos cenários assumidos em estudo, variou o VPL de R\$ 2.331,57 a R\$ 7.265.554,62, os TIR de 8,75% a 17,96%, e *payback* descontado de 9 a 25 anos. Já para sistema PV Mono o VPL variou de R\$ 1.051,74 a R\$ 5.545.824,25, os de TIR 8,33 a 15,23%, e *payback* descontado de 11 a 28 anos.

Considerando na análise de viabilidade a taxa de desconto de 12% a.a., a implantação sistema PV Mono só foram viáveis nos cenários 2 e 3 em Belo Horizonte, e cenários 3 em: Manaus; Salvador; e Rio de Janeiro; os demais cenários deram inviáveis a implantação ao considerar o efeito da externalidade de fatores ambientais e saúde pública na análise econômica (vide APÊNDICE 2.6).

O sistema PV Poli alcançou viabilidade nos cenários 1,2 e 3 simulados em Belo Horizonte, nos cenários 2 e 3 de: Brasília; Manaus; Salvador; e Rio de Janeiro; e cenário 3 de Florianópolis, os demais cenários são inviáveis (vide APÊNDICE 2.8).

O sistema PV Poli, no modelo proposto de análise econômica de viabilidade, mostrou maior sustentabilidade ecológica que o sistema PV Mono, visto que ao levar em consideração na análise os impactos do uso dos recursos água e energia e das emissões de gases de efeito estufa (GEE) o primeiro sistema mostrou-se mais viável na quase a totalidade dos cenários propostos.

O Quadro 2.31 apresenta as tarifas mínimas de energia elétrica associada as irradiações mínimas globais médias diárias local que viabilizam economicamente a implantação de sistema PV Poli e PV Mono em cidades brasileiras nas taxas de desconto de 8 e 12% a.a. levando em considerando os impactos financeiro das pegadas: hídrica; energética; e de carbono, ou seja, considerando a externalidade de fatores ambientais e saúde pública.

Quadro 2.31: Tarifa mínima de energia elétrica associada a irradiação mínima global média diária que viabiliza a implantação de sistema PV Poli e PV Mono dentro dos cenários de consumo e taxas de desconto de 8 e 12% a.a.

Cenário de consumo		8% a.a.		12% a.a.	
		Tarifa de energia (R\$/kWh)	Irradiação solar diária (kWh.m ⁻² .dia ⁻¹)	Tarifa de energia (R\$/kWh)	Irradiação solar diária (kWh.m ⁻² .dia ⁻¹)
Cenário 1 (270 kWh/mês)	Mono	0,59537	4,93	0,82488	4,55
	Poli	0,62164	4,24	0,82488	4,35
Cenário 2 (11 MWh/mês)	Mono	0,62164	4,24	0,82488	4,35
	Poli	0,57763	3,96	0,59537	4,93
Cenário 3 (110 MWh/mês)	Mono	0,62164	4,24	0,64121	4,92
	Poli	0,57763	3,96	0,62164	4,24

Nota: Resultados do quadro considerando o impacto financeiro da pegada: hídrica; energética; e de carbono.

A partir dos valores apresentados no Quadro 2.31, o consumidor pode tomar a decisão de implantar ou não o sistema fotovoltaico. Esta tomada de decisão será mais ecológica, no qual avalia além da viabilidade de implantação do sistema PV Poli e PV Mono, também o impacto ambiental que ele causa ao longo de sua vida útil.

A metodologia proposta de avaliar a viabilidade econômica de sistemas de geração em função das pegadas: hídricas; energéticas; e de carbono, pode ser um indicador de sustentabilidade de sistemas de geração. Visto que os impactos socioambientais indiretos são também tomados como custo a mais na geração de energia. Assim o que apresentar o menor custo de geração é o mais sustentável em relação aos outros em termos ambientais.

2.4.5. Viabilidade da implantação de usina solar fotovoltaica em relação à usina termelétrica a combustível fóssil, no Brasil

A externalidade de fatores ambientais e de saúde pública de sistemas de geração de energia elétrica refere-se aos danos ambientais diretos e indiretos,

e os impactos sobre a saúde pública devido a doenças, resultantes da atividade de geração de energia elétrica.

Nesta pesquisa avaliaram-se as emissões dos poluentes: CO₂; SO_x; NO_x; e PM₁₀, e seus efeitos socioambientais, bem como a pegada: hídrica; energética; e de carbono.

Para o sistema de geração de energia elétrica que tem o efeito negativo da externalidade, ou seja, causam danos socioambientais, os custos destes danos foram usados na análise econômica de viabilidade da implantação do sistema, para o sistema de geração que tem o efeito positivo da externalidade, ou seja, não traz danos socioambientais, os custos foram tomados como zero.

Desconsiderando a externalidade de fatores ambientais e saúde pública, na análise

Os resultados da avaliação tradicional de viabilidade econômica da implantação de uma usina termelétrica, de 31 MW de potência instalada, a combustível fóssil, as taxas de desconto de 8 e 12% a.a e um ciclo de vida útil de 30 anos, são apresentados nos Quadro 2.32 e Quadro 2.33.

Quadro 2.32: Análise da viabilidade econômica da implantação de usina termelétrica a combustível fóssil de 31 MW, a taxa de desconto de 8% a.a., desconsiderando a externalidade de geração

Capital	Combustível	VPL (R\$)	TIR (%)	<i>Payback</i> simples (ano)	<i>Payback</i> descontado (ano)
Belo Horizonte	C. mineral	149.720.338,12	11,48	10	17
Brasília	Gás natural	147.958.558,04	15,08	9	13
São Paulo	D. petróleo	- 658.104.989,20	-	aTVU	aTVU
Rio de Janeiro	C. mineral	90.511.007,18	10,15	11	20
Manaus	Gás natural	88.749.227,09	12,30	11	17
	D. petróleo	- 742.951.316,80	-	aTVU	aTVU
Salvador	C. mineral	184.107.209,15	12,23	10	15

Quadro 2.32: Análise da viabilidade econômica da implantação de usina termelétrica a combustível fóssil de 31 MW, a taxa de desconto de 8% a.a., desconsiderando a externalidade de geração (continuação...)

Capital	Combustível	VPL (R\$)	TIR (%)	Payback simples (ano)	Payback descontado (ano)
Salvador	Gás natural	182.345.429,07	16,68	8	11
	D. petróleo	- 608.828.976,82	-	aTVU	aTVU
	C. mineral	130.006.398,97	11,04	10	18
Florianópolis	Gás natural	128.244.618,88	14,16	9	14
	D. petróleo	- 686.354.849,70	-	aTVU	aTVU

C. mineral: Carvão mineral; D. petróleo: Derivados de petróleo; aTVU: acima do tempo de vida útil; - : TIR muito negativa, impossibilidade de cálculo.

Quadro 2.33: Análise da viabilidade econômica da implantação de usina termelétrica a combustível fóssil de 31 MW, a taxa de desconto de 12% a.a., desconsiderando a externalidade de geração

Capital	Combustível	VPL (R\$)	TIR (%)	Payback simples (ano)	Payback descontado (ano)
Belo Horizonte	C. mineral	- 16.276.322,03	11,48	10	aTVU
Brasília	Gás natural	44.547.714,47	15,08	9	17
São Paulo	D. petróleo	- 536.491.832,74	-	aTVU	aTVU
	C. mineral	- 56.459.247,18	10,15	11	aTVU
Manaus	Gás natural	4.364.789,32	12,30	11	28
	D. petróleo	- 594.073.527,66	-	aTVU	aTVU
	C. mineral	7.060.625,76	12,23	10	28
Salvador	Gás natural	67.884.662,26	16,68	8	14
	D. petróleo	- 503.050.240,24	-	aTVU	aTVU
	C. mineral	- 29.655.357,54	11,04	10	aTVU
Florianópolis	Gás natural	31.168.678,96	14,16	9	19
	D. petróleo	- 555.663.845,19	-	aTVU	aTVU

C. mineral: Carvão mineral; D. petróleo: Derivados de petróleo; aTVU: acima do tempo de vida útil; - : TIR muito negativa, impossibilidade de cálculo.

As cidades analisadas como cenário de implantação das usinas, representam uma região geográfica brasileira relativa ao preço da venda de energia elétrica na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE. Desta forma para a termelétrica que utiliza um mesmo combustível em cidades distintas, apresentará resultados diferentes. Por representarem a região Sudeste do Brasil, Belo Horizonte, São Paulo e Rio de Janeiro apresentam os mesmos resultados, e estes são iguais para Brasília, que representa a região Centro-Oeste, pois o preço da venda de energia elétrica na CCEE para estas regiões é o mesmo.

A taxa de desconto de 8 e 12% a.a., a viabilidade da implantação de usinas termelétrica a derivados de petróleo deram inviáveis em todas as cidades. O payback simples, ou seja, o retorno do capital investido sem considerar o desconto, não acontece antes de finalizar o ciclo de vida útil, o que mostra que a usina deu prejuízo durante todo o ciclo de vida. Os VPLs foram tão negativos que impossibilitou o cálculo da TIR.

O principal parâmetro que contribui para a inviabilidade da térmica a derivado de petróleo foi o custo com combustível de aproximados 126 milhões de reais anual, 3,6 vezes mais que o custo com carvão mineral e 2,8 vezes maior que com gás natural.

O menor custo operacional é para usinas a carvão mineral, 6,3 vezes menor que às derivados de petróleo e 2,3 menores que as a gás natural.

A taxa de 8% a.a. o valor presente líquido foi maior para usinas a carvão mineral que para uma a gás natural, em uma mesma cidade. Mas isto não quer dizer que uma usina a gás natural traz menos retorno que uma a carvão mineral, pelo contrário, as TIR das usinas a gás natural foram maiores, assim o retorno econômico em relação ao investimento inicial foi maior em usinas a gás natural que em usinas a carvão mineral, assim é mais viável investir em termelétrica a gás natural.

Essa análise se torna mais evidente quando se compara as duas usinas termelétricas a uma taxa de desconto de 12% a.a. Em todos os cenários as usinas termelétricas a gás natural foram viáveis a implantação, com VPL e TIRs maiores que a térmica a carvão mineral, sendo que está última só foi viável em Salvador com TIR de 12,26%, já a usina a gás natural apresentou TIR de 16,68%.

Portando, dentro do modelo de análise econômica proposto, o tipo de usina termelétrica que traz melhor retorno econômico é a gás natural seguida pela à carvão mineral, sendo que a que usa derivados de petróleo mostra-se inviável em todos os cenários. Esta ordem é importante até em termos ecológicos, pois as usinas a gás natural são as que menor poluem entre os três combustíveis estudados (Villela e Silveira, 2007).

Os resultados do Quadro 2.31 e 2.32 mostram que a região brasileira mais favorável para implantação de usinas termelétricas a combustível fóssil é a Nordeste, seguida em ordem por Sudeste, Centro-Oeste, Sul e Norte. A ordem entre Sudeste e Centro-Oeste é indiferente, já que ambas têm os mesmos resultados econômicos.

Os resultados da avaliação da viabilidade econômica da implantação de uma usina solar fotovoltaica de 177,4 MWp de potência instalada, em uma análise econômica tradicional, ou seja, desconsiderando os benefícios da externalidade de fatores ambientais e saúde pública, estão apresentados no Quadro 2.33 e Quadro 2.34, considerando a taxa de desconto de 8 e 12% a.a. respectivamente.

Quadro 2.33: Análise da viabilidade econômica da implantação de usina solar fotovoltaica de 177,4 MWp, com ciclo de vida de 30 anos e taxa de desconto de 8% a.a., desconsiderando a externalidade de geração

Cidade	VPL (R\$)	TIR (%)	Payback simples (ano)	Payback descontado (ano)
Belo Horizonte	- 351.299.709,27	4,45	18	
Brasília	- 260.343.581,01	5,44	16	
Manaus	- 330.931.767,36	4,68	17	
São Paulo	- 412.235.747,36	3,74	19	aTVU
Salvador	- 164.880.000,62	6,42	15	
Rio de Janeiro	- 306.009.403,50	4,95	17	
Florianópolis	- 388.197.219,91	4,03	19	

aTVU: acima do tempo de vida útil.

Quadro 2.34: Análise da viabilidade econômica da implantação de usina solar fotovoltaica de 177,4 MWp, com ciclo de vida de 30 anos e taxa de desconto de 12% a.a., desconsiderando a externalidade de geração

Cidade	VPL (R\$)	TIR (%)	Payback simples (ano)	Payback descontado (ano)
Belo Horizonte	- 562.991.237,24	4,45	18	
Brasília	- 500.427.832,17	5,44	16	
Manaus	- 548.963.258,16	4,68	17	
São Paulo	- 604.881.893,06	3,74	19	aTVU
Salvador	- 434.700.513,48	6,42	15	
Rio de Janeiro	- 531.802.049,39	4,95	17	
Florianópolis	- 588.348.721,36	4,03	19	

aTVU: acima do tempo de vida útil.

Diferente das usinas termelétricas a combustíveis fósseis e de outras formas de geração de energia elétrica de forma constante no tempo, nas usinas solares fotovoltaicas a geração de energia é dependente da intensidade e ângulo de incidência da irradiação solar sobre os módulos fotovoltaico, portanto a geração varia com as horas do dia e ao longo do ano.

Os resultados do Quadro 2.33 e Quadro 2.34 mostram que a implantação da usina fotovoltaica é inviável economicamente nas taxas de desconto de 8 e 12% a.a. Os valores de TIR são no máximo 6,42% em Salvador e mínimo de 3,74% em São Paulo, portanto muito a baixo das taxas de atratividade de 8 e 12% a.a. Os VPLs são todos negativos, independente da taxa de desconto considerada na análise.

O que leva a inviabilidade ao comparar com a viabilidade de implantação das usinas termelétricas a carvão e a gás natural, é o alto custo inicial de investimento, haja vista que a geração de energia elétrica durante todos os ciclos de vida de cada usina é a mesma.

O valor estimado para a implantação de a usina solar fotovoltaica foi de R\$ 1.029.500.000,00, cerca de 3 vezes maior que o investimento necessário para a termelétrica a carvão mineral e cerca de 8 vezes maior que o necessário para a térmica a gás natural.

O custo operacional assumido para a usina solar fotovoltaica foi R\$ 171.583,33 anuais, valor inferior a R\$ 21.156.406,32 anuais para a térmica a carvão mineral e R\$ 49.241.625,12 para a termelétrica a gás natural.

Usinas solares fotovoltaicas apesar de inviáveis, se comparada com as termelétricas a derivado de petróleo, pode-se concluir que a primeira traz prejuízos bem menores que a última.

Quanto maior a taxa de desconto assumido, longe da viabilidade a implantação da usina solar fotovoltaica fica. Os mais críticos são para locais com a mesma tarifa de energia e irradiação global média diária de São Paulo, e o menos crítico para lugares iguais a Salvador, em termo de tarifa e irradiação solar.

Avaliando a competitividade de implantações de sistemas fotovoltaicos com centrais termelétricas a combustíveis fósseis, com dados até 2011 nos EUA, Reichelstein e Yorston (2013) concluíram que usinas fotovoltaicas não são ainda competitivas com as centrais termelétricas nos EUA. No Brasil, também se conclui que ainda não são competitivas quando avaliado sem os custos das externalidades.

Considerando a externalidade de fatores ambientais e saúde pública na análise econômica

Na análise da viabilidade econômica deste tópico foram avaliados como custo, os impactos socioambientais da externalidade. Os Quadro 2.35 e Quadro 2.36 apresentam os resultados dos parâmetros econômicos usados na avaliação da implantação da termelétrica a combustível fóssil de 31 MW a taxas de desconto de 8 e 12% a.a respectivamente

Quadro 2.34: Análise da viabilidade econômica da implantação da usina termelétrica a combustível fóssil de 31 MW, com ciclo de vida de 30 anos e taxa de desconto de 8% a.a., considerando a externalidade de geração

Cidade	Combustível	VPL (R\$)	TIR (%)	Payback simples (ano)	Payback descontado (ano)
Belo Horizonte	C. mineral	-13.495.919.270,47	-		
Brasília	Gás natural	- 2.360.118.415,08	-		
São Paulo	D. petróleo	- 3.808.533.801,83	-		
	C. mineral	- 13.495.919.270,47	-		
Manaus	Gás natural	- 2.360.118.415,08	-		
	D. petróleo	- 3.808.533.801,83	-	aTVU	aTVU
	C. mineral	- 13.580.765.598,07	-		
Salvador	Gás natural	- 2.444.964.742,68	-		
	D. petróleo	- 3.893.380.129,43	-		
	C. mineral	- 13.495.919.270,47	-		
Florianópolis	Gás natural	- 2.360.118.415,08	-		
	D. petróleo	- 3.808.533.801,83	-		

C. mineral: Carvão mineral; D. petróleo: Derivados de petróleo; aTVU: acima do tempo de vida útil; - : TIR muito negativa, impossibilidade de cálculo.

