



UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO

CENTRO DE CIÊNCIAS SOCIAIS APLICADAS

**MESTRADO PROFISISONAL EM GESTÃO PÚBLICA PARA O DESENVOLVIMENTO DO
NORDESTE**

OTAVIO AUGUSTO MALHEIROS HONORIO DE MELO

**ANÁLISE DA VIABILIDADE ECONÔMICO-FINANCEIRA DA ENERGIA FOTOVOLTAICA:
UMA APLICAÇÃO DA MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO NORDESTE BRASILEIRO**

Recife

2018

OTAVIO AUGUSTO MALHEIROS HONORIO DE MELO

**ANÁLISE DA VIABILIDADE ECONÔMICO-FINANCEIRA DA ENERGIA FOTOVOLTAICA:
UMA APLICAÇÃO DA MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO NORDESTE BRASILEIRO**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Gestão Pública para o Desenvolvimento do Nordeste, como requisito parcial à obtenção do grau de Mestre em Gestão Pública.

**Orientador: Profº. Dr. Charles Ulises de Montreuil
Carmona**

Recife

2018

Catálogo na Fonte
Bibliotecária Ângela de Fátima Correia Simões, CRB4-773

M528a Melo, Otavio Augusto Malheiros Honorio de
Análise da viabilidade econômico-financeira da energia fotovoltaica:
uma aplicação da microgeração distribuída no nordeste brasileiro / Otavio
Augusto Malheiros Honorio de Melo. - 2018.
136 folhas: il. 30 cm.

Orientador: Prof. Dr. Charles Ulises de Montreuil Carmona.
Dissertação (Mestrado em Gestão Pública) – Universidade Federal de
Pernambuco. CCSA, 2018.
Inclui referências e apêndices.

1. Gestão energética. 2. Sustentabilidade. 3. Energia solar. I. Carmona,
Charles Ulises de Montreuil (Orientador). II. Título.

351 CDD (22. ed.)

UFPE (CSA 2018 – 139)

OTAVIO AUGUSTO MALHEIROS HONORIO DE MELO

**ANÁLISE DA VIABILIDADE ECONÔMICO-FINANCEIRA DA ENERGIA FOTOVOLTAICA:
uma aplicação da microgeração distribuída no nordeste brasileiro**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Gestão Pública para o Desenvolvimento do Nordeste da Universidade Federal de Pernambuco, como requisito parcial para a obtenção do título de Mestre em Gestão Pública.

Aprovado em: 25/09/2018.

BANCA EXAMINADORA

Prof.º Dr. Charles Ulises de Montreuil Carmona (Orientador)
Universidade Federal de Pernambuco

Prof.º Dr. Marcos Roberto Gois de Oliveira Macedo
(Examinador Interno)
Universidade Federal de Pernambuco

Prof.º Dr. Rommel de Santana Freire (Examinador Externo)
Universidade Federal da Paraíba

Dedico àqueles que, em pleno século XXI, permanecem à margem sem poder desfrutar das benesses e do conforto que o acesso à energia elétrica pode proporcionar. Que esta pesquisa, dentro de suas limitações, possa contribuir para mudar tal realidade.

AGRADECIMENTOS

A Deus, por nos presentear diariamente com a luz do Sol.

À minha esposa, Patrícia, por estar sempre ao meu lado, apoiando-me incondicionalmente nas minhas empreitadas.

Aos meus filhos, Davi e Augusto, por me ensinarem as lições que não são oferecidas na academia.

Aos meus pais, Ana e Paulo, por terem plantado a semente lá atrás.

Ao professor Charles Ulises de Montreuil Carmona pela orientação e confiança depositada em mim para realização desta pesquisa.

À minha professora da alfabetização do Colégio Marista do Recife, Lourdes, por me proporcionar a construção dessa pesquisa.

Ao amigo, engenheiro Luiz Claudio Gonçalves de Melo, por disponibilizar informações preciosíssimas, de cunhos técnico e econômico-financeiro, bem como por me conceder acesso irrestrito, local e remotamente, a qualquer hora do dia, ao laboratório dessa pesquisa: o sistema fotovoltaico da Pousada Barra Velha.

A Julianne Nóbrega, Gerente de Apoio Jurídico aos Processos de Pessoal da Secretaria de Administração do Estado de Pernambuco, por me conceder horários flexíveis de trabalho, que muito me ajudaram durante a construção dessa dissertação, pois as ideias e inspiração para escrever podem surgir a qualquer momento.

A Marília Lins, Secretária de Administração do Estado de Pernambuco, por incentivar esse mestrado e por acreditar que, em parceria, a Academia e a Administração Pública podem contribuir positivamente com a Gestão Pública.

A Juliana Henrique, da Secretaria do Mestrado em Gestão Pública da UFPE, pela presteza na resolução das questões administrativas do mestrado.

À Eólica Tecnologia pelo fornecimento de informações importantes para o desenvolvimento deste trabalho.

“A civilização mundial somente poderá escapar à armadilha dos recursos fósseis se fizer todo o possível para começar, sem demora, a substituí-los por recursos renováveis e compatíveis com a natureza, a fim de tornar-se independente daqueles.” (SCHEER, 2002, p. 10).

