UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO
CENTRO DE TECNOLOGIA E GEOCIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

RAUL OLIVEIRA DA SILVA JÚNIOR

INSERÇÃO, ANÁLISE ECONÔMICA E DISPONIBILIDADE DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE: estudo de caso

Recife
2019

RAUL OLIVEIRA DA SILVA JÚNIOR

INSERÇÃO, ANÁLISE ECONÔMICA E DISPONIBILIDADE DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE: estudo de caso

Trabalho de Conclusão do Curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Pernambuco, como requisito para obtenção do grau em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Cícero Mariano Pires dos Santos

Recife

2019

Catalogação na fonte
Bibliotecária Margareth Malta, CRB-4 / 1198

S586i Silva Júnior, Raul Oliveira da.
Inserção, análise econômica e disponibilidade de um sistema fotovoltaico conectado à rede: estudo de caso / Raul Oliveira da Silva Júnior. – 2019.
71 folhas, figs., simbs.

Orientador: Prof. Dr. Cícero Mariano Pires dos Santos.

TCC (Graduação) – Universidade Federal de Pernambuco. CTG. Departamento de Engenharia Elétrica, 2019.
Inclui Referências.

1. Engenharia Elétrica. 2. Solar. 3. Fonte renovável. 4. Rede elétrica. 5. Custo nivelado de eletricidade. 6. Taxa de desempenho. 7. PVsyst. I. Santos, Cícero Mariano Pires dos. (Orientador). II. Título.

UFPE

621.3 CDD (22. ed.) BCTG/2019-249

RAUL OLIVEIRA DA SILVA JÚNIOR

INSERÇÃO, ANÁLISE ECONÔMICA E DISPONIBILIDADE DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE: estudo de caso

Trabalho de Conclusão do Curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Pernambuco, como requisito para obtenção do grau em Engenharia Elétrica.

Aprovado em: 02 / 07 / 2019.

BANCA EXAMINADORA

_____

Prof. Dr. Cícero Mariano Pires dos Santos (Orientador)
Universidade Federal de Pernambuco

_____

Prof. Dr. Pedro André Carvalho Rosas (Examinador Interno)
Universidade Federal de Pernambuco

_____

Prof. Dr. Gustavo Medeiros de Souza Azevedo (Examinador Interno)
Universidade Federal de Pernambuco

AGRADECIMENTOS

A minha família, meu pai, Raul Oliveira da Silva, minha mãe, Suely Pereira da Silva, e meus irmãos, Breno Pereira Oliveira da Silva e Bruno Pereira Oliveira da Silva, que sempre apoiaram em todas as minhas escolhas, me influenciando a superar as barreiras que apareceram na minha vida.

A meu orientador, Prof. Dr. Cícero Mariano Pires dos Santos, por toda sua paciência, dedicação e conselhos na conclusão deste trabalho e de outros realizados anteriormente a este e pelas trocas de conhecimentos. Estas características foram essenciais para conclusão deste trabalho.

Aos professores e funcionários do Departamento de Engenharia Elétrica que ajudaram no levantamento de dados necessário para este estudo e pelo conhecimento repassado. Também a todos os funcionários da Prefeitura da UFPE e da Reitoria da UFPE que dedicaram seu tempo para me fornecer alguns dados que ajudaram na realização deste trabalho.

A todos que direta e indiretamente participaram de minha formação, os meus sinceros agradecimentos.

RESUMO

Inicialmente é desenvolvida uma abordagem dando enfase a inserção da energia solar na matriz energética brasileira abrindo possibilidades de investimentos e soluções atrativas considerando os custos com a energia elétrica, não apenas por causa da maior irradiação solar, que é sem dúvida um fator relevante, mas também a trajetória de aumento de eficiência e queda dos custos de implantação de módulos e sistemas fotovoltaicos em nível internacional. Dentro deste contexto, Pernambuco mostra-se como um lugar significamente favorável para a expansão dessa fonte renovável. Este trabalho traz análises econômicas e técnicas acerca da inserção de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica na Universidade Federal de Pernambuco no Câmpus Recife para atender uma parcela do consumo da mesma, caracterizando-se como geração distribuída. Este estudo foi realizado através de bases de dados meteorológicas internacionais como Meteonorm e software PVsyst, que possibilitou o estudo dos principais indicadores econômicos e técnicos dos sistemas fotovoltaicos, como o LCOE (Custo de Eletricidade Nivelado) e o PR (Performance Ratio). Os resultados mostram a capacidade do Estado de Pernambuco na implementação de sistemas fotovoltaicos destinados a contribuir no crescimento da geração distribuída no Brasil, não apenas em comparação com o Nordeste do Brasil, mas também em nível internacional, embora ainda seja necessário viabilizar os incentivos dados pelos programas de financiamento e do poder regulamentador.

Palavras-chave: Energia solar. Fonte renovável. Rede elétrica. Custo nivelado de eletricidade. Taxa de desempenho. PVsyst.

ABSTRACT

Initially, an approach was developed emphasizing the insertion of solar energy into the Brazilian energy matrix, opening possibilities for investments and attractive solutions considering the costs of electric energy, not only because of the greater solar irradiation, which is undoubtedly a relevant factor, but also the path of increased efficiency and lower costs of implementation of modules and photovoltaic systems at the international level. Within this context, Pernambuco shows itself as a significantly favorable place for the expansion of this renewable source. This work brings economic and technical analyzes about the insertion of a photovoltaic system connected to the electric grid at the Federal University of Pernambuco at Recife Câmpus to meet a portion of the consumption of the same, characterizing as distributed generation. This study was carried out through international meteorological databases such as Meteonorm and PVsyst software, which enabled the study of the main economic and technical indicators of photovoltaic systems, such as the LCOE (Levelized Cost of Electricity) and the PR (Performance Ratio). The results show the capacity of the State of Pernambuco to implement photovoltaic systems to contribute to the growth of distributed generation in Brazil, not only in comparison with the Northeast of Brazil, but also at the international level, although the incentives provided by funding programs and regulatory power remain to be made viable.

Keywords: Solar energy. Renewable source. Electricity grid. Levelized Cost of Electricity. Performance ratio. PVsyst.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Mapa do Potencial de geração solar fotovoltaica no Brasil 17
Figura 2 – Potência instalada solar fotovoltaica no Brasil 21
Figura 3 – Mercado Fotovoltaico no Mundo ……..... 22
Figura 4 – Potencial Solar de Pernambuco 24
Figura 5 – Parte da usina solar fotovoltaica instalada na Unidade 2 da UFGD 27
Figura 6 – Parte da usina solar fotovoltaica instalada nos blocos da UFT Câmpus Palmas 28
Figura 7 – Fluxograma simplificado do FNE Sol 33
Figura 8 – Áreas de telhados do CTG destacadas em cinco contornos vermelhos 46

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – Matriz elétrica brasileira em maio de 2019 de acordo com dados disponíveis de Geração Centralizada da Agência Nacional de Energia Elétrica 15

Gráfico 2 – Avanço da Potência Instalada da energia solar fotovoltaica no Brasil 16

Gráfico 3 – Ranking de Geração Distribuída Solar Fotovoltaica no Brasil 25

Gráfico 4 – Quantidade anual de gerações distribuídas solar fotovoltaicas conectadas a rede de Pernambuco 25

Gráfico 5 – Distribuição de custos no valor da energia elétrica 30

Gráfico 6 – *Payback* descontado para o caso sem financiamento 57

Gráfico 7 – *Payback* descontado financiamento Fundo Clima 57

Gráfico 8 – *Payback* descontado financiamento FNE SOL 57

Gráfico 9 – Valores de LCOE para sistemas solares em alguns locais do mundo 58

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Unidades consumidoras com geração distribuída no Brasil 17
Tabela 2 – Consumo e gastos mensais em energia elétrica em 2018 da UFPE - Câmpus RECIFE 42
Tabela 3 – Dados técnicos dos módulos fotovoltaicos em STC 44
Tabela 4 – Dados técnicos do inversor em STC 44
Tabela 5 – Dados importantes da Central Fotovoltaica 44
Tabela 6 – Estimativa de Geração de Energia Mensal dos Painéis Fotovoltaicos 46
Tabela 7 – Dada de Geração de Energia Mensal da Central Fotovoltaica 49
Tabela 8 – Resultado do PR calculado pelo PVsyst 49
Tabela 9 – Reajustes Tarifários desde 2013 da CELPE 52
Tabela 10 – TIR para cada caso de financiamento 53
Tabela 11 – Fluxo de Caixa sem financiamento 54
Tabela 12 – Fluxo de Caixa com financiamento do programa fundo clima - subprograma máquinas e equipamentos eficientes do BNDES 55
Tabela 13 – Fluxo de Caixa com financiamento do FNE Sol 56
Tabela 14 – Parâmetros e valores para cálculo do LCOE da central fotovoltaica 59
Tabela 15 – Valores e comparações do LCOE da central fotovoltaica 59
Tabela 16 – VPL e TIR para os três casos de financiamento 60
Tabela 17 – Impacto nos indicadores econômicos devido a possíveis alterações no net-metering 62

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

IRENA	*International Renewable Energy Agency*
PVsyst	*Photovoltaic Systems Software*
GIZ	*Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit* Agência Alemã de Cooperação Internacional
GmbH	*Gesellschaft mit beschränkter Haftung* Sociedade com responsabilidade limitada
LABREN	Laboratório de Modelagem e Estudos de Recursos Renováveis de Energia
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ABSOLAR	Associação Brasileira de Energia Solar
et al.	e outros
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
UFPE	Universidade Federal de Pernambuco
LCOE	*Levelized Cost of Electricity* (Curto Nivelado de Energia)
PR	*Performance Ratio* (Taxa de Desempenho)
FC	Fator de Capacidade
VPL	Valor Presente Líquido
TIR	Taxa Interna de Retorno
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
BNB	Banco do Nordeste do Brasil
USD	Dólar dos Estados Unidos
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
MME	Ministério de Minas e Energia
REN21	*Renewable Energy Policy Network for the 21st Century*
PV	*Photovoltaic* (fotovoltaico)
IEA PVPS	*International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme*
AIR	Análise de Impacto Regulatório
CHESF	Companhia Hidrelétrica do São Francisco
CELPE	Companhia Energética de Pernambuco
Abinee	Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica

DGA	Diretoria de Gestão Ambienal
DPP	Diretoria de Planos e Projetos
DLC	Diretoria de Licitações e Contratos
DFO	Diretoria de Fiscalização de Obras
SICAF	Sistema de Cadastramento Unificado de Fornecedores
UFGD	Univeridade Federal da Grande
UFT	Universidade Federal de Tocantins
TED	Termo de Execução Descentralizada
SESU	Secretaria de Educação Superior
MEC	Ministério da Educação
CNPJ	Cadastro Nacional da Pessoa Jurídica
CPF	Cadastro de Pessoa Física
ICMS	Imposto sobre Operações relativas à Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação
PIS	Programas de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público
COFINS	Contribuição para Financiamento da Seguridade Social
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TE	Tarifa de Energia
CFI	Credenciamento de Fornecedores Informatizado
SELIC	Sistema Especial de Liquidação e de Custódia
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
Proplan	Pró-Reitoria de Planejamento, Orçamento e Finanças
CCBI	Coordenação de Cadastro de Bens e Imóveis
CTG	Centro de Tecnologias e Geociências
CCEN	Centro de Ciências Exatas e da Natureza
O&M	Operação e Manutenção

SUMÁRIO

1	**INTRODUÇÃO**	**14**
1.1	OBJETIVOS	18
1.2	ORGANIZAÇÃO TEXTUAL	18
2	REFERENCIAL TEÓRICO	20
2.1	ESTADO DA ARTE NO BRASIL	20
2.2	INSERÇÃO DA FONTE SOLAR FOTOVOLTAICA EM PERNAMBUCO	23
2.3	APLICABILIDADE NA UFPE – CÂMPUS RECIFE	26
2.4	NET-METERING (SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA)	28
2.5	PROGRAMA FUNDO CLIMA	31
2.6	BANCO DO NORDESTE DO BRASIL FNE SOL	32
2.7	UTILIZAÇÃO DO SOFTWARE PVSYST	33
2.8	PERFORMANCE RATIO (TAXA DE DESEMPENHO)	36
2.9	FATOR DE CAPACIDADE	37
2.10	LCOE (CUSTO NIVELADO DE ENERGIA)	38
2.11	VPL (VALOR PRESENTE LÍQUIDO)	38
2.12	PAYBACK (TEMPO DE RETORNO SOBRE O INVESTIMENTO)	39
2.13	TIR (TAXA INTERNA DE RETORNO)	40
3	**METODOLOGIA**	**41**
3.1	LOCAL DO ESTUDO DE CASO	41
3.2	DIMENSIONAMENTO DA CENTRAL FOTOVOLTAICA	43
3.3	IMPLANTAÇÃO DA CENTRAL FOTOVOLTAICA	45
4	**RESULTADOS E DISCUSSÃO**	**48**
4.1	ANÁLISE TÉCNICA	48
4.1.1	**Taxa de Desempenho**	**48**
4.1.2	**Fator de Capacidade**	**50**
4.2	ANÁLISE ECONÔMICA	51
4.2.1	***Payback* Descontado**	**51**
4.2.2	**LCOE**	**58**
4.2.3	**TIR e VPL**	**60**
4.2.4	**Impacto das Alternativas ao *Net-metering* Atual**	**60**

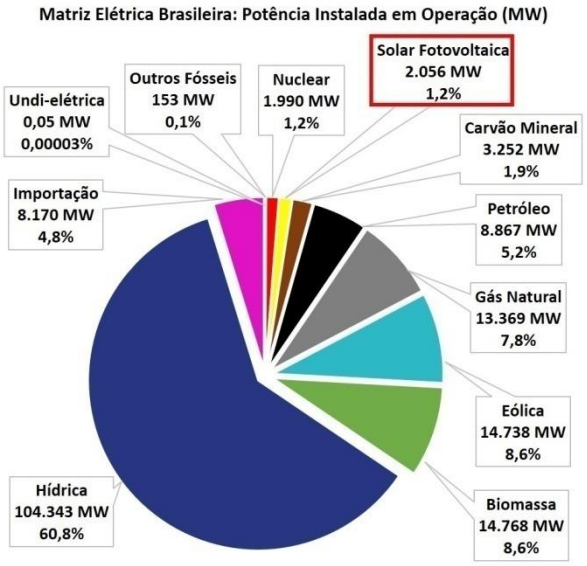
5 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES 64
REFERÊNCIAS 66

1 INTRODUÇÃO

A disseminação do uso de centrais fotovoltaicas pode ser observada no mundo por todos os lugares, desde pequenas instalações residenciais até parques de grande escala gerando cerca de 3.365.294 empregos devido ao avanço da tecnologia envolvida na energia solar (IRENA, 2016). Países como Alemanha, através de seus objetivos ambiciosos e claros, planejam uma transição energética até 2050, sendo que desde 1990 este país observa esta fonte com incentivo do Governo Federal onde foi lançado o “Programa dos 1.000 telhados” para fomentar a instalação de painéis fotovoltaicos e começaram a observar, a partir de 2000 através da Lei de Energias Renováveis, e utilizar as fontes de energias renováveis atingindo em 2010 a capacidade instalada de 10 GW (Energiewende, 2017). Resultando em 2016 com a fonte renovável fotovoltaica contemplando 20,28% da matriz energética do país (IRENA, 2016).

No Brasil, ainda que estudos apontem para seu grande potencial com valor médio de irradiação global horizontal de 5.153 Wh/m² (LABREN, 2016), segundo dados da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2019), a geração centralizada através da fonte solar é proveniente de aproximadamente 2.472 usinas fotovoltaicas em operação, com potência entregue em torno de 2.056 MW, cerca de 1,2% da matriz energética no país, conforme é indicado no Gráfico 1. Já a geração distribuída solar fotovoltaica contribui atualmente com cerca de 77.478 unidades consumidoras e potência instalada de 806.274,98 kW, participante de 84,0% de todas as fontes de geração conforme Tabela 1. Os estímulos à geração distribuída se justificam pelos benefícios que tal modalidade pode proporcionar ao sistema elétrico. Entre eles, está o adiamento de investimentos em expansão dos sistemas de transmissão e distribuição, o baixo impacto ambiental, a redução no carregamento das redes, a minimização das perdas e a diversificação da matriz energética (ANEEL, 2019).

Gráfico 1 - Matriz elétrica brasileira em maio de 2019 de acordo com dados disponíveis de Geração Centralizada da Agência Nacional de Energia Elétrica.



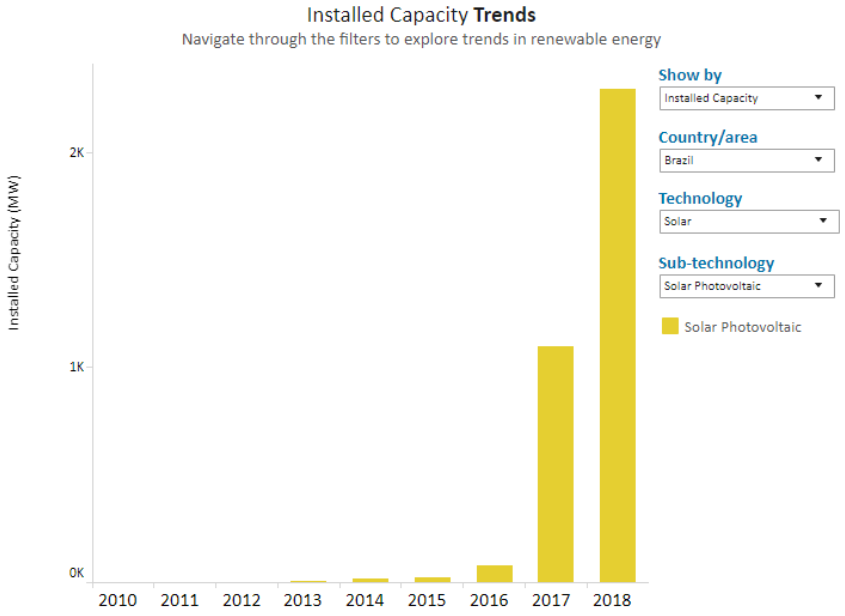
Fonte: ANEEL/ABSOLAR (2019).

Segundo dados da Agência Internacional de Energias Renováveis, a potência instalada da energia solar fotovoltaica cresce rapidamente desde 2015, chegando a atingir o dobro de potência instalada em 2017 (1.097 MW) no ano de 2018 (2.296 MW) incluindo geração distribuída e centralizada, este crescimento é evidenciado no Gráfico 2. Os sistemas de geração distribuída têm um diferencial, a energia elétrica é gerada muito próxima ao consumidor final, assim evitando grandes perdas de energia na transmissão e eliminando as perdas por distribuição de energia. Todo este crescimento teve início após na legalização do *net-metering* (ANEEL, 2012), mecanismo de compensação de energia elétrica publicado na Resolução Normativa nº 482/2012 (ANEEL-A, 2012) e da possibilidade de utilização da energia produzida em diferentes unidades consumidoras através da Resolução Normativa nº 687/2015 (ANEEL-B, 2015).