Quadro 2.35: Análise da viabilidade econômica da implantação de usina termelétrica a combustível fóssil de 31 MW, com ciclo de vida de 30 anos e taxa de desconto de 12% a.a., considerando a externalidade de geração

Cidade	Combustível	VPL (R\$)	TIR (%)	Payback simples (ano)	Payback descontado (ano)
Belo Horizonte	C. mineral	- 9.790.688.352,08	-		
Brasília	Gás natural	- 1.760.700.827,01	-		
São Paulo	D. petróleo	- 2.790.690.806,84	-	aTVU	aTVU
	C. mineral	- 9.848.270.047,00	-		
Manaus	Gás natural	- 1.818.282.521,94	-		

Quadro 2.35: Análise da viabilidade econômica da implantação de usina termelétrica a combustível fóssil de 31 MW, com ciclo de vida de 30 anos e taxa de desconto de 12% a.a., considerando a externalidade de geração (continuação...)

Cidade	Combustível	VPL (R\$)	TIR (%)	<i>Payback</i> simples (ano)	<i>Payback</i> descontado (ano)
Manaus	D. petróleo	- 2.848.272.501,77	-		
	C. mineral	- 9.757.246.759,58	-		
Salvador	Gás natural	- 1.727.259.234,52	-		
	D. petróleo	- 2.757.249.214,35	-	aTVU	aTVU
	C. mineral	- 9.809.860.364,53	-		
Florianópolis	Gás natural	-1.779.872.839,46	-		
	D. petróleo	- 2.809.862.819,29	-		

C. mineral: Carvão mineral; D. petróleo: Derivados de petróleo; aTVU: acima do tempo de vida útil; - : TIR muito negativa, impossibilidade de cálculo.

Analisando os resultados do Quadro 2.34 e 2.35 para as taxas de desconto de 8% de 12% a.a., conclui-se que se for considerado a externalidade de fatores ambientais e saúde pública na análise econômica, investir na construção da usina termelétrica com uso de qualquer combustível fóssil é inviável. Em nenhuma das análises aconteceu o retorno do investimento inicial dentro do ciclo de vida útil, seja por *paybacks* simples ou por *payback* descontado.

As taxas internas de retornos do capital investido foram impossíveis de determinar, visto que o balanço de fluxo de caixa foi negativo durante todo o ciclo de vida das usinas termelétricas. Em consequência a este fluxo de caixa negativo é que os valores de VPL, a taxa de desconto de 12% a.a., são menos negativos que os valores a taxa de 8% a.a.

Os resultados da análise econômica de viabilidade para a implantação de a usina solar fotovoltaica de 177,4 MWp, tendo como taxa de desconto 8 e 12% a.a. e considerando o ciclo de vida útil de 30 anos, estão apresentados no Quadro 2.36 e Quadro 2.37.

Quadro 2.36: Análise da viabilidade econômica da implantação de usina solar fotovoltaica de 177,4 MWp, com ciclo de vida de 30 anos e taxa de desconto de 8% a.a., considerando a externalidade de geração

Cidade	VPL (R\$)	TIR (%)	Payback simples (ano)	Payback descontado (ano)
Belo Horizonte	- 630.299.488,61	1,16	26	
Brasília	- 542.562.819,62	2,34	23	
Manaus	- 613.100.817,90	1,40	26	
São Paulo	- 689.586.743,35	0,27	30	aTVU
Salvador	- 448.805.633,55	3,49	20	
Rio de Janeiro	- 586.773.188,14	1,76	25	
Florianópolis	- 666.953.481,81	0,62	28	

aTVU: acima do tempo de vida útil.

Quadro 2.37: Análise da viabilidade econômica da implantação de usina solar fotovoltaica de 177,4 MWp, com ciclo de vida de 30 anos e taxa de desconto de 12% a.a., considerando a externalidade de geração

Capital	VPL (R\$)	TIR (%)	Payback simples (ano)	Payback descontado (ano)
Belo Horizonte	- 630.299.488,61	1,16	26	
Brasília	- 542.562.819,62	2,34	23	
Manaus	- 613.100.817,90	1,40	26	
São Paulo	- 689.586.743,35	0,27	30	aTVU
Salvador	- 448.805.633,55	3,49	20	
Rio de Janeiro	- 586.773.188,14	1,76	25	
Florianópolis	- 666.953.481,81	0,62	28	

aTVU: acima do tempo de vida útil.

Pelos resultados dos Quadros 2.36 e 2.37, verifica-se a inviabilidade econômica da implantação da usina solar fotovoltaica em cada uma das cidades estudadas nos dois cenários de juros considerados. Tal conclusão deve-se ao fato que todas as TIR foram abaixo da taxa de atratividade

considerada em cada quadro, ou seja, 8 e 12% a.a., e todos os valores de VPL foram negativos.

Chama a atenção ao comparar os resultados dos Quadros 2.34 e 2.35, referente aos resultados da análise de viabilidade da implantação das termelétricas a combustíveis fósseis, com os resultados dos Quadros 2.36 e 2.37, que independente das taxas de desconto consideradas, a usina solar fotovoltaica traz um retorno econômico melhor que as térmicas, visto que a usina solar tem valores de TIR acima de zero, até mesmo São Paulo que apresenta a TIR de 0,27% a.a. tem retorno melhor, visto que o VPL é menos negativo que todos os VPLs das térmicas a combustível fóssil.

Para as usinas fotovoltaicas o retorno do capital investido na implantação sem considerar o desconto (*payback* simples) é retornado antes do ciclo de vida útil chegar ao fim, contrário das termelétricas a combustíveis fósseis.

Portanto, sabendo que o efeito da poluição sempre existirá na atividade de geração de energia por termelétrica a combustível fóssil, cabe a administração pública brasileira, quando for investir em centrais de geração de energia elétrica, investir em usinas solares fotovoltaicas, caso a comparação aconteça com as usinas térmicas a combustível fóssil.

Se o investimento para a implantação vier de capital privado, também cabe a administração pública incentivar a implantação de usinas fotovoltaicas, visto que estas não emitem gases e partículas poluentes, portanto não geram custo a administração pública para mitigar impactos ambientais e para o tratamento de doenças em consequência a emissão de poluentes durante a geração de energia.

Quando se pensa em sustentabilidade, deve-se pensar nos impactos diretos e indiretos que os investimentos presentes irão causar no meio ambiente, na população e na economia como um todo no futuro.

O aumento do custo na geração de energia elétrica quando avaliado o efeito das emissões dos poluentes: CO₂; SO_x; NO_x; e PM₁₀, na análise econômica desta pesquisa foi de 4.657,06 R\$/MWh para as usinas termelétricas a carvão mineral, de 209,50 R\$/MWh para as usinas termelétricas a gás mineral e de 415,44 R\$/MWh para as usinas termelétricas a derivados de petróleo. Estes são exatamente os valores estimados de custo a serem repassados para a sociedade devido aos danos causados pelas emissões desses poluentes.

Esses custos apresentados no parágrafo acima são exatamente os custos economizados por uma usina solar fotovoltaica que gere a mesma quantidade de energia elétrica gerada por cada térmica estudada neste estudo.

Os países desenvolvidos estão reduzindo cada vez mais as emissões de poluentes. A União Europeia em 2014 aprovou plano de limitar as emissões até 2030 em 60% do nível de emissão de 1990 e uma participação mínima de 27% de fontes renováveis de energia na matriz energética de cada país membro. A energia solar fotovoltaica é uma das fontes renováveis de energia que está sendo muito incentivado na Europa, com destaque na Alemanha e Espanha (Schroeter et al., 2016).

Estudos de adaptação da estrutura física de centrais de geração de energia por fontes fósseis têm acontecido em países desenvolvidos, visto a necessidade de redução de emissões.

Estudando o potencial de adaptação de termelétricas a combustível fóssil em Portugal para redução das emissões de gases de efeito estufa e outros poluentes, Gerbelová et al. (2013) chegou a valores de 147,20 R\$/MWh para usinas a gás natural com ciclo combinado e 195,20 R\$/MWh para usinas a carvão mineral pulverizado (conversão de US\$ 1,00 = R\$3,20).

Zhai e Rubin (2013) estimaram os custos a mais de 52,80 R\$/MWh, para usinas a gás natural com ciclo combinado, e 124,48 R\$/MWh, para usinas a carvão mineral pulverizado, na implantação de estas usinas seguindo os novos padrões de emissão dos EUA.

Na 21ª Conferência das Partes (COP-21), realizado em Paris em dezembro de 2015, foi aprovado por 195 países da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (UNFCCC) o chamado Acordo de Paris. Neste acordo ficou firmado que os países ricos deverão garantir o financiamento de US\$ 100 bilhões por ano em medidas de redução de emissões de gases de efeitos estufa (ONU, 2016b).

Países no mundo têm investido muito em redução da poluição, o Brasil por outro lado segue tendência em sentido contrário. A administração pública brasileira tem investido e incentivado a instalação de 1.386.950 kW de potência elétrica em construção e outros 6.812.976 kW a serem iniciadas na construção de termelétricas, mais de 85% por combustíveis não renováveis (dados obtidos em dezembro de 2016). Isto representa 32,15% do total de empreendimentos

que estão e serão construídos para aumentar a capacidade de geração de energia elétrica do Brasil (ANEEL, 2016b).

A análise econômica desta pesquisa, em relação a metodologia proposta, mostra que é mais viável em termos de menores gastos públicos a longo prazo, o investimento em usinas solares fotovoltaicas que em usinas termelétricas a combustíveis fósseis. Assim cabe a admiração pública e privada repensar seus investimentos em termelétricas, uma vez que um desenvolvimento sustentável é o melhor caminho para o presente visando um futuro mais ecológico.

Custo nivelado de energia elétrica em usina fotovoltaica e termelétrica

São apresentados no Quadro 2.38 os custos nivelados de energia (CNE) da usina fotovoltaica de 177,4 MWp e das usinas termelétricas de 31 MW a combustível fóssil, considerando e desconsiderando a externalidade avaliada neste trabalho.

Os resultados do Quadro 2.38 mostram que o CNE, sem considerar a externalidade, da usina fotovoltaica é menor que os das usinas termelétricas a gás natural e a derivados de petróleo, porém é maior que o da térmica a carvão mineral, com a exceção em usinas fotovoltaicas implantadas em Salvador, Brasília, Manaus e Rio de Janeiro em que o CNE ainda permanece menor.

Conclui-se que cidades com irradiação solar igual ou maior que a encontrada em Salvador, Brasília, Manaus e Rio de Janeiro são muito favoráveis a implantar usinas fotovoltaicas que usinas termelétricas a combustíveis fósseis.

As usinas termelétricas em ordem crescente de CNE são as a carvão mineral, a gás natural e a derivados de petróleo. Já em ordem decrescente de poluição são as a carvão mineral, a derivados de petróleo e a gás natural.

Se considerar o efeito da externalidade de fatores ambientais e de saúde pública no CNE, os resultados do Quadro 2.38 apontam que os custos nivelados para usinas solares fotovoltaica em qualquer cidade analisada é no máximo 6,11% do custo nivelado de térmicas a carvão mineral, 26,88% do CNE de usinas a gás natural e 18,52% do de termelétricas a derivados de petróleo.

Quando 2.38: Custo nivelado de energia em usina solar fotovoltaica de 177,4 MWp e em usinas termelétricas de 31 MW a combustíveis fósseis, considerando ou desconsiderando a externalidade de fatores ambientais e de saúde pública, em capitais brasileiras

Potência	Externalidade	Tecnologia	Capital						
			Belo horizonte	Brasília	Manaus	São Paulo	Salvador	Rio de Janeiro	Florianópolis
			R\$/MWh						
177,4 MWp	SEM	Policristalino	161,89	143,23	143,52	177,51	134,20	151,98	166,00
	COM	Policristalino	325,38	288,99	289,55	355,84	271,38	306,05	333,41
31 MW		Carvão mineral	153,66	153,66	153,66	153,66	153,66	153,66	153,66
	SEM	Gás natural	249,07	249,07	249,07	249,07	249,07	249,07	249,07
		Derivados de petróleo	633,41	633,41	633,41	633,41	633,41	633,41	633,41
		Carvão mineral	5.821,00	5.821,00	5.821,00	5.821,00	5.821,00	5.821,00	5.821,00
	COM	Gás natural	1.323,59	1.323,59	1.323,59	1.323,59	1.323,59	1.323,59	1.323,59
		Derivados de petróleo	1.921,54	1.921,54	1.921,54	1.921,54	1.921,54	1.921,54	1.921,54

Estudando o ciclo do carvão mineral e sua externalidade de danos à saúde e ao meio ambiente nos EUA, Epstein et al. (2011) estimaram os custos com saúde 570,88 R\$/MWh. Jenner e Lamadrid (2013) citou em seu estudo a estimativa de 108,80 R\$/kWh com saúde devido à geração de eletricidade por carvão mineral nos EUA. A estimativa de acordo com a metodologia deste estudo, chegou a um custo de 5.100,61 R\$/MWh para uma usina termelétrica a carvão mineral de 31 MW (conversão US\$ 1,00 = R\$ 3,20).

O valor de 5.100,61 R\$/MWh estimado neste estudo não está errado devido os cenários serem diferente em cada estudo, este no Brasil e os outros nos EUA. Além disto, o carvão nos EUA tem menor concentrações de NO_x, SO_x que o usado no Brasil e os controles e emissões serem muito mais rigorosos. Outro fato é a dificuldade de se calcular os danos na saúde devido a impossibilidade de definir com clareza um modelo de dispersão de poluentes (Jenner e Lamadrid, 2013).

O Quadro 2.39 apresenta os CNE em sistemas fotovoltaicos de potência instalada de: 2,5 kWp; 100 kWp; e 1 MWp, e em usinas termelétricas de 31MW a combustível fóssil, considerando ou desconsiderando a externalidade de fatores ambientais e de saúde pública, em capitais brasileiras.

Pelos resultados do Quadro 2.39 os CNE para sistemas PV Poli são os menores em comparação com sistemas PV Mono, independente de considerar ou não a externalidade. Portanto o investimento em sistemas PV Poli com mais favoráveis.

Quanto maior a irradiação solar local, menor é o custo nivelado de energia. Por isto que sistemas fotovoltaicos instalados em Salvador são os que apresentam menores CNE e São Paulo os maiores para sistemas fotovoltaicos.

Quanto maior o sistema fotovoltaico, menor é o CNE, pois mais barato se torna o custo de implantação do sistema.

Sem considerar a externalidade, usinas termelétricas a carvão mineral tem custo nivelado de energia menor que o dos sistemas PV Poli e PV Mono. As térmicas a gás natural são mais favoráveis de ser implantada em São Paulo que sistemas PV Mono, porém menos favoráveis que sistemas PV Poli.

Considerando externalidade de fatores ambientais e saúde pública, todas as termelétricas a combustíveis fósseis no Brasil tem custo nivelado maior que sistemas PV Poli e PV Mono de 2,5 kWp, 100 kWp e 1 MWp, com geração distribuída para todas as cidades avaliadas.

Quando 2.39: Custo nivelado de energia em sistemas fotovoltaicos e em usinas termelétricas de 31MW a combustíveis fósseis, considerando ou desconsiderando a externalidade de fatores ambientais e de saúde pública, em capitais brasileiras

Potência	Externalidade	Tecnologia	Capital						
			Belo Horizonte	Brasília	Manaus	São Paulo	Salvador	Rio de Janeiro	Florianópolis
			R\$/MWh						
2,5 kWp (cenário 1)	SEM	Monocristalino	233,42	205,96	206,37	256,40	192,67	218,83	239,47
		Policristalino	222,18	196,04	196,44	244,06	183,39	208,30	227,95
	COM	Monocristalino	493,63	437,06	437,92	540,99	409,69	463,58	506,10
		Policristalino	385,67	341,80	342,47	422,40	320,58	362,37	395,35
100 kWp (cenário 2)	SEM	Monocristalino	202,73	178,88	179,25	222,70	167,34	190,06	207,99
		Policristalino	190,41	168,01	168,35	209,16	157,17	178,51	195,35
	COM	Monocristalino	462,95	409,99	410,79	507,28	384,36	434,81	474,62
		Policristalino	353,90	313,77	314,38	387,50	294,35	332,58	362,75
1 MWp (cenário 3)	SEM	Monocristalino	170,05	150,04	150,35	186,79	140,36	159,42	174,46
		Policristalino	159,78	140,98	141,27	175,51	131,89	149,79	163,92
	COM	Monocristalino	430,26	381,14	381,89	471,38	357,38	404,17	441,09
		Policristalino	323,27	286,74	287,30	353,85	269,07	303,87	331,33
31 MW	SEM	Carvão mineral	153,66	153,66	153,66	153,66	153,66	153,66	153,66
		Gás natural	249,07	249,07	249,07	249,07	249,07	249,07	249,07
		Derivados de petróleo	633,41	633,41	633,41	633,41	633,41	633,41	633,41
	COM	Carvão mineral	5.821,00	5.821,00	5.821,00	5.821,00	5.821,00	5.821,00	5.821,00
		Gás natural	1.323,59	1.323,59	1.323,59	1.323,59	1.323,59	1.323,59	1.323,59
		Derivados de petróleo	1.921,54	1.921,54	1.921,54	1.921,54	1.921,54	1.921,54	1.921,54

Analisando por unidade consumidora de energia elétrica, é melhor investir em sistemas fotovoltaicos com geração distribuída, do que construir uma usina termelétrica a combustível fóssil para gerar a energia necessária a um conjunto de consumidores, visto que o CNE é maior para usinas termelétricas que em sistemas fotovoltaicos, além destas últimas evitarem danos socioambientais.