RESUMO

A presente pesquisa visa analisar a viabilidade econômico-financeira de uma planta solar fotovoltaica que se encontra em operação e conectada à rede da Eletrobrás - Distribuição Alagoas, localizada no município de Maragogi, litoral norte do Estado de Alagoas, na Região Nordeste do Brasil. O presente estudo de caso aplicado é de suma importância para o atual contexto do setor elétrico brasileiro. Inserir novas fontes de energia elétrica à matriz energética do país, diversificando-a, tem um caráter urgente para garantir o suprimento de energia elétrica diante de uma demanda que não para de crescer e de baixos índices pluviométricos. Dessa forma, sobressaem, em nível planetário, temas que tratam de fontes alternativas, renováveis e limpas, de modo a possibilitar gerar energia de maneira economicamente viável e agredindo em menor escala o meio ambiente. A energia solar fotovoltaica destaca-se frente às outras fontes alternativas, sob os pontos de vista econômico e ambiental, por se tratar de uma fonte inesgotável para os padrões de vida humanos, por não gerar resíduos durante a produção de energia, por não necessitar, necessariamente, de áreas dedicadas exclusivamente a ela, e por ser renovável. O Brasil dispõe de um magnífico potencial solar, com destaque para a região Nordeste. Contudo, para alavancar a geração solar fotovoltaica são imprescindíveis estudos de viabilidade sob o ponto de vista da engenharia, bem como sob a ótica econômico-financeira, visto que os investidores necessitam de premissas confiáveis para dar lastro à tomada de decisão. O problema-foco dessa dissertação concentra-se em analisar a viabilidade econômico-financeira de uma planta fotovoltaica real e em operação, num cenário em que a matriz energética brasileira é calcada na fonte hidráulica. A análise econômico-financeira do projeto solar fotovoltaico de Maragogi-Al, envolveu diversas etapas tais como: o levantamento do investimento realizado, configurando-se como o fluxo de caixa de saída, a estimativa de fluxos de caixa futuros esperados, a determinação da taxa de desconto para descontar os fluxos de caixa futuros esperados, o cálculos dos índices determinísticos que, em síntese, são: *Payback* simples, *Payback* descontado, VPL (Valor Presente Líquido) dos fluxos de caixa futuros esperados, TIR (Taxa Interna de Retorno) e Índice de Rentabilidade (IR). Os resultados calculados no estudo de caso aplicado indicaram a viabilidade do projeto solar fotovoltaico, bem como apontaram externalidades positivas..

Palavras-chave: Gestão energética. Sustentabilidade. Energia solar. Análise de investimentos. Engenharia econômica. Análise de sensibilidade.

ABSTRACT

This research aims at analyzing the economic and financial viability of a solar photovoltaic plant that is in operation and connected to the Eletrobrás - Alagoas Distribution grid, located in the municipality of Maragogi, north coast of the State of Alagoas, in the Northeast Region of Brazil. This case study is extremely important for the current context of the Brazilian electricity sector. Introducing new sources of electric energy to the country's energy matrix, diversifying it, has an urgent character to guarantee the supply of electricity because of a demand that continues to grow and low rainfall levels. In this way, themes that deal with alternative, renewable and clean sources stand out worldwide, in order to generate energy in an economically viable way and to attack the environment in a smaller scale. Photovoltaic solar energy stands out from other alternative sources, from an economic and environmental point of view, because it is an inexhaustible source for human living standards, as it does not generate waste during energy production, as it does not require, necessarily, areas dedicated exclusively to it, and for being renewable. Brazil has a magnificent solar potential, with emphasis on the Northeast region. However, in order to leverage solar photovoltaic generation, feasibility studies from the engineering point of view, as well as from the economic and financial point of view, are indispensable since investors need reliable premises to support decision making. The point of this dissertation focuses on analyzing the economic-financial viability of a real and operational photovoltaic plant, in a scenario in which the Brazilian energy matrix is based on the hydraulic source. The economic-financial analysis of the Maragogi-Al solar photovoltaic project involved several steps such as: the investment survey, configured as outflow cash flow, estimated future cash flows expected, rate determination discount on the expected future cash flows, calculations of the deterministic indices which, in summary, are: Simple Payback, Discounted Payback, Net Present Value (NPV) of expected future cash flows, Internal Rate of Return (IRR) and Profitability Index (IR).

The results calculated in the applied case study indicated the viability of the solar photovoltaic project, as well as they pointed positive externalities.

Keywords: Energy management. Sustainability. Solar energy. Investment analysis. Economic engineering. Sensibility analysis.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Medidor bidirecional para aferir os quilowatts-hora (kWh) injetados na rede.	59
Figura 2 - Ilustração do efeito fotovoltaico	64
Figura 3 - Módulos fotovoltaicos da Pousada Barra Velha.....	70
Figura 4- Ilustração de um fluxo de caixa com várias saídas e entradas.....	93

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – Evolução da capacidade instalada da tecnologia solar fotovoltaica.....	75
Gráfico 2 – Curva dos preços dos módulos fotovoltaicos.....	76
Gráfico 3 – Potência disponibilizada em 11/08/2018.....	112

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 - Classificação da Pousada Barra Velha.....	69
Quadro 2 - Subgrupos do grupo B.....	69
Quadro 3 - Cenários de decisão baseados no Valor Presente Líquido (VPL).....	103
Quadro 4 - Cenários de decisão baseados no Índice de Rentabilidade (IR).....	105
Quadro 5 - Cenários de decisão baseados na Taxa Interna de Retorno (TIR).....	107