Favorecendo as fontes renováveis com características de sazonalidade muito forte, como é o caso da solar, este modelo de compensação de energia elétrica permite que a energia excedente produzida, injetada na rede de distribuição ao qual o sistema fotovoltaico está conectado, seja utilizada sempre que o consumo se torne superior a geração. Para isso, toda energia injetada é transformada em créditos para serem compensados no consumo em até 60 meses após sua contabilização (ANEEL-B, 2015).

De acordo com o Atlas Brasileiro de Energia Solar, a sazonalidade do potencial de geração solar fotovoltaico, em termos de rendimento energético anual, na região nordeste do Brasil é identificado que ao longo do ano seu rendimento energético mensal sofre variações pequenas, onde é registrado cerca de 2.808.766.307 consumidores em unidades residenciais, 209.959.844 consumidores unidades comerciais (ANEEL, 2019) e média de 5.483 Wh/m² de irradiação global horizontal, o nordeste do Brasil supera até mesmo os países ibéricos em termos de irradiação solar média mensal, com a característica de possuir uma variabilidade mensal bem inferior. (LABREN, 2016). Esta região, em particular sua porção semiárida (62,10%), onde a elevada irradiação está associada à ocorrência de baixa precipitação e menor cobertura de nuvens ao longo do ano (FASETE, 2011), se credencia a ser o destino prioritário de investimentos em geração de energia elétrica a partir da fonte solar, como já se observa nos leilões da ANEEL (CCEE, 2019). Esta notória irradiação solar é destacada na Figura 1, onde é possível identificar o estado de Pernambuco em um posicionamento atrativo no que tange ao potencial de geração fotovoltaica em termos do rendimento energético anual.

Gráfico 2 - Avanço da Potência Instalada da energia solar fotovoltaica no Brasil.



Fonte: IRENA (2018).

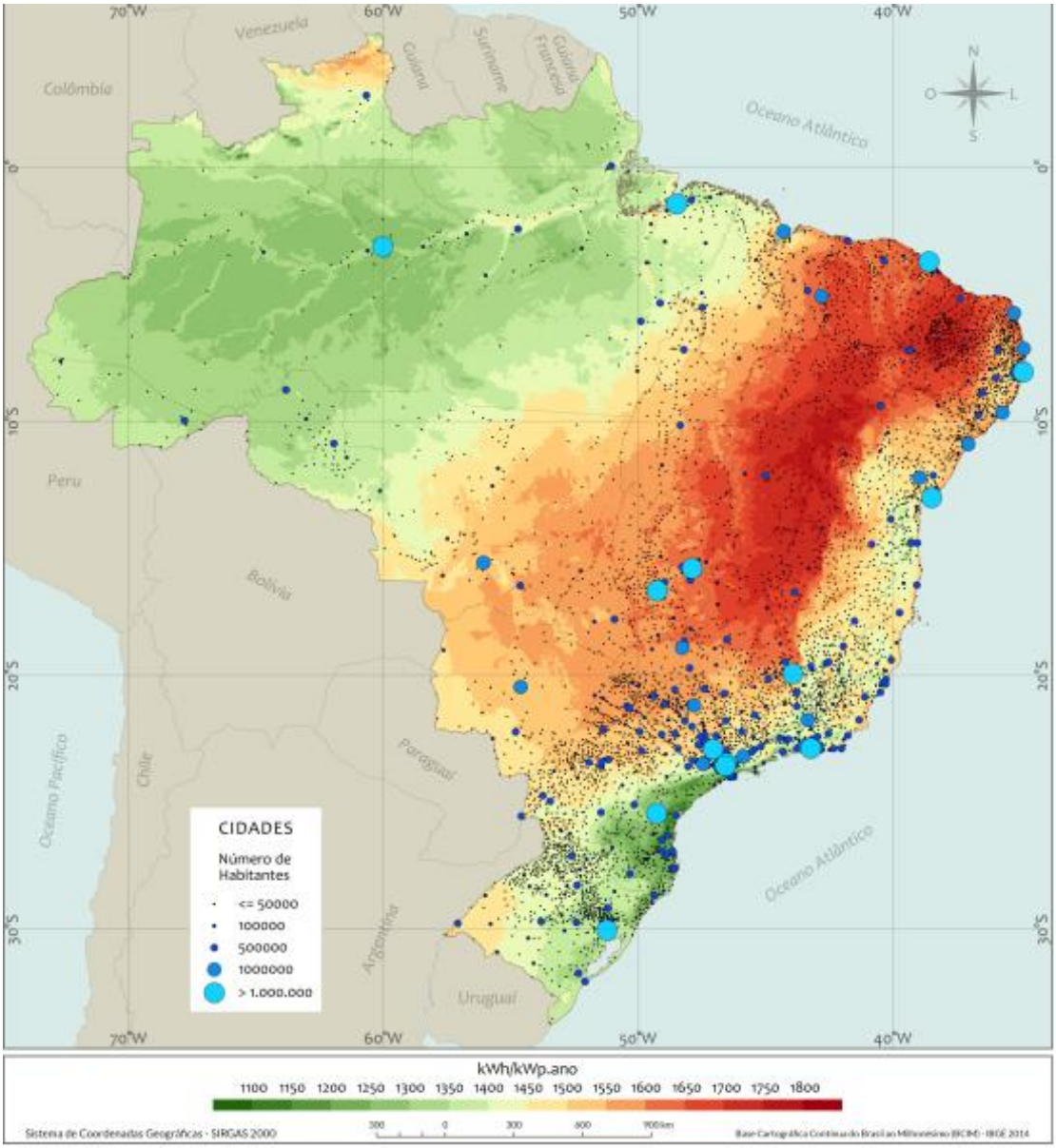
Tabela 1 - Unidades consumidoras com geração distribuída no Brasil.

UNIDADES CONSUMIDORAS COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA			
Tipo	Quantidade	Quantidade de UCs que recebem os créditos	Potência Instalada (kW)
CGH	82	7.393	80.127,60
EOL	57	100	10.314,40
UFV	77.478	97.009	806.274,98
UTE	157	3.600	43.829,78

Total de usinas:	77.774	Total de UCs que recebem os créditos:	108.102	Potência total:	940.546,76 kW

Fonte: ANEEL (2019).

Figura 1 - Mapa do potencial de geração solar fotovoltaica no Brasil.



Fonte: Atlas Brasileiro de Energia Solar (2016).

1.1 OBJETIVOS

O objetivo principal deste manuscrito é levantar indicadores econômicos e de desempenho sobre a implementação de uma central fotovoltaica em Pernambuco, de tal forma que, ao serem feitas suas análises concretas através da comparação com a desenvoltura dos investimentos de outros países neste setor de energia de referência, torne viável cada vez mais os estudos de pré-projeto para propagar a inserção da energia solar na matriz energética brasileira e assim, através de um estudo de caso, mostrar a diversidade da aplicabilidade desta fonte renovável para que possa esclarecer suas vantagens e desvantagens na geração distribuída.

Com esta meta, esse documento procura:

- Analisar a inserção em Pernambuco quanto a esta disseminação das tecnologias e introdução da geração de energia elétrica através da energia solar, apontando todas as vantagens e desvantagens que possam ser enfrentadas.
- Encontrar a melhor seleção da carga e localização da central fotovoltaica, na Universidade Federal de Pernambuco, Câmpus Recife, para serem aplicados os conceitos de Geração Distribuída a partir da fonte solar fotovoltaica trazendo assim uma opção viável de custo-benefício;
- Comparar indicadores financeiros como LCOE, *Levelized Cost of Energy*, com outros projetos já consolidados e com a realidade de outros países que planejam a propagação desta energia solar e que pretendem expandir pelo país o uso de fontes renováveis através de uma geração mais acessível, como é o caso da Alemanha;
- Comparar indicadores de desempenho e técnicos como o PR, *Performance Ratio*, com outros projetos já consolidados e com a realidade de outros países que planejam atingir a independência de fontes fósseis e que exigem um elevado custo de implementação.

1.2 ORGANIZAÇÃO TEXTUAL

O presente trabalho é apresentado em cinco partes. A primeira parte apresentará todos os conceitos sobre os órgãos e instituições responsáveis, indicadores econômicos e técnicos que serão abordados ao longo do estudo de

caso. Em seguida é apresentada a metodologia aplicada para o levantamento de dados e da análise concreta dos mesmos, como também apresentar os softwares e fórmulas que fundamentam e viabilizam todo o estudo. A quarta parte traz a discussão através das análises técnicas e econômicas dos dados levantados e das comparações com casos semelhantes de outros países.

A inserção da energia solar em Pernambuco é abordada na segunda parte, por se tratar de um assunto que não é o principal propósito deste manuscrito e sim apenas uma introdução para entender toda a abordagem que será discutida na quarta parte. A quinta parte conclui o que foi abordado ao longo de todo o trabalho.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

Para facilitar a compreensão, da abordagem e equações do Item 3 em diante, é apresentada a situação da energia solar no Brasil, seguido de sua respectiva análise em Pernambuco e na Universidade Federal de Pernambuco (UFPE), em seguida é definida a importância do *software PVsyst* em estudos de caso como o apresentado neste trabalho e alguns dos indicadores que são utilizados como referência no mercado e pela comunidade científica para viabilidade de centrais fotovoltaicas. Primeiro é apresentado, nos Itens 2.1 à 2.7, como é estruturado a utilização desta fonte para geração de energia no país, sua evolução quanto à participação de Pernambuco e de algumas universidades federais, incluindo a UFPE, na inserção na matriz energética brasileira e sobre os dois programas de financiamento do BNDES e do Banco do Nordeste do Brasil para intensificar a expansão de investimentos no setor de solar fotovoltaica. E por último, nos Itens 2.7 à 2.13, são descritos indicadores econômicos e de desempenho que são utilizados nas análises técnicas e econômicas do pré-projeto de uma central fotovoltaica conectada a rede elétrica local.

2.1 ESTADO DA ARTE NO BRASIL

No Brasil, de acordo com a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), estatal vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME), a demanda por energia elétrica pode atingir 1.760 TWh até 2050, sendo a demanda atual de 472.242 GWh, para serem supridos pelo Sistema Elétrico Nacional. Isto impacta diretamente no investimento em fontes alternativas de geração de energia elétrica para serem inseridas na matriz elétrica brasileira. Conforme Gráfico 1, esta matriz é composta por 80,4% de fontes renováveis, com predomínio das usinas hidroelétricas que correspondem a 60,8% da capacidade instalada, seguidas das usinas termoelétricas baseadas na queima de biomassa e das usinas eólicas com 8,6% cada uma e as fontes solares são responsáveis por 1,2% da matriz energética.

Segundo a Renewable Energy Policy Network for the 21st Century (REN21, 2019), o Brasil ocupou o segundo lugar, no final do ano de 2018, no *ranking* dos países que mais investem em energias renováveis, incluindo fontes hidráulicas. Ainda, segundo o REN21 (2019), em 2018 o país obteve uma queda no investimento

em energias renováveis de 47% em relação a 2017, porém em 2017 investiu 1 bilhão de dólares em energia solar, tendo um aumento de 204% em relação ao ano de 2016 (REN21, 2018).

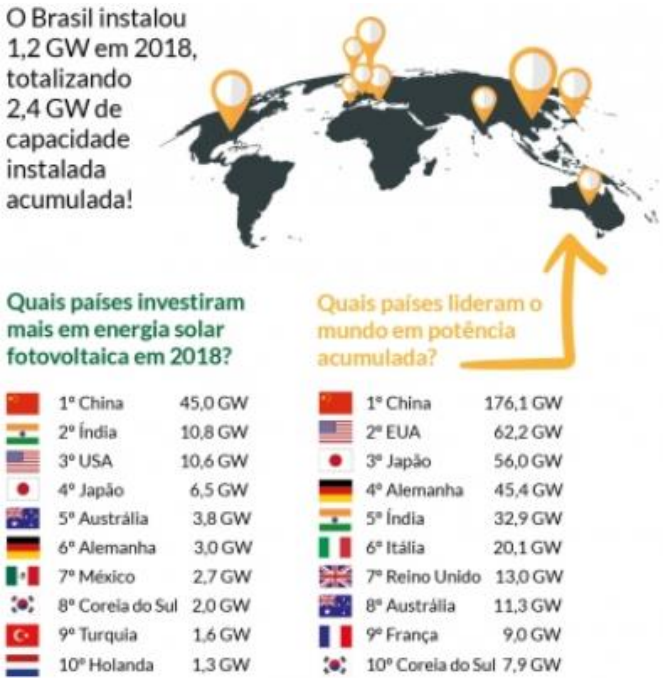
Os projetos de geração distribuída deverão acrescentar 628,5 Megawatts (MW) em capacidade solar ao país, um crescimento de 125%, enquanto grandes usinas fotovoltaicas devem somar 383 MW até o final do ano de 2019, um avanço de 21% (Estadão, 2019). A junção da geração distribuída com centralizada resulta na potência instalada solar fotovoltaica de 2.819,5 MW, conforme a Figura 2. Este estudo mostra a contribuição da geração distribuída por fonte solar no Brasil. Com o aumento das tarifas de energia desde 2015 e a redução nos custos de equipamentos fotovoltaicos, os investimentos em geração distribuída podem ser recuperados em um período de três a sete anos, de acordo com o presidente da Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR), Rodrigo Sauaia. Ainda, segundo a Absolar, é estimado que a expansão da fonte neste ano deva gerar investimentos totais de R$ 5,2 bilhões, com cerca de R$ 3 bilhões para a geração distribuída.

Figura 2 - Potência instalada solar fotovoltaica no Brasil.

Fonte: ABSOLAR (2019).

O Brasil obteve, em 2018, 2,4 GW de capacidade instalada acumulada, sendo instalada 1,2 GW somente neste ano, com isso é mostrado na Figura 3 o quanto o Brasil, caso obtenha investimentos similares ao do ano de 2018, pode atingir o *ranking* dos 10 países que mais investem no mercado fotovoltaico.

Figura 3 - Mercado Fotovoltaico no Mundo.



Fonte: ABSOLAR/Snapshot of Global PV Markets, IEA PVPS (2019).

Com relação ao atual sistema de compensação publicado na Resolução Normativa nº 482/2012, com o aumento de consumidores utilizando este sistema, a ANEEL propõe a revisão desta regulamentação visto que as distribuidoras alegam que o atual sistema de compensação de energia elétrica impede a remuneração adequada do uso da rede de distribuição. Este processo de revisão evoluiu de tal forma que está sendo discutida a Análise de Impacto Regulatório (AIR), publicada em 22 de janeiro, com o objetivo de propor uma metodologia e variáveis a serem utilizadas nas análises feitas pela ANEEL, embasando suas propostas de revisão do marco regulatório. Segundo presidente executivo da ABSOLAR, com a publicação da AIR houve um afunilamento das propostas apresentadas pela ANEEL. Para geração junto à carga, deixaria de ser compensada a parcela referente à distribuição (correspondente em média a 28% da tarifa dos consumidores) e para geração remota é proposto que durante um tempo seja implantada a alternativa já citada para geração junto à carga e em seguida que seja adicionada a não compensação das parcelas de distribuição, transmissão e encargos tarifários (correspondente em média a 40% do valor pago pelo consumidor por cada kWh consumido da rede). Para quantificar em números esta não compensação é tomado o caso de uma central fotovoltaica conectada a rede com 4,16 kWp, com média de geração de 492

kWh/mês, média de energia injetada na rede de 321 kWh/mês e valor de tarifa de R$0,75/kWh. Ao aplicar a proposta para geração junto a carga, a economia deste consumidor sofreria uma variação de R$2.889,00 para R$ 2.080,0800 ao ano.

Independente da decisão da agência reguladora Aneel quanto à revisão desta resolução normativa, segundo diretor de sustentabilidade e suprimentos da Ambev Leonardo Coelho, em maio de 2019, a Ambev realizou contrato para construção de 31 usinas solares em todo o país para abastecer seus centros de distribuição. Este projeto faz parte de um movimento da multinacional Anheuser-Busch InBev de ter 100% de sua energia utilizada nas operações provenientes de energia limpa até 2025 e contará com o total de 50 mil painéis solares, que juntos devem gerar 2.600 Megawatts-hora por mês, evitando a emissão de 2.900 toneladas de dióxido de carbono anualmente. Tal investimento também conta com unidade solar em Pernambuco, Estado que vem se destacando no mercado de geração distribuída solar fotovoltaica no país.

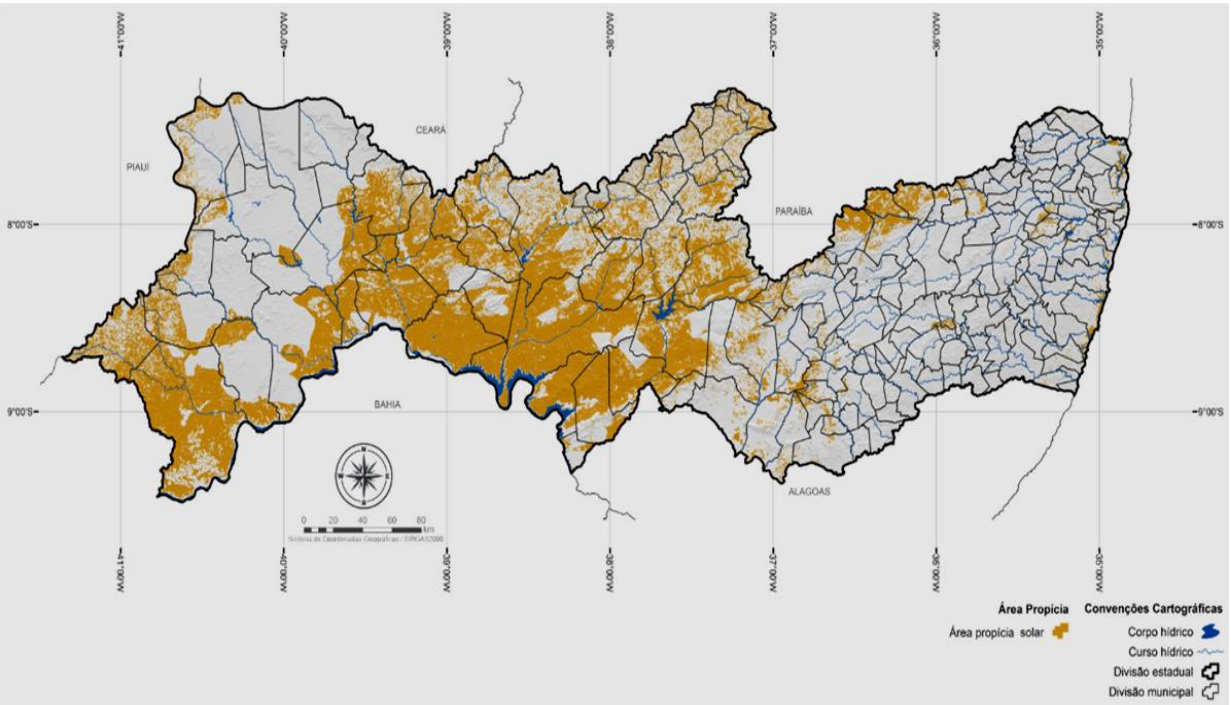
2.2 INSERÇÃO DA FONTE SOLAR FOTOVOLTAICA EM PERNAMBUCO

Ocupando o décimo lugar no Ranking Estadual de Geração Distribuída Solar Fotovoltaica, conforme Gráfico 3, com aproximadamente 23.765 MW de potência instalada e 1.452 usinas fotovoltaicas (ANEEL/ABSOLAR, 2019), além de possuir potencial solar técnico com 30.347,25 km² de área propícia e potência instalável de cerca de 1.209,2 GW mostrados na Figura 4, Pernambuco vêm se destacando cada vez mais, desde 2013, quando o Ex-Governador do Estado Eduardo Campos promoveu o Leilão de Energia Solar trazendo grandes investimentos como o primeiro parque híbrido do país, em Tacaratu, o qual possui capacidade de abastecer 250 mil residências (Atlas Eólico e Solar de Pernambuco, 2017). Vale destacar ainda que, segundo o secretário executivo de Energia de Pernambuco Eduardo Azevedo, foi criado em 2013 o Programa PE Sustentável como resultado deste leilão de 2013 com 92 Megawatts de energia solar tendo o objetivo de consolidar o Estado como gerador de energia limpa e polo produtivo de equipamentos, tecnologia e conhecimento no setor.