Diante de todos os resultados apresentados neste capítulo, fica a dúvida. Por que usinas solares fotovoltaicas não apresentam melhores políticas de incentivo a implantação no Brasil? Por que as usinas termelétricas a combustíveis fósseis ainda são as mais construídas atualmente no Brasil? Será que é falta do reconhecimento das externalidades ou falta de maior consciência socioambiental?

É importante ficar claro além dos resultados deste estudo, que sistemas fotovoltaicos são dependentes da irradiação solar incidente sobre os módulos fotovoltaicos, portanto, não geram durante a noite, a geração é variável durante o dia e é afetada pela nebulosidade. Em contrapartida, as usinas termelétricas a combustíveis fósseis têm geração constante no tempo e são essenciais para atender demanda de ponta, visto um custo espaço de tempo para iniciar a geração de energia elétrica.

2.5. CONCLUSÕES

O Brasil tem um vasto potencial para a implantação de geração solar fotovoltaica ainda não utilizado. Uma grande parte das cidades brasileiras, em todas as regiões, já atingiu a viabilidade de implantação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede para pequenos, médios e grandes consumidores.

Atualmente, existe a necessidade de melhores políticas de incentivo a geração solar fotovoltaicas no Brasil, considerando-se os benefícios inerentes à inserção deste tipo de geração de energia elétrica na matriz energética. Estas políticas devem favorecer a implantação de sistemas fotovoltaicos tanto em escala residencial quanto em escala de usina de geração de energia elétrica.

Sistemas fotovoltaicos com tecnologia silício policristalina tem maior sustentabilidade que sistemas com a tecnologia monocristalina, além de menores custos nivelados de energia elétrica.

A externalidade inerente à geração de energia elétrica por usinas termelétricas a combustíveis fósseis não é avaliada na análise econômica de viabilidade da implantação destas. Os custos com saúde pública e correção de impactos ambientais devido à emissão de gases e particulados se inseridos na análise econômica podem elevar os custos nivelados de energia destas usinas a cerca de 20 vezes o de usinas solares fotovoltaicas no Brasil.

As usinas solares fotovoltaicas são a melhor opção de investimento em centrais de geração de energia elétrica do que usinas termelétricas a combustível fóssil no Brasil. Elas não emitem poluentes durante todo o ciclo de vida útil de geração de energia, têm ótima sustentabilidade e evitam grande gastos públicos com saúde e correção de impactos ambientais.

Enquanto as administrações públicas tentam definir qual direção escolher e que inovação apoiar, a ciência e a indústria devem fornecer um conjunto de indicadores que estejam alinhados com a sociedade, que espera mais respeito pelo meio ambiente, proteção à saúde e menos degradação do ar e do solo.

O Brasil tem seguindo caminho opostos em sustentabilidade, ao invés de investir em fontes renováveis muito mais viáveis, como a solar fotovoltaica, tem “sujado” sua matriz energética com a construção de várias usinas termelétricas, na grande maioria a combustíveis fósseis.

A mídia tem mostrado muitas informações contra a construção de usinas hidrelétricas, mas nada contra usinas termelétricas, que desde 2001 estão sendo intensificadas no Brasil. Desta forma a sociedade está tendo pouco acesso a informações sobre o grande impacto na saúde e no meio ambiente que as termelétricas a combustíveis fósseis provocam.

2.6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. Bandeiras tarifárias. Disponível em <http://www.aneel.gov.br/bandeiras-tarifarias>. Acesso em: agosto de 2016a.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. BIG - Banco de Informações de Geração. Capacidade de Geração do Brasil. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>. Acesso em: 28 de outubro de 2016b.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. Parâmetros econômicos: Taxa de desconto aplicada na avaliação das alternativas de expansão. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/consulta_publica/documentos/DEA%2027-13%20-%20Taxa%20de%20Desconto.pdf. Acesso em 08 de fevereiro de 2017.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. Ranking das Tarifas. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/ranking-das-tarifas>. Acesso em: 03 de novembro de 2016c.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. Revisão da taxa de desconto utilizada na formação do PLD está em consulta. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/taxa_de_desconto. Acesso em: 10 de outubro de 2016d.

Azofra, D., Jiménez, E., Martínez, E., Blanco, J., Saenz-Díez, J. C. Economical–environmental impact of subsidised renewable energy sources for electricity (RES-E) in the Spanish system. *Energy for Sustainable Development*, v.29, p.47 - 56, 2015.

Bayod-Rújula, A. A., Ortego-Bielsa, A., Martínez-Gracias, A. Photovoltaics on flat roofs: Energy considerations. *Energy*, v.36, n.4, p.1996 - 2010, 2011.

Bell, M.L., Davis, D.L., Gouveia, N., Borja-Aburto, V.H., Cifuentes, L.A. The avoidable health effects of air pollution in three Latin American cities: Santiago, São Paulo, and Mexico City. *Environmental Research*, n.100, p.431 - 440, 2006.

Bhandari, K. P., Collier, J. M., Ellingson, R. J., Apul, D. S. Energy payback time (EPBT) and energy return on energy invested (EROI) of solar photovoltaic systems: A systematic review and meta-analysis. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v.47, p. 133 - 141, 2015.

Breyer, C., Koskinen, O., Blechinger P. Profitable climate change mitigation: The case of greenhouse gas emission reduction benefits enabled by solar photovoltaic systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v.49, p. 610 - 628, 2015.

Cabral, I.; Vieira, R., 2012. [Viabilidade econômica x viabilidade ambiental do uso de energia fotovoltaica no caso brasileiro: uma abordagem no período recente.](#) III Congresso Brasileiro de Gestão Ambiental. 10 p. novembro de 2012.

Camargo, I. M. T. Noções Básicas de Engenharia Econômica - Aplicações ao Setor Elétrico. Brasília: Finatec, 160 p, 1998.

Castro, S. M.; Almeida, J. R., Rodrigues, M. G. [Valoração de dados ambientais da geração termelétrica: Usina de Campos dos Goytacazes – RJ.](#) Revista Internacional de Ciências. Rio de Janeiro. v. 2.n. 2, 2012.

CEMIG - Companhia Energética de Minas Gerais. Valores de tarifa e serviços. Disponível em: http://www.cemig.com.br/pt-br/atendimento/Paginas/valores_de_tarifa_e_servicos.aspx. Acesso em: 01 de novembro de 2016.

CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Preço Médio da CCEE. Disponível em: http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/. Acesso em: 09 de novembro de 2016.

Cresesb - Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito. Potencial Solar - SunData. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata>. Acesso em: 25 de setembro de 2016.

Czarnowska, L., Frangopoulos, C. A. Dispersion of pollutants, environmental externalities due to a pulverized coal power plant and their effect on the cost of electricity. Energy, 41, p. 212 - 219, 2012.

Diniz, A.S.A.C., Machado Neto, L.V.B, Camara, C.F., Morais, P., Cabral, C.V.T., Oliveira Filho, D., Ravinetti, R.F., França, E.D., Cassini, D.A., Souza, M.E.M., Santos, J.H., Amorim, M. Review of the photovoltaic energy program in the state of Minas Gerais, Brazil. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v.15, n.6, p. 2696 - 2706, 2011.

EPE - Empresa de Pesquisa Energética. Balanço Energético Nacional. Relatórios Finais de 2006 a 2016. Disponível em: <https://ben.epe.gov.br/default.aspx> Acesso em: 26 de outubro de 2016a.

EPE - Empresa de Pesquisa Energética. Plano Nacional de Energia, PNE 2030 - Geração termelétrica (carvão mineral). Disponível em: <http://www.epe.gov.br/PNE/Forms/Empreendimento.aspx>. Acesso em: 22 de setembro de 2016b.

EPE - Empresa de Pesquisa Energética. Plano Nacional de Energia, PNE 2030 - Geração termelétrica (gás natural). Disponível em: <http://www.epe.gov.br/PNE/Forms/Empreendimento.aspx>. Acesso em: 22 de setembro de 2016c.

EPE - Empresa de Pesquisa Energética. Plano Nacional de Energia, PNE 2030 - Geração termelétrica (petróleo e derivados). Disponível em: <http://www.epe.gov.br/PNE/Forms/Empreendimento.aspx>. Acesso em: 22 de setembro de 2016d.

Epstein, P.R., Buonocore, J.J., Eckerle, K., Hendryx, M., Stout III, B.M., Heinberg, R., Clapp, R.W., May, B., Reinhart, N.L., Ahern, M.M., Doshi, S.K.,

- Glustrom, L. Full cost accounting for the life cycle of coal. *Annals of the New York Academy of Sciences*, v.1219, p.73 - 98, 2011.
- Fthenakis, V., Kim, H. C. Life-cycle uses of water in U.S. electricity generation. *Renewable Sustainable Energy Reviews*., v.14, n.7, p. 2039 - 2048, 2010.
- Garcia, P.V.; Linhares, D.; Amaral, A.F.S.; Rodrigues, A.S. Exposure of thermoelectric power-plant workers to volatile organic compounds from fuel oil: Genotoxic and cytotoxic effects in buccal epithelial cells. *Mutation Research/Genetic Toxicology and Environmental Mutagenesis*, v.747, p.197 - 201, 2012.
- Gerbelová, H., Versteeg, P., Ioakimidis, C. S., Ferrão, P. The effect of retrofitting Portuguese fossil fuel power plants with CCS. *Applied Energy*, v.101, p 280 - 287, 2013.
- Gouveia, N.; Mendonça, G.A.S; Leon, A. P.; Correia J. E. M.; Junger, W. L.; Freitas, C. U.; Dumas, R. P.; Martins, L. C.; Giuseppe, L.; Conceição, G. M. S.; Manerich, A.; Cunha-Cruz, J. Poluição do ar e efeitos na saúde nas populações de duas grandes metrópoles brasileiras. *Epidemiologia e Serviços de Saúde*, 12, p.29 - 40, 2003.
- Guttikunda S.K.; Jawahar, P. Atmospheric emissions and pollution from the coal-fired thermal power plants in India. *Atmospheric Environment*, v.92, p.449 - 460, 2014.
- Jannuzzi, G. M.; Melo, C. A. Grid-connected photovoltaic in Brazil: Policies and potential impacts for 2030. *Energy for Sustainable Development*, v.17, p. 40 - 46, 2013.
- Jenner, S., Lamadrid, A. J. Shale gas vs. coal: Policy implications from environmental impact comparisons of shale gas, conventional gas, and coal on air, water, and land in the United States. *Energy Policy*, v. 53, p. 442 - 453, 2013.
- Khillare, P.S.; Jyethi, D. S.; Sarkar, S. Health risk assessment of polycyclic aromatic hydrocarbons and heavy metals via dietary intake of vegetables grown in the vicinity of thermal power plants. *Food and Chemical Toxicology*, v.50, p.1642 - 1652, 2012.
- Klaassen, G., Riahi, K. Internalizing externalities of electricity generation: An analysis with MESSAGE-MACRO. *Energy Policy*, n.35, p.815 - 827, 2007.
- Lacchini, C., Santos, J. C. V. Photovoltaic energy generation in Brazil – Cost analysis using coal-fired power plants as comparison. *Renewable Energy*, 52, p. 183 - 189, 2013.
- Lora, E.E.S., Nascimento, M.A.R. Geração Termelétrica - Planejamento, Projeto e Operação. Volumes 1 e 2. Editora Interciência. 2004.
- Madeti, S. R., Singh, S.N. Monitoring system for photovoltaic plants: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v.67, p.1180 - 1207, 2017.

Martins, F.R.; Rüther, R.; Pereira, E.B.; Abreu, S.L. Solar energy scénários in Brazil. Part two: Photovoltaics applications. Energy Policy, v.36, p. 2865 - 2877, 2008.

Massaeli, M. Javadian, S.A.M. Khaledi, N. Environmental Benefits of DGs and Comparing Their Generation Costs with Thermal Power Plants Considering Production. Indian Journal of Science & Technology, v.4, n.10, p.1290 - 1294, 2011.

Mitscher, M.; Rüther, R. Economic performance and policies for grid-connected residential solar photovoltaic systems in Brazil. Energy Policy, v.49, p.688 - 694, 2012.

MCTI, Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação. Fatores de Emissão de CO₂ para utilizações que necessitam do fator médio de emissão do Sistema Interligado Nacional do Brasil, como, por exemplo, inventários corporativos. Disponível em: <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/74694.html>. Acesso em: 26 de outubro de 2016.

MME, Ministério de Minas e Energia. Brasil lança Programa de Geração Distribuída com destaque para energia solar. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/web/guest>. Acesso em: 08 de setembro de 2016. 2015.

MME, Ministério de Minas e Energia. Relatório Síntese do Balanço Energético Nacional 2016. 2016. Disponível em: <https://ben.epe.gov.br/BENRelatorio Sintese.aspx? anoColeta=2015&anoFimColeta=2015>. Acesso em: 17 de agosto de 2016.

ONU - United Nations. World population projected to reach 9.7 billion by 2050. Notícias 29 de julho de 2015, disponível em: <http://www.un.org/en/development/desa/news/population/2015-report.html>, acesso em: 07 de maio de 2016a.

ONU - Organização das Nações Unidas. COP 21, Paris 2015. Disponível em: <https://nacoesunidas.org/cop21/>. Acesso em: 02 de dezembro de 2016b.

Peng, J., Lu, L., Yang, H. Review on life cycle assessment of energy payback and greenhouse gas emission of solar photovoltaic systems. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v.19, p. 255 - 274, 2013.

Peter, L. M. Towards sustainable photovoltaics: the search for new materials. Philosophical Transactions of The Royal Society A, v.369, p. 1840 - 1856, 2011.

PCJ - Agência das Bacias dos Rios Piracicaba, Capivari e Jundiá. Cobrança pelo uso da água. Disponível em: <http://www.agenciapcj.org.br/novo/instrumentos-de-gestao/cobranca-pelo-uso-da-agua>. Acesso em: 01 de novembro de 2016.

Raja, R.; Nayak, A.K.; Shukla, A.K.; Rao, K.S.; Gautam, P.; LAL, B.; Tripathi, R.; Shahid, M.; Panda, B.B.; Kumar, A.; Bhattacharyya, P.; Bardhan, G.; Gupta, S.; PATRA, D. K. Impairment of soil health due to fly ash-fugitive dustdeposition from coal-fired thermal power plants. Environmental Monitoring and Assessment, v.187, 2015.

- Reichelstein, S. Yorston, M. The prospects for cost competitive solar PV power. *Energy Policy*, v.55, p.117 - 127, 2013.
- River Network. Burning Our Rivers: The Water Footprint of Electricity. 2012. Disponível em: <https://www.rivernetwork.org/resource/burning-our-rivers/>. Acesso em: 16 de setembro de 2016.
- Roldán, M. C., Martínez, M., Peña, R. Scenarios for a hierarchical assessment of the global sustainability of electric power plants in México. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v.33, P. 154 - 160, 2014.
- Roth, I.F., Ambs, L.L. Incorporating externalities into a full cost approach to electric power generation life-cycle costing. *Energy*, v.29, p.2125 - 2144, 2004.
- Rüther, R.; Zilles, R. Making the case for grid-connected photovoltaics in Brazil. *Energy Policy*, v.39, p.1027 - 1030, 2011.
- Santos, A. C., Romero, S. C., Molina, C. P., Gil, M. C. Profitability analysis of grid-connected photovoltaic facilities for household electricity self-sufficiency. *Energy Policy*, Elsevier. v.51, p.749 - 764, 2012.
- Sinha, P., Meader, A., Wild-Scholten, M. Life Cycle Water Usage in CdTe Photovoltaics. *IEEE Journal of Photovoltaics*, v.3, n. 1, p. 429 - 432, 2013.
- Solar. Cotação. Disponível em: <http://www.portalsolar.com.br/>. Acesso em: 20 de setembro de 2016
- Schroeter, R., Scheel, O., Renn, O., Schweizer, P. Testing the value of public participation in Germany: Theory, operationalization and a case study on the evaluation of participation. *Energy Research & Social Science*, v.13, p.116 - 125, 2016.
- SPE- SolarPower Europe. Sustainability of photovoltaic systems, the water footprint. 2016. Disponível em: http://www.solarpowereurope.org/fileadmin/user_upload/documents/Policy_Papers/Fact_Sheets/SPE_Fact_sheet_Water_Footprint_1.pdf. Acesso em: 16 de setembro de 2016.
- Spertino, F., Leo, P. D., Cocina, V. Economic analysis of investment in the rooftop photovoltaic systems: A long-term research in the two main markets. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v.28, p. 531 - 540, 2013.
- Tolmasquim, M. T. Energia termelétrica: gás natural, biomassa, carvão, nuclear. Rio de Janeiro/RJ: Editora EPE, 2016. 417p.
- Villela, I. A. C., Silveira, J. L. Ecological efficiency in thermoelectric power plants. *Applied Thermal Engineering*, v.27, n.5 - 6, p. 840 - 847, 2007.
- Varella, F.K.O.M., Cavaliero, C.K.N., Silva, E.P. Energia solar fotovoltaica no Brasil: Incentivos regulatórios. *Revista Brasileira de Energia*, v.14, n.1, p.9 - 22, 2008.
- WFN - Water footprint Network. What is a water footprint? 2016. Disponível em: <http://water-footprint.org/en/water-footprint/what-is-water-footprint/>. Acesso em: 15 de setembro de 2016.