LISTA DE EQUAÇÕES

Equação 1 - Fator de Capacidade	64
Equação 2 - <i>Final Yield (Yf)</i>	66
Equação 3 - <i>Performance Ratio(PR)</i>	67
Equação 4 - Custo da energia produzida	68
Equação 5 - Equação do Valor Presente Líquido (VPL).....	83
Equação 6 - Benefício Social Líquido	88
Equação 7 - Valor da Empresa	94
Equação 8 - Valor Presente Líquido.....	101
Equação 9 - Valor Presente Líquido.....	104
Equação 10 - Índice de rentabilidade (IR).....	104
Equação 11 - TIR é a taxa de desconto que torna o VPL do projeto igual a zero.....	106
Equação 12 - Valor presente dos fluxos saíntes= Valor presente dos fluxos entrantes	106

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Empreendimentos em operação no Brasil em 30/05/18.....	44
Tabela 2 - Empreendimentos em operação no Brasil em 20/05/2008.....	45
Tabela 3 - Unidades consumidoras com geração distribuída em 06/06/2018.....	55
Tabela 4 - Unidades consumidoras com geração distribuída em 07/06/2018.....	56
Tabela 5 - Geração distribuída em AL,PE, PB, RN e CE	57
Tabela 6 - Geração distribuída por modalidade.....	60
Tabela 7- Irradiação global horizontal e temperatura média ambiente	71
Tabela 8 - Especificações do módulo Canadian CS 6X-310.....	72
Tabela 9 - Especificações do inversor Sunny Tripower 25000 TL	72
Tabela 10 - Prognóstico e Rendimento anual previsto	73
Tabela 11 - Distribuição percentual mensal do rendimento anual previsto.	74
Tabela 12 - Fluxos de Caixa do Projeto Hipotético “X”	96
Tabela 13 - Fluxos de Caixa dos Projetos Hipotéticos “X” e “Y”	99
Tabela 14 - Fluxos de caixa futuros transportados para o ano do início do investimento	99
Tabela 15 - Valor Presente dos Fluxos de Caixa Acumulados do Projeto X.....	102
Tabela 16 - Desconto acumulado dos fluxos de caixa futuros (entrantes)	105
Tabela 17 - Radiação solar global média na Pousada Barra Velha.....	110
Tabela 18 - Estudo Elétrico Estimativa de Geração Fotovoltaica para 22,32 kWp	113
Tabela 19 - Premissas utilizadas para análise do fluxos de caixa	115
Tabela 20 - Investimentos realizados	116
Tabela 21 - Garantias e respectivos responsáveis	116
Tabela 22 - Alíquotas COFINS de Janeiro de 2016 a Julho de 2018.....	117
Tabela 23 - Alíquotas PIS de Janeiro de 2016 a Julho de 2018	118
Tabela 24 - Resultados da Análise Econômico-Financeira.....	122
Tabela 25 - Análise de Sensibilidade com Base na TMA	124
Tabela 26 - Análise de Sensibilidade com Equiparação das Tarifas.....	125
Tabela 27 - Análise de Sensibilidade com Base na Taxa de Juros.....	125

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

a.a.	Ao ano
ABESCO	Associação Brasileira das Empresas de Serviços de Conservação de Energia
ABRADEE	Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica
ABSOLAR	Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente e Contratação Regulada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANP	Agência Nacional do Petróleo
AP	Audiência Pública
BIG	Banco de Informações de Geração
BNEF	<i>Bloomberg New Energy Finance</i>
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
BSL	Benefício Social Líquido
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CFC	CloroFluorCarbono
CGH	Central Geradora Hidroelétrica
CH_4	Gás Metano
CIGRÉ	<i>International Council on Large Electric Systems</i>
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
CO_2	Gás carbônico
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
COSIP	Contribuição para Iluminação Pública
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
CONFAZ	Conselho Nacional de Política Fazendária
COPOM	Comitê de Política Monetária
<i>Discounted payback period</i>	Período Necessário para retorno do investimento original, em função dos futuros fluxos descontados
DNDE	Departamento Nacional de Desenvolvimento Energético

EE	Energia Específica
EIA	<i>Energy International Agency</i>
EOL	Central Geradora Eólica
EPBT	<i>Energy PayBack Time</i>
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EUA	Estados Unidos da América
FC	Fator de Capacidade
FINAME	Inovação e Máquinas e Equipamentos Eficientes
<i>FIT</i>	<i>Feed-In-Tariff</i>
FV	Fotovoltaica
G-20	Grupo dos Top 20 da Economia
GW	Unidade Potência correspondente a um bilhão de Watts
GREENPEACE	Organização Global de Proteção ao Meio Ambiente (ONG)
HSP	Horas de Sol Pleno
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
<i>IEA</i>	<i>International Energy Agency</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Eletronics Engineers</i>
IGPM	Índice Geral de Preços do Mercado
II	Imposto de Importação
<i>INPUT</i>	Dados de entrada
IL	Índice de Lucratividade
IPCA	Índice Nacional de Preços do Consumidor Amplo
IPCC	Painel Intergovernamental de Mudanças Climáticas
IR	Índice de Rentabilidade
IRENA	<i>The International Renewable Energy Agency</i>
ITC	<i>Investment Tax Credit</i>
kV	Unidade de tensão elétrica correspondente a mil Volts
kW	Unidade de Potência correspondente a mil Watts
kWh	Unidade de Energia correspondente a mil Watts-hora
kWhe	Kilowatt-hora elétrico
kWp	Unidade de Potência correspondente a mil Watts pico
Meteonorm	Sosftware de medição de irradiação solar
MME	Ministério de Minas e Energia