De 2013 para 2019, um total de 1.452 usinas foram conectadas a rede elétrica local e 2.179 unidades consumidores recebem os créditos gerados por estas

usinas, sendo que somente este ano, de janeiro a junho, já houveram 510 conexões. Estes dados são mostrados no Gráfico 4, indicando a atratividade da geração distribuída solar fotovoltaica em Pernambuco, visto que em 6 meses deste ano obteve 85% do número de conexões realizadas no ano anterior.

Figura 4 - Potencial Solar de Pernambuco.



Fonte: Atlas Eólico e Solar de Pernambuco (2017).

Gráfico 3 - *Ranking* de Geração Distribuída Solar Fotovoltaica no Brasil.

Fonte: ANEEL/ABSOLAR (2019).

Gráfico 4 - Quantidade anual de gerações distribuídas solar fotovoltaicas conectadas a rede de Pernambuco.

Fonte: ANEEL (2019).

Não obstante a isto, esta fonte de energia domina a geração distribuída em Pernambuco contemplando 96% da potência instalada representando a tendência de crescimento de geração distribuída com esta fonte nos próximos anos. A exemplo de sucesso em Pernambuco, a empresa Insole com apenas cinco anos de mercado possui 22 unidades em todo o Brasil, sendo 14 delas em Pernambuco e em novembro de 2018 foi entregue o maior telhado solar já produzido pela empresa no estado, com cerca de 334,75 kWp o que representa a geração de energia de 538 MWh por ano. Esta empresa possui um ponto atrativo que poucas empresas

possuem, qual seja a de realização de financiamentos completos, incluindo instalação elétrica e de toda estrutura. Atualmente estão disponíveis linhas de financiamento em diversos agentes financeiros (BNDES, BNB, Santander, Banco do Brasil e Caixa Econômica) tanto para pessoa jurídica quanto para pessoa física.

Como indicativo da tendência de atratividade do Estado de Pernambuco, há a previsibilidade de que em 2022 a empresa Solatio tenha em operação o maior complexo solar fotovoltaico do país com capacidade instalada para gerar 1.100 MW, sendo localizado em São José do Belmonte, a 474 km de sua capital Recife.

2.3 APLICABILIDADE NA UFPE - CÂMPUS RECIFE

Na Universidade Federal de Pernambuco existe a construção de Plano de Logística Sustentável que visa à implantação dos projetos sustentáveis e descarte de resíduos recicláveis sendo criado pela Diretoria de Gestão Ambiental da UFPE, e também parcerias como esta com a CHESF que realizou projeto com placas fotovoltaicas flutuantes no reservatório Sobradinho, na Bahia, sendo o pioneirismo dessa forma de utilização do lago para geração de energia solar, estabelece uma característica que marca os investimentos realizados pela universidade voltados a sustentabilidade e utilização de fontes de energias renováveis.

Segundo entrevista com funcionários das: Diretoria de Gestão Ambiental (DGA, Manoel de Castro), Diretoria de Planos e Projetos (DPP, Geraldo Cabral) e Diretoria de Licitações e Contratos (DLC, Rodrigo Danniel), esta universidade não possui registro de licitações voltadas a projetos de minigeração distribuída de energia solar fotovoltaica. Para a ocorrência disto é necessário que a iniciativa ou demanda surja de algum departamento como projeto conceitual, em seguida o DPP analisa a demanda, contrata uma empresa para realizar o projeto de uma usina fotovoltaica e decide se será elaborado um pré-orçamento e envia para o DLC onde é feito um pregão eletrônico, por se tratar do método mais comum de se efetuar uma licitação pela UFPE, através do Sistema de Cadastramento Unificado de Fornecedores SICAF para que as empresas possam cadastrar-se e disputarem a licitação e apresentarem suas propostas técnicas e comerciais. A empresa ganhadora deverá ser fiscalizada durante a implantação da usina fotovoltaica pelo Diretoria de Fiscalização de Obras (DFO).

Conforme a descrição acima, é possível identificar que o grande facilitador é o próprio colaborador destas diretorias e da reitoria, professor e aluno dos departamentos. Para entender que isto pode ocorrer em Universidades Federais, é apresentado dois casos de sucesso de implantação de usinas solares fotovoltaicas nos telhados das universidades: Universidade Federal da Grande Dourados UFGD e Universidade Federal de Tocantins UFT.

Em maio de 2019, a UFGD localizada no estado do Mato Grosso do Sul, iniciou a instalação de uma usina fotovoltaica com capacidade para abastecer o equivalente a 1,2 mil casas em um ano, sendo composta por 16 unidades de 70 kWp (quilowatt-pico) cada, e está sendo instalada no telhado de 12 blocos e quatro diretamente no solo da Cidade Universitária. Os 3.340 painéis solares proporcionarão uma economia na conta de energia que pode chegar a R$ 700 mil em 12 meses e o gasto com conta de energia elétrica da unidade onde será instalada é em torno de R$ 2,6 milhões por ano. Para este investimento a universidade recebeu R$ 4,5 milhões por meio do Termo de Execução Descentralizada (TED), da Secretaria de Educação Superior (SESU-MEC), no ano de 2018. O empreendimento se trata de um projeto institucional que foi criado em 2017 com o intuito de participação de chamadas públicas da ANEEL e é ilustrado na Figura 5.

Figura 5 - Parte da usina solar fotovoltaica instalada na Unidade 2 da UFGD.

Fonte: UFGD (2019).

Também em maio deste ano, a UFT inaugurou uma usina solar fotovoltaica utilizando 1.820 placas distribuída em vários blocos, como é possível identificar na

Figura 6, com capacidade de produção de 600 kWp por mês. Nesta universidade o consumo com energia corresponde a 56% dos gastos totais e este investimento representa uma economia entre R$ 800 mil a R$ 1,2 milhão ao ano. Para a instalação desta usina, fruto de um Plano de Gestão da universidade, foi viabilizado R$ 2.517.030 para compras de painéis fotovoltaicos por intermédio principalmente da Deputada Federal Dorinha Seabra na captação de recursos extraorçamentários junto ao MEC.

Estas usinas além de gerarem uma economia nos gastos das universidades, também será uma oportunidade para pesquisas, projetos de extensão e geração de valor para sociedade na área acadêmica. É notória a oportunidade que pode surgir na UFPE para a inserção de geração distribuída solar fotovoltaica e evidentemente com o objetivo de mostrar a viabilidade de tal investimento que os tópicos de resultados e recomendações relatam e analisam os indicadores de atratividade para este tipo de investimento abordado.

Figura 6 - Parte da usina solar fotovoltaica instalada nos blocos da UFT - Câmpus Palmas.

Fonte: UFT (2019).

2.4 *NET-METERING* (SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA)

A Resolução Normativa nº 482/2012 foi criada em 2012 com o objetivo de disseminar a microgeração e minigeração distribuída e criar um sistema viabilizando esse tipo de geração de pequeno porte. Nesta resolução foi introduzido o sistema de compensação de energia elétrica, o qual permite que o excedente de energia gerada seja injetado na rede elétrica local e o mesmo possa ser utilizado para abater o

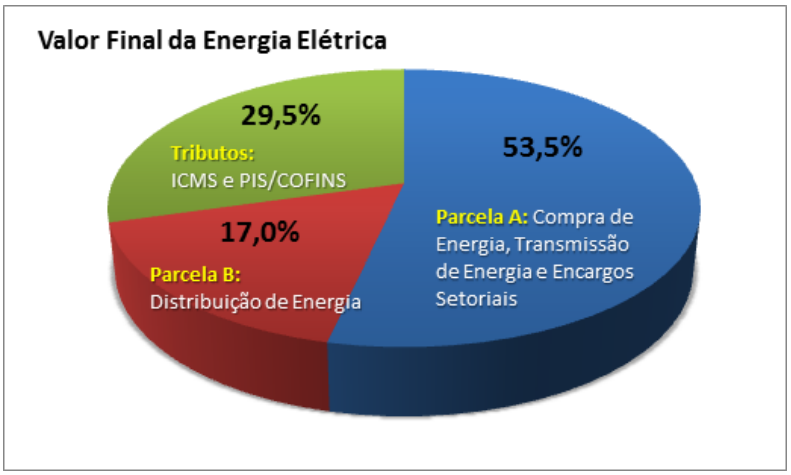
consumo no próximo mês. O modelo em vigência sofreu revisão em 2015 pela REN n° 687/2015, nesta a energia injetada na rede acaba sendo valorada para abater integralmente a energia consumida, sendo consideradas todas as componentes tarifárias e a possibilidade dos créditos (energia excedente da consumida e injetada na rede elétrica) serem utilizados em diferentes unidades consumidores sobre o mesmo CNPJ, ou CPF.

Porém, como abordado de forma introdutória no Item 2.1, há um processo em andamento de uma nova revisão da Resolução Normativa nº 482/2012, interferindo exatamente no sistema de compensação de energia elétrica *net-metering*. As seis alternativas em estudo pelo Relatório de AIR n° 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL serão detalhadas a seguir, pois a comparação de custos será efetuada mais adiante. Mas antes, é necessário explicar quais componentes tarifárias estão em análise neste AIR.

De acordo com a ANEEL, o valor final da energia elétrica é composto por 29,5% de tributos (ICMS e PIS/COFINS), 17,0% da parcela B (distribuição de energia) e 53,5% da parcela A (compra e geração de energia, transmissão e encargos setoriais), conforme Gráfico 5, sendo as componentes das parcelas A e B apresentadas abaixo:

- TUSD - Fio B: tarifa de utilização de serviços de distribuição;
- TUSD - Fio A: tarifa de utilização de serviços de distribuição e transmissão;
- TUSD - Encargos: tarifa que representa os custos sociais e trabalhistas relacionados ao transporte de energia pela concessionária;
- TUSD - Perdas: tarifa correspondente as perdas que acontecem no transporte de energia elétrica;
- TE - Encargos: tarifa que representa os custos sociais e trabalhistas relacionados à geração de energia;
- TE - Energia: tarifa que representa os custos com a compra de energia elétrica.

Gráfico 5 - Distribuição de custos no valor da energia elétrica.



Fonte: ANEEL (2017).

Após este detalhamento, são apresentadas as alternativas de exclusão dos custos de partes das parcelas A e B que são estudadas para o possível abatimento no sistema de compensação de energia elétrica:

- Alternativa 0: Significa que o sistema de compensação continua como o de vigência, onde as parcelas A, B e tributos são compensadas;
- Alternativa 1: Os custos relativos ao uso da distribuição da energia elétrica TUSD - Fio B é retirado do compensado. Resultando na possibilidade de utilizar para abater apenas 72% da energia injetada em outras unidades consumidoras ou em contas de energia elétrica futuras da mesma unidade consumidora.
- Alternativa 2: Os custos relativos ao uso da distribuição da energia elétrica TUSD - Fio B e ao uso da transmissão da energia elétrica TUSD - Fio A é retirado do compensado. Resultando na possibilidade de utilizar para abater cerca de 66% da energia injetada em outras unidades consumidoras ou em contas de energia elétrica futuras da mesma unidade consumidora.
- Alternativa 3: Além dos custos já retirados na Alternativa 2, aqui é também retirado o TUSD - Encargos resultando na possibilidade de utilizar para abater apenas 59% da energia injetada em outras unidades consumidoras ou em contas de energia elétrica futuras da mesma unidade consumidora.

- Alternativa 4: Além dos custos já retirados na Alternativa 3, o consumidor também passa a pagar pelas perdas pelo transporte da energia TUSD - Perdas, o que representa a capacidade de abater 51% da energia injetada em outras unidades consumidoras ou em contas de energia elétrica futuras da mesma unidade consumidora.
- Alternativa 5: Nesta o consumidor apenas compensa o custo TE - Energia, representando a capacidade de abater apenas 37% da energia injetada em outras unidades consumidoras ou em contas de energia elétrica futuras da mesma unidade consumidora.

No Item 4.2.4 são realizadas as análises econômicas levando em consideração também o impacto das cinco alternativas na implantação de uma central fotovoltaica na UFPE.

2.5 PROGRAMA FUNDO CLIMA

O Programa Fundo Clima do BNDES tem o objetivo de apoiar a implantação de empreendimentos, a aquisição de máquinas e equipamentos e o desenvolvimento tecnológico relacionados à redução de emissões de gases do efeito estufa e à adaptação às mudanças do clima e aos seus efeitos. Este possui o Subprograma Máquinas e Equipamentos Eficientes o qual tem o objetivo de financiar à aquisição e à produção de máquinas e equipamentos com maiores índices de eficiência energética ou que contribuam para a redução de emissão de gases do efeito estufa (BNDES, 2019).

Este Subprograma tem como beneficiários: pessoa física, pessoa jurídica, empresas, produtores rurais e entidades e órgãos públicos (exceto União). Neste, sistemas geradores fotovoltaicos, embutindo ou não o valor de equipamentos e serviço de projeto, detalhamento técnico e instalação, desde que faturados como um produto único e que sejam novos e nacionais cadastrados e habilitados para este subprograma no Credenciamento de Fornecedores Informatizado - CFI do BNDES. As características importantes deste financiamento são destacadas nos tópicos abaixo:

- O custo financeiro é contemplado por taxa final para o cliente 4,03% a.a. (renda anual até R$ 90 milhões) e 4,55% a.a. (renda anual acima de R$ 90 milhões);
- Prazo máximo de amortização de 144 meses e período de carência de 3 a 24 meses;
- Limites de participação em 80% do total do investimento e valor máximo de financiamento de R$ 30 milhões a cada 12 meses;
- Para aquisição de máquinas e equipamentos associada a projetos de investimentos, o valor mínimo do financiamento do projeto deve ser de R$ 10 milhões. Para aquisição isolada de máquinas e equipamentos, não há valor mínimo;

2.6 BANCO DO NORDESTE DO BRASIL FNE SOL

O programa FNE Sol do Banco do Nordeste do Brasil (BNB) tem o objetivo de apoiar o financiamento da aquisição de todos os componentes dos sistemas de micro e minigeração de energia elétrica fotovoltaica, eólica, de biomassa ou pequenas centrais hidroelétricas (PCH), bem como sua instalação, onde em linhas gerais a Figura 7 mostra o fluxograma simplificado dos passos a serem seguidos durante o processo de financiamento.

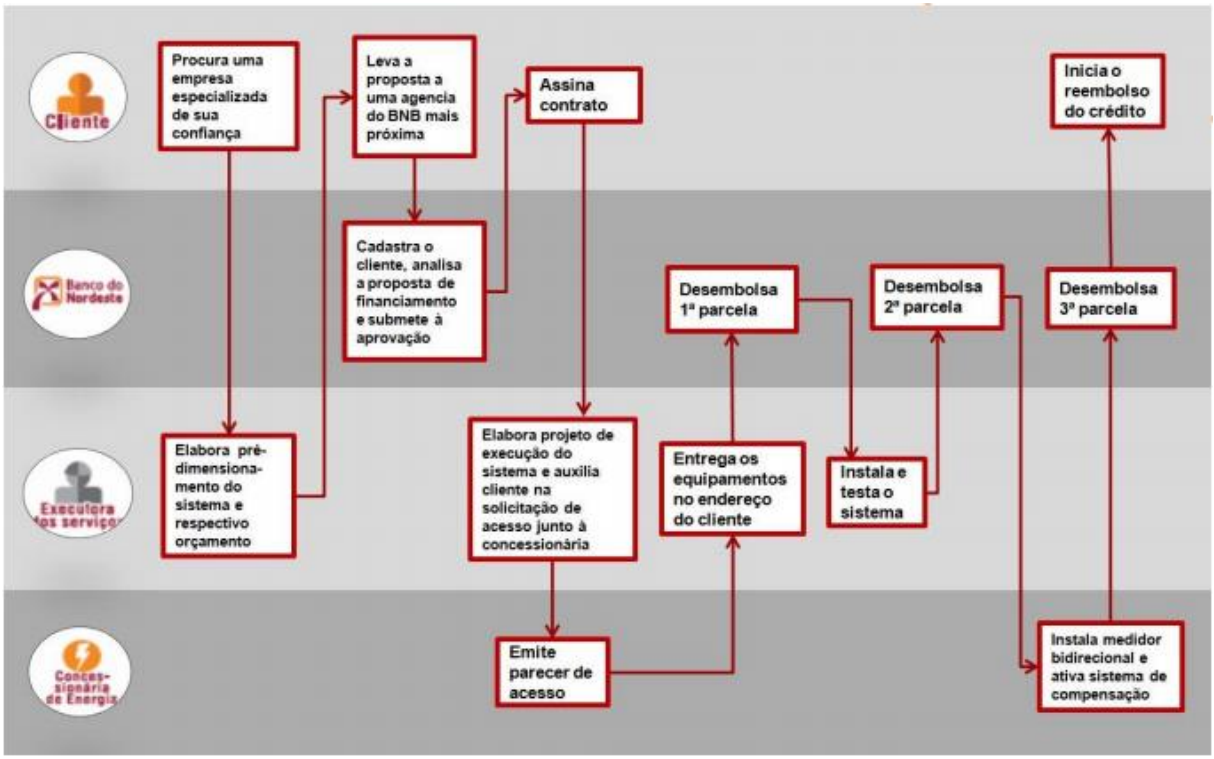
Esta linha de financiamento tem como beneficiários: empresas industriais, agroindustriais, comerciais e de prestação de serviços, produtores rurais, suas cooperativas, e empresas rurais. Para o financiamento de componentes de sistemas fotovoltaicos, Para clientes de todos os portes, são financiáveis equipamentos nacionais listados no Cadastro de Fabricantes Informatizado (CFI) do BNDES ou no Catálogo de Produtos do Cartão BNDES e para clientes de micro, pequeno e pequeno-médio porte, também são financiáveis equipamentos importados. As características importantes deste financiamento são destacadas nos tópicos abaixo:

- Financiamento de até 100% do valor do investimento, a depender do porte e localização do cliente;
- Bônus de 15% sobre os juros, concedido exclusivamente se o mutuário pagar as prestações até as datas dos respectivos vencimentos;
- Para este trabalho foi obtido uma taxa de juros mensal de 0,11% no Simulador do Banco do Nordeste do Brasil, considerando o

financiamento de 80% do valor do investimento e limites máximos de amortização (sistema de amortização constante) e período de carência;

- Prazo máximo de amortização de 12 anos e período de carência de até 1 ano;

Figura 7 - Fluxograma simplificado do FNE Sol.