Weißbach, D. Ruprecht, G. Huke, A. Czerski, K. Gottlieb, S. Hussein, A. Energy intensities, EROIs (energy returned on invested), and energy payback times of electricity generating power plants. *Energy*, v.52, p. 210 - 221, 2013.

Wild-Scholten, M. J. Energy payback time and carbon footprint of commercial photovoltaic systems. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, v.119, p. 296 - 305, 2013.

Zhai, H., Rubin, E. Comparative Performance and Cost Assessments of Coal- and Natural-Gas-Fired Power Plants under a CO₂ Emission Performance Standard Regulation. *Energy Fuels*, 2013, v.27, p.4290 - 4301, 2013.

Capítulo 3: Externalidade da diminuição da demanda de pico pela geração solar fotovoltaica

3.1. INTRODUÇÃO

Todo consumidor pode ser visto por uma concessionária de energia elétrica por meio da curva de carga. Esta curva é um gráfico que identifica o perfil de distribuição da utilização de energia elétrica em um período de tempo (Eletrobrás, 2009).

O horário de maior demanda de energia elétrica da concessionária é denominado horário de ponta. Neste, devido à limitação de capacidade das redes de distribuição, cada novo consumidor representará um maior custo para a concessionária (Eletrobrás, 2009). O horário de ponta é representado por uma faixa diária de 3 horas consecutivas definidas por cada concessionária de energia elétrica; o valor da tarifa de energia nesta faixa de tempo é a mais cara.

Além disso, o fornecimento de energia no período de seca do ano leva à necessidade de se construir grandes reservatórios de água e, eventualmente, operar com usinas termelétricas, o que implica no aumento de custos de geração de energia elétrica para a concessionária. Devido ao comportamento da carga ao longo do dia e ao longo do ano, foi concebida uma estrutura tarifária denominada horo-sazonal. Esta estrutura inclui tarifas diferenciadas para períodos de maior e menor incidência de chuvas, com valores maiores nos horários de ponta, e menores valores nos horários fora de ponta, em um intervalo de 24h. Esta estrutura tarifária mostra indiretamente como a curva de carga influencia diretamente no preço da energia elétrica para o consumidor (Eletrobrás, 2009).

No Brasil as tarifas de energia elétrica são em função do setor: residencial; comercial; industrial; rural; e poder público, e do tipo de grupo de energia: A; e B.

O grupo A, consumidores de alta tensão, é representado pelo conjunto de consumidores com fornecimento em tensão igual ou superior a 2,3 kV. Este grupo tem escolha somente da modalidade horo-sazonal de tarifa de energia elétrica: azul, caracterizada por tarifa diferente em função da hora do dia e o

período do ano para consumo de energia e demanda de potência; verde, caracterizado por uma única tarifa de demanda de potência e tarifas diferenciadas de consumo de energia de acordo com as horas de utilização do dia e o período do ano; e tarifa binômia, caracterizada por uma única tarifa de demanda de potência e de consumo de energia elétrica. A tarifa binômia será extinta (ANEEL, 2016a).

O grupo B, consumidores de baixa tensão, é representado pelo conjunto de consumidores com fornecimento em tensão inferior a 2,3 kV e com tarifa de energia elétrica monômia ou branca (esta última estará ativa em janeiro de 2018). A tarifa monômia representa uma única tarifa de consumo de energia elétrica independente da hora do dia e o período do ano, já a tarifa branca é modalidade tarifação com tarifa de consumo de energia de acordo com a hora do dia e independente do período do ano (ANEEL, 2016a).

A demanda energética de um consumidor é a quantidade de potência elétrica, em W, que ele precisa. Existem alguns meios para a definição da demanda do consumidor: medição de potência total do estabelecimento; somar a demanda de potência de cada aparelho individualmente dentro do estabelecimento; ou supor uma demanda a ser contratada fixada em contrato de fornecimento com a concessionária (Eletrobrás, 2009). A curva de demanda é a própria curva de carga apresentado em um gráfico de potência elétrica em função do tempo.

A demanda pode ser contratada pelos consumidores junto à concessionária, por um custo pré-fixado. Quando o consumidor ultrapassa a demanda contratada por certo intervalo de tempo, o consumidor deve pagar uma multa à concessionária, o que influencia no preço final da conta de energia elétrica (Eletrobrás, 2009).

Para melhorar a curva de demanda de uma região, o que significa linearizá-la ao máximo, pode-se utilizar geração local de energia elétrica renovável, como a energia solar fotovoltaica. Há países que isso é feito utilizando um banco de baterias para armazenar a energia gerada em excesso fora do horário de ponta, que depois será injetada de volta para a rede em horários de ponta. No momento de devolução de energia para a rede, a curva de demanda tem seu pico diminuído, deixando o sistema de distribuição menos carregado (Reihani e Ghorbani, 2016). Isto evita maiores perdas técnicas na

rede de distribuição para os alimentadores de energia elétrica e evita multas para o consumidor por ultrapassar a demanda contratada na ponta e fora de ponta.

Na China, está sendo estudado um método de utilização de painéis fotovoltaicos juntamente com banco de baterias que utiliza a tendência das curvas de carga de dias anteriores para prever a curva de carga do dia seguinte. Com isso, faz-se o planejamento em avanço de como será utilizado o sistema fotovoltaico no dia seguinte (Zhang et al., 2015). Esse método pretende minimizar perdas na distribuição de energia elétrica e melhorar o perfil de tensão.

Ao mesmo tempo em que o banco de baterias juntamente com energias renováveis pode ajudar a melhorar a curva de carga, esse sistema tem suas restrições, principalmente por ser muito caro (Reihani e Ghorbani, 2016).

No Brasil, por questões legais, para os consumidores não é possível a utilização de baterias em sistemas conectados à rede elétrica, logo, o sistema de geração de energia renovável gerará energia e injetará diretamente na rede, sem ser armazenada. Isso já ajuda na curva de carga por diminuir a carga requerida da rede, porém não será possível escolher o horário de ponta para realizar a devolução de energia armazenada.

Dependendo da curva de carga, pode acontecer que o horário de maior demanda coincida com a maior geração por sistema fotovoltaico. Curvas de carga típicas do setor comercial e do setor industrial apresentam esta coincidência.

Se a geração local de energia solar fotovoltaica for conectada à rede, a geração não precisa chegar a 100% da demanda do estabelecimento, pois, quando a demanda for maior do que a geração, a rede elétrica irá suprir essa diferença de potência. Quando a geração ultrapassar o consumo, o excesso de energia fluirá para a rede (Mbodji et al., 2015).

A utilização de geração local ou geração distribuída de energia também diminui a demanda do consumidor, pois ele está gerando parte da potência que irá consumir (Reihani e Ghorbani, 2016). Para consumidores residenciais a diminuição da demanda de pico chegou a quase 50%, de acordo com Reihani e Ghorbani (2016), no Canadá. Além disso, a geração distribuída pode diminuir

as perdas por transmissão e distribuição na rede elétrica, por aproximar a geração de energia do consumo de energia (Bittencourt et al., 2015).

No Brasil dimensionar um sistema fotovoltaico conectado à rede que atenda toda a demanda máxima necessária de um estabelecimento, e assim contratar uma menor demanda, não é aconselhável por dois motivos principais. O primeiro, a nebulosidade pode atrapalhar na geração no momento de ponta e o consumidor pagará multa por ultrapassar a demanda contratada, o segundo é que um sistema de geração com potência elétrica igual a demanda máxima irá gerar muito excedente de energia elétrica e este não será consumido em 5 anos e seu crédito de energia será zerado na concessionária de energia, desta forma o consumidor terá prejuízo.

Segundo Queiroz (2010), o Brasil é um dos países que mais tem perdas de energia elétrica na rede de transmissão e distribuição. Ele estimou o valor de 19% da geração.

Urbanetz et al. (2012) avaliaram um sistema fotovoltaico de 12 kWp conectado à rede e simularam um de 4,2 MWp, e chegaram ao resultado que a inserção de sistemas conectados à rede em regiões urbanas traz o benefício de: melhorar o perfil de tensão; reduzir as perdas; e adiar os investimentos necessários para aumentar a capacidade da rede.

O aumento concentrado de cargas conectadas ao sistema de distribuição, em determinadas horas do dia, leva a sobrecarga deste. Consequências disto é o aumento das perdas técnicas de energia devido ao aumento de corrente na rede de distribuição, e a redução da confiabilidade de energia, tendo em vista a possibilidade de quedas tensão na rede.

Estudos tem mostrado que sistemas fotovoltaicos conectados à rede têm reduzido a demanda de pico e aumentado a confiabilidade nos alimentadores.

Burke (2014) avaliou o uso de sistema fotovoltaico em relação em comparação com o uso de térmicas a turbinas a gás para atender a demanda de pico na Austrália. Seu estudo mostrou que sistemas fotovoltaicos são confiáveis em fornecer energia durante os picos críticos de demanda do sistema de distribuição e as baixas latitudes são favoráveis ao uso dos sistemas fotovoltaicos para suprimento do horário de ponta no verão.

Rüther et al. (2008) avaliaram o uso de sistemas fotovoltaicos para a redução da demanda de ponta na cidade de Florianópolis. Seus resultados

mostram que sistemas fotovoltaicos conectados à rede podem aumentar a confiabilidade energética e reduzir significativamente os picos de demanda de verão em regiões onde a curva de carga é devido principalmente ao setor comercial, onde a demanda para climatização do ambiente coincide com a geração solar fotovoltaica.

Richardson e Harvey (2015) avaliaram o aumento da correlação da geração fotovoltaica e a demanda de energia em regiões do Canadá onde o pico de geração fotovoltaica não coincide com o pico do consumo de eletricidade. Os resultados mostraram que a melhor forma de aproveitar a geração fotovoltaica nestas condições para reduzir a demanda de pico é o armazenamento da energia.

Xavier (2015) avaliou a externalidade da geração fotovoltaica na redução de demanda. Em um dos seus resultados chegou a traçar as curvas típicas de cargas de consumidores residenciais, comerciais e industriais, apresentadas nas Figuras 3.1, 3.2 e 3.3. Seus resultados mostram que para consumidores residenciais o pico de demanda acontece entre 17h e 22h, e para consumidores comerciais e industriais o pico de demanda acontece entre 9h e 17h.

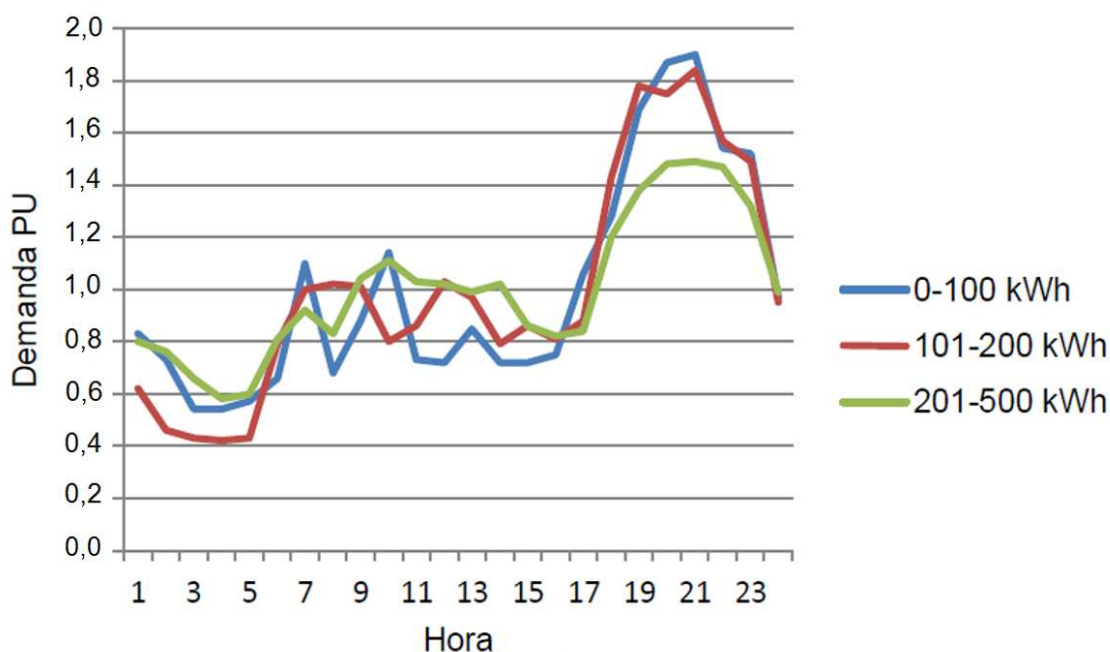


Figura 3.1: Curva de carga típica do setor residencial.

Fonte: (Xavier, 2015).

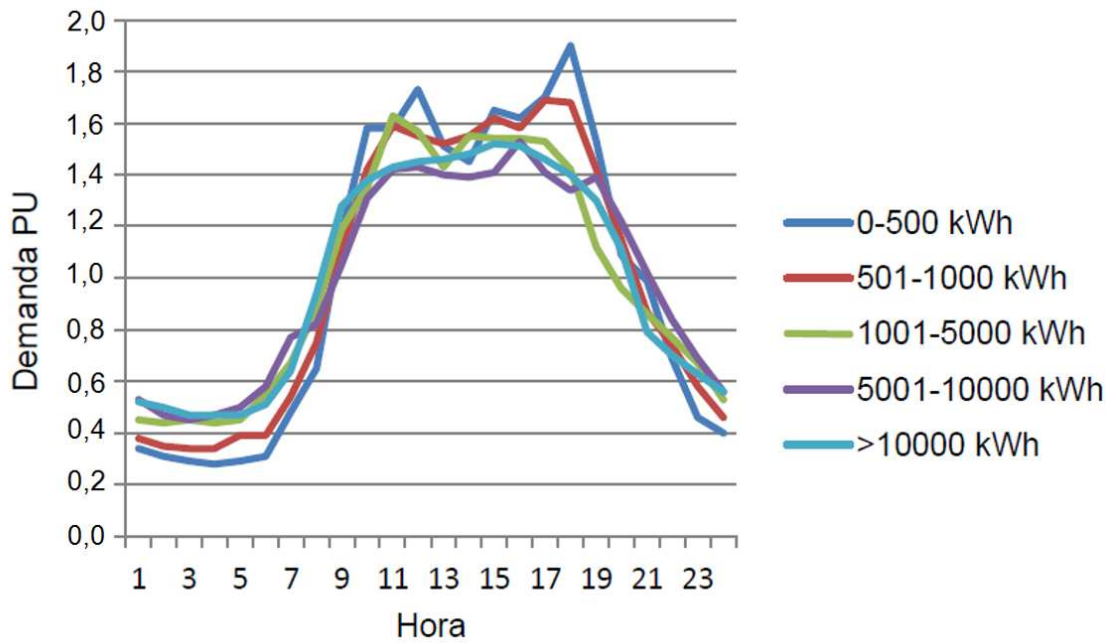


Figura 3.2: Curvas de carga típica do setor comercial.
 Fonte: (Xavier, 2015).

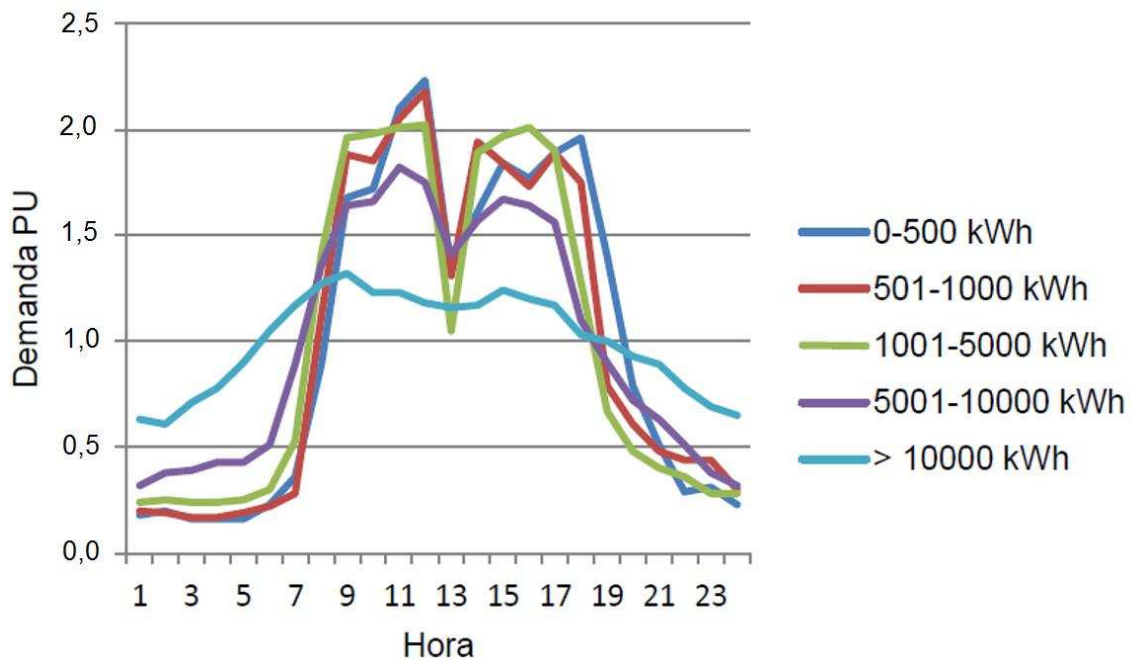


Figura 3.3: Curvas de carga típicas do setor industrial
 Fonte: (Xavier, 2015).