MW	Unidade de Potência correspondente a um Milhão de Watts
MWh	Unidade de Energia correspondente a um Milhão de Watts-hora
NASA	<i>National Aeronautics and Space Administration</i>
NEM	<i>Net Energy Metering</i>
N ₂ O	Óxido nitroso
OCDE	Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico
OFFSHORE	Em alto mar
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
ONSHORE	Em solo firme
ONU	Organização das Nações Unidas
OUTPUT	Dados de saída
PAYBACK	Período Necessário para Retorno dos Investimentos
PCH	Pequena Central Hidroelétrica
PEW	<i>Pew Charitable Trusts</i> (ONG)
PIS	Programa de Integração Social
PR	<i>Performance Ratio</i>
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
PVSystem	Software para Projetos Fotovoltaicos
REC	<i>Renewables Energy Certificates</i>
REN	Resolução Normativa
RTA	Reajuste Tarifário Anual
RTP	Revisão Tarifária Periódica
SEIA	<i>Solar Energy Industries Association</i>
SELIC	Sistema Especial de Liquidação e de Custódia
SFCR	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica
SIN	Sistema Interligado Nacional
SMA	Empresa alemã SMA Solar Technology AG
STC	Condições Padrões de Teste (<i>Standard Test Conditions</i>)
STRING	Ligação de módulos em Série
<i>Sunny Data Control</i>	Software de controle dos dados de geração fotovoltaica
<i>Sunny Portal</i>	<i>Sunny Portal</i>
TE	Tarifa de Energia
TIR	Taxa Interna de Retorno

TMA	Taxa Mínima de Atratividade
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TUST	Tarifa de Uso dos Sistemas Elétricos de Transmissão
UC	Unidade Consumidora
UE	União Europeia
UFV	Central Geradora Solar Fotovoltaica
UTE	Usina Termelétrica
VPL	Valor Presente Líquido
YF	<i>Yield Final</i>

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	22
1.1 Motivação	24
1.2 Problema e Justificativa	28
1.3 Objetivos.....	29
1.4 Metodologia.....	30
1.5 Marco referencial	31
2 ESTRUTURA DO SETOR ENERGÉTICO BRASILEIRO.....	34
2.1 O Setor Elétrico Brasileiro e suas Transições	35
2.2 Agentes do Setor Elétrico.....	35
2.2.1 Agentes Institucionais.....	37
2.2.2 Agentes Econômicos	40
2.3 Principais Tecnologias Baseadas em Fontes de Energias Renováveis No Brasil	42
2.4 O Sistema de Compensação adotado no Brasil e o Marco Legal	46
2.5 Geração Distribuída	51
2.5.1 Micro e Minigeração Distribuída	56
2.5.2 Acesso de micro e minigeração distribuída ao sistema de distribuição	57
2.5.3 Sistema de Medição.....	58
2.5.4 A Contratação	59
2.5.5 Distribuição de Energia e regulação econômica das tarifas	60
3 GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA E A QUESTÃO AMBIENTAL	62
3.1 A tecnologia solar fotovoltaica	63
3.2 Figuras de mérito para avaliação do desempenho de SFCR.....	64
3.2.1 Fator de capacidade	64
3.2.2 Energia Específica	65
3.2.3 Custo da Energia Produzida	67
3.3 Redução das emissões de CO₂.....	68

3.4 Caracterização do Sistema Fotovoltaico da Pousada Barra Velha.....	69
3.5 O Sistema fotovoltaico em operação na Pousada Barra Velha	70
3.5.1 Prognóstico e Rendimento anual previsto	73
3.6 Cenário do crescimento da energia solar fotovoltaica no Mundo e no Brasil ..	74
4 A ANÁLISE DA VIABILIDADE ECONÔMICO- FINANCEIRA.....	77
4.1 Análise custo-benefício	77
4.2 Base conceitual de uma análise de custo-benefício	85
4.3 Engenharia Econômica	92
4.3.1 Os fluxos de caixa do projeto solar fotovoltaico	93
4.3.2 Valor da Empresa	94
5 ANÁLISE DA VIABILIDADE ECONÔMICO FINANCEIRA DO PROJETO SOLAR FOTOVOLTAICO: ESTUDO DE CASO DA MICROGERAÇÃO EM ALAGOAS	109
5.1 Considerações Gerais	109
5.2 O Estudo de viabilidade técnico-econômica: Análise Determinística do estudo de caso.....	119
5.3 Análise de Sensibilidade.....	122
5.3.1 Variação da Taxa Mínima de Atratividade.....	123
5.3.2 Equiparação entre tarifas	124
5.3.3 Variação da Taxa Básica de Juros	125
6 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	127
REFERÊNCIAS	132
APÊNDICE A – TABELA DOS VALORES UTILIZADOS NOS CÁLCULOS.	136

1 INTRODUÇÃO

A economia do planeta apoia-se em recursos energéticos não renováveis, como o petróleo, o carvão, o gás e o urânio, cuja utilização desenfreada pode implicar em consequências danosas para o homem e para o ambiente. Uma alternativa para tentar ao menos diminuir a acelerada extinção dos recursos do planeta Terra é permutar a utilização das energias não renováveis por outros tipos de energia que não se esgotam, considerando os parâmetros de existência do homem no globo.