Fonte: Banco do Nordeste do Brasil (2019).

2.7 UTILIZAÇÃO DO SOFTWARE PVSYST

O programa PVSYST é um dos mais gerais e absolutos programas de dimensionamento de sistemas fotovoltaicos do mercado, possuindo base de dados de diversos fabricantes e não estando vinculado a fabricantes específicos. O programa é comercializado pela PVSYST S.A. da Suíça, cuja especialidade é o desenvolvimento e distribuição de softwares comerciais para dimensionamento de sistemas fotovoltaicos, com várias funcionalidades e ferramentas, tais como: avaliação econômica, simulação de produção de eletricidade, pré-dimensionamentos, importação de dados meteorológicos, efeitos de sombreamentos

e outras facilidades. A empresa também realiza treinamentos presenciais ou por videoconferência denominada *webinar* (Ubirajara Seyr, 2013).

Estas funcionalidades contemplam o fornecimento de relatórios detalhados, com gráficos, tabelas e dados do projeto. Possui detalhes dos procedimentos e modelos em sua interface. Algumas etapas dispõem de tutorial para auxiliar o usuário. Um visão geral dos utilitários e ferramentas disponíveis são destacados abaixo:

- Projeto preliminar para realização de estimativa de produção da instalação;
- Desenvolvimento de projeto, com dimensionamento de sistemas conectados à rede, dimensionamento de cabos CC e CA, estudo de perdas por sombreamentos, simulação de produção, estimativa de todos os tipos de perdas;
- Possui um banco de dados extenso de várias fontes diferentes, com possibilidade de exportação e importação, inclusive da base de dados meteorológicos *METEONORM*;
- Relatório completo dos resultados, simulação de produção energética, estimativa de remuneração, análise econômica.

Em sua etapa preliminar é realizada uma estimativa grosseira da produção de energia do sistema. São utilizados alguns parâmetros ou características gerais do sistema, sem especificar os seus componentes reais tais como inversores e módulos. As avaliações de produção do sistema são informadas através de valores mensais. Uma estimativa simplificada de custos está disponível nesta etapa, sendo os aspectos financeiros baseados em hipóteses de larga variação de país para país. Informações da área disponível, da tecnologia dos módulos (cores, transparência) e dos recursos financeiros desejados ou projetados são exigidos nesta etapa.

Já na etapa de projeto completo, o usuário pode fazer diferentes simulações do sistema e compará-las variando informações como inclinação dos módulos fotovoltaicos, tipo de montagem e a escolha dos componentes específicos do sistema, tais como: modelo e número dos módulos fotovoltaicos e inversores. A performance do sistema é simulada na produção detalhada por hora, que fornece resultados mais realistas. Em um segundo passo, o usuário pode especificar

parâmetros mais detalhados e fazer uma análise apurada do seu comportamento térmico, do cabeamento elétrico da instalação, da qualidade do módulo FV, das incompatibilidades e perdas devido ao ângulo de incidência, dos sombreamentos na linha do horizonte e por objetos próximos, permitindo ainda outros detalhamentos.

Os resultados incluem várias dezenas de variáveis de simulação, que podem ser exibidos em valores mensais, diários ou por hora. A ferramenta "diagrama de perdas" é particularmente útil para identificar os pontos fracos do projeto (Ubirajara Seyr, 2013).

Com o intuito de avaliar os programas para dimensionamento de sistemas fotovoltaicos conectados a rede, Ubirajara Seyr conclui em sua monografia que o PVsyst se destaca por ser o mais aprimorado e complexo programa de dimensionamento de sistemas fotovoltaicos, não vinculado a nenhum fabricante de componentes do sistema fotovoltaico em especial, mas possuindo em suas bases de dados a maioria dos inversores atualmente fabricados. Pelo fato de não ser gratuito, está em constante atualização, assim como suas bases de dados meteorológicas, sendo possível efetuar consultas diretamente aos seus desenvolvedores por meio de um fórum oficial. É também um programa de caráter didático, devido seu desenvolvimento e aperfeiçoamento na Universidade de Genebra, Suíça.

Conforme artigo publicado na Elsevier por Nallapaneni Manoj sobre uma determinada simulação, utilizando o software PVsyst, de um sistema fotovoltaico conectado a rede elétrica, são apresentados em sua revisão de literatura casos de minigeração distribuída em outros países que merecem destaque, como os indicados abaixo:

- C. P. Kandasamy et al. (2013) apresentou um estudo sobre a avaliação do potencial solar usando o software PVsyst para quatro condições geográficas no sul de Tamil Nadu. Um desempenho de sistema fotovoltaico ligado a uma rede de 1000 kWp é realizado para Tuticorin, Sivakasi, Sivagangai e Madhurai. Uma análise detalhada da produção de energia, taxa de desempenho, eficiência do painel fotovoltaico e outros parâmetros de custo foram discutidos;
- Rabah Tallab et al. (2015) mostra o desempenho simulado de um sistema fotovoltaico de 1 MWp interligado à rede de distribuição para a localização de Aïnmelh M'sila. Os autores analisaram o desempenho usando PVsyst para inclinação fixa e ajustes sazonais de inclinação.

Os resultados do estudo mostram a possível variação no rendimento energético para inclinações fixas, taxas de desempenho e inclinações sazonais

- Estudos realizados por P. Siva Kumar et al. (2015) em uma usina de energia solar conectada à rede de 10 MWp instalada em Ramagundam mostrou que os resultados da simulação de PVsyst estavam quase em correlação ou próximos aos dados de geração de energia monitorados.

2.8 *PERFORMANCE RATIO* (TAXA DE DESEMPENHO)

Para a determinação do desempenho de um sistema fotovoltaico é necessário definir a produtividade do sistema, que é uma relação entre a energia gerada e a potência nominal do sistema, conforme a Equação 2.1 (MARION et al., 2005).

$$Y_f = \frac{\int_{t_1}^{t_2} P(t)dt}{P_0} = \frac{E}{P_0} \tag{2.1}$$

Onde, $P(t)$ é a potência instantânea na saída do sistema, P_0 é a potência nominal da unidade geradora e *E* é a energia entregue pelo sistema em um período de tempo ($t_2 - t_1$). A unidade de medida da produtividade do sistema (Y_f) é kWh/kW, ou seja, representa a produção de energia (kWh) por cada unidade de potência (kW).

Uma grandeza análoga à Y_f é a produtividade de referência Y_r, apresentada na Equação 2.2.

$$Y_r = \frac{\int_{t_1}^{t_2} H(t)dt}{H_{ref}} \tag{2.2}$$

Onde, $H(t)$ representa a irradiância solar incidente no plano do gerador (medida em kW/m²) e H_{ref} é a irradiância considerada em 1000 W/m², para um período de 24 horas, pode-se dizer que representa o número de horas equivalentes

de irradiância igual a 1000 W/m², esta grandeza função do local, orientação e inclinação do módulo e de condições de tempo (MARION et al., 2005).

A relação entre a produtividade final Y_f e a de referência Y_r denomina-se Taxa de desempenho (*Performance Ratio*), esta relação é apresentada na Equação 2.3.

$$PR = \frac{Y_f}{Y_r} \tag{2.3}$$

Geralmente os valores de PR variam de 0,6 a 0,8 e são apresentados em uma base mensal ou anual (MARION et. al, 2005).

2.9 FATOR DE CAPACIDADE

No âmbito de avaliação de desempenho técnico do sistema fotovoltaico, geralmente utilizada em usinas de geração de energia elétrica, é o fator de capacidade, que representa o nível de atividade de uma usina em um determinado período, ou seja, é a energia efetivamente produzida por uma usina dividida pela produção que teria funcionando em sua capacidade nominal durante o período. Por exemplo, dizer que uma usina possui um fator de capacidade de 33,33% é o equivalente a dizer que esta usina gera em um ano a quantidade de energia que geraria trabalhando em sua capacidade nominal durante quatro meses. Este indicador de desempenho pode ser expresso pela Equação 2.4.

$$FC = \frac{\int_{t_1}^{t_2} P(t)dt}{P_0.(t_2 - t_1)} \tag{2.4}$$

Onde, $P(t)$ é a potência instantânea na saída do sistema, e P_0 a potência nominal da unidade geradora. Taxa de desempenho e fator de capacidade são indicadores cujas grandezas podem estimar a energia gerada por sistemas fotovoltaicos durante determinado período através da Equação 2.5 (Instituto de Energia e Ambiente da USP/ABINEE, 2015).

$$E = P_0 . FC . (t_2 - t_1) \tag{2.5}$$

2.10 LCOE (CUSTO NIVELADO DE ENERGIA)

Este indicador é uma figura de mérito considerada no contexto de análise de viabilidade econômica-financeira de empreendimentos energéticos. O custo nivelado de energia ou LCOE (*Levelized Cost of Eletricity*) relaciona os custos envolvidos e a energia gerada pelo empreendimento, ao longo de sua vida útil. Este representa o quanto um produtor de energia elétrica deveria obter de receita por kWh, de modo que seja o suficiente para cobrir as despesas operacionais, os investimentos, os juros e remunerar adequadamente os investidores.

Para o cálculo deste indicador, como uma proposta de Branker, Pathak e Pearce, é considerado a degradação na geração dos módulos fotovoltaicos ao longo do tempo, a qual geralmente é considerada, nos modelos de projeção, com valores de 0,5% a 1% ao ano (SUNPOWER, 2008). O modelo proposto por é dado pela Equação 2.7:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^{T} \frac{I_t + O_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^{T} \frac{S_t (1-d)^t}{(1+r)^t}} \tag{2.7}$$

Onde, I_t representa o investimento financeiro, O_t os custos com operação, $M_t$os custos com manutenção, F_t os custos com financiamento, r a taxa de desconto, S_t a energia anual gerada em potência nominal, e d a taxa anual de degradação dos módulos.

2.11 VPL (VALOR PRESENTE LÍQUIDO)

Uma figura de mérito para a avaliação financeira de um projeto é o Valor Presente Líquido, que é a diferença entre os benefícios gerados pelo projeto e seus custos (BREALEY; MYERS; ALLEN, 2011). Para o cálculo do VPL, os fluxos de caixa do projeto são trazidos a valor presente, descontados a uma determinada taxa de juros (ASSAF NETO, 1994).

$$VPL = -I_0 + \sum_{t=1}^{n} \frac{Fc_t}{(1+r)^t} \quad (2.8)$$

Onde I_0 representa o investimento inicial, Fc_t representa o fluxo de caixa do projeto no período t, r representa a taxa de desconto, t o período em questão e n o período em análise no fluxo de caixa.

Se o VPL for positivo, as receitas do projeto superam o valor investido somado às despesas do projeto, assim é considerado viável se o empreendimento apresentar VPL maior do que zero.

A Taxa Mínima de Atratividade é identificada por (Pilão e Hummel, 2003) como a representação do mínimo que um investidor se propõe a ganhar ao fazer um investimento ou o máximo que um tomador de dinheiro se propõe a pagar ao fazer um financiamento. (Oliveira, 2008) diz que TMA serve como parâmetro de aceitação ou rejeição de um determinado projeto de investimento. Assim, deve-se considerar a TMA como taxa de desconto. Para o presente trabalho adotou-se TMA a 8,5% (Taxa Selic), de acordo com (Noronha, 1987), (Gitman, 2010) e levando em conta os juros pagos pelo Título do Tesouro Prefixado sob uma taxa de 8,89% (TESOURO, 2019).

2.12 *PAYBACK* (TEMPO DE RETORNO SOBRE O INVESTIMENTO)

O payback é o número de períodos necessários para que o fluxo de caixa acumulado se torne positivo, isto considerando que o fluxo de caixa do projeto é do tipo em que o investimento é realizado no primeiro período e as receitas estão nos anos seguintes.

Existe o *payback* simples e o descontado, o primeiro não leva em conta o dinheiro no tempo e é vantajoso pela sua simplicidade de cálculo. O método do *payback* consiste em mostrar quanto tempo um investimento leva para ser ressarcido, porém a taxa de desconto é ignorada. O conceito do *payback* descontado atua justamente nessa falha, pois considera uma taxa de juros para realizar o cálculo do período gasto (Oliveira, 2008). Para realização do *payback* descontado, os fluxos de caixa são levados para o valor presente utilizando a fórmula dos juros compostos mostrada na Equação 2.9.

$$Valor\ Presente = \frac{Valor\ Futuro}{(1+i)^n} \tag{2.9}$$

Onde, i é a taxa de desconto e n é o número de períodos.

2.13 TIR (TAXA INTERNA DE RETORNO)

Outra figura de mérito utilizado em avaliação financeira de projetos é a TIR (Taxa Interna de Retorno). Para (KEYNES, 1936) a TIR é a eficiência marginal do capital. Matematicamente, a TIR é a taxa onde é empregada como a taxa de desconto no cálculo do VPL e resultando no valor zero, ou seja, é a raiz da função VPL, onde a variável independente é a taxa de desconto. A Equação 2.10 demonstra a relação da TIR com o VPL (Instituto de Energia e Ambiente da USP/ABINEE, 2015).

$$VPL = -I_0 + \sum_{t=1}^{n} \frac{Fc_t}{(1+TIR)^t} = 0 \tag{2.10}$$

Nota-se que se:

- TIR > TMA, VPL > 0;
- TIR = TMA, VPL = 0;
- TIR < TMA, VPL < 0.

3 METODOLOGIA

Neste tópico, são apresentadas as características do local do estudo de caso, o dimensionamento e localização da usina solar fotovoltaica, como também os critérios levados em consideração para seleção dos mesmos. Portanto, para avaliar a viabilidade de todo este estudo, a escolha das características do local e da análise da carga atendida pela geração afeta exatamente como é dimensionado e distribuído o sistema fotovoltaico, o qual é realizado através do *software PVsyst* versão 6.4.3 (*Photovoltaic Systems Software*).

Em seguida, é analisada a implantação de um projeto de minigeração distribuída para UFPE, tendo como premissa que o sistema fotovoltaico dimensionado foi viabilizado e está em fase de implementação no Câmpus promovendo o incentivo a geração distribuída.

3.1 LOCAL DO ESTUDO DE CASO

A UFPE - Câmpus Recife localiza-se na cidade de Recife, no Estado de Pernambuco, no bairro Cidade Universitária. Fundada em 11 de agosto de 1946, a UFPE, incluindo seus três campi, possui hoje 31.253 alunos de graduação e 9.148 alunos de pós-graduação, sendo classificada como melhor universidade do Norte-Nordeste, ocupando 13° lugar no país e 41° lugar entre as instituições da América Latina, pelo QS World University Rankings em 2019 e possui atualmente um orçamento anual em torno de R$ 1.570.647.963,00.

O estudo de caso abordado neste trabalho está focado no levantamento de dados de consumo ativo (kWh) e no valor pago na conta de energia elétrica do Câmpus Recife da UFPE para dimensionamento de um sistema fotovoltaico para redução de custos e para levantar indicadores econômicos e de desempenho de uma usina instalada neste Câmpus. A Tabela 2 apresenta os valores médios mensais calculados através das contas de consumo e do valor pago pela energia elétrica no Câmpus Recife no ano de 2018. Os dados e informações usados para os valores apresentados foram disponibilizados pela Pró-Reitoria de Planejamento, Orçamento e Finanças (Proplan).

Tabela 2 - Consumo e gastos mensais em energia elétrica em 2018 da UFPE - Câmpus RECIFE.

UNIDADE (CONTA CONTRATO)	CONSUMO ATIVO MÉDIO MENSAL (kWh)	VALOR MÉDIO DA CONTA DE ENERGIA ELÉTRICA (MENSAL)
CABINE 1	1.045.343,88	R$ 671.159,095
CABINE 2	1.477.892,22	R$ 960.363,01
OUTROS	310.997,73	R$ 215.310,805
TOTAL	2.834.233,83	R$ 1.846.832,91

Fonte: O Autor (2019).

Para os propósitos deste trabalho de conclusão de curso e tendo como objetivo central apresentar as etapas principais para o dimensionamento da central, foi adotado, de forma arbitraria, a instalação de uma Central Fotovoltaica - CFV com potência necessária para atender 11% do consumo do Câmpus Recife - UFPE, a ser instalada em telhados de instalações do CTG, sem que houvesse sido realizado um estudo pormenorizado acerca da possibilidade dessa execução. Esta decisão, entretanto, vai ao encontro da “facilidade” apresentada pelo software PVsyst em sua etapa de projeto preliminar, onde é possível variar a quantidade de produção anual de energia que se deseja de uma instalação fotovoltaica, estimando assim a área a ser ocupada pela central fotovoltaica.

Nas áreas de telhados do Câmpus Recife, localizadas nas redondezas das seguintes coordenadas geográficas: latitude: 08° 03’ 13’’ S e longitude: 34° 57’ 16’’ O, a irradiação global horizontal se mantém aproximadamente constante com $5{,}64\,\frac{kWh}{m^2.dia}$, valor verificado através da utilização das ferramentas do *software* PVsyst, e o Centro de Tecnotlogia e Geociências, possui áreas de telhados acima de 20.000 m² espalhadas pelo Câmpus Recife, conforme a disponibilização da planta baixa do Câmpus Recife pelo CCBI.

A Cabine 1, Cabine 2 e os outras contas contratos do Câmpus Recife representa 37%, 52% e 11% do consumo deste Câmpus, respectivamente. Utilizando o software de dimensionamento resulta que é necessário uma área de 10.936 m² para este estudo e 2301 kWp de potência nominal, resultando na utilização das maiores áreas de telhados do CTG e dos centros em suas redondezas, como será disposto no próximo tópico.