Diante das premissas apresentadas, investir em sistemas fotovoltaicos poderia ser uma forma viável de reduzir a demanda de picos de um

consumidor. Isto leva a reduzir o custo com fornecimento de energia elétrica para o consumidor e os custos com perdas técnicas para a concessionária de energia, além de aumentar a confiabilidade. Estes benefícios constituem a chamada externalidade da diminuição da demanda de pico pela geração solar fotovoltaica.

Baseado nestas premissas considera-se que um estudo aprofundado sobre a externalidade da diminuição da demanda de pico pela geração solar fotovoltaica pode oferecer o entendimento mais aprofundado da questão.

3.2. OBJETIVOS

3.2.1. Objetivo geral

Avaliar a influência da externalidade da diminuição da demanda de pico pela geração solar fotovoltaica na análise de viabilidade econômica da energia fotovoltaica no Brasil.

3.2.2. Objetivos específicos

i. Estudar a relação do uso de sistemas fotovoltaicos para suprir principalmente a demanda de pico em agroindústrias;

ii. Realizar análise econômica de sistema fotovoltaico considerando a externalidade da diminuição da demanda de pico por meio da geração solar fotovoltaica.

3.3. METODOLOGIA

3.3.1. Caracterização da área de estudo

Para o desenvolvimento desta pesquisa foi tomado como estudo um caso real de uma pequena e de uma média agroindústria do Brasil.

A pequena agroindústria foi representada pela Fazenda I. A fazenda está situada na microrregião de Pará de Minas no estado de Minas Gerais, possui 28 funcionários, 800 matrizes para a atividade de suinocultura e não tem planos de expansão da produção.

A média agroindústria foi representada pela Fazenda II. A fazenda está situada na zona rural do município de Juiz de Fora, no estado de Minas Gerais, possui 128 funcionários, 2508 matrizes para a atividade de suinocultura e também não tem planos de expansão da produção.

3.3.2. Obtenção da curva de demanda

A partir dos dados de memória de massa, obtida na concessionária de distribuição de energia elétrica Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG), de cada uma das duas agroindústrias estudadas, foi traçado a curva de demanda diária representativa de cada uma das agroindústrias.

A partir dos dados das curvas de cargas de cada agroindústria, foram calculadas as médias horárias de demanda registrada nos medidores no período de dados disponibilizados e registrados pela CEMIG. Os valores de demanda para traçar as curvas de demandas são apresentados no Quadro 3.1. Para efeito de ilustração, no horário de 07:00 horas a máxima potência observada, no período de coleta de dados, foi de 67,0 kW para a pequena agroindústria e 51,3 kW para a média agroindústria.

O período de dados de demanda disponibilizados referente à pequena agroindústria foi entre 05/09/2013 e 03/10/2014, já para a média agroindústria foi entre 05/08/2014 a 19/09/2014.

Quadro 3.1: Demanda horária da pequena e da média agroindústria estudadas

Hora	Pequena agroindústria	Média agroindústria
	Demanda máxima média (kW)	
00:00	38,3	40,5
01:00	50,5	41,0
02:00	51,3	39,5
03:00	51,0	38,3
04:00	49,3	41,3
05:00	50,5	39,8
06:00	50,8	43,0
07:00	67,0	51,3
08:00	74,7	52,5
09:00	81,8	57,3
10:00	81,3	64,8
11:00	69,2	104,0
12:00	74,0	109,8
13:00	83,6	101,0
14:00	78,1	104,0
15:00	76,8	99,3
16:00	70,7	77,3
17:00	48,2	45,3
18:00	31,3	43,3
19:00	32,7	43,5
20:00	32,0	43,8
21:00	34,6	46,5
22:00	34,1	44,5
23:00	34,3	45,0

3.3.3. Dimensionamento do sistema fotovoltaico

Foram simulados a implantação de sistemas fotovoltaicos na pequena e na média agroindústria de modo a reduzir a demanda de pico de cada uma e como consequência, diminuir a demanda contratada. Todas as simulações desta pesquisa foram feitas no *software* Excel 2013.

Foram considerados os seguintes critérios:

1. A demanda de cada agroindústria começa a crescer a partir das 6h e reduz a um dos menores valores às 18h;
2. O sistema fotovoltaico para a pequena agroindústria foi dimensionado para que qualquer demanda entre as 7h e 18h fique inferior a 67,0 kW; e
3. O sistema fotovoltaico para a média agroindústria foi dimensionado para que qualquer demanda entre as 7h e 18h fique inferior a 51,3 kW.

Os valores de 67,0 kW e 51,3 kW são as demandas de cada agroindústria às 7h da manhã, exatamente o momento de início a geração fotovoltaica. Foi considerado, para efeito de determinação de critério de dimensionamento, que entre 6h e 7h da manhã a geração solar fotovoltaica é desprezível, portanto, não contribui para reduzir a demanda.

Os dados de irradiação solar horária utilizados no dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos foram obtidos do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET). Foram obtidos dados de 1 de janeiro de 2015 a 31 de dezembro de 2015. A partir dos dados originais foram selecionados os menores valores de irradiação solar global horária, em kW/m²/h, para cada agroindústria estudada. O Quadro 3.2 apresenta os valores das irradiações consideradas nesta pesquisa.

Quadro 3.2: Menores irradiações solares globais horárias, registradas num período de um ano, para a pequena e para a média agroindústria estudadas

Hora	Pequena agroindústria	Média agroindústria
	Irradiação solar global horária (kW/m ² /h)	
00:00	0	0
01:00	0	0
02:00	0	0
03:00	0	0
04:00	0	0
05:00	0	0
06:00	0	0
07:00	0,0041	0,0057
08:00	0,1033	0,0724
09:00	0,2703	0,1953
10:00	0,4476	0,2642
11:00	0,5598	0,3841
12:00	0,5703	0,3706
13:00	0,5033	0,4534
14:00	0,4840	0,3764
15:00	0,3806	0,3015
16:00	0,2333	0,2194
17:00	0,1034	0,0824
18:00	0,0061	0,0017
19:00	0	0
20:00	0	0
21:00	0	0
22:00	0	0
23:00	0	0

Nota: Dados obtidos após processar os dados disponibilizados pelo Instituto Nacional de Meteorologia.

Fonte: (INMET, 2017).

Para dimensionar o sistema fotovoltaico, foi necessário determinar o número de módulos fotovoltaicos, necessários para cada gerador fotovoltaico, seguindo os critérios propostos descritos.

Os números de módulos foram alcançados seguindo o método de tentativa de acerto e erro nos seguintes passos:

1. Simulou inicialmente um sistema fotovoltaico com um número de módulos qualquer;
2. Dos dados de irradiação horária disponibilizada pelo Quadro 3.2 e pela Equação 3.1, modificada da equação proposta por Lacchini e Santos (2013), foram calculados a potência elétrica gerada pelos módulos fotovoltaicos a cada hora;
3. Foi feita a diferença, a cada hora, entre os dados do Quadro 3.1 e as potências elétricas geradas;
4. Quando o resultado de qualquer diferença foi superior a demanda limitada nos critérios, foi simulado um sistema com outro número de módulos;
5. Repetiu-se os passos 2, 3 e 4 até que os resultados das diferenças foram inferiores ao limite definido nos critérios;
6. Foi verificado se o último número de módulos do sistema fotovoltaico é o mínimo necessário para respeitar os limites de demanda definida para cada agroindústria nos critérios. Para isto refez os passos 2, 3 e 4 com um sistema fotovoltaico com número de módulos com uma unidade a menos;
7. Comprovado que o número de módulos é o menor possível, determinou-se então o número de módulos de cada sistema fotovoltaico para cada agroindústria.

$$P_{ger} = R_d A \eta \quad [3.1]$$

em que:

P_{ger} = potência gerada por hora (kW/h);

R_d = irradiação média horária (kW/m²/h);

A = área do conjunto de módulos (m²); e

η = eficiência total do sistema (%).

Sabendo o número de módulos necessários para reduzir o pico da curva de demanda de cada agroindústria, foi dimensionado o sistema fotovoltaico.

3.3.4. Análise econômica da viabilidade de implantação do sistema fotovoltaico

Sistema fotovoltaico

Para a análise foi feito o levantamento de preços de sistemas fotovoltaicos conectados à rede na empresa brasileira Solar. Os itens cotados foram: painéis fotovoltaicos, inversores para conexão à rede, suporte para painéis, cabos para conexão elétrica, medidor bidirecional, instalação e frete para diversas regiões. Para fazer a cotação optou-se por painéis de 260 W por apresentarem a menor relação R\$/W. O Quadro 3.4 apresenta o custo de investimento do sistema fotovoltaico simulado a implantação na pequena e na média agroindústria.

Quadro 3.3: Características básicas e composição do custo para 2017 do sistema fotovoltaico considerado nesta pesquisa

Características do sistema	Pequena agroindústria	Média agroindústria
Tecnologia usada	silício policristalino	silício policristalino
Capacidade instalada (kWp)	91	200,2
Número de módulos de 260 W	350	770
Eficiência (%)	16,0	16,0
Área por módulo (m ²)	1,62	1,62
Custo dos componentes	R\$	R\$
Módulos fotovoltaicos	296.250,00	651.750,00
Inversor de frequência	239.131,00	526.087,00
Frete, medidor bidirecional, cabos e taxas	46.246,00	101.740,00
Instalação de todos os módulos	52.500,00	115.500,00
Custo de investimento do sistema	634.127,00	1.395.077,00

Fonte: (Solar, 2017a).

O Quadro 3.4 apresenta as irradiações solares globais diárias médias que incide na área de cada agroindústria estudada. Os valores foram obtidos dos dados disponibilizados pelo Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito (Cresesb) e usados para o cálculo da produção de energia elétrica ao longo do ciclo de vida do sistema fotovoltaico.

Quadro 3.4 Irradiações solares globais diárias médias das agroindústrias avaliadas

Estado	Agroindústria	Irradiação (kWh.m ⁻² .dia ⁻¹)
Minas Gerais	Pequena	4,80
	Média	4,34

Fonte: (Cresesb, 2017).

A energia gerada pelos módulos fotovoltaicos durante um ano foi calculada segundo a Equação 3.2 (Lacchini e Santos, 2013),

$$E_{ger} = 365 R_d A \eta \quad [3.2]$$

em que:

E_{ger} = energia gerada anualmente (kWh.ano⁻¹);

R_d = irradiação média diária (kWh.m⁻².dia⁻¹);

A = área do conjunto de módulos (m²); e

η = eficiência total do sistema (%).

O Quadro 3.5 apresenta outros parâmetros operacionais assumidos para a análise econômica de viabilidade da implantação dos sistemas fotovoltaicos. Tais foram considerados a partir de uma revisão da literatura relacionada a condições climáticas e econômicas do Brasil para a geração solar fotovoltaica.

Quadro 3.5: Parâmetros operacionais assumidos em cada cenário para o processo de análise econômica, corrigida a inflação, de sistema fotovoltaico

Parâmetros de cálculos	
Eficiência de conversão CC-CA (%)	85
Tempo de vida útil do sistema (anos)	30
Taxas de desconto anual (%)	8 e 12
Custos operacionais (%) **	0,5
Aumento anual do preço da tarifa de energia de 0 a 10 anos (%)	3
Aumento anual do preço da tarifa de energia de 10 a 25 anos (%)	2
Perda anual do rendimento do sistema (%)	0,65

** 0,5% do investimento inicial do sistema fotovoltaico.

Fontes: (ANEEL, 2017; Lacchini e Santos, 2013; Mitscher e Rüter, 2012).

Análise econômica considerando a externalidade da diminuição da demanda de pico

A análise econômica levou em consideração a política de *net metering* regulada pela Resolução Normativa nº 482 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), alterada pela Resolução Normativa nº 687, segundo a qual o crédito de energia é gerado, e pode ser utilizado em um período de até 60 meses. Também se considerou o fato que não há nenhuma tributação sobre a energia elétrica gerada e injetada na rede de distribuição.

✓ Receita financeira

As receitas resultantes da implantação do sistema fotovoltaico devem-se a economia financeira gerada com o não uso da energia elétrica da companhia de energia elétrica de acordo com a política *net metering*, e a redução da demanda contratada.

Foram obtidas as tarifas de energia elétrica de cada uma das agroindústrias, acrescidos pelos impostos federais PIS e CONFIS e o estadual ICMS.

Ambas as agroindústrias estão enquadradas no grupo tarifário A4 da CEMIG na modalidade tarifária horo-sazonal verde (THSV). O Quadro 3.6 apresenta as tarifas de energia elétrica que foram usadas no desenvolvimento desta pesquisa, bem como a demanda contratada da CEMIG pela pequena e média agroindústria.

Quadro 3.6: Demanda contratada e valores de tarifa de energia elétrica na modalidade tarifária horo-sazonal verde aplicada a pequena e a média agroindústria avaliadas nesta pesquisa

Modalidade tarifária THSV grupo A4	Pequena agroindústria	Média agroindústria
Demanda contratada (kW)	108	115
Demanda (R\$/kW)	11,77	11,77
Ultrapassagem de demanda (R\$/kW)	23,55	23,55
Consumo Ponta seco	1,587	1,587
Consumo Ponta úmido		
(R\$/kWh) Fora de ponta seco	0,4223	0,4223
Fora de ponta úmido		

Nota: Tarifas já adicionado os impostos ICMS, PIS e CONFIS.

THSV: tarifa horo-sazonal verde.

Fonte: (CEMIG, 2017).

Com a redução da demanda de pico diária pelo uso do sistema fotovoltaico, foi assumido que uma menor demanda foi contratada, gerando economia de gasto com energia elétrica. Esta economia foi assumida também como receita financeira. Esta premissa constitui o efeito da externalidade da diminuição da demanda de pico pela geração solar fotovoltaica.

Foi assumido uma nova demanda contratada para cada agroindústria em 20% a mais que a máxima potência demandada na curva de demanda diária de cada agroindústria após a implantação do sistema fotovoltaico. Isto é, foi

assumido o valor de 80 kW para a pequena agroindústria e de 62 kW para a média agroindústria.

Considerou-se o efeito da nebulosidade na geração solar fotovoltaica a ponto de que cada agroindústria pague multa devido ultrapassar a demanda contratada, porém o valor total anual é inferior a economia com redução da demanda contratada.

✓ **Investimentos**

O detalhamento do investimento necessário para a implantação do sistema fotovoltaico encontra-se no Quadro 3.3.

✓ **Custos operacionais**

Os custos operacionais estão baseados nos gastos com manutenção e operação do sistema fotovoltaico. Foi estimado o custo operacional do sistema fotovoltaico durante seu ciclo de vida em 0,5% do investimento inicial (Mitscher e Rütther, 2012).

✓ **Indicadores econômicos**

Estabelecidos os custos e benefícios dos sistemas, foram determinados o fluxo de caixa do projeto e a análise de viabilidade econômica por meio dos seguintes indicadores: valor presente líquido, taxa interna de retorno, e tempo de retorno do capital.

Valor presente líquido

O valor presente líquido (VPL) é um indicador que permite avaliar a viabilidade econômica do projeto durante seu período de vida útil. O VPL é definido pelo valor atual dos benefícios menos o valor atual dos custos ou desembolsos.

O VPL foi calculado utilizando-se a Equação 3.3 (ANEEL, 2016b; Camargo, 1998).

$$VPL = \sum_{t=0}^n \frac{FC_t}{(1+i)^t} \quad [3.3]$$

em que:

- FC_t: Fluxo de caixa no ano t (R\$/ano);
- t: ano correspondente ao fluxo de caixa (ano);
- i: taxa de juro anual considerada (%), e
- n: tempo de vida útil do projeto (anos).

O VPL representa, em valores monetários presentes, a diferença entre os recebimentos e os pagamentos de todo o projeto. Se o VPL for positivo, significa que foi recuperado o investimento inicial aplicado à taxa mínima de atratividade, sendo neste trabalho adotada à taxa de juros aplicada pela ANEEL e a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) nas análises econômicas de projetos de geração de energia elétrica. Esta pesquisa considerou duas situações com taxa de desconto de 8 e 12% ao ano.