Segundo o Ministério das Minas e Energia, as fontes renováveis de energia terão participação cada vez mais relevante na matriz energética global nas próximas décadas. A crescente preocupação com as questões ambientais e o consenso mundial sobre a promoção do desenvolvimento em bases sustentáveis vêm estimulando a realização de pesquisas de desenvolvimento tecnológico que vislumbram a incorporação dos efeitos da aprendizagem e a consequente redução dos custos de geração dessas tecnologias.

Existe uma fonte renovável e inesgotável que é a “usina térmica do cosmos”, que podemos chamá-la também de “Fonte das Fontes de Energia”: o Sol.

De acordo com Perlin (1999), anualmente, a superfície do nosso planeta é atingida por uma quantidade de energia, oriunda do sol, que ultrapassa milhares de vezes o que o globo necessita para suprir suas necessidades, para o mesmo período de tempo. Entretanto, apenas uma ínfima parte dessa luz, em forma de radiação eletromagnética, é utilizada para produzir eletricidade através do uso de tecnologias da engenharia.

Aproveitar a energia solar, inesgotável para os padrões de vida terrestre, é o caminho para encarar os atuais desafios, e os vindouros, do setor energético nacional e mundial. O ser humano é bastante dependente da eletricidade e a demanda por esse tipo de energia aumenta o tempo todo no mundo contemporâneo.

De acordo com Neto (2012), o sistema energético deve ser abordado sob dois prismas. Sob o primeiro, o sistema energético constitui um elemento de um sistema físico e está sob o domínio dos físicos e engenheiros. Sob um segundo olhar, a energia é analisada como componente de um sistema econômico e social, constituindo a seara do economista, do sociólogo, do cientista político e do gestor público. Assim, a abordagem deve combinar duas visões do sistema energético.

A energia solar fotovoltaica destaca-se principalmente pela seguinte característica: pode ser utilizada em qualquer local, produzindo energia elétrica no próprio local de consumo, prescindindo de transportar a eletricidade para outras localidades por meio das linhas de transmissão ou redes de distribuição. Ademais, diferentemente de outras fontes de energia, pode-se explorá-la em quase todo o território brasileiro, em áreas urbanas e rurais, bem como em outros países que também dispõem de um adequado potencial solar.

Anteriormente, a energia solar fotovoltaica estava limitada a aplicações em sistemas geradores de eletricidade instalados em localidades remotas, não atendidas pela rede de energia elétrica das concessionárias. Desde 2012, com a aprovação da Resolução Normativa- REN nº 482 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), a qual incentiva e regulamenta a geração de eletricidade através de fontes renováveis de energia em sistemas conectados à rede de distribuição das concessionárias, a energia solar fotovoltaica passou a ter lastro legal para transformar-se numa importantíssima fonte de energia, do ponto de vista da complementaridade, para o Brasil. A REN nº 482 definiu as condições gerais para o acesso de micro e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, e criou o sistema de compensação de energia elétrica. A resolução não abrange as usinas de energia solar fotovoltaica, visto que para estas valem as regras já existentes para as centrais geradoras implantadas com o propósito de comercializar energia.

Com a aprovação da supracitada resolução, o Brasil passou a fazer parte do rol de nações que fomentam e apóiam a autoprodução de energia elétrica por cidadãos, empresas e instituições que almejam atender às suas necessidades de consumo de eletricidade através de sistemas fotovoltaicos. A fim de aprimorar diversos pontos da REN nº 482 e do módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST, a ANEEL publicou a Resolução Normativa - REN nº 687/2015. A falta de informação por parte dos profissionais e consumidores, bem como de uma política pública adequada são os maiores obstáculos para a utilização em larga escala dessa fonte de energia.

Com um sistema de geração fotovoltaico, contribui-se para a redução das mudanças climáticas e a segurança energética as futuras gerações. No Brasil, muitas localidades ainda não são atendidas por rede elétrica. Nesses casos um sistema fotovoltaico autônomo pode ser utilizado para suprir energia ou para substituir

geradores movidos a diesel; eliminando assim a poluição sonora, decorrente dos ruídos, e a ambiental, decorrente da fumaça que é gerada por tais geradores.

O sol indubitavelmente é a "fonte das fontes" de energia para a humanidade. Destaca-se por ser a fonte primária da maioria da energia disponível no planeta e, de forma indireta, é imprescindível para as energias hidráulica, eólica, da biomassa e de natureza fóssil. De acordo com Tundisi (2013), embora apenas uma fração inferior a 1% da energia solar seja convertida em tecido vegetal, é essa pequena parcela que viabiliza todos os combustíveis fósseis, além de todos os alimentos e a multiplicidade de produtos que têm por base os compostos orgânicos. Mesmo assim, a energia é encarada como um bem escasso. Visto por outro ângulo, não é energia que falta, porém o conhecimento de como converter uma quantidade maior dessa energia ilimitada e, algumas vezes, inacessível.

1.1 Motivação

A vida em nosso planeta é diretamente dependente da central térmica que diariamente nos presenteia com a sua abundante energia em forma de luz e calor: o Astro Rei. Seja em relação ao reino vegetal, ao animal ou à vida humana, todos dependem do Sol.