3.2 DIMENSIONAMENTO DA CENTRAL FOTOVOLTAICA

Para abater o consumo de 11% da carga do Câmpus Recife descrita como “outros” na Tabela 2, coforme explicado anteriormente, o *software PVsyst* possui uma ferramenta chamada de design pré-eliminar do sistema fotovoltaico conectado a rede, onde neste foi parametrizado um sistema com as características a seguir:

- Produção anual de 3.750 MWh/ano, estrutura fixa e em telhado com inclinação de 15°, angulação indicada como ponto ótimo pelo próprio *software*;
- Sem sistema de rastreamento de raios solares para diminuir os custos com O&M de, no mínimo, 27,5% como descrito no estudo de caso de uma usina fotovoltaica de 100 kWp na Espanha por comumente considerado como um aumento de 50% no custo fixo anual de O&M segundo valores referenciais do 2° Leilão de Energia de Reseva de 2016 (EPE, 2016);
- Módulos com tecnologia de silício monocristalino, sem ventilação no local, sem o uso de baterias de acumulação devido ao alto custo de aquisição independente da tecnologia utilizada (Boqiang Lin e Wei Wu, 2017), além de elevar os custos com manutenção. Para nível de atualização dos preços no estudo de baterias referenciado, a bateria de lítio teve um aumento no valor de 41,79% (Tesla, 2019);
- Todos os outros parâmetros foram usados os valores padrões do *software*.

Resultando na estimativa de uma área de 12.683 m² de utilização de áreas de telhado para instalação do sistema. Após este pré-dimensionamento do sistema, na ferramenta chamada de design de projeto do sistema fotovoltaico conectado a rede, foram feitos ajustes de módulos e inversores objetivando a produção da quantia de consumo anual e visando a diminuição de uso de área de telhado, resultou na utilização de uma área de 10.936 m², menor do que a prevista, e gerando uma produção anual de 3.947 MWh/ano. As especificações da central fotovoltaica são apresentadas nas Tabelas 3, 4 e 5.

Tabela 3 - Dados técnicos dos módulos fotovoltaicos em STC.

SunPower - SPR-455J-WHT-D	
Máxima Potência (Pm)	455,0 W
Tensão de Máxima Potência (Vm)	76,70 V
Corrente de Máxima Potência (Im)	5,93 A
Tensão de Circuito Aberto (Voc)	90,5 V
Corrente de Curto-Circuito (Isc)	6,32 A
Tensão Máxima do Sistema	1000 V
Dimensões do painel	2.067 x 1.046 x 46 mm
Peso do módulo	25,4 kg
Número de células e tipo	128, Silício Monocristalino

Fonte: PVsyst (2012).

Tabela 4 - Dados técnicos do inversor em STC.

Schneider Electric - Conext Core XC-540	
Entrada	
Potência Máxima de Entrada	5400 W
Tensão Máxima de Entrada	1,000 V
Faixa de Tensão do MPP	440 - 800 V
Corrente Máxima de Entrada	1280 A
Tensão Mínima de Entrada	80 V
Saída AC	
Potência Nominal de Saída	540 kW
Tensão de Saída	300 V
Frequência de Saída	50 Hz / 60 Hz
Corrente Máxima de Saída	1040 A
Total harmonicdistortion	< 3 %
Eficiência Máxima	98.5 %
Power factor (cos φac,r)	0.8 - 1 ind. / cap.

Fonte: PVsyst (2012).

Tabela 5 - Dados importantes da Central Fotovoltaica.

POTÊNCIA NOMINAL	2301 kWp
ENERGIA ANUAL GERADA	3.947 MWh/ano
MÓDULO	SunPower - SPR-455J-WHT-D
NÚMERO DE MÓDULOS	5.058
INVERSOR	Schneider Electric - Conext Core XC-540
NÚMERO DE INVERSORES	4
ÁREA OCUPADA	10.936 m²
INCLINAÇÃO	15°
LOCALIZAÇÃO	Latitude: - 8.05 Longitude: - 34.96 Altitude: 5 m Fuso Horário: - 3.0

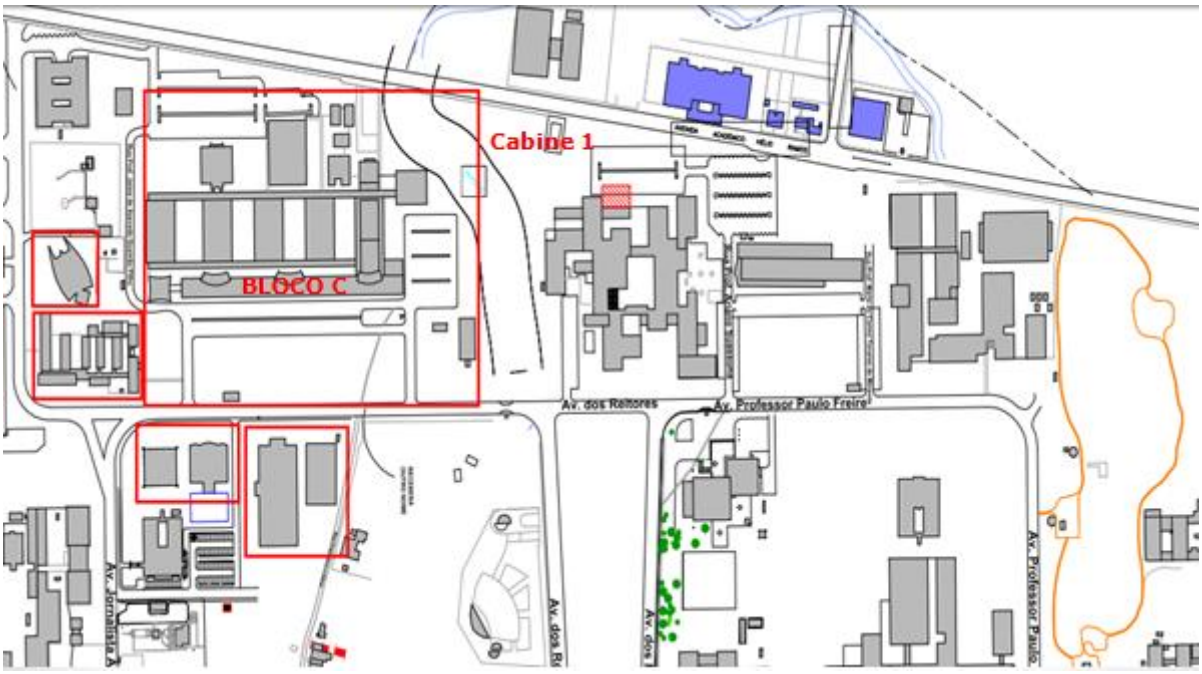
Fonte: O Autor (2019).

3.3 IMPLANTAÇÃO DA CENTRAL FOTOVOLTAICA

O Câmpus da UFPE de Recife conta com duas cabines de medição, este estudo de conexão a rede elétrica se restringe a Cabine 1, a qual envia energia elétrica para o CTG. Além do CTG, esta entrega energia para os prédios da Prefeitura da Cidade Universitária, Editora Universitária, Departamento de Terapia Ocupacional, Departamento de Fisioterapia, Núcleo de Tecnologia de Informação, Núcleo de Assistência ao Idoso, Casa do Estudante Universitário, Pró-reitoria de Gestão Administrativa, Centro de Ciências Exatas e da Natureza (CCEN), Niate CCEN/CTG, Centro de Informática, Estação de Tratamento de Água, Clube Universitário e o Núcleo de Educação Física.

O Centro de Tecnologias e Geociências tem uma elevada capacidade de geração de energia solar em seus telhados. Localizado em Recife, um local com boas condições para gerar energia solar, este centro possui um prédio, chamado de Bloco C, que tem uma área de 3.000 m² e seu telhado fica a 20 metros do solo. Segundo estudo realizado por Thiago Rodrigues, em 2017, sobre um estudo de eficiência energética do Centro de Tecnologia e Geociências da Universidade Federal de Pernambuco viabilizando a redução de gastos com contas de energia elétrica, somente o telhado deste Bloco C do CTG, possui capacidade de instalação de um sistema de 516 kWp. Sendo assim, para um sistema fotovoltaico de 2.301 kWp abordado neste trabalho, ao serem utilizadas mais áreas de telhados do centro em questão como indicado por cinza escuro dentro dos cinco contornos vermelhos na Figura 8, é possível a implantação deste sistema de 10.936 m².

Figura 8 - Áreas de telhados do CTG destacadas em cinco contornos vermelhos.



Fonte: CCBI (2019).

* Planta baixa UFPE - Câmpus Recife.

Este projeto de energia solar a ser conectado com a rede de distribuição da Cabine 1 tem como objetivo calcular quanto uma central fotovoltaica, instalada nos telhados das edificações pertencentes ao CTG, pode gerar de energia elétrica durante o ano. Podendo assim suprir cerca de 11% da carga da UFPE e gerando excedentes na rede, ou seja, créditos para serem contabilizados à medida que se injeta mais energia na rede local do que a necessária para sua própria carga.

O projeto da central fotovoltaica foi realizado pelo PVsyst, utilizando os dados meteorológicos de satélite da Meteonorm, que pode ser baixado no próprio *software*. Com o projeto finalizado, pode-se extrair uma estimativa mensal de geração de energia elétrica do sistema de painéis instalados, como mostrado na Tabela 6.

Tabela 6 - Estimativa de Geração de Energia Mensal dos Painéis Fotovoltaicos.

Mês	**Janeiro**	**Fevereiro**	**Março**	**Abril**	**Maio**	**Junho**
Energia [MWh]	347,783	315,206	350,583	315,120	310,133	269,983
Mês	**Julho**	**Agosto**	**Setembro**	**Outubro**	**Novembro**	**Dezembro**
Energia [MWh]	281,848	352,694	339,949	357,748	362,133	343,620

Fonte: Adaptado de PVsyst (2019).

Considerando os preços fornecidos pela Greener sobre o mercado fotovoltaico de geração distribuída, realizado neste primeiro semestre de 2019, esta central teria um custo de investimento de R$ 8.421.660,00, tendo como base o preço de R$ 1,30/Wp da integração do sistema fotovoltaico, realizado por uma empresa realizadora de integração de sistemas, e o preço de R$ 2,36/Wp do pacote do sistema fotovoltaico mais toda a estrutura necessária para instalação. Este valor de investimento representa o equivalente a 0,53% do orçamento anual de 2019 da UFPE.

4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Primeiramente são analisados os indicadores de desempenho PR e FC, a partir dos resultados gerados pelo *PVsyst*, do sistema fotovoltaico e discutidos os seus pontos mais relevantes realizando comparações com valores de referências no Brasil e outros países. Em seguida são analisados os indicadores econômicos LCOE, VPL, TIR e Payback descontado deste sistema fotovoltaico considerando os dois tipos de financiamento apresentados nos Itens 2.5 e 2.6, sendo feitas suas devidas comparações e discussões.

Em análise econômica, serão levantados gráficos e tabelas, para mostrar os resultados, tendo como base o ano de 2019 e também serão realizadas as comparações considerando os cinco cenários em que a ANEEL visa implantar no sistema de compensação de energia atual.

4.1 ANÁLISE TÉCNICA

Nos itens a seguir é relizado o levantamento dos indicadores de desempenho da central fotovoltaica em análise.

4.1.1 Taxa de Desempenho

Pode-se dizer que o cálculo do PR nos fornece um valor bastante útil, já que são levadas em consideração as perdas comuns existentes no sistema, tais como as perdas nos inversores, por elevação de temperatura, nos conectores e condutores, entre outras, o que representaria a real capacidade de fornecer eletricidade convertida da energia solar (BENEDITO, 2009).

Utilizando o sistema dimensionado no Item 3.2 para o cálculo deste indicador, a Tabela 7 é necessária, pois mostra os resultados de produção de energia e irradiação para a central fotovoltaica em análise. O próprio *PVsyst* realiza o cálculo do PR, sendo mostrado na Tabela 8 juntamente com algumas características do sistema fotovoltaico.

Tabela 7 - Dados de Geração de Energia Mensal da Central Fotovoltaica.

	GlobHor kWh/m²	T Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray kWh	E_Grid kWh
Janeiro	201.0	28.52	183.0	176.5	355511	347783
Fevereiro	174.3	28.67	165.9	160.4	321942	315206
Março	184.9	28.71	184.6	179.0	357775	350583
Abril	156.7	27.63	164.7	159.8	321701	315121
Maio	146.6	27.26	160.8	155.8	316600	310133
Junho	124.4	25.65	138.1	133.5	275740	269982
Julho	131.4	25.60	144.4	139.7	287839	281847
Agosto	168.5	25.77	182.1	177.0	359922	352694
Setembro	172.3	26.34	176.6	171.4	347213	339949
Outubro	194.3	27.52	187.4	181.3	365326	357748
Novembro	209.0	27.64	190.5	183.7	369691	362133
Dezembro	201.8	28.31	180.5	173.9	350995	343619
Total Anual	2065.3	27.30	2058.5	1992.0	4030255	3946799

Fonte: PVsyst (2019).

Onde,

- GlobHor - Irradiação global horizontal;
- T Amb - Temperatura ambiente;
- GlobEff - Irradiação efetiva global, considerando sombreamentos e ângulo de incidência;
- GlobInc - Irradiação global no plano inclinado;
- EArray - Energia efetiva na saída do arranjo;
- E_Grid - Energia Injetada na rede.

Tabela 8 - Resultado do PR calculado pelo PVsyst.

Yr kWh/m².dia	Lc	Ya kWh/kWp/dia	Ls	Yf kWh/kWp/dia	Lcr	Lsr	PR
5.64	0.842	4.80	0.099	4.70	0.149	0.018	0.833

Fonte: PVsyst (2019).

Onde,

Y_r- Energia de incidência de referência no plano inclinado;

L_c - Perdas normalizadas do arranjo;

Y_a- Produção normalizada do arranjo;

L_s- Perdas normalizadas do sistema;

Y_f - Produção normalizada do sistema;

L_{cr} - Razão entre perdas do arranjo e relação de energia incidente;

L_{sr} - Razão entre perdas do sistema e relação de energia incidente;

PR - Taxa de desempenho (*Performance Ratio*)

Para confirmar o resultado encontrado pelo *software*, é calculado o valor esperado, teoricamente, da taxa de desempenho utilizando (2.3):

$$PR = \frac{Y_f}{Y_r} = \frac{4{,}70}{5{,}64} = 0{,}833 = 83{,}3\%$$

Teoricamente e na simulação os resultados correspondem, sendo possível identificar que o valor do PR foi acima da faixa esperada de sistemas brasileiros, acima de 0,6 a 0,8 (ABINEE, 2012). Em escala internacional, conforme SMA Solar Technology, centrais fotovoltaicas de alto desempenho podem atingir uma taxa de desempenho de até 80%, o que torna o indicador de desempenho deste sistema fotovoltaico acima da média internacional. Para uma central de 20 MW conectada a rede na Índia o valor calculado através de simulação, feita no PVsyst, para o PR foi de 82,6% e um outro estudo no mesmo país para uma central de 1 MW através de simulação, feita em ferramenta online da Solar GIS, resultou em PR de 75,7% (Ashish Verma e Shivya Singhal, 2015). Estes resultados tornam ainda mais atrativo o sistema em estudo.

4.1.2 Fator de Capacidade

O fator de capacidade é afetado por fatores que ocasionam perdas no sistema, por exemplo, por acúmulo de sujeira nos painéis que diminuem a captação da radiação solar, a irradiação solar também é um fator que afeta esta grandeza (URBANETZ; et. al., 2014). No Brasil, esse fator está comumente entre 13% e 18%,

variando de acordo com tecnologias utilizadas e disponibilidade do recurso solar (BENEDITO, 2009).

O software PVsyst não fornece o fator de capacidade como resultado, porém utilzando o mesmo sistema do Item anterior, e os resultados da Tabela 7, é calculado um fator de capacidade de 19,58% para esta central fotovoltaica.

$$FC = \frac{\int_{t_1}^{t_2} P(t)dt}{P_0.(t_2 - t_1)} = \frac{E_{Grid}}{2.301\ kW * 24h * 365dias} =$$

$$\frac{3.946.799\ kWh\ (energia\ injetada\ em\ um\ ano)}{20.156.760\ kWh} \times 100\% = 19{,}58\%$$

Uma usina solar de 678,14 kW instalada na cidade de Langenselbold, na Alemanha, apresentou, em um estudo, fator de capacidade de 11,82% (Juliane Batista, 2018), enquanto que em usinas solares com fixação em telhado na Índia, comumente possuem fatores de capacidade entre 18% e 19% (Ashish Verma e Shivya Singhal, 2015).

Com o apresentado, outro indicador de desempenho de destaque da implementação de uma central fotovoltaica na UFPE - Câmpus Recife, indica o quanto este empreendimento se destacaria dos demais sistemas ao redor do mundo e no Brasil.

4.2 ANÁLISE ECONÔMICA

Nos itens a seguir é relizado o levantamento dos indicadores econômicos da central fotovoltaica em análise.

4.2.1 *Payback* Descontado

Para calcular o *payback* descontado temos inicialmente que identificar os fluxos de caixa do projeto, tanto o investimento inicial como os fluxos operacionais de caixa. Em seguida precisamos obter a taxa de desconto a ser aplicadas nos fluxos para descontar eles. Neste trabalho a taxa de desconto é a taxa mínima de atratividade de 8,5% ao ano conforme Item 2.10. De posse dos fluxos e da taxa de juros a ser aplicada, o próximo passo é descontar todos os fluxos para data zero.

Isso significa trazer para o valor presente todos os fluxos utilizando a fórmula dos juros compostos utilizando (2.9).

A Tabela 11 mostra o fluxo de caixa com projeção da vida útil do sistema solar de 25 anos através de um investimento sem financiamento, a Tabela 12 mostra o mesmo fluxo de caixa com o financiamento do programa fundo clima - subprograma máquinas e equipamentos eficientes do BNDES e a Tabela 13 mostra também o mesmo fluxo de caixa com o financiamento do BNB FNE Sol. Vale destacar que este sistema fotovoltaico de estrutura fixa possui a estimativa utilizada no 2° Leilão de Energia de Reserva de 2016 para o custo de O&M em torno de 0,8% do valor do projeto (EPE, 2016). Para o calculo do reajuste médio da tarifa de energia elétrica, tomou-se os dados da Tabela 9 resultando num reajuste médio anual de 7,08% e como o ponto de conexão é na Cabine 1, a geração do sistema fotovoltaico será durante o horário fora de ponta da tarifa de A4 Horo-Sazonal (Thiago Rodrigues, 2017), tendo o valor de R$ 0,2923 / kWh desta tarifa para junho de 2019 (CELPE, 2019). Por fim, o cálculo do aumento de consumo ao ano é feito baseado no aumento que houve durante o ano de 2018, resultando em 5% ao ano.

Tabela 9 - Reajustes Tarifários desde 2013 da CELPE.

Data	Motivo	% Médio
24/01/2013	Revisão Extraordinária	-20,02
29/04/2013	Revisão Ordinária	2,65
29/04/2014	Reajuste Tarfário	17,75
02/03/2015	Revisão Extraordinária	2,21
29/04/2015	Reajuste Tarfário	11,25
29/04/2016	Reajuste Tarfário	9,99
29/04/2017	Revisão Ordinária	7,62
29/04/2018	Reajuste Tarfário	8,89

Fonte: Celpe (2019).