Taxa interna de retorno

A taxa interna de retorno (TIR) corresponde à taxa de juros capaz de zerar o VPL do investimento. Foi calculada utilizando a Equação 3.4 (ANEEL, 2016b; Camargo, 1998):

$$\text{Investimento inicial} + \left(\sum_{t=0}^n \frac{FC_t}{(1+TIR)^t} \right) = 0 \quad [3.4]$$

em que:

- TIR: taxa interna de retorno (decimal);
- t: ano correspondente ao fluxo de caixa (ano);
- n: tempo de vida útil do projeto (anos); e
- FC_t: Fluxo de caixa no ano t (R\$/ano).

Um projeto se torna atrativo se apresentar uma TIR maior ou igual à taxa de desconto. No entanto, o projeto será considerado não atrativo se a TIR for

menor que a taxa de desconto. Se a TIR for negativa então o investimento não é atrativo e gerará um prejuízo.

Tempo de retorno do capital

O tempo de retorno do capital determina o tempo necessário para recuperar o capital investido. Foi usado *Payback* descontado ou *Payback* econômico (PBD), que considera que o somatório do fluxo de caixa descontado a taxa de desconto seja, no mínimo, igual ao investimento inicial.

3.4. RESULTADOS E DISCUSSÃO

3.4.1. Curva de demanda da pequena e da média agroindústria

As Figuras 3.4 e 3.5 apresentam as curvas de demanda horária representativa da pequena e da média agroindústria estudadas, respectivamente.

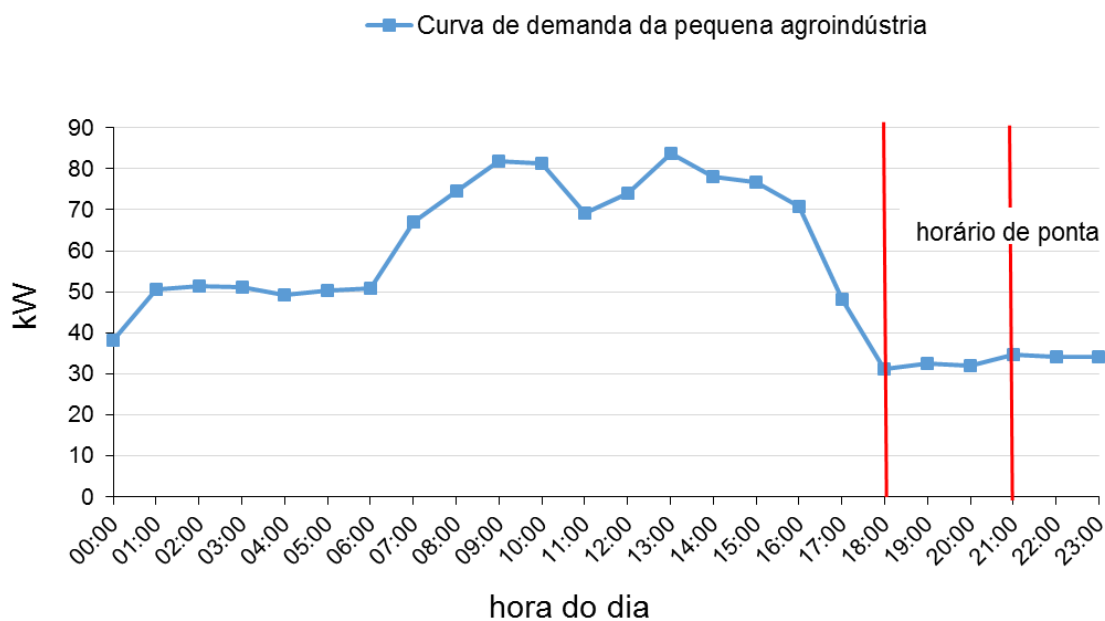


Figura 3.4: Curva de demanda horária representativa da pequena agroindústria estudada.

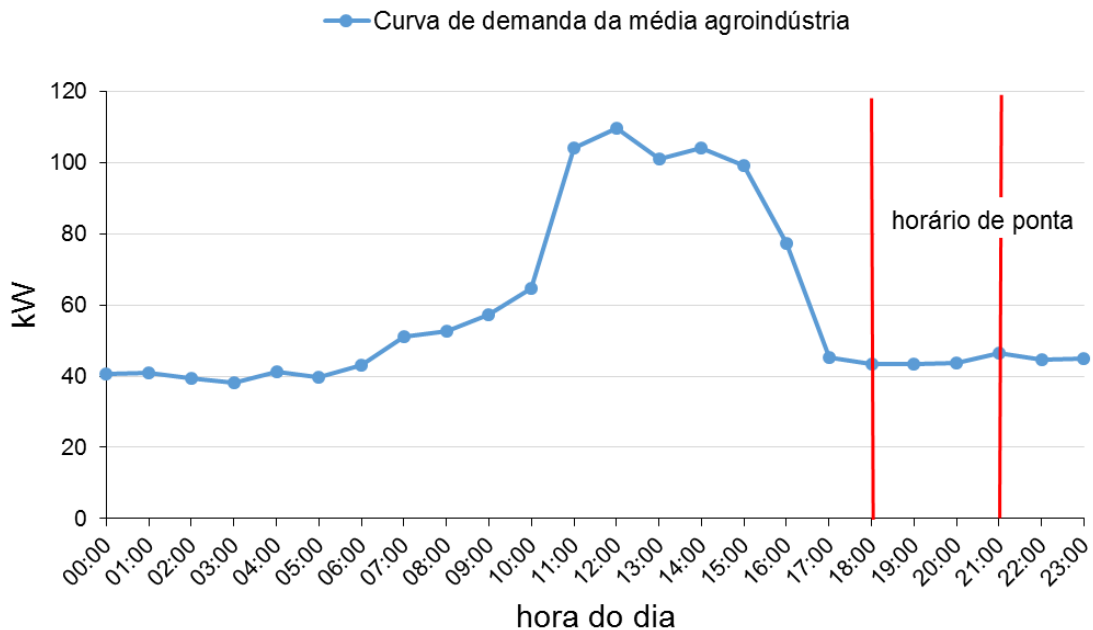


Figura 3.5: Curva de demanda horária representativa da média agroindústria estudada.

Cada ponto da curva de demanda apresentadas representa a máxima potência elétrica requerida da concessionária de energia elétrica pela agroindústria em um dado instante. Assim cada ponto destas curvas representa a máxima potência que cada agroindústria poderá atingir em um dado horário do dia, desde que sua produção diária não aumente e nem o processo produtivo mude.

Assumiu-se nesta pesquisa que as agroindústrias não têm plano de aumento da produção a curto e longo prazo. Diante disto, pode se assumir que as curvas de demanda apresentadas pelas Figuras 3.4 e 3.5 são representativas das agroindústrias estudadas ao longo do ciclo de produção a curto e longo prazo.

Nota-se que o pico de demanda da pequena agroindústria começa às 6h e termina às 18h com pico às 13h (Figura 3.4), já para a média agroindústria está entre as 6h e 17h, com pico às 12h (Figura 3.5). Ambas as agroindústrias apresentam curvas de demanda semelhantes à curva típica no Brasil proposta por Xavier (2015) para indústrias. Em sua pesquisa, Xavier (2015) avaliou as típicas curvas de demanda para diferentes consumidores.

O pico de demanda de cada agroindústria está 5 a 6 horas distantes do horário de ponta, o que contribui para a redução do gasto com energia elétrica.

Pelas curvas é possível notar que as agroindústrias necessitam de maior demanda exatamente no período de maior incidência de radiação solar, o que é ideal para o uso de sistemas fotovoltaicos para a geração de energia elétrica. É exatamente esta correspondência que traz os benefícios da externalidade da diminuição da demanda de pico pela geração solar fotovoltaica.

As curvas de demanda apresentadas nas Figuras 3.4 e 3.5 são diferentes entre si por apresentarem valores de demanda e sua distribuição no tempo diferente uma da outra, porém apresentam uma importante semelhança; ambas têm o pico de demanda entre 9h e 17h, seguindo o mesmo padrão de curvas de demanda de indústrias no Brasil (Xavier, 2015). Portanto, os resultados desta pesquisa, apesar de resultados pontuais, terão resultados semelhantes em estudos do efeito da externalidade, aqui avaliada, em outras indústrias, podendo assim ser usados como resultados para exemplificar possibilidade em outras indústrias do Brasil.

3.4.2. Sistema fotovoltaico para redução de pico de demanda

A Figura 3.6 apresenta no formato de gráfico o resultado da simulação da implantação de um sistema fotovoltaico de 91 kWp, na pequena agroindústria estudada, para reduzir o seu pico de demanda diária. Para a média agroindústria foi simulado a implantação de um sistema fotovoltaico de 200,2 kWp, o resultado está apresentado na Figura 3.7.

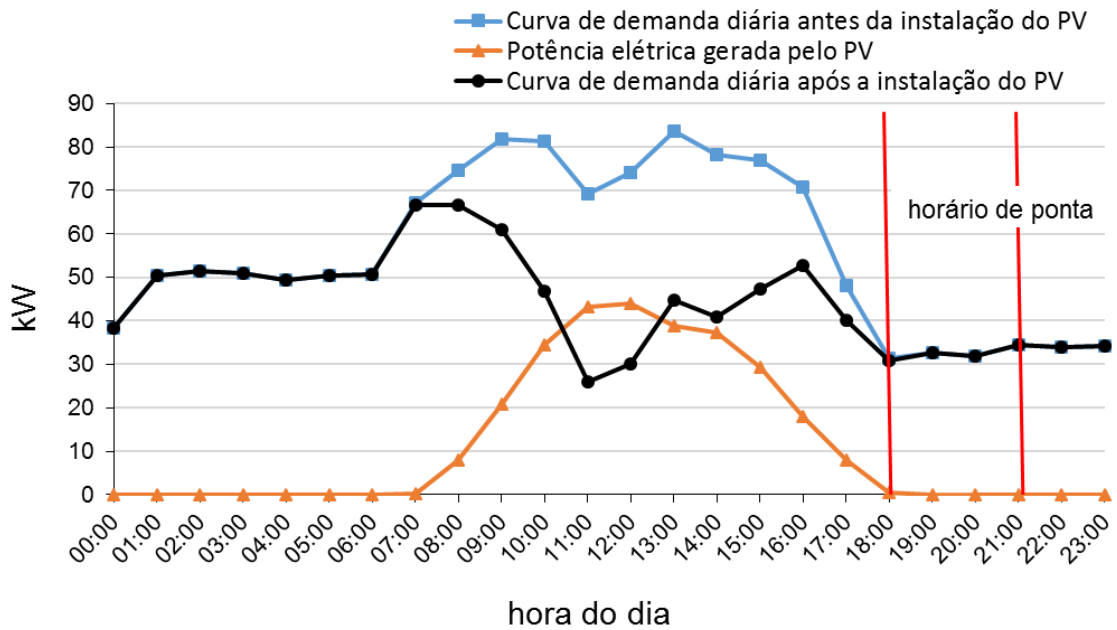


Figura 3.6: Curva de demanda da pequena agroindústria avaliada antes e depois da implantação do sistema fotovoltaico (PV).

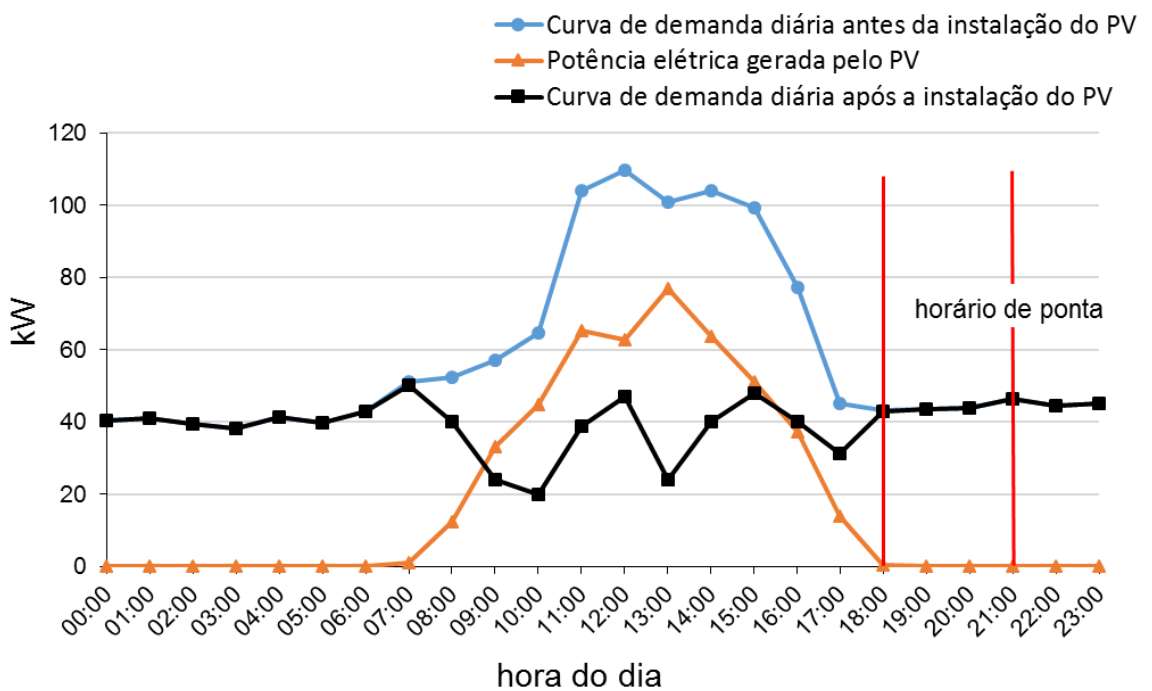


Figura 3.7: Curva de demanda da média agroindústria avaliada antes e depois da implantação do sistema fotovoltaico (PV).

Em ambos os gráficos há três curvas. A primeira é a curva de demanda representativa de cada agroindústria antes da implantação do sistema fotovoltaico (PV), a segunda é a curva de demanda da agroindústria após simular a implantação do sistema fotovoltaico, e a terceira é a simulação da geração de energia elétrica ao longo do dia pelo sistema fotovoltaico implantado.

Cada curva plotada é resultado do uso de dados extremos da série de dados adotados nesta pesquisa. Isto é, foram considerados os piores cenários: a máxima demanda necessária ao longo do tempo; e a mínima irradiação solar incidindo sobre os módulos fotovoltaicos para um período de um ano. Uma consequência disto é que os benefícios dos resultados apresentados nesta pesquisa, devido a externalidade avaliada, serão ainda maiores quando em um instante do tempo a geração de energia elétrica pelo sistema fotovoltaico for maior que a geração com dados mínimos de irradiação solar.

Pelas Figuras 3.6 e 3.7 fica claro que o uso sistemas fotovoltaico reduz o pico de demanda desde que o pico aconteça entre as horas do dia que há irradiação solar. Maior irradiação solar, maior redução da demanda exigida dos alimentadores.

Para a pequena agroindústria (Figura 3.6) a máxima demanda exigida do alimentador acontece as 13h e no valor de 83,6 kW. Quando o sistema fotovoltaico é instalado a demanda máxima acontece as 7h no valor de 66,7 kW. Isto reduz a demanda requerida da distribuidora em 20,2%.

Já para a média agroindústria (Figura 3.7), sem a geração fotovoltaica a demanda máxima requerida é 109,8 kW as 12h. Com a geração fotovoltaica instalada a demanda máxima passa a ser as 50,3 kW as 7h, reduzindo em 54,2% a demanda requerida da distribuidora. Portanto, reduz o número de cargas alimentadas pela rede, o que alivia o sistema elétrico de potência.

A porcentagem de redução depende do formato da curva. Quanto maior for a diferença entre a maior demanda dentre 11h e 15h e a maior demanda registrada no período de irradiação solar zero, ou próxima de zero, maior será a porcentagem de redução da demanda de pico através da geração solar fotovoltaica. Note que o limite para ambas as agroindústrias ficou a 7h.

O sistema fotovoltaico além de reduzir o pico de demanda, também possibilitou deixar a curva de demanda com melhor fator de carga. Antes da implantação do sistema fotovoltaico o fator de carga da pequena e da média

agroindústria era 0,670 e 0,538, respectivamente, após a implantação o fator de carga foi de 0,672 para pequena e 0,790 para a média agroindústria, melhorando em 0,25% e 46,98%, respectivamente.

A curva demanda típica do setor industrial, tais como as das agroindústrias avaliadas neste estudo, é muito próxima a curva do setor comercial. Por volta de 12h a carga de climatização dos ambientes do comércio aumenta bastante, levando a curva de demanda a apresentar os maiores valores de demanda entre 12h e 15h (Rüther et al., 2008; Xavier, 2015). Tal característica mostra que o uso de sistemas fotovoltaicos também pode contribuir para a redução da demanda de pico em consumidores que têm curvas de carga típicas do setor comercial.

Rüther et al. (2008) avaliaram o uso de sistemas fotovoltaicos para a redução da demanda de pico na cidade de Florianópolis. Seus resultados mostram que sistemas fotovoltaicos conectados à rede contribuem significativamente para reduzir a demanda de pico de verão em regiões onde a curva de carga de característica do setor comercial.