O Sol, inequivocadamente, revela-se como a grande fonte primária de energia do globo terrestre. Sob a regência do Sol estão os movimentos do vento, as marés, a fotossíntese das plantas, os ciclos da água e até mesmo os combustíveis fósseis.

Graças às incessantes pesquisas ao longo dos anos, já é dominada a tecnologia que utiliza diretamente a luz solar para a produção de energia elétrica. Tal tecnologia faz uso das células fotovoltaicas.

Os números podem ajudar a assimilar a magnitude da energia que é entregue pelo Sol ao nosso planeta. Com base em informações do *Institute of Agriculture* (Instituto de Agricultura), estima-se que da radiação total emitida pelo Sol, 30% sofra reflexão e retorne ao espaço, que a atmosfera absorva em torno de 19% e que 51% alcance a superfície do planeta Terra. Pelo exposto, calcula-se que a Terra seja atingida todos os anos por cerca de $1,5125 \times 10^{18}$ kWh de Energia oriunda do Sol, o que

corresponde aproximadamente a 76.000 vezes o consumo de energia elétrica mundial, tendo como referência o ano de 2012 (EPE, 2015).

Diante desse inesgotável potencial energético para os padrões da vida humana, da escassez de água no mundo e do custo crescente dos recursos energéticos de origem fóssil, a energia solar fotovoltaica tem sido alvo de pesquisas e estudos nas últimas décadas, em busca de mais eficiência das células fotovoltaicas.

O atual cenário do setor energético brasileiro, marcado pela dificuldade em captar recursos que possibilitem investir em grandes empreendimentos e pela maior atenção que está sendo dada à questão ambiental envolvida em tais empreendimentos, além das questões de demanda e oferta de energia, tem motivado a busca por alternativas para a geração de energia elétrica. Nesse contexto, a utilização de fontes de energia como a fotovoltaica vem ganhando destaque, pois o Brasil apresenta condições de insolação muito favoráveis ao uso dessa fonte de energia.

O desenvolvimento sócio-econômico de uma região ou localidade não depende apenas da disponibilidade ou não de energia elétrica, mas indubitavelmente é um dos vetores mais importantes. Não apenas para os países em desenvolvimento, mas também para alguns países considerados desenvolvidos que possuem áreas rurais ou isoladas não eletrificadas, é sempre um grande desafio garantir à população o acesso à energia elétrica.

Nem sempre os investidores privados se sentem atraídos para realizar investimentos que aumentem a oferta de energia. Baixa densidade de consumo de energia e elevados custos de instalação e manutenção concorrem para isso. Assim, cabe ao Poder Público assumir esse compromisso através da implementação de políticas e programas que possibilitem aos cidadãos, principalmente aos que estão à margem, o acesso à energia elétrica.

A matriz elétrica brasileira é predominantemente calcada nas usinas hidrelétricas que dependem diretamente do volume de água disponível nos rios e nas bacias associadas a estes. Em junho de 2018, em função da estiagem nas regiões Sudeste e Centro Oeste, onde estão localizados os reservatórios de maior capacidade do país - cerca de 70% - houve uma queda do nível de água dos reservatórios das usinas, o que

fez com que fossem acionadas as fontes termelétricas para suprir, de forma complementar, a oferta de energia elétrica.

A entrada em operação das termelétricas fez com que o custo da energia sofresse um aumento. Aumento este que foi sentido pelo consumidor final em sua conta de energia através do aumento da tarifa que, vale ressaltar, ultrapassou os índices de inflação para o mesmo período.

Em decorrência do impacto causado no orçamento do consumidor final, fruto do aumento das tarifas de energia elétrica, observa-se um aumento significativo no interesse da sociedade como um todo pela energia solar fotovoltaica e isso se apoia na possibilidade de implantar um sistema de geração fotovoltaica e compensar os custos do investimento com os recursos advindos da não utilização da energia elétrica fornecida pela concessionária de distribuição local.

Associado ao aumento de interesse pela energia solar fotovoltaica está o acréscimo da demanda por profissionais qualificados que forneçam serviços de instalação, manutenção, bem como de projetos de sistemas fotovoltaicos. Entretanto, tais profissionais precisam estar atentos às necessidades específicas do consumidor de energia elétrica que decidem investir em sistemas fotovoltaicos e às limitações, que podem ser: financeiras, de espaço físico, de disponibilidade solar e outras.

Com base no estudo denominado Alvorada, da instituição Greenpeace Brasil, o incentivo do uso de energia solar, por parte dos poderes públicos em nível federal, estadual e municipal, através de políticas públicas adequadas, ocasionaria a criação de cerca de 4 milhões de empregos, geraria R\$ 11,3 bilhões em impostos e acrescentaria R\$ 561,5 bilhões à economia nacional até 2030, reiterando dessa forma o potencial da energia solar para incrementar positivamente a economia.

Além do aspecto econômico, faz-se necessário trazer à tona as contribuições positivas da energia solar fotovoltaica para o meio ambiente, visto que a produção de energia elétrica através de células fotovoltaicas diminui consideravelmente as emissões de gases responsáveis pelo efeito estufa, como, por exemplo, o dióxido de carbono (CO₂). Quando ocorre a queima dos combustíveis fósseis, ocorre a liberação de gases de efeito estufa, que contribuem para o aumento das temperaturas do planeta e provocam mudanças climáticas.