Analisando os resultados das tabelas a seguir, foram obtidos os *paybacks* para cada caso de financiamento e apresentados na Tabela 10. É possível identificar que o financiamento FNE Sol do Banco do Nordeste do Brasil possui condições, ou seja, taxas melhores do que o Fundo Clima do BNDES, trazendo um tempo de

retorno de investimento de 3 e 4 anos, sendo este parâmetro para o caso sem investimento um pouco maior, entre 10 e 11 anos.

É possível elucidar melhor estas informações nos Gráficos 6 a 8. Este investimento possui um tempo de payback bem próximo a média nacional de 11,3 anos e menor do que os simulados para Recife (Abinee, 2015).

Tabela 10 – TIR para cada caso de financiamento.

Financiamento	**Tempo de Retorno de Investimento**
Sem financiamento	Entre 10 e 11 anos
Fundo Clima	Entre 5 e 6 anos
FNE Sol	Entre 3 e 4 anos

Fonte: O Autor (2019).

Tabela 11 - Fluxo de Caixa sem financiamento.

ANO	Energia Produzida (kWh) (*)	Tarifa Elétrica (R$/ kWh) CELPE (**)	Receita de Energia Produzida	Valor Pago no Consumo de Energia	Manutenção	Financiamento	Fluxo de Caixa	Fluxo de Caixa Descontado	*Payback* descontado
0							-R$ 8.421.660,00	-R$ 8.421.660,00	-R$ 8.421.660,00
1	3946799	0,2923	R$ 1.153.452,01	-R$ 90.889,09	-R$ 67.373,28	R$ 0,00	R$ 995.189,64	R$ 917.225,48	-R$ 7.504.434,52
2	3927065,005	0,3129	R$ 1.228.940,83	-R$ 102.190,24	-R$ 67.373,28	R$ 0,00	R$ 1.059.377,31	R$ 899.893,66	-R$ 6.604.540,87
3	3907429,68	0,3351	R$ 1.309.370,09	-R$ 114.896,57	-R$ 67.373,28	R$ 0,00	R$ 1.127.100,24	R$ 882.415,91	-R$ 5.722.124,96
4	3887892,532	0,3588	R$ 1.395.063,12	-R$ 129.182,81	-R$ 67.373,28	R$ 0,00	R$ 1.198.507,04	R$ 864.811,86	-R$ 4.857.313,10
5	3868453,069	0,3842	R$ 1.486.364,43	-R$ 145.245,40	-R$ 67.373,28	R$ 0,00	R$ 1.273.745,75	R$ 847.098,78	-R$ 4.010.214,33
6	3849110,804	0,4114	R$ 1.583.641,03	-R$ 163.305,21	-R$ 67.373,28	R$ 0,00	R$ 1.352.962,54	R$ 829.291,75	-R$ 3.180.922,58
7	3829865,25	0,4406	R$ 1.687.284,00	-R$ 183.610,58	-R$ 67.373,28	R$ 0,00	R$ 1.436.300,14	R$ 811.403,80	-R$ 2.369.518,78
8	3810715,923	0,4718	R$ 1.797.709,99	-R$ 206.440,72	-R$ 67.373,28	R$ 0,00	R$ 1.523.895,99	R$ 793.446,08	-R$ 1.576.072,70
9	3791662,344	0,5052	R$ 1.915.362,92	-R$ 232.109,56	-R$ 67.373,28	R$ 0,00	R$ 1.615.880,08	R$ 775.428,01	-R$ 800.644,69
10	3772704,032	0,5409	R$ 2.040.715,76	-R$ 260.970,06	-R$ 67.373,28	R$ 0,00	R$ 1.712.372,42	R$ 757.357,34	-R$ 43.287,35
11	3753840,512	0,5792	R$ 2.174.272,44	-R$ 293.419,08	-R$ 67.373,28	R$ 0,00	R$ 1.813.480,08	R$ 739.240,36	R$ 695.953,01
12	3735071,309	0,6202	R$ 2.316.569,88	-R$ 329.902,81	-R$ 67.373,28	R$ 0,00	R$ 1.919.293,79	R$ 721.081,91	R$ 1.417.034,92
13	3716395,953	0,6641	R$ 2.468.180,11	-R$ 370.922,93	-R$ 67.373,28	R$ 0,00	R$ 2.029.883,90	R$ 702.885,53	R$ 2.119.920,45
14	3697813,973	0,7112	R$ 2.629.712,63	-R$ 417.043,48	-R$ 67.373,28	R$ 0,00	R$ 2.145.295,86	R$ 684.653,54	R$ 2.804.574,00
15	3679324,903	0,7615	R$ 2.801.816,80	-R$ 468.898,67	-R$ 67.373,28	R$ 0,00	R$ 2.265.544,85	R$ 666.387,12	R$ 3.470.961,11
16	3660928,279	0,8154	R$ 2.985.184,50	-R$ 527.201,53	-R$ 67.373,28	R$ 0,00	R$ 2.390.609,69	R$ 648.086,34	R$ 4.119.047,45
17	3642623,637	0,8731	R$ 3.180.552,89	-R$ 592.753,77	-R$ 67.373,28	R$ 0,00	R$ 2.520.425,84	R$ 629.750,29	R$ 4.748.797,73
18	3624410,519	0,9350	R$ 3.388.707,35	-R$ 666.456,77	-R$ 67.373,28	R$ 0,00	R$ 2.654.877,30	R$ 611.377,10	R$ 5.360.174,83
19	3606288,466	1,0012	R$ 3.610.484,69	-R$ 749.324,01	-R$ 67.373,28	R$ 0,00	R$ 2.793.787,40	R$ 592.964,00	R$ 5.953.138,84
20	3588257,024	1,0720	R$ 3.846.776,47	-R$ 842.494,96	-R$ 67.373,28	R$ 0,00	R$ 2.936.908,24	R$ 574.507,38	R$ 6.527.646,22
21	3570315,739	1,1479	R$ 4.098.532,61	-R$ 947.250,78	-R$ 67.373,28	R$ 0,00	R$ 3.083.908,55	R$ 556.002,81	R$ 7.083.649,03
22	3552464,16	1,2292	R$ 4.366.765,17	-R$ 1.065.031,94	-R$ 67.373,28	R$ 0,00	R$ 3.234.359,95	R$ 537.445,10	R$ 7.621.094,14
23	3534701,839	1,3163	R$ 4.652.552,48	-R$ 1.197.458,01	-R$ 67.373,28	R$ 0,00	R$ 3.387.721,19	R$ 518.828,33	R$ 8.139.922,47
24	3517028,33	1,4094	R$ 4.957.043,43	-R$ 1.346.349,94	-R$ 67.373,28	R$ 0,00	R$ 3.543.320,21	R$ 500.145,87	R$ 8.640.068,33
25	3499443,189	1,5092	R$ 5.281.462,10	-R$ 1.513.755,09	-R$ 67.373,28	R$ 0,00	R$ 3.700.333,73	R$ 481.390,42	R$ 9.121.458,75
Total	92970605,47		R$ 68.356.517,74	-R$ 12.957.104,01	-R$ 1.684.332,00	R$ 0,00	R$ 45.293.421,73	R$ 9.121.458,75	

(*) Degradação do Painel Fotovoltaico de 0,5% ao ano.

(**) Estimativa de Reajuste Tarifário Médio 7,08 % ao ano.

Fonte: O Autor (2019).

Tabela 12 - Fluxo de Caixa com financiamento do programa fundo clima - subprograma máquinas e equipamentos eficientes do BNDES.

ANO	Energia Produzida (kWh) (*)	Tarifa Elétrica (R$/ kWh) CELPE (**)	Receita de Energia Produzida	Valor Pago no Consumo de Energia	Manutenção	Financiamento	Fluxo de Caixa	Fluxo de Caixa Descontado	*Payback* descontado
0						-R$ 1.684.332,00	-R$ 1.684.332,00	-R$ 1.684.332,00	-R$ 1.684.332,00
1	3946799	R$ 0,2923	R$ 1.153.452,01	-R$ 90.889,09	-R$ 67.373,28	-R$ 293.229,28	R$ 701.960,36	R$ 646.968,07	-R$ 1.037.363,93
2	3927065,005	R$ 0,3129	R$ 1.228.940,83	-R$ 102.190,24	-R$ 67.373,28	-R$ 861.061,00	R$ 198.316,31	R$ 168.460,84	-R$ 868.903,09
3	3907429,68	R$ 0,3351	R$ 1.309.370,09	-R$ 114.896,57	-R$ 67.373,28	-R$ 834.951,85	R$ 292.148,39	R$ 228.725,34	-R$ 640.177,75
4	3887892,532	R$ 0,3588	R$ 1.395.063,12	-R$ 129.182,81	-R$ 67.373,28	-R$ 808.842,71	R$ 389.664,33	R$ 281.171,76	-R$ 359.005,99
5	3868453,069	R$ 0,3842	R$ 1.486.364,43	-R$ 145.245,40	-R$ 67.373,28	-R$ 782.733,56	R$ 491.012,19	R$ 326.545,41	-R$ 32.460,58
6	3849110,804	R$ 0,4114	R$ 1.583.641,03	-R$ 163.305,21	-R$ 67.373,28	-R$ 756.624,42	R$ 596.338,12	R$ 365.522,52	R$ 333.061,94
7	3829865,25	R$ 0,4406	R$ 1.687.284,00	-R$ 183.610,58	-R$ 67.373,28	-R$ 730.515,28	R$ 705.784,86	R$ 398.716,47	R$ 731.778,41
8	3810715,923	R$ 0,4718	R$ 1.797.709,99	-R$ 206.440,72	-R$ 67.373,28	-R$ 704.406,12	R$ 819.489,87	R$ 426.683,34	R$ 1.158.461,74
9	3791662,344	R$ 0,5052	R$ 1.915.362,92	-R$ 232.109,56	-R$ 67.373,28	-R$ 678.296,98	R$ 937.583,10	R$ 449.927,07	R$ 1.608.388,82
10	3772704,032	R$ 0,5409	R$ 2.040.715,76	-R$ 260.970,06	-R$ 67.373,28	-R$ 652.187,84	R$ 1.060.184,58	R$ 468.904,18	R$ 2.077.292,99
11	3753840,512	R$ 0,5792	R$ 2.174.272,44	-R$ 293.419,08	-R$ 67.373,28	-R$ 626.078,69	R$ 1.187.401,39	R$ 484.027,94	R$ 2.561.320,93
12	3735071,309	R$ 0,6202	R$ 2.316.569,88	-R$ 329.902,81	-R$ 67.373,28	-R$ 599.969,56	R$ 1.319.324,23	R$ 495.672,33	R$ 3.056.993,27
13	3716395,953	R$ 0,6641	R$ 2.468.180,11	-R$ 370.922,93	-R$ 67.373,28	R$ 0,00	R$ 2.029.883,90	R$ 702.885,53	R$ 3.759.878,80
14	3697813,973	R$ 0,7112	R$ 2.629.712,63	-R$ 417.043,48	-R$ 67.373,28	R$ 0,00	R$ 2.145.295,86	R$ 684.653,54	R$ 4.444.532,34
15	3679324,903	R$ 0,7615	R$ 2.801.816,80	-R$ 468.898,67	-R$ 67.373,28	R$ 0,00	R$ 2.265.544,85	R$ 666.387,12	R$ 5.110.919,46
16	3660928,279	R$ 0,8154	R$ 2.985.184,50	-R$ 527.201,53	-R$ 67.373,28	R$ 0,00	R$ 2.390.609,69	R$ 648.086,34	R$ 5.759.005,79
17	3642623,637	R$ 0,8731	R$ 3.180.552,89	-R$ 592.753,77	-R$ 67.373,28	R$ 0,00	R$ 2.520.425,84	R$ 629.750,29	R$ 6.388.756,08
18	3624410,519	R$ 0,9350	R$ 3.388.707,35	-R$ 666.456,77	-R$ 67.373,28	R$ 0,00	R$ 2.654.877,30	R$ 611.377,10	R$ 7.000.133,18
19	3606288,466	R$ 1,0012	R$ 3.610.484,69	-R$ 749.324,01	-R$ 67.373,28	R$ 0,00	R$ 2.793.787,40	R$ 592.964,00	R$ 7.593.097,18
20	3588257,024	R$ 1,0720	R$ 3.846.776,47	-R$ 842.494,96	-R$ 67.373,28	R$ 0,00	R$ 2.936.908,24	R$ 574.507,38	R$ 8.167.604,56
21	3570315,739	R$ 1,1479	R$ 4.098.532,61	-R$ 947.250,78	-R$ 67.373,28	R$ 0,00	R$ 3.083.908,55	R$ 556.002,81	R$ 8.723.607,38
22	3552464,16	R$ 1,2292	R$ 4.366.765,17	-R$ 1.065.031,94	-R$ 67.373,28	R$ 0,00	R$ 3.234.359,95	R$ 537.445,10	R$ 9.261.052,48
23	3534701,839	R$ 1,3163	R$ 4.652.552,48	-R$ 1.197.458,01	-R$ 67.373,28	R$ 0,00	R$ 3.387.721,19	R$ 518.828,33	R$ 9.779.880,81
24	3517028,33	R$ 1,4094	R$ 4.957.043,43	-R$ 1.346.349,94	-R$ 67.373,28	R$ 0,00	R$ 3.543.320,21	R$ 500.145,87	R$ 10.280.026,68
25	3499443,189	R$ 1,5092	R$ 5.281.462,10	-R$ 1.513.755,09	-R$ 67.373,28	R$ 0,00	R$ 3.700.333,73	R$ 481.390,42	R$ 10.761.417,10
Total	92970605,47		R$ 68.356.517,74	-R$ 12.957.104,01	-R$ 1.684.332,00	-R$ 10.013.229,29	R$ 43.701.852,44	R$ 10.761.417,10	

(*) Degradação do Painel Fotovoltaico de 0,5% ao ano/12 meses de carência e 132 meses (11 anos) de amortização + juros.

(**) Estimativa de Reajuste Tarifário Médio 7,08 % ao ano/Taxa de juros do financiamento = 4,55% a.a.

Fonte: O Autor (2019).

Tabela 13 - Fluxo de Caixa com financiamento do FNE Sol.

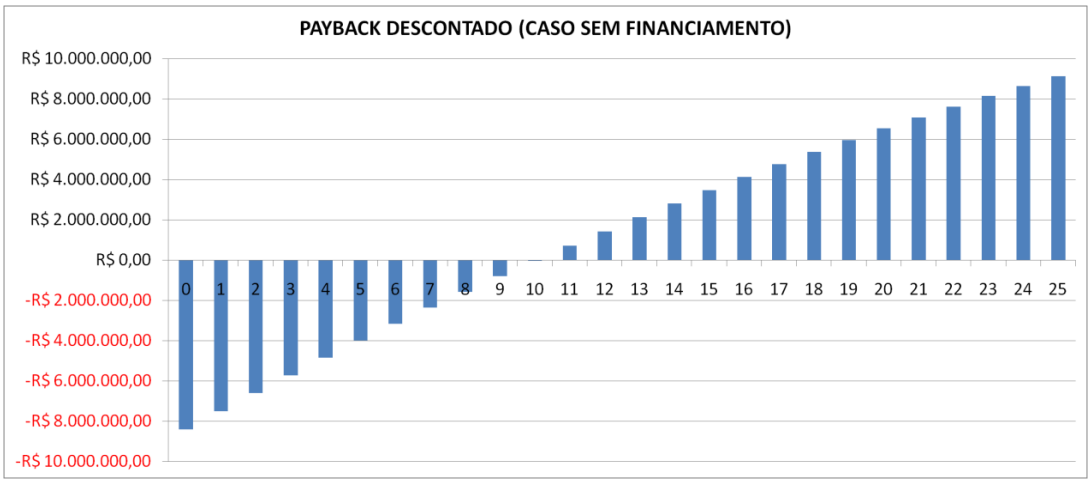
ANO	Energia Produzida (kWh) (*)	Tarifa Elétrica (R$/ kWh) CELPE (**)	Receita de Energia Produzida	Valor Pago no Consumo de Energia	Manutenção	Financiamento	Fluxo de Caixa	Fluxo de Caixa Descontado	*Payback* descontado
0						-R$ 1.684.332,00	-R$ 1.684.332,00	-R$ 1.684.332,00	-R$ 1.684.332,00
1	3946799	R$ 0,2923	R$ 1.153.452,01	-R$ 90.889,09	-R$ 67.373,28	-R$ 88.396,65	R$ 906.792,99	R$ 835.753,90	-R$ 848.578,10
2	3927065,005	R$ 0,3129	R$ 1.228.940,83	-R$ 102.190,24	-R$ 67.373,28	-R$ 688.557,22	R$ 370.820,09	R$ 314.995,09	-R$ 533.583,01
3	3907429,68	R$ 0,3351	R$ 1.309.370,09	-R$ 114.896,57	-R$ 67.373,28	-R$ 680.578,51	R$ 446.521,73	R$ 349.585,48	-R$ 183.997,53
4	3887892,532	R$ 0,3588	R$ 1.395.063,12	-R$ 129.182,81	-R$ 67.373,28	-R$ 672.599,80	R$ 525.907,24	R$ 379.481,14	R$ 195.483,61
5	3868453,069	R$ 0,3842	R$ 1.486.364,43	-R$ 145.245,40	-R$ 67.373,28	-R$ 664.621,07	R$ 609.124,68	R$ 405.095,58	R$ 600.579,19
6	3849110,804	R$ 0,4114	R$ 1.583.641,03	-R$ 163.305,21	-R$ 67.373,28	-R$ 656.642,35	R$ 696.320,19	R$ 426.806,04	R$ 1.027.385,23
7	3829865,25	R$ 0,4406	R$ 1.687.284,00	-R$ 183.610,58	-R$ 67.373,28	-R$ 648.663,64	R$ 787.636,50	R$ 444.956,61	R$ 1.472.341,84
8	3810715,923	R$ 0,4718	R$ 1.797.709,99	-R$ 206.440,72	-R$ 67.373,28	-R$ 640.684,92	R$ 883.211,07	R$ 459.861,02	R$ 1.932.202,86
9	3791662,344	R$ 0,5052	R$ 1.915.362,92	-R$ 232.109,56	-R$ 67.373,28	-R$ 632.706,20	R$ 983.173,88	R$ 471.805,16	R$ 2.404.008,02
10	3772704,032	R$ 0,5409	R$ 2.040.715,76	-R$ 260.970,06	-R$ 67.373,28	-R$ 624.727,49	R$ 1.087.644,93	R$ 481.049,49	R$ 2.885.057,51
11	3753840,512	R$ 0,5792	R$ 2.174.272,44	-R$ 293.419,08	-R$ 67.373,28	-R$ 616.748,77	R$ 1.196.731,31	R$ 487.831,16	R$ 3.372.888,67
12	3735071,309	R$ 0,6202	R$ 2.316.569,88	-R$ 329.902,81	-R$ 67.373,28	-R$ 608.770,04	R$ 1.310.523,75	R$ 492.365,98	R$ 3.865.254,64
13	3716395,953	R$ 0,6641	R$ 2.468.180,11	-R$ 370.922,93	-R$ 67.373,28	R$ 0,00	R$ 2.029.883,90	R$ 702.885,53	R$ 4.568.140,18
14	3697813,973	R$ 0,7112	R$ 2.629.712,63	-R$ 417.043,48	-R$ 67.373,28	R$ 0,00	R$ 2.145.295,86	R$ 684.653,54	R$ 5.252.793,72
15	3679324,903	R$ 0,7615	R$ 2.801.816,80	-R$ 468.898,67	-R$ 67.373,28	R$ 0,00	R$ 2.265.544,85	R$ 666.387,12	R$ 5.919.180,84
16	3660928,279	R$ 0,8154	R$ 2.985.184,50	-R$ 527.201,53	-R$ 67.373,28	R$ 0,00	R$ 2.390.609,69	R$ 648.086,34	R$ 6.567.267,17
17	3642623,637	R$ 0,8731	R$ 3.180.552,89	-R$ 592.753,77	-R$ 67.373,28	R$ 0,00	R$ 2.520.425,84	R$ 629.750,29	R$ 7.197.017,46
18	3624410,519	R$ 0,9350	R$ 3.388.707,35	-R$ 666.456,77	-R$ 67.373,28	R$ 0,00	R$ 2.654.877,30	R$ 611.377,10	R$ 7.808.394,56
19	3606288,466	R$ 1,0012	R$ 3.610.484,69	-R$ 749.324,01	-R$ 67.373,28	R$ 0,00	R$ 2.793.787,40	R$ 592.964,00	R$ 8.401.358,56
20	3588257,024	R$ 1,0720	R$ 3.846.776,47	-R$ 842.494,96	-R$ 67.373,28	R$ 0,00	R$ 2.936.908,24	R$ 574.507,38	R$ 8.975.865,94
21	3570315,739	R$ 1,1479	R$ 4.098.532,61	-R$ 947.250,78	-R$ 67.373,28	R$ 0,00	R$ 3.083.908,55	R$ 556.002,81	R$ 9.531.868,76
22	3552464,16	R$ 1,2292	R$ 4.366.765,17	-R$ 1.065.031,94	-R$ 67.373,28	R$ 0,00	R$ 3.234.359,95	R$ 537.445,10	R$ 10.069.313,86
23	3534701,839	R$ 1,3163	R$ 4.652.552,48	-R$ 1.197.458,01	-R$ 67.373,28	R$ 0,00	R$ 3.387.721,19	R$ 518.828,33	R$ 10.588.142,19
24	3517028,33	R$ 1,4094	R$ 4.957.043,43	-R$ 1.346.349,94	-R$ 67.373,28	R$ 0,00	R$ 3.543.320,21	R$ 500.145,87	R$ 11.088.288,06
25	3499443,189	R$ 1,5092	R$ 5.281.462,10	-R$ 1.513.755,09	-R$ 67.373,28	R$ 0,00	R$ 3.700.333,73	R$ 481.390,42	R$ 11.569.678,47
Total	92970605,47		R$ 68.356.517,74	-R$ 12.957.104,01	-R$ 1.684.332,00	-R$ 8.908.028,66	R$ 44.807.053,07	R$ 11.569.678,47	