A curva típica de consumidores residenciais no Brasil apresenta demanda de pico entre as 17h e 22h. Neste horário o uso de sistema fotovoltaico por si só é inútil para reduzir a demanda de pico, visto que a irradiação solar nesta faixa de tempo é mínima ou zero.

Avaliando o uso de sistema fotovoltaico para a redução da demanda de pico na perspectiva de um consumidor, tem-se o benefício inerente que é a redução do custo com energia elétrica. Além disto, para consumidores com curva típica industrial e comercial há a possibilidade de redução da demanda contratada, reduzindo ainda mais o gasto com energia elétrica.

Qualquer nebulosidade reduz a irradiação solar que incide sobre os módulos fotovoltaicos, como consequência, reduz a geração de energia elétrica. Diante disto, a redução da demanda contratada é algo arriscado para o consumidor, pois, se em um espaço de tempo a geração de potência pelo sistema fotovoltaica for prejudicada pela nebulosidade a ponto do consumidor precisar de uma demanda acima da contratada, ele pagará multa a alimentadora.

Uma forma de reduzir ao máximo a chance de multa, desconsiderando qualquer forma de armazenamento de energia elétrica, é dimensionar o

sistema fotovoltaico em função das menores irradiações horárias registradas em um período de vários anos. Como o tempo é algo impossível de se prever, pode ser que aconteça uma nebulosidade que afete a geração de potência elétrica e provoque multa na conta de energia elétrica.

Quanto maior a série histórica de dados de irradiação usada para o dimensionamento, menor será a probabilidade de recorrência de uma nebulosidade que reduza a irradiação a ponto de ser inferior a irradiação solar do dimensionamento do sistema fotovoltaico. Deste modo, o consumidor pagaria poucas multas ao longo do ano e a economia com a redução da demanda contratada seria superior ao gasto com multas devido ultrapassá-la.

Outra forma de reduzir à possibilidade de multas a quase zero, seria o uso de bancos de bateria de *backup* para o sistema fotovoltaico. Mas para isto o sistema fotovoltaico custaria em média 50% a mais e as baterias teriam que ser trocadas a cada 10 anos, aumentando ainda mais o custo de manutenção do sistema de geração (Solar, 2017b). Outro ponto a se discutir sobre o uso de baterias em sistemas fotovoltaico é o fato que a atual legislação brasileira não permite sistemas fotovoltaicos conectados à rede com banco de baterias.

Hoppmann et al. (2014) avaliaram a viabilidade econômica de armazenamento da energia em baterias para sistemas fotovoltaicos residenciais conectados na Alemanha. Seus resultados mostram que a rentabilidade, no cenário atual da Alemanha, só é possível com incentivos governamentais. Eles concluíram que a perspectiva futura é de crescente rentabilidade dos sistemas integrados de armazenamento de energia fotovoltaica em baterias e disponibilização desta energia na rede, mas ressaltam que pode vir a ser um grande desafio para as concessionárias de energia elétrica e provavelmente exigirá melhores infraestruturas técnica.

Richardson e Harvey (2015) avaliaram estratégias de aumentar a correlação de entre a geração solar fotovoltaica e a de demanda de pico na província de Ontário no Canadá. Seus resultados mostram que o sistema fotovoltaico é ideal quando os picos de demanda coincidem com o pico de geração, sendo benéfico tanto ao consumidor quanto ao sistema de distribuição de energia elétrica. Segundo eles, quando não há uma boa correlação entre os picos, uma ótima estratégia para melhorar a correlação é o

armazenamento da energia fotovoltaica em baterias e posterior liberação da energia na demanda de pico.

Segundo estudo de Guney e Tepe (2017) prever-se que até 2050 a demanda energética mundial será o dobro da atual e em cem anos poderá triplicar. As melhorias nos métodos de geração não darão conta da necessidade energética e o armazenamento de energia será imprescindível. Eles citam que o armazenamento em baterias será indispensável e viável.

Outros fatores que podem colaborar para o uso de baterias, incluem a tendência: da popularização do carro elétrico; de melhoria substancial da tecnologia de armazenamento em baterias; e do fechamento das fronteiras entre os países, levando a impulsionar a independência energética.

Drude et al. (2014) simularam a utilização de veículos elétricos para transferir energia elétrica em ambiente de rede inteligente na cidade de Florianópolis, Brasil. Seus resultados mostram que tais veículos podem reduzir os custos de operação da rede para os alimentadores, além de ajudar a estabilizá-la, porém ressaltam que um grande número de veículos elétricos conectado ao mesmo tempo a rede pode desestabilizá-la também.

Acredita-se que com estas perspectivas no mundo e no Brasil, a legislação brasileira liberará o uso de baterias em sistemas conectados em um futuro próximo. Esta liberação trará benefícios aos consumidores, entre eles pode-se citar: o uso somente de baterias para reduzir a demanda de pico; e a proteção das altas tarifas de energia no horário de ponta.

Independente de usar baterias ou não, o sistema fotovoltaico por si só já é capaz de reduzir a demanda de em consumidores em que há correlação entre o pico de geração fotovoltaica e o pico de demanda.

Avaliando o uso de sistema fotovoltaico para a redução da demanda de pico na perspectiva da concessionária de energia, ver-se vários benefícios: a melhoria do perfil de tensão; a redução das perdas; o adiamento dos investimentos necessários para aumenta a capacidade da rede; a redução da demanda do sistema elétrico de potência; entres outros (Bittencourt et al., 2015; Rütther et al.,2008; Urbanetz et al.,2012).

O efeito de nebulosidade sobre os sistemas fotovoltaicos dos consumidores de uma concessionária de energia que abrange várias regiões seria quase que imperceptível para ela, pois a nebulosidade de uma região iria

ser compensada pela geração fotovoltaica do conjunto de consumidores conectado, entre eles principalmente os que estão em áreas de maior irradiação solar.

3.4.3. Viabilidade da implantação de sistemas fotovoltaicos para a redução do pico de demanda

Os Quadros 3.7 e 3.8 apresentam os resultados da análise de viabilidade econômica da implantação de sistema fotovoltaico para reduzir a demanda de pico nas duas agroindústrias avaliadas, desconsiderando e considerando o ganho econômico da externalidade estudada, respectivamente.

Quadro 3.7: Análise de viabilidade econômica da implantação de sistema fotovoltaico para redução da demanda de pico em agroindústrias, desconsiderando o ganho econômico da externalidade

Agroindústria avaliada	Taxa de desconto anual	VPL (R\$)	TIR (%)	<i>Payback</i> descontado (ano)
Pequena	8%	155.168,99	10,22	19
	12%	-90.974,16	10,22	aTVU
Média	8%	174.713,43	9,16	23
	12%	-314.834,96	9,16	aTVU

Nota: aTVU: acima do tempo de vida útil.

Quadro 3.8: Análise de viabilidade econômica da implantação de sistema fotovoltaico para redução da demanda de pico em agroindústrias, considerando o ganho econômico da externalidade

Agroindústria avaliada	Taxa de desconto anual	VPL (R\$)	TIR (%)	Payback descontado (ano)
Pequena	8%	199.690,37	10,85	17
	12%	-59.118,16	10,85	aTVU
Média	8%	258.986,04	9,71	21
	12%	-254.536,11	9,71	aTVU

Nota: aTVU: acima do tempo de vida útil.

Os resultados nos Quadros 3.7 e 3.8 mostram que para uma taxa de desconto de 12% a.a. a implantação dos sistemas fotovoltaicos nas agroindústrias são inviáveis, visto que os VPLs são negativos e a TIR abaixo da taxa de desconto. Porém, a taxa de 8% a.a. a implantação foi viável economicamente para ambas as agroindústrias.

Apesar da viabilidade o custo inicial de implantação do sistema fotovoltaico ainda é alto, o que dificulta o acesso a esta tecnologia de geração. A atual política de incentivo, regulamentada pela Resolução Normativa nº 482 da ANEEL, é deficitária neste aspecto, haja vista que não há nenhum incentivo financeiro em escala nacional.

Comparando o Quadro 3.7 com o Quadro 3.8, nota-se que ao considerar a economia que teria com a redução da demanda contratada pelas agroindústrias, ou seja, considerando um dos benefícios da externalidade avaliada, o ganho econômico foi maior. Para os resultados que deram viáveis a implantação, o VPL considerando a externalidade foi no mínimo 22% maior que o VPL sem considerar a externalidade da diminuição da demanda de pico. Quanto maior a diminuição da demanda de pico, maior o retorno econômico.

A inviabilidade econômica da implantação dos sistemas fotovoltaicos a taxa de desconto de 12% a.a. ocorre porque a tarifa de energia elétricas paga pelas agroindústrias é baixa, 0,4223 R\$/kWh. Esta tarifa permanece 100% do tempo de geração solar fotovoltaica.

Para ser viável a tarifa mínima, no horário fora de ponta, deveria ser 0,4682 R\$/kWh para a pequena agroindústria e 0,5217 R\$/kWh para a média agroindústria, ou seja, 10,9% e 23,5% a mais que a tarifa vigente, respectivamente. A diferença entre as tarifas está relacionada a geração de energia elétrica. A pequena agroindústria está em uma região com maior irradiação solar média anual, portanto sempre gerará mais energia elétrica, no total, que a média agroindústria, e o ganho econômico será melhor a uma mesma tarifa de energia.

A pequena agroindústria economizou com gasto de energia elétrica, em média anual, R\$ 81.510,37, do qual 4,9% deste valor representa a redução da demanda contratada, os outros 95,1% representa a redução do consumo de energia elétrica da distribuidora de energia.

Para a média agroindústria, a economia com gasto de energia elétrica, em média anual, foi de R\$ 161.756,84, do qual 4,6% deste valor representa a redução da demanda contratada, os outros 95,4% representa a redução do consumo de energia elétrica da concessionária de energia.

Diante dos resultados e perspectivas apresentadas nesta pesquisa, a externalidade da diminuição da demanda de pico pela geração solar fotovoltaica, assim como outros benefícios dos sistemas fotovoltaicos para o consumidor e para o Sistema Interligado Nacional, deveria ser levado em consideração para o desenvolvimento de uma melhor política de incentivo financeiro a geração fotovoltaica e para o fortalecimento do arranjo produtivo local.

3.5. CONCLUSÕES

A geração solar fotovoltaica apresenta vários benefícios além da geração de energia elétrica. Estes benefícios são chamados de externalidade do sistema fotovoltaico.

O custo inicial da geração solar fotovoltaica é alto, inviabilizando o acesso em curto prazo. A externalidade da diminuição da demanda de pico pela geração fotovoltaica não reduz o custo inicial, porém aumenta o retorno econômico do investimento.

Há necessidade de melhores políticas de incentivo a geração solar fotovoltaicas no Brasil. Estas políticas devem favorecer a implantação de sistemas fotovoltaicos a partir de incentivos financeiros em escala nacional.

A valoração dos benefícios técnicos e econômicos da externalidade da diminuição da demanda de pico utilizando sistemas fotovoltaicos na geração distribuída é uma forma de encorajar os consumidores a investirem nesta fonte de geração de energia e até mesmo promover melhores investimentos no setor energético.

3.6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. Tarifas Consumidores. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/tarifas-consumidores>. Acesso em: 07 de dezembro de 2016a.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. Parâmetros econômicos: Taxa de desconto aplicada na avaliação das alternativas de expansão. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/consulta_publica/documentos/DEA%2027-13%20-%20Taxa%20de%20Desconto.pdf. Acesso em 07 de novembro de 2016b.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. Revisão da taxa de desconto utilizada na formação do PLD está consulta. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/taxa_de_desconto. Acesso em: 14 de janeiro de 2017.

Bittencourt, L., Schetinger, A., Borba, B., Dias, D., Maciel, R. Impact of Photovoltaic Integration on Voltage Variation of Brazilian Secondary Network Distribution System. 4th International Conference on Renewable Energy Research and Applications. p. 22 - 25, 2015.

Burke, K.B. The reliability of distributed solar in critical peak demand: A capital value assessment. Renewable Energy, n.68, p.103 - 110, 2014.

Camargo, I. M. T. Noções Básicas de Engenharia Econômica - Aplicações ao Setor Elétrico. Brasília: Finatec, 160 p. 1998.

CEMIG - Companhia Energética de Minas Gerais. Valores de tarifa e serviços. Disponível em: http://www.cemig.com.br/pt-br/atendimento/Paginas/valores_de_tarifa_e_servicos.aspx. Acesso em: 12 de janeiro de 2017.

Cresesb - Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito. Potencial Solar – SunData. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata>. Acesso em: 03 de janeiro de 2017.

Drude, L., Junior, L. C. P., Rüther, R. Photovoltaics (PV) and electric vehicle-to-grid (V2G) strategies for peak demand reduction in urban regions in Brazil in a smart grid environment. Renewable Energy, v. 68, p. 443 - 451, 2014.

Eletrobrás. Energia elétrica: conceito, qualidade e tarifação: guia básico. Brasília, 2009. Disponível em: http://arquivos.portaldaindustria.com.br/app/conteudo_18/2014/04/22/6281/Energiaeltrica-qualidade.pdf. Acesso em: 02 de junho de 2016.

Guney, M. S., Tepe, Y. Classification and assessment of energy storage systems. Renewable and Sustainable Energy Reviews. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2016.11.102>. Acesso em 19 de janeiro de 2017.

Hoppmann, J., Volland, J., Schmidt, T. S., Hoffmann, V. H. The economic viability of battery storage for residential solar photovoltaic systems - A review and a simulation model. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v.39, p.1101 -1118, 2014.

INMET - Instituto Nacional de Meteorologia. Estações Automáticas. Disponível em: <http://www.inmet.gov.br/portal/index.php?r=estacoes/estacoesautomaticas>. Acesso em: 3 de janeiro de 2017.

Lacchini, C., Santos, J. C. V. Photovoltaic energy generation in Brazil – Cost analysis using coal-fired power plants as comparison. Renewable Energy, 52, p. 183 -189, 2013.

Mitscher, M.; Rüther, R. Economic performance and policies for grid-connected residential solar photovoltaic systems in Brazil. Energy Policy, Elsevier. v.49, p.688 - 694, october 2012.

Mbodji, N., Hajji, A., Ababou, K., Heddouch, A. Optimal design, field performance and impact of energy legislation on the cost effectiveness of a domestic on-grid photovoltaic system in Morocco. 3rd International Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC). p. 1 - 6, 2015.

Queiroz, L.M.O. Estimação e análise das perdas técnicas na distribuição de energia elétrica. Tese (Doutor em Engenharia Elétrica). Universidade de Campinas, Campinas,SP. 2010.

Reihani, E.; Ghorbani, R. Load commitment of distribution grid with high penetration of photovoltaics (PV) using hybrid series-parallel prediction algorithm algorithm and storage. Electric Power Systems Research, Elsevier. v.131, p. 224 - 230, 2016.

Richardson, D. B., Harvey, L.D.D. Strategies for correlating solar PV array production with electricity demand. Renewable Energy, v.76, p. 432 - 440, 2015.

Rüther R., Knob, P.J., Jardim, C.S., Rebechi, S.H. Potential of building integrated photovoltaic solar energy generators in assisting daytime peaking feeders in urban areas in Brazil. Energy Conversion and Management, v.49, n.5, p. 1074 - 1079, 2008.

Solar. Cotação. Disponível em: <http://www.portalsolar.com.br/>. Acesso em: 03 de janeiro de 2017a.

Solar. Como funciona o sistema fotovoltaico com back-up de baterias. Disponível em: <http://www.portalsolar.com.br/blog-solar/energia-solar/como-funciona-o-sistema-fotovoltaico-com-back-up-de-baterias.html>. Acesso em: 18 de janeiro de 2017b.

Urbanetz, J., Braun, P., Rüther, R. Power quality analysis of grid-connected solar photovoltaic generators in Brazil. *Energy Conversion and Management*, v.64, p.8–14, 2012.

Xavier, G. A. Análise de externalidades da geração fotovoltaica distribuída no brasil. Página 89. Tese (Doutorado em Engenharia Agrícola). Universidade Federal de Viçosa, Viçosa, MG. 2015.

Zhang, Y-J., Yang, Y-Y., Liu, Z-H. A Joint Day-Ahead Scheduling for Photovoltaic-Storage Systems Based on Extended QV Bus-Type Power Flow. *International Conference on Smart Grid and Clean Energy Technologies*. p. 18 - 22, 2015.

Capítulo 4: Conclusão geral

4.1. CONCLUSÃO GERAL

Diante dos resultados da presente pesquisa, conclui-se:

Cenário geral

O Brasil tem um vasto potencial para a implantação de geração solar fotovoltaica ainda não utilizado. Uma grande parte das cidades brasileiras, em todas as regiões, já atingiu a viabilidade de implantação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede para pequenos, médios e grandes consumidores.

Necessidade de políticas públicas

Vê-se a necessidade de melhores políticas públicas incluindo incentivos financeiros a geração solar fotovoltaica no Brasil. Estas políticas devem contemplar a implantação de sistemas fotovoltaicos tanto em escala residencial quanto em escala de usina de geração de energia elétrica.