As mudanças climáticas têm concorrido para problemas ambientais, bem como de saúde pública, que se traduzem em alterações nos ecossistemas, elevações do nível do mar e fenômenos climáticos extremos.

Ao fazer uso da energia solar fotovoltaica, diminui-se a utilização de combustíveis fósseis e, com isso, a produção de gases responsáveis pelo efeito estufa. A Associação Brasileira das Empresas de Serviços de Conservação de Energia – Abesco-, em um estudo de fevereiro de 2018, publicou que um domicílio que disponha de um sistema fotovoltaico com capacidade para gerar 180 kWh/mês é capaz de evitar a emissão de 1,3 toneladas de CO₂ na atmosfera em um ano. Considerando que a vida útil dos módulos fotovoltaicos gira em torno de vinte e cinco anos, esse volume de CO₂ alcançaria patamares em torno de trinta e duas toneladas.

É importante ressaltar que, durante a produção de eletricidade, os sistemas fotovoltaicos não geram qualquer resíduo que agride o meio ambiente; seja sólido, líquido ou gasoso. Some-se a isso, a ausência de ruído e de emissão de calor. Assim, depara-se com atributos de grande valor, independentemente se a geração se dá no campo ou na cidade.

Gerar eletricidade através da energia solar fotovoltaica, não significa inutilizar para outros fins a área em que foram instalados os painéis fotovoltaicos. Isto se baseia no fato de que os painéis podem ser integrados à própria edificação, seja no telhado de residências, de estabelecimentos comerciais ou de indústrias. As opções de integração dos painéis estão cada vez mais diversificadas.

Diante das perspectivas de queda nos custos dos dispositivos que compõem os sistemas fotovoltaicos e a de elevação das tarifas cobradas ao consumidor final se concretizem, espera-se que dentro de poucos anos será alcançada uma equiparação, para todas as localidades brasileiras, entre a geração de energia fotovoltaica e as tarifas praticadas pelas concessionárias locais distribuidoras de energia.

Para que haja uma verdadeira, e de fato, integração da geração fotovoltaica no sistema elétrico nacional, faz-se necessário que a rede comercial esteja preparada para ser interligada com os sistemas fotovoltaicos, bem como que o operador do sistema esteja preparado para lidar com as oscilações provenientes da geração de energia oriunda de fontes intermitentes como a fotovoltaica. Além dos aspectos técnicos em si,

serão necessários também avanços na regulação de maneira a consolidar um ambiente favorável.

1.2 Problema e Justificativa

Independentemente do potencial hidroelétrico do qual desfruta o Brasil, a nação tem se esforçado minimamente para acompanhar o que já acontece, no que diz respeito a utilização da energia solar fotovoltaica, em países desenvolvidos e que configura-se como uma tendência a ser seguida mundialmente.

Entretanto, a discussão precisa ser mais abrangente e não se reduz às questões de cunho ambientalista ou de diversificação da matriz energética nacional. Segundo Neto (2012), o tema energia é de domínio dos profissionais da física e da engenharia, mas também constitui o campo do economista, do sociólogo, do cientista político.

Para alavancar a utilização do potencial solar fotovoltaico brasileiro, não se pode prescindir de um estudo de viabilidade técnica e econômica. A maneira mais eficaz de se incrementar a utilização da energia solar fotovoltaica é torná-la mais atraente em relação ao retorno do investimento aplicado, o que reforça a importância da análise de viabilidade econômica diante do modelo vigente do Setor Energético Brasileiro.

O custo da energia elétrica gerada por painéis fotovoltaicos ainda é elevado quando confrontado com os das hidroelétricas e termoeletricas, daí a necessidade de se investir nos aspectos tecnológicos e assim produzir módulos fotovoltaicos mais eficientes, capazes de oferecer um melhor aproveitamento da incidência solar que atinge a superfície do painel.

A intensidade da radiação solar, a disponibilidade de áreas apropriadas para a instalação dos painéis, a participação em programas de estímulo às fontes alternativas de energia, a possibilidade de complementaridade às hidroelétricas, contribuem para ganhos na eficiência energética da planta fotovoltaica. Tais fatores são de suma importância e precisam ser levados em conta na avaliação de um projeto de investimentos solar fotovoltaico, contudo outros aspectos também precisam ser considerados: o curto espaço de tempo necessário à instalação do sistema, ausência de custo com combustível e o atendimento em blocos da demanda requerida, possibilitando

a implementação de pequenos blocos de energia e posterior ampliação, caso haja aumento de demanda.

De acordo com Tolmasquim (2015), há alguns aspectos que configuram-se como desvantagens econômicas. São eles: o elevado custo dos painéis, o baixo fator de capacidade (15 a 25%), devido ao caráter intermitente da incidência solar, quando comparado às fontes tradicionais (40-80%). Em que pese tais fatores, a produção de painéis fotovoltaicos tem crescido, ao mesmo tempo que os preços tem apresentado queda nas últimas décadas.

Diante do acima exposto, conclui-se que o êxito de um empreendimento fotovoltaico carece de uma análise minuciosa acerca da viabilidade técnica e econômica. O cerne da questão é analisar a viabilidade da planta fotovoltaica em operação na Pousada Barra Velha, num cenário em que a matriz energética brasileira é predominantemente hidráulica e madura, e com tarifas mais atraentes do que a oferecida pela energia solar fotovoltaica.