(*) Degradação do Painel Fotovoltaico de 0,5% ao ano/12 meses de carência e 132 meses (11 anos) de amortização + juros.

(**) Estimativa de Reajuste Tarifário Médio 7,08 % ao ano/Taxa de juros do financiamento = 1,32% a.a

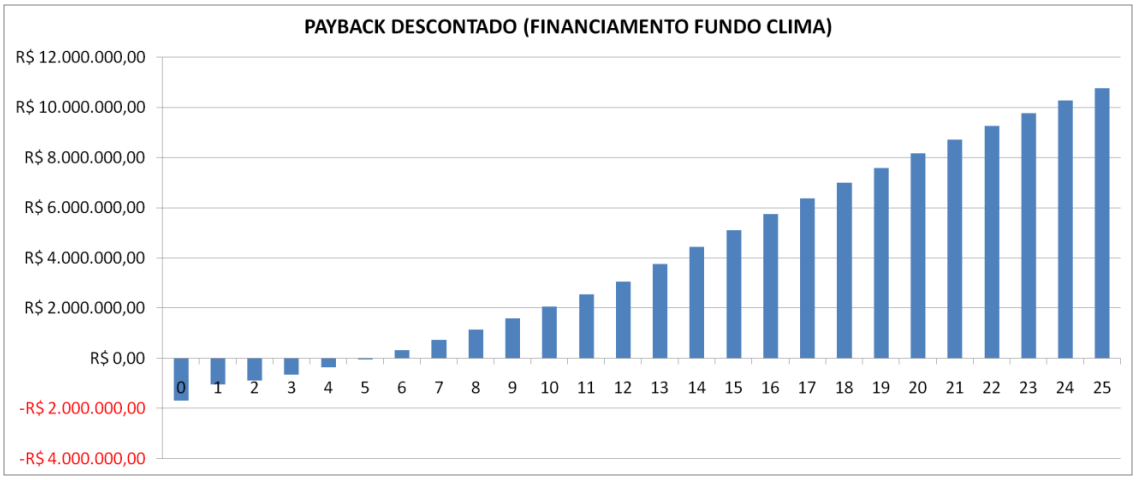
Fonte: O Autor (2019).

Gráfico 6 - *Payback* descontado para o caso sem financiamento.



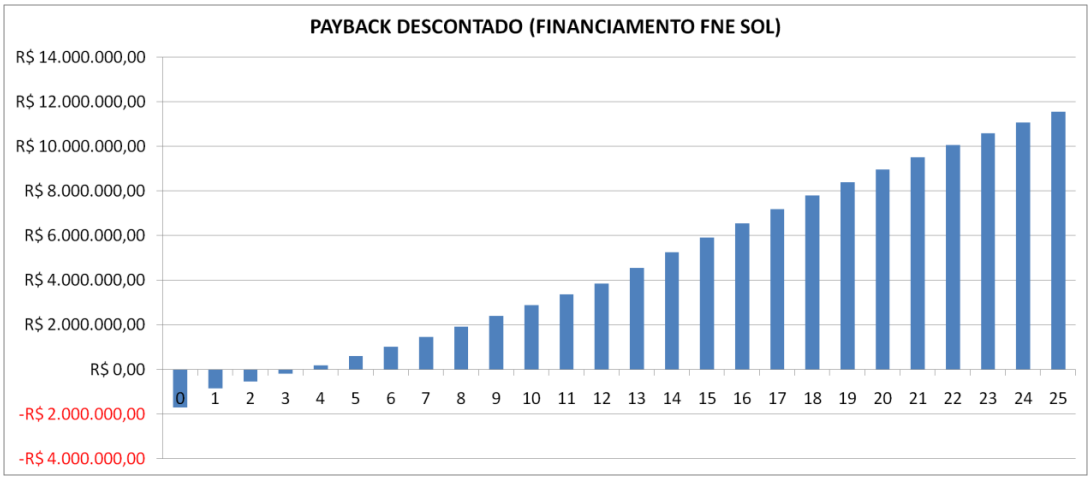
Fonte: O Autor (2019).

Gráfico 7 - *Payback* descontado financiamento Fundo Clima.



Fonte: O Autor (2019).

Gráfico 8 - *Payback* descontado financiamento FNE SOL.



Fonte: O Autor (2019).

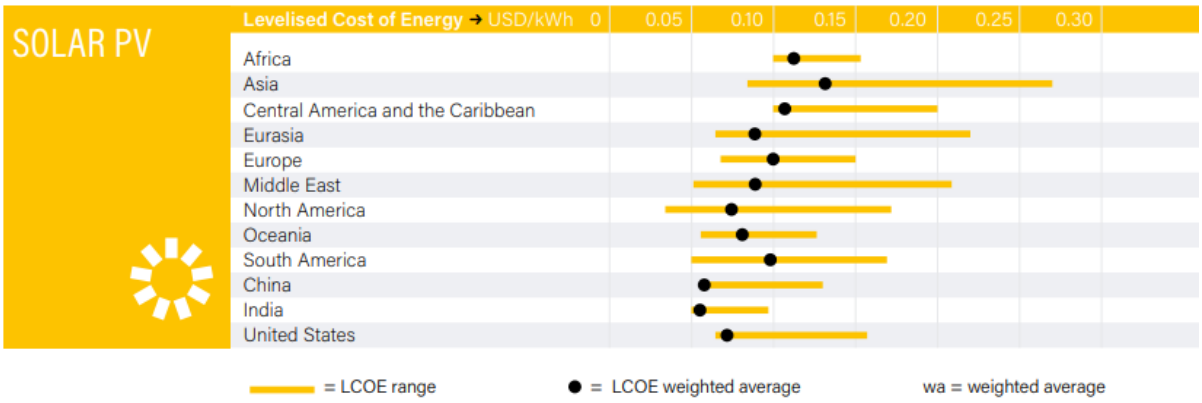
4.2.2 LCOE

A metodologia adotada mundialmente para analisar, em valor presente, os custos globais de um sistema (investimento, operação e manutenção) e o montante de energia (medido em quilowatts hora - kWh) que ele gera ao longo de sua vida útil é conhecida como Cálculo do Custo Nivelado de Energia ou cálculo do LCOE.

Segundo a Renewable Energy Policy Network for the 21st Century (REN21, 2019), este indicador sofreu uma queda de 13% em 2018 com relação a 2017, obtendo-se no fim de 2018 uma estimativa do custo médio de energia nivelado global ponderado (LCOE) de usinas fotovoltaicas solares de larga escala foi de USD$ 85 por MWh. Para ser comparado os valores para o LCOE calculados a seguir, o Gráfico 9 possui valores referências deste indicador em diversos locais do mundo.

Os custos nivelados de energia são calculados após montada a Tabela 14 com todos os parâmetros para o uso de (2.7) nos três casos de financiamento para esta central fotovoltaica. Em seguida a Tabela 15 mostra os resultados e as comparações com os valores do Gráfico 9.

Gráfico 9 - Valores de LCOE para sistemas solares em alguns locais do mundo.



Fonte: REN21 (2019)

Tabela 14 - Parâmetros e valores para cálculo do LCOE da central fotovoltaica.

	SEM FINANCIAMENTO		BNDES FUNDO CLIMA		BNB FNE Sol	
T	I_t	F_t	I_t	F_t	I_t	F_t
0	R$8.421.660,00	0	R$ 1.684.332,00		R$ 1.684.332,00	0
1	0	0	0	R$ 293.229,28	0	R$ 88.396,65
2	0	0	0	R$ 861.061,00	0	R$ 688.557,22
3	0	0	0	R$ 834.951,85	0	R$ 680.578,51
4	0	0	0	R$ 808.842,71	0	R$ 672.599,80
5	0	0	0	R$ 782.733,56	0	R$ 664.621,07
6	0	0	0	R$ 756.624,42	0	R$ 656.642,35
7	0	0	0	R$ 730.515,28	0	R$ 648.663,64
8	0	0	0	R$ 704.406,12	0	R$ 640.684,92
9	0	0	0	R$ 678.296,98	0	R$ 632.706,20
10	0	0	0	R$ 652.187,84	0	R$ 624.727,49
11	0	0	0	R$ 626.078,69	0	R$ 616.748,77
12	0	0	0	R$ 599.969,56	0	R$ 608.770,04
13 à 25	0	0	0	0	0	0

O_t =R$ 0,00 e M_t é fixo em R$ 67.373,28 ; r =8,5% (Taxa Mínima de Atratividade); d = 0,5% ; S_t = 3.946.799 kWh/ano

Fonte: O Autor (2019).

Tabela 15 - Valores e comparações do LCOE da central fotovoltaica.

Financiamento	**LCOE (1 USD = 3,874, Dezembro 2018)**	**Comparações com Gráfico 9**
Sem financiamento	R$ 0,204 / kWh USD 52,75/MWh	dentro da faixa padrão da maioria dos sistemas fotovoltaicos
Fundo Clima	R$ 0,166 / kWh USD 42,93/MWh	apenas América do Norte pode conter valores menores de LCOE
FNE SOL	R$ 0,147 / kWh USD 38,03/MWh	apenas América do Norte pode conter valores menores de LCOE

Fonte: O Autor (2019).

4.2.3 TIR e VPL

Estes dois indicadores permitem analisar a viabilidade financeira de projetos ou novos negócios, a partir das estimativas dos investimentos iniciais e fluxos de

caixa. Quanto maior o VPL e o TIR mais lucrativo será o projeto desta central, sendo o VPL o lucro em R$ que o projeto trará ao fim da vida útil do sistema e o TIR a taxa de juros que uma investimento financeiro precisaria render para ser tão lucrativo quanto o seu projeto.

Utilizando as Equações 2.8 e 2.10 para o cálculo destes indicadores, juntamente com a coluna “Fluxo de Caixa” de valores das Tabelas 11 à 13, é apresentada a Tabela 16 com sua devida análise.

Tabela 16 - VPL e TIR para os três casos de financiamento.

Financiamento	**VPL**	**TIR**
Sem financiamento	R$ 9.121.458,75	17%
Fundo Clima	R$ 10.761.417,10	34%
FNE Sol	R$ 11.569.678,47	41%

Fonte: O Autor (2019).

Mais uma vez o financiamento através do programa BNB FNE Sol mostra que possui as melhores condições para a viabilização econômica do projeto desta central fotovoltaica apresentando um lucro ao fim dos 25 anos correspondente a 37,38% a mais do valor do projeto. Os três casos informam a viabilidade do negócio, mostrando valores de TIR maiores que a TMA e VPL positivos.

4.2.4 Impactos das Alternaticas ao *Net-metering* Atual

Conforme apresentado no Item 2.4, a ANEEL pretende efetuar uma revisão da Resolução Nomativa nº 482/2012 que interfere exatamente no sistema de compensação de energia elétrica *net-metering*. A seguir, são calculados os efeitos nos indicadores econômicos das seis alternativas em estudo pelo Relatório de AIR n° 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL. Vale destacar que o indicador LCOE não será afetado por estas alternativas, visto que a mudança é feita na receita da energia injetada e não nos custos ao longo da vida útil da central fotovoltaica.

Para entender o impacto destas alternativas é acrescentado um fator, de 0 a 1, que multiplica os valores da coluna Receita de Energia Produzida nas Tabelas 11 à 13. Este fator reflete o quanto da receita de energia gerada será mantido no sistema de compensação, ou seja, o quanto de energia injetada na rede será utilizado para compensação de energia elétrica, enquanto o restante será utilizado para pagar custos, que a concessionária transfere ao consumidor, de transporte e geração de energia elétrica. Os valores que serão utilizados para cada alternativa são apresentados abaixo:

- 100% para a Alternativa 0 (caso no qual o sistema de compensação é o de vigência);
- 72% para a Alternativa 1;
- 66% para a Alternativa 2;
- 59% para a Alternativa 3;
- 51% para a Alternativa 4;
- 37% para a Altenativa 5.

A Tabela 17 mostra as variações sofridas pelos indicadores econômicos VPL, TIR e Payback descontado, nos três casos de financiamento, devido as alterações que este sistema de compensação venha a sofrer e logo em seguida são feitas análises dos resultados apresentados. Vale destacar que na situação em que o VPL resultar em valor negativo, significando que o investimento nas condições estudadas já apresenta este valor do indicador em prejuízo ao fim do período analisado, será identificado pela cor vermelha.

Tabela 17 - Impacto nos indicadores econômicos devido a possíveis alterações no *net-metering*.

Financiamento / Alternativas	Sem financiamento	Fundo Clima	BNB FNE Sol
0 **Receita Média Anual de Energia Produzida (em 25 anos)** R$ 2.734.260,71	**VPL** = R$ 9.121.458,75 **TIR** =17% **Payback decontado** = entre 10 e 11 anos	**VPL** = R$ 10.761.417,10 **TIR** =34% **Payback decontado** = entre 5 e 6 anos	**VPL**= R$ 11.569.678,47 **TIR** =41% **Payback decontado** = entre 3 e 4 anos
1 **Receita Média Anual de Energia Produzida (em 25 anos**) R$ 1.968.667,71	**VPL** = R$ 3.087.302,26 **TIR** = 12% **Payback decontado** = entre 16 e 17 anos	**VPL** = R$ 4.727.260,60 **TIR** = 19% **Payback decontado** = Entre 12 e 13 anos	**VPL** = R$ 5.535.521,98 **TIR** = 23% **Payback decontado** = entre 9 e 10 anos
2 **Receita Média Anual de Energia Produzida (em 25 anos)** R$ 1.804.612,07	**VPL** = R$ 1.794.268,72 **TIR** = 10% **Payback decontado** = entre 18 e 19 anos	**VPL** = R$ R$ 2.983.248,43 **TIR** = 16% **Payback decontado** = entre 14 e 15 anos	**VPL**= R$ 4.242.488,45 **TIR** = 19% **Payback decontado** = entre 12 e 13 anos
3 **Receita Média Anual de Energia Produzida (em 25 anos)** R$ 1.613.213,82	**VPL** = R$ 285.729,60 **TIR** = 9% **Payback decontado** = entre 23 e 24 anos	**VPL** = R$ 1.925.687,94 **TIR** = 13% **Payback decontado** = entre 17 e 18 anos	**VPL** = R$ 2.733.949,32 **TIR** = 16% **Payback decontado** = entre 14 e 15 anos
4 **Receita Média Anual de Energia Produzida (em 25 anos)** R$ 1.394.472,96	**VPL** = -R$ 1.438.315,12 **TIR** = 7% **Payback decontado** = acima de 25 anos	**VPL** = R$ 201.643,23 **TIR** = 9% **Payback decontado** = entre 23 e 24 anos	**VPL** = R$ 1.009.904,61 **TIR** = 11% **Payback decontado** = entre 18 e 19 anos
5 **Receita Média Anual de Energia Produzida (em 25 anos)** R$ 1.011.676,46	**VPL** = -R$ 4.455.393,36 **TIR** = 2% **Payback decontado** = acima de 25 anos	**VPL** = -R$ 2.815.435,02 **TIR** = 1% **Payback decontado** = acima de 25 anos	**VPL** = -R$ 2.007.173,64 **TIR** = 2% **Payback decontado** = acima de 25 anos

Fonte: O Autor (2019).