Sustentabilidade de sistemas fotovoltaicos com tecnologia silício policristalino e como monocristalino

Os sistemas fotovoltaicos com módulos de tecnologia silício policristalino apresentaram maior sustentabilidade e melhor benefício econômico que os sistemas que utilizam módulos com tecnologia silício monocristalino.

Avaliação de externalidades

Como consequências das externalidades da geração solar fotovoltaica, tais como: custos evitados com saúde pública e correção de impactos ambientais devido à emissão de gases e particulados; e os benefícios econômicos para a distribuidora de energia elétrica e para o consumidor decorrentes a diminuição da demanda de pico, são efeitos das externalidades que ao serem consideradas na análise econômica de sistema fotovoltaico leva este a atingir a viabilidade da implantação e melhores retornos econômicos.

4.2. RECOMENDAÇÕES DE TRABALHOS FUTUROS

A seguir, listam-se sugestões de trabalhos futuros:

1. Avaliar uma usina termelétrica a combustível fóssil real, quantificando as emissões e os efeitos de poluição sobre o meio ambiente, e avaliar a viabilidade de implantação de sistemas fotovoltaicos em relação à usina termelétrica a combustível fóssil, considerando a externalidade de fatores ambientais e saúde pública;
2. Avaliar a complementaridade da geração solar fotovoltaica com a geração de energia elétrica pela queima de biogás produzindo na suinocultura (que foram as agroindústrias avaliadas);
3. Avaliar a complementaridade da geração solar fotovoltaica com sistemas de armazenamento de energia elétrica para reduzir a demanda de pico em diferentes horários;
4. Classificar as externalidades quanto à influência nas perspectivas: do consumidor, da sociedade; e da concessionária de energia elétrica; e
5. Avaliar a influência no balanço energético, na análise econômica e na avaliação de ciclo de vida de se considerar, ou não, todas as externalidades consideradas.

APÊNDICES

APÊNDICE 2.1: Análise de viabilidade econômica da implantação de sistema PV Mono, com ciclo de vida de 30 anos e taxa de desconto de 8% a.a., desconsiderando a pegada hídrica, energética e de carbono

Capital	VPL (R\$)	TIR (%)	<i>Payback</i> simples (anos)	<i>Payback</i> descontado (anos)	
Belo Horizonte	Cenário 1	17.704,49	14,79	9	11
	Cenário 2	794.085,32	16,91	7	9
	Cenário 3 ⁽¹⁾	9.134.150,77	19,92	6	8
Brasília	Cenário 1	10.437,98	12,14	9	15
	Cenário 2	514.324,67	13,96	8	12
	Cenário 3	6.337.997,50	16,51	7	10
Manaus	Cenário 1	12.881,23	13,05	9	13
	Cenário 2	608.389,79	14,96	8	11
	Cenário 3	7.278.160,04	17,67	7	9
São Paulo	Cenário 1 ⁽²⁾	3.230,38	9,35	11	22
	Cenário 2	236.832,15	10,87	10	17
	Cenário 3	3.564.513,89	12,99	9	13
Salvador	Cenário 1	13.830,31	13,40	8	13
	Cenário 2	644.929,38	15,35	7	11
	Cenário 3	7.643.366,18	18,12	6	9
Rio de Janeiro	Cenário 1	14.540,39	13,65	8	12
	Cenário 2	672.267,80	15,64	7	10
	Cenário 3	7.916.608,30	18,45	6	8
Florianópolis	Cenário 1	7.106,33	10,88	10	17
	Cenário 2	386.056,42	12,56	9	14
	Cenário 3	5.055.981,40	14,91	8	11

⁽¹⁾ Melhor retorno econômico. ⁽²⁾ Menor retorno econômico.

APÊNDICE 2.2: Análise da viabilidade econômica da implantação de sistema PV Mono, com ciclo de vida de 30 anos e taxa de desconto de 12% a.a., desconsiderando a pegada hídrica, energética e de carbono

Capital		VPL (R\$)	TIR (%)	Payback simples (anos)	Payback descontado (anos)
Belo Horizonte	Cenário 1	5.266,95	14,79	8	16
	Cenário 2	315.180,45	16,91	7	12
	Cenário 3	4.346.951,86	19,92	6	9
Brasília	Cenário 1	266,22	12,14	9	29
	Cenário 2	122.652,05	13,96	8	18
	Cenário 3	2.422.668,02	16,51	7	13
Manaus	Cenário 1	1.947,64	13,05	9	22
	Cenário 2	187.386,69	14,96	8	15
	Cenário 3	3.069.678,19	17,67	7	11
São Paulo	Cenário 1 ⁽¹⁾	- 4.693,98	9,35	11	aTVU
	Cenário 2 ⁽¹⁾	- 68.315,44	10,87	10	aTVU
	Cenário 3	513.985,20	12,99	9	22
Salvador	Cenário 1	2.600,78	13,40	8	20
	Cenário 2	212.532,87	15,35	7	14
	Cenário 3	3.321.009,28	18,12	6	11
Rio de Janeiro	Cenário 1	3.089,46	13,65	8	19
	Cenário 2	231.346,88	15,64	7	14
	Cenário 3	3.509.051,69	18,45	6	10
Florianópolis	Cenário 1 ⁽¹⁾	- 2.026,59	10,88	10	aTVU
	Cenário 2	34.379,17	12,56	9	25
	Cenário 3	1.540.397,76	14,91	8	15

⁽¹⁾ Inviável economicamente ao uma taxa de desconto de 12% a.a. aTVU: acima do tempo de vida útil.

APÊNDICE 2.3: Análise de viabilidade econômica da implantação de sistema PV Poli, com ciclo de vida de 30 anos e taxa de desconto de 8% a.a., desconsiderando a pegada hídrica, energética e de carbono

Capital		VPL (R\$)	TIR (%)	<i>Payback</i> simples (anos)	<i>Payback</i> descontado (anos)
	Cenário 1	18.799,42	15,50	7	10
Belo Horizonte	Cenário 2	840.386,58	17,93	6	9
	Cenário 3 ⁽¹⁾	9.523.161,00	21,11	6	7
	Cenário 1	11.523,08	12,76	9	14
Brasília	Cenário 2	560.247,65	14,83	8	11
	Cenário 3	6.723.226,95	17,51	7	9
	Cenário 1	13.969,64	13,70	8	12
Manaus	Cenário 2	654.439,96	15,88	7	10
	Cenário 3	7.664.660,73	18,73	6	8
	Cenário 1 ⁽²⁾	4.305,74	9,86	11	20
São Paulo	Cenário 2	282.379,93	11,60	9	16
	Cenário 3	3.945.993,22	13,81	8	12
	Cenário 1	14.920,00	14,06	8	12
Salvador	Cenário 2	691.028,96	16,29	7	10
	Cenário 3	8.030.360,67	19,20	6	8
	Cenário 1	15.631,05	14,32	8	12
Rio de Janeiro	Cenário 2	718.404,34	16,59	7	10
	Cenário 3	8.303.972,25	19,55	6	8
	Cenário 1	8.186,94	11,45	10	16
Florianópolis	Cenário 2	431.805,97	13,36	8	13
	Cenário 3	5.439.477,40	15,82	7	10

⁽¹⁾ Melhor retorno econômico. ⁽²⁾ Menor retorno econômico.

APÊNDICE 2.4: Análise da viabilidade econômica da implantação de sistema PV Poli, com ciclo de vida de 30 anos e taxa de desconto de 12% a.a., desconsiderando a pegada hídrica, energética e de carbono

Capital		VPL (R\$)	TIR (%)	<i>Payback</i> simples (anos)	<i>Payback</i> descontado (anos)
Belo Horizonte	Cenário 1	6.344,50	15,50	7	14
	Cenário 2	360.810,07	17,93	6	11
	Cenário 3	4.729.288,49	21,11	6	8
Brasília	Cenário 1	1.337,00	12,76	9	23
	Cenário 2	168.021,34	14,83	8	16
	Cenário 3	2.802.402,75	17,51	7	11
Manaus	Cenário 1	3.020,70	13,70	8	19
	Cenário 2	232.843,52	15,88	7	14
	Cenário 3	3.450.287,76	18,73	6	10
São Paulo	Cenário 1 ⁽¹⁾	- 3.629,90	9,86	11	aTVU
	Cenário 2 ⁽¹⁾	- 23.204,36	11,60	9	aTVU
	Cenário 3	891.139,14	13,81	8	18
Salvador	Cenário 1	3.674,73	14,06	8	18
	Cenário 2	258.023,69	16,29	7	13
	Cenário 3	3.701.958,69	19,20	6	10
Rio de Janeiro	Cenário 1	4.164,06	14,32	8	17
	Cenário 2	276.863,15	16,59	7	12
	Cenário 3	3.890.255,36	19,55	6	9
Florianópolis	Cenário 1 ⁽¹⁾	- 958,90	11,45	10	aTVU
	Cenário 2	79.629,11	13,36	8	20
	Cenário 3	1.918.939,55	15,82	7	14

⁽¹⁾ Inviável economicamente ao uma taxa de desconto de 12% a.a. aTVU: acima do tempo de vida útil.

APÊNDICE 2.5: Análise da viabilidade econômica da implantação de sistema PV Mono, com ciclo de vida de 30 anos e taxa de desconto de 8% a.a., considerando a pegada hídrica, energética e de carbono

Capital		VPL (R\$)	TIR (%)	Payback simples (anos)	Payback descontado (anos)
Belo Horizonte	Cenário 1	8.379,31	11,25	10	17
	Cenário 2	435.066,17	12,91	9	14
	Cenário 3	5.545.824,25	15,23	8	11
Brasília	Cenário 1	1.051,74	8,43	13	27
	Cenário 2	152.954,63	9,81	12	21
	Cenário 3	2.726.174,33	11,70	10	16
Manaus	Cenário 1	3.496,04	9,40	12	22
	Cenário 2	247.060,28	10,87	10	18
	Cenário 3	3.666.741,99	12,90	9	14
São Paulo	Cenário 1 ⁽¹⁾	- 6.053,74	5,36	17	aTVU
	Cenário 2 ⁽¹⁾	- 120.606,23	6,48	15	aTVU
	Cenário 3 ⁽¹⁾	- 8.013,15	7,99	13	aTVU
Salvador	Cenário 1	4.408,28	9,75	11	21
	Cenário 2	282.181,24	11,25	10	17
	Cenário 3	4.017.769,11	13,34	9	13
Rio de Janeiro	Cenário 1	5.184,69	10,05	11	20
	Cenário 2	312.073,20	11,58	10	16
	Cenário 3	4.316.533,46	13,71	8	13
Florianópolis	Cenário 1 ⁽¹⁾	- 2.207,26	7,08	14	aTVU
	Cenário 2	27.483,13	8,33	13	28
	Cenário 3	1.472.111,15	10,05	11	20

⁽¹⁾ Inviável economicamente ao uma taxa de desconto de 8% a.a. TVU: tempo de vida útil. aTVU: acima do tempo de vida útil.

APÊNDICE 2.6: Análise da viabilidade econômica da implantação sistema PV Mono, com ciclo de vida de 30 anos e taxa de desconto de 12% a.a., considerando a pegada hídrica, energética e de carbono

Capital	VPL (R\$)	TIR (%)	Payback simples (anos)	Payback descontado (anos)	
Belo Horizonte	Cenário 1 ⁽¹⁾	- 1.405,41	11,25	10	aTVU
	Cenário 2	58.294,59	12,91	9	23
	Cenário 3	1.779.427,75	15,23	8	15
Brasília	Cenário 1 ⁽¹⁾	- 6.449,83	8,43	13	aTVU
	Cenário 2 ⁽¹⁾	- 135.915,92	9,81	11	aTVU
	Cenário 3 ⁽¹⁾	- 161.668,45	11,70	10	aTVU
Manaus	Cenário 1 ⁽¹⁾	- 4.767,66	9,40	12	aTVU
	Cenário 2 ⁽¹⁾	- 71.152,27	10,87	10	aTVU
	Cenário 3	485.631,59	12,90	9	23
São Paulo	Cenário 1 ⁽¹⁾	- 11.336,96	5,36	17	aTVU
	Cenário 2 ⁽¹⁾	- 324.070,22	6,48	15	aTVU
	Cenário 3 ⁽¹⁾	- 2.042.234,05	7,99	13	aTVU
Salvador	Cenário 1 ⁽¹⁾	- 4.140,88	9,75	11	aTVU
	Cenário 2 ⁽¹⁾	- 47.021,17	11,25	10	aTVU
	Cenário 3	726.817,30	13,34	9	21
Rio de Janeiro	Cenário 1 ⁽¹⁾	- 3.604,75	10,05	11	aTVU
	Cenário 2 ⁽¹⁾	- 26.380,03	11,58	10	aTVU
	Cenário 3	933.121,40	13,71	8	19
Florianópolis	Cenário 1 ⁽¹⁾	- 8.690,66	7,08	14	aTVU
	Cenário 2 ⁽¹⁾	- 222.187,67	8,33	13	aTVU
	Cenário 3 ⁽¹⁾	-1.023.937,80	10,05	11	aTVU

⁽¹⁾ Inviável economicamente ao uma taxa de desconto de 12% a.a. TVU: tempo de vida útil. aTVU: acima do tempo de vida útil.

APÊNDICE 2.7: Análise da viabilidade econômica da implantação de sistema PV Poli, com ciclo de vida de 30 anos e taxa de desconto de 8% a.a., considerando a pegada hídrica, energética e de carbono

Capital		VPL (R\$)	TIR (%)	<i>Payback</i> simples (anos)	<i>Payback</i> descontado (anos)
Belo Horizonte	Cenário 1	12.932,46	13,19	9	13
	Cenário 2	614.508,61	15,27	8	11
	Cenário 3	7.265.554,62	17,96	6	9
Brasília	Cenário 1	5.594,98	10,34	11	19
	Cenário 2	332.015,61	12,08	9	15
	Cenário 3	4.442.092,15	14,30	8	12
Manaus	Cenário 1	8.042,59	11,31	10	16
	Cenário 2	426.248,51	13,16	9	13
	Cenário 3	5.383.931,59	15,54	7	11
São Paulo	Cenário 1 ⁽¹⁾	- 1.520,10	7,33	14	aTVU
	Cenário 2	58.084,86	8,75	12	25
	Cenário 3	1.704.207,68	10,54	10	18
Salvador	Cenário 1	8.956,05	11,67	10	16
	Cenário 2	461.416,95	13,56	8	13
	Cenário 3	5.735.433,35	15,99	7	10
Rio de Janeiro	Cenário 1	9.733,52	11,97	9	15
	Cenário 2	491.349,33	13,90	8	12
	Cenário 3	6.034.601,66	16,38	7	10
Florianópolis	Cenário 1	2.331,57	9,00	12	24
	Cenário 2	206.374,46	10,59	10	18
	Cenário 3	3.186.333,31	12,61	9	14

⁽¹⁾ Inviável economicamente ao uma taxa de desconto de 8% a.a. TVU: tempo de vida útil. aTVU: acima do tempo de vida útil.

APÊNDICE 2.8: Análise da viabilidade econômica da implantação de sistema PV Poli, com ciclo de vida de 30 anos e taxa de desconto de 12% a.a., considerando a pegada hídrica, energética e de carbono

Capital		VPL (R\$)	TIR (%)	<i>Payback</i> simples (anos)	<i>Payback</i> descontado (anos)
Belo Horizonte	Cenário 1	2.146,57	13,19	9	21
	Cenário 2	199.189,56	15,27	8	15
	Cenário 3	3.113.923,00	17,96	6	11
Brasília	Cenário 1 ⁽¹⁾	- 2.904,68	10,34	11	aTVU
	Cenário 2	4.716,45	12,08	9	29
	Cenário 3	1.170.202,17	14,30	8	17
Manaus	Cenário 1 ⁽¹⁾	- 1.220,24	11,31	10	aTVU
	Cenário 2	69.567,67	13,16	9	21
	Cenário 3	1.818.377,45	15,54	7	14
São Paulo	Cenário 1 ⁽¹⁾	- 7.798,42	7,33	14	aTVU
	Cenário 2 ⁽¹⁾	- 183.692,26	8,75	12	aTVU
	Cenário 3 ⁽¹⁾	-712.906,21	10,54	10	aTVU
Salvador	Cenário 1 ⁽¹⁾	- 592,61	11,67	10	aTVU
	Cenário 2	93.731,40	13,56	8	19
	Cenário 3	2.059.889,27	15,99	7	14
Rio de Janeiro	Cenário 1 ⁽¹⁾	- 55,75	11,97	9	aTVU
	Cenário 2	114.400,45	13,90	8	18
	Cenário 3	2.266.472,33	16,38	7	13
Florianópolis	Cenário 1 ⁽¹⁾	- 5.148,54	9,00	12	aTVU
	Cenário 2 ⁽¹⁾	- 81.671,95	10,59	10	aTVU
	Cenário 3	306.766,92	12,61	9	24

⁽¹⁾ Inviável economicamente ao uma taxa de desconto de 8% a.a. aTVU: acima do tempo de vida útil.