Nesse contexto, o presente trabalho apresenta-se como uma pesquisa de ordem prática, tendo como campo de observação uma planta fotovoltaica real, conectada à rede, e em operação. Em relação a outros trabalhos da área, o grande diferencial dessa pesquisa é poder utilizar como laboratório uma instalação real, sujeita às oscilações inerentes ao próprio sistema fotovoltaico, bem como às da rede da concessionária; além do emprego do *software Sunny Data Control*, que permite coletar a efetiva energia gerada e, assim, calcular os fluxos de caixa reais já gerados e estimar os fluxos futuros.

1.3 Objetivos

Este trabalho tem como objetivo central proceder uma análise da viabilidade econômico-financeira da planta solar fotovoltaica da Pousada Barra Velha, em operação e conectada à rede da Eletrobrás Alagoas desde 19/01/2017, diante do atual contexto do Setor Energético Brasileiro e, assim, destacar a importância de se investir numa fonte limpa e inesgotável (para os padrões de vida humanos), diante dos desafios energéticos atuais e vindouros.

Os objetivos específicos da pesquisa são os listados abaixo:

- Descrever a tecnologia solar fotovoltaica, através do estudo dos componentes que a integram e das aplicações dos sistemas fotovoltaicos;
- Identificar os principais parâmetros que afetam a viabilidade de um projeto solar fotovoltaico;
- Coletar e tratar uma série de dados históricos relativos à redução de emissão de CO₂, potência instantânea fornecida pela planta solar, geração de energia fotovoltaica diária, mensal e anual, informações meteorológicas; através do software *Sunny Data Control* e do aplicativo *Sunny Portal*, desenvolvidos pela empresa alemã SMA Solar Technology AG, versão 2018;
- Analisar os dados coletados e obter indicadores financeiros determinísticos, tais como: *Payback*, *Payback* descontado, Valor Presente Líquido (VPL) e Taxa Interna de Retorno (TIR) e Índice de Rentabilidade (IR), para análise de sensibilidade;
- Mensurar / quantificar o grau de atratividade de um projeto de energia solar fotovoltaica, a fim de subsidiar o processo de tomada de decisão.

1.4 Metodologia

O procedimento do estudo de caso da presente pesquisa teve como lastro a série histórica do consumo de energia (e custos associados), ocorrida antes da implantação do sistema fotovoltaico, bem como uma série histórica de dados de geração fotovoltaica injetada na rede da distribuidora (após a implantação do sistema), curva de potência da planta solar fotovoltaica e informações meteorológicas, que serviram de dados de entrada (“*INPUT*”) para o software *Sunny Data Control*, que gerou dados de saída (“*OUTPUT*”) acessíveis através do aplicativo *Sunny Portal*.

Os dados gerais - séries históricas do consumo energético antes da implantação do sistema, da geração fotovoltaica e da energia injetada na rede, estas últimas após a implantação do sistema - geraram dados mais específicos, inferindo-se, assim, que se trata de um método dedutivo.

Através do software *Sunny Data Control* que coleta, calcula, trata e envia os dados do sistema para o aplicativo *Sunny Portal*, foi possível monitorar e visualizar a potência disponibilizada e a energia gerada pelo sistema fotovoltaico em operação, bem como as informações relativas à redução de emissão de CO₂.

A pesquisa utilizou-se do dados diários, mensais e anuais de potência e energia gerada pela planta fotovoltaica (coletados e calculados pelo software *Sunny Data Control* e acessados através do *Sunny Portal*) e dos dados de consumo energético do empreendimento, totalizando um horizonte de tempo de 42 meses, ou seja, o espaço temporal contemplou os anos de 2015 (período cujos dados foram utilizados para um estudo preliminar pela empresa Eólica Tecnologia), 2016 (período em que a ideia do investimento foi amadurecida), 2017 (entrada em operação em janeiro e expansão em agosto) e, por último, o primeiro semestre de 2018; período suficiente para detectar as características das séries históricas e analisá-las.

Os dados relativos aos consumos energéticos - e respectivos custos associados - ocorridos antes da implantação e após a implantação do sistema, foram obtidos através das faturas de energia fornecidas pelo proprietário da Pousada Barra Velha, dos projetos de viabilidade técnico-econômica prévio e da utilização do *software* e do aplicativo mencionados anteriormente. Os dados concernentes aos outros parâmetros de análise do empreendimento foram obtidos através de consulta à literatura existente.

1.5 Marco referencial

Diante do atual cenário do setor elétrico brasileiro e da necessidade de se diversificar a atual matriz, predominantemente de natureza hidroelétrica, com fontes renováveis e menos danosas ao ambiente, é crescente o interesse por outras fontes de geração de energia que se mostrem viáveis sob os pontos de vista econômico, técnico e ambiental. O reflexo disso percebe-se nos inúmeros trabalhos sobre estudos de viabilidade, tais como:

- Esteves (2018) procurou analisar a viabilidade técnica e econômica de um sistema de geração de energia proveniente da fonte solar fotovoltaica, integrado a um sistema de gerenciamento de demanda e armazenamento de energia, instalado em uma residência de porte médio localizada na cidade de Campinas (SP). A análise de viabilidade técnica foi realizada considerando os equipamentos disponíveis e homologados no mercado brasileiro em conjunto com uma análise de recursos e potenciais energéticos com o auxílio do software PVSystem