Analisando a tabela apresentada, observa-se os seguintes fatos:

- O financiamento BNB FNE Sol se destaca em relação aos outros dois casos, possuindo VPL positivo e TIR acima da TMA até um corte de 51% na receita média anual de energia produzida;
- O *payback* descontado indivou viabilidade até a Alternativa 5, onde não respresenta um tipo de indicador confiável ao investimento desta

central fotovoltaica, visto que seus resultados ultrapassam a vida útil do sistema;

- Pelo ponto de análise do TIR, o projeto de mantém viável até a Alternativa 4 para os casos com financiamento;
- O VPL possui uma resposta significativa em relação a saída da Alternativa 0 para Alternativa 1, onde há uma queda de aproximadamente R$ 6 milhões no lucro do projeto. A partir da Alternativa 2, apenas o caso do financiamento BNB FNE Sol possui uma queda suave deste indicador;
- A receita média anual de energia produzida pode chegar a 37% do apresentado na Alternativa 0, o que atinge diretamente o *payback* de forma preocupante e pode tornar as negociações das empresas do ramo de serviços de micro e minigeração distribuída cada vez mais difíceis. Com a consequente diminuição deste mercado a UFPE teria dificuldades em suas licitações para a implantação da central fotovoltaica.

5 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

A metodologia abordada nesta monografia porporcionou o levantamento de dados relevantes ao mercado de energia solar de Pernambuco e da UFPE para ter como base de critério para seus futuros projetos sustentáveis voltados à inserção de recursos renováveis, demonstrando os impactos econômicos e indicando a viabilidade do projeto através de seus indicadores. A partir destes, pode-se tomar conclusões claras do estudo.

Os resultados apresentados, reforçam o interesse na inserção e expansão do uso da energia solar, através de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica local, na matriz energética brasileira. Os resultados evidenciam, ainda, Pernambuco como um espaço atrativo para esta expansão,no cenário da geração distribuída solar fotovoltaica, não apenas no contexto Brasil, como também a nível internacional, como é evidenciado pelos indicadores econômicos e de desempenho, calculados através de três casos de financiamento, para o projeto aqui proposto, para ser inserido no Câmpus de Recife da Univerisade Federal de Pernambuco.

O trabalho apresentado evidencia a possibilidade de diminuir a conta de energia elétrica do Câmpus Recife-UFPE em aproximadamente R$ 2.583.729,66 anualmente através de um projeto de central fotovoltaica de 2.301 kWp, valor este que representa aproximadamente o gasto mensal com o consumo de energia elétrica deste Câmpus no ano de 2019.

Os resultados obtidos através das simulações com o software PVsyst, evidenciaram que o projeto apresenta indicadores como taxa de desempenho de 83,3% e fator de capacidade de 19,58%, os quais superaram a média brasileira. Já o estudo dos indicadores econômicos, introduzindo o impacto das possíveis alterações no sistema de compensação de energia elétrica *net-metering* e levando em consideração o corte de no máximo 41% na receita gerada pela energia injetada, trouxe resultados como valor presente líquido entre 3,39% e 32,46% do valor do investimento do projeto, taxa interna de retorno de até 1,83 vezes a taxa mínima de atratividade, *payback* descontado entre 14 e 15 anos e custo nivelado de energia de R$ 0,147/kWh ou USD 38,03/MWh.

Ainda de acordo com os resultados levantados, as Tabelas 11 à 13 mostram que a UFPE teria um alívio nas contas de energia de até R$ 1.153.452,01 apenas no primeiro ano de operação da central fotovoltaica, valor este que representa 62,45%

do custo mensal com energia elétrica que esta universidade tem em todo o Câmpus Recife, bem como um tempo de retorno mínimo sobre o investimento inicial entre 3 e 4 anos. A economia e retorno deste projeto poderiam ser reinvestidos nas iniciativas sustentáveis do Plano de Logística Sustentável da UFPE e para tal fim se tornar realidade é necessário que primeiramente a demanda seja requisitada por um plano de gestão ou departamento através de um projeto preliminar da central fotovoltaica, enfatizando todos os benefícios e investimentos relatados neste trabalho.

Por fim, são apresentadas as recomendações para trabalhos futuros a seguir:

- Estudos e projetos como este podem aumentar a confiabilidade dos dados apresentados;
- Com a expansão destes projetos nos três Câmpus da UFPE traria informações relevantes para tomadas de decisões em projetos sustentáveis que venham a surgir nas universidades do Brasil;
- Com a aprovação da revisão da Resolução Normativa nº 482/2012: será possível analisar o impacto econômico nas empresas e nos consumidores;
- Os estudos realizados nas universidades trarão mais subsídios sobre este impacto, através de dados e análises de projetos de micro e minigeração distribuída;
- Estudos solarimétricos, de viabilidade e executivo com riqueza de detalhes de uso dos telhados de pontos importantes do Câmpus Recife podem mostrar o potencial para o uso desta fonte de energia e tornar os resultados mais reais.

REFERÊNCIAS

ABINEE. **MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA NO BRASIL: VIABILIDADE ECONÔMICA**. Relatório Técnico, Instituto de Energia e Ambiente da USP, 2015.

ABINEE. **Propostas para Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica Brasileira**. Relatório Técnico, Brasília, 2012.

ABINEE. **Renewables Informativo da Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica - Abinee-ne news**. 2015. Disponível em: http://www.abinee.org.br/informac/arquivos/infne40.pdf. Acesso em: 20 junho 2019.

ABSOLAR. **Fonte solar fotovoltaica assume sétima posição na matriz elétrica brasileira e ultrapassa nucleares**. [S. l.], 2019. Disponível em: http://www.absolar.org.br/noticia/noticias-externas/fonte-solar-fotovoltaica-assume-7a-posicao-na-matriz-eletrica-brasileira-e-ultrapassa-nucleares.html. Acesso em: 2 abr. 2019.

ABSOLAR. **Infográfico**. [S. l.], 2019. Disponível em: http://absolar.org.br/infografico-absolar-.html. Acesso em: 12 jan. 2019.

ANA, Júlia Nunes de Araújo; NARAH, Iuata Rank; TALITA, Bezerra de Araujo Bueno. **ANÁLISE DOS FATORES DE PERDAS NOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE ELÉTRICA EM CURITIBA**. 2016. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) - UTFPR, Departamento Acadêmico de Eletrotécnica (DAELT) da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR), 2016.

ANEEL. **Geração Distribuída**. [S. l.], 2019. Disponível em:http://www.aneel.gov.br/destaques-distribuicao?p_p_id=101&p_p_lifecycle=0&p_p_state=maximized&_101_struts_action=%2Fasset_publisher%2Fview_content&_101_assetEntryId=14461914&_101_type=content&_101_groupId=656827&_101_urlTitle=geracao-distribuida-introduc-1&inheritRedirect=true. Acesso em: 20 abr. 2019.

ANEEL. **Outorgas e Registros de Geração**. [S. l.], 2019. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/outorgas/geracao/-/asset_publisher/mJhnKIi7qcJG/content/registro-de-central-geradora-de-capacidade-reduzida/655808?inheritRedirect=false&redirect=http%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Foutorgas%2Fgeracao%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_mJhnKIi7qcJG%26p_p_lifecycle%3D0%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_mode%3Dview%26p_p_col_id%3Dcolumn-2%26p_p_col_pos%3D1%26p_p_col_count%3D2. Acesso em: 20 abr. 2019.

ANEEL. **Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL**, 06 Dezembro 2018.

CCEE. **Resultado de Leilões de Energia**. [S. l.], 2019. Disponível em: http://www.ccee.org.br. Acesso em: 10 fev. 2019.

ANEEL-A. **Resolução Normativa nº 482**, 17 Abril 2012.

ANEEL-B. **Resolução Normativa nº 687**, 24 Novembro 2015.

ASHISH, Verma; SHIVYA, **Singhal. Solar PV Performance Parameter and Recommendation for Optimization of Performance in Large Scale Grid Connected Solar PV Plant: Case Study**. Journal of Energy and Power Sources, Índia, 30 jan. 2015.

ASSAF NETO, A., **Matemática financeira e suas aplicações**. São Paulo: Editora Atlas, 1994.

Banco do Nordeste do Brasil. **FNE SOL - Cartilha Financiamento à micro e minigeração distribuída. 2016**. Disponível em: https://www.bnb.gov.br/documents/22492/35331/Cartilha_FNE_Sol_PJ_V19.pdf/fa12ff5b-48fe-118e-31ec-30e070661221. Acesso em: 03 maio 2019.

BENEDITO, R. S., **Caracterização da Geração Distribuída de Eletricidade por Meio de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede, no Brasil, sob os Aspectos Técnico, Econômico e Regulatório**. Dissertação de Mestrado, USP, São Paulo, 2009.

BNDES. **Fundo Clima**. [S. l.], 2009. Disponível em: https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/produto/fundo-clima. Acesso em: 30 jan. 2019.

BOQIANG, Lin; WEI , Wu. **Economic Viability of Battery Energy Storage and Grid Strategy: A Special Case of China Electricity Market**. Energy, ELSEVIER, 2017.
BREALEY, R. A; MYERSS. C; ALLEN F. Principles of corporate finance, 10th ed. New York: McGraw-Hill, 2011.

BREALEY, R. A; MYERSS. C; ALLEN F. **Principles of corporate finance**. 10th ed. New York: McGraw-Hill, 2011.

C. P. , Kandasamy; P., Prabu; K., Niruba. **Solar potential assessment using PVSYST software**. Communication and Conservation of Energy (ICGCE), 2013 International Conference on Green Computing, 2013.

CELPE. **Informações de Tarifa Grupo A**. [S. l.], 2019. Disponível em: http://servicos.celpe.com.br/comercial-industrial/Pages/Alta%20Tens%C3%A3o/tarifas-grupo-a.aspx. Acesso em: 12 maio 2019.

E., Muñoz-Cerón et al. **Infuence of Operation and Maintenance expenditures in the feasibility of photovoltaic projects: The case of a tracking pv plant in Spain**. Energy Policy, Espanha, 9 jun. 2018.

Energiewende. **A Transição Energética Alemã - Ministério Federal das Relações Externas**. 2017. Disponível em: http://www.energiewende-global.com/pt/?topic=erneuerbare-energien. Acesso em: 28 junho 2019.

EPE. **Calculadora 2050**. [S. l.], 2019. Disponível em: http://calculadora2050brasil.epe.gov.br/calculadora.html. Acesso em: 11 janeiro 2019.

EPE. **RETRATO DOS NOVOS PROJETOS SOLARES FOTOVOLTAICOS NO BRASIL - Expansão da Geração. 2017**. Disponível em: http://www.abinee.org.br/informac/arquivos/infne40.pdf. Acesso em: 02 março 2019.

ESTADÃO. **Energia solar deve crescer 44% no Brasil em 2019 com impulso de geração distribuída**. [S. l.], 17 jan. 2019. Disponível em: https://economia.estadao.com.br/noticias/geral,energia-solar-deve-crescer-44-no-brasil-em-2019-com-impulso-de-geracao-distribuida,70002683737. Acesso em: 15 maio 2019.

FASETE. **A REGIÃO SEMIÁRIDA DO NORDESTE DO BRASIL: Questões Ambientais e Possibilidades de uso Sustentável dos Recursos**. 2011. Disponível em: https://www.fasete.edu.br/revistarios/media/revistas/2011/5/a_regiao_semiarida_do_nordeste_do_brasil.pdf. Acesso em: 05 maio 2019.

FOLHA DE SÃO PAULO. **Ambev firma acordo de 140 milhões para construção de 31 usinas solares no Brasil**. [S. l.], 2018. Disponível em: https://www1.folha.uol.com.br/mercado/2019/06/ambev-firma-acordo-de-r-140-mi-para-construcao-de-31-usinas-solares-no-brasil.shtml. Acesso em: 12 janeiro 2019.

FOLHA PE. **Pernambuco terá megacomplexo de usinas solares de R$ 3,5 bilhões**. [S. l.], 2019. Disponível em: https://www.folhape.com.br/politica/politica/politica/2019/04/24/BLG,10275,7,547,POLITICA,2419-PERNAMBUCO-TERA-MEGACOMPLEXO-USINAS-SOLARES-BILHOES.aspx. Acesso em: 30 abril 2019.

GREENER. **Estudo Estratégico: Mercado Fotovoltaico de Geração Distribuída - 1° trimestre de 2019**. 2019. Disponível em: http://greener.greener.com.br/estudo-estrategico-mercado-fotovoltaico-brasileiro-gd-2018-1. Acesso em: 03 junho 2019.

IRENA. **Country Profiles**. [S. l.], 2019. Disponível em: https://www.irena.org/Statistics/View-Data-by-Topic/Renewable-Energy-Balances/Country-Profiles. Acesso em: 1 maio 2019.

IRENA. **Renewable Energy Employment by Country**. [S. l.], 2019. Disponível em: https://www.irena.org/Statistics/View-Data-by-Topic/Benefits/Renewable-Energy-Employment-by-Country. Acesso em: 1 maio 2019.

IRENA. **Solar Energy Data**. [S. l.], 2019. Disponível em: https://www.irena.org/solar. Acesso em: 1 maio 2019.

JULIANE , Batista Lima; JUAN, De Aguiar Gonçalves. **ANÁLISE COMPARATIVA DE PERFORMANCE ENTRE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE INSTALADOS NO PIAUÍ E NA EUROPA ATRAVÉS DE INDICES DE**

MÉRITO. In: VII CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, 2018, Gramado. [S. l.: s. n.], 2018.

K., Sudhakar ; B., Shiva Kumar. **Performance evaluation of 10 MW grid connected solar photovoltaic power plant in India**. ENERGY Reports, ELSEVIER, 2015.

KEYNES, J. M. **The General theory of employment, interest, and money**. Macmillan. New York, 1936.

LABREEN. **Atlas Brasileiro de Energia Solar - Centro de Ciência do Sistema Terrestre (CCST) do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE)**. 2016. Disponível em: http://ftp.cptec.inpe.br/labren/publ/livros/Atlas_Brasileiro_Energia_Solar_2a_Edicao.pdf. Acesso em: 01 junho 2019.

M.SC. CAAREM, Studzinski et al. **Atlas Eólico e Solar de Pernambuco**. [S. l.], 2017. Disponível em: http://www.atlaseolicosolar.pe.gov.br/. Acesso em: 31 outubro 2018.

MARION et al. **Performance parameters for grid-connected PV systems**. In: IEEE PHOTOVOLTAICS SPECIALISTS CONFERENCE AND EXHIBITION, 31, 2005, Florida. Proceedings. IEEE: Piscataway, 2005.

MUÑOZ-CERÓN, E. et al. **Infuence of Operation and Maintenance expenditures in the feasibility of photovoltaic projects: The case of a tracking pv plant in Spain**. Energy Policy, Espanha, 9 junho 2018.

NALLAPANENI, Manoj Kumar et al. **Performance analysis of 100 kWp grid connected Si-poly photovoltaic system using PVsyst simulation tool**. ELSEVIER, 1st International Conference on Power Engineering, Computing and CONtrol, PECCON-2017, 2- 4 March 2017, VIT University, Chennai Câmpus, 12 maio 2017.

NORONHA, J. F. **Projetos Agropecuários: administração financeira, orçamento e viabilidade econômica**. 2. ed, São Paulo: Editora Atlas S.A, 1987.

OLIVEIRA, M. H. F. **A avaliação econômico-financeira de investimentos sob condição de incerteza: uma comparação entre o método de Monte Carlo e o VPL Fuzzy**. Tese (Mestrado em Engenharia de Produção) - Escola de Engenharia de São Carlos, da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2008.

PILÃO, N. E. **Matemática financeira e engenharia econômica: a teoria e a prática da análise de projetos de investimentos**. São Paulo: Cengage Learning, 2003. 273 p., il. Inclui bibliografia e apêndice. ISBN 852210302X (broch.).

PVSYST. **PVsyst, Photovoltaic Software**. [S. l.], 2018. Disponível em: https://www.pvsyst.com. Acesso em: 12 dez. 2018.

RABAH , Tallab; ALI, Malek. **Predict System Efficiency of 1 MW Photovoltaic**

Power Plant Interconnected to the Distribution Network using PVSYST Software. Conference: 3rd International Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC'15), IEEE, 2015.

REN21. **Renewables 2018 Global Status Report - National Technical University of Athens (NTUA)**. 2018. Disponível em: http://www.ren21.net/gsr-2018/. Acesso em: 20 junho 2019.

REN21. **Renewables 2019 Global Status Report - National Technical University of Athens (NTUA)**. 2019. Disponível em: https://www.ren21.net/gsr-2019/. Acesso em: 20 junho 2019.

REVISTA ÉPOCA NEGÓCIOS. **Energia solar deve crescer 44% no brasil em 2019 com impulso de geração distribuída**. [S. l.], 2018. Disponível em: https://epocanegocios.globo.com/Economia/noticia/2019/01/epoca-negocios-energia-solar-deve-crescer-44-no-brasil-em-2019-com-impulso-de-geracao-distribuida.html. Acesso em: 12 jan. 2019.

SUNPOWER CORPORATION. **Levelized cost of electricity: the drivers of the levelized cost of electricity for utility-scale photovoltaics**. 2008.

Tesla. **Powerwall**. [S. l.], 2019. Disponível em: http://www.teslamotors.com/powerwall Acesso em: 01 junho de 2019.

TESOURO DIRETO. **Taxa de todos os títulos do Tesouro Direto**. [*S. l.*], 2019. Disponível em: https://tesouro-direto.com/taxa-e-rentabilidade-dos-titulos-do-tesouro-direto Acesso em: 28 março 2019.

THIAGO , RODRIGUES COSTA CARVALHO. **Estudo de eficiência energética do Centro de Tecnologia e Geociências da Universidade Federal de Pernambuco viabilizando a redução de gastos com contas de energia elétrica**. 2017. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) - UFPE, DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA DO CENTRO DE TECNOLOGIA E GEOCIÊNCIAS DA UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO, 2017.

TOP UNIVERSITIES. **Latin american university rankings**. [S. l.], 2018. Disponível em: https://www.topuniversities.com/university-rankings/latin-american-university-rankings/2019. Acesso em: 12 dez. 2018.

UBIRAJARA, SEYR JUNIOR. **AVALIAÇÃO DE PROGRAMAS COMPUTACIONAIS PARA DIMENSIONAMENTO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE**. 2013. Trabalho de Diplomação (Pós-Graduação em Eficiência Energética) - Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR), Departamento Acadêmico de Eletrotécnica, 2013.

UFGD. **UFGD começa instalação de usina solar na Cidade Universitária. [S. l.], 21 maio 2019**. Disponível em: https://portal.ufgd.edu.br/noticias/ufgd-comeca-instalacao-de-usina-solar-na-cidade-universitaria. Acesso em: 30 maio 2019.

UFT. **UFT inaugura Usina Fotovoltaica e prevê redução de até 15% em seu**

gasto com energia. [S. l.], 24 maio 2019. Disponível em: https://ww2.uft.edu.br/index.php/ultimas-noticias/25349-uft-inaugura-usina-fotovoltaica-e-preve-reducao-de-ate-15-em-seu-gasto-com-energia-eletrica. Acesso em: 30 maio 2019.

URBANETZ JR, J.; CASAGRANDE JR, E.; TIEPOLO, G. M. **Acompanhamento do desempenho do sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica do escritório verde da UTFPR**. IX Congresso Brasileiro de Planejamento Energético. 2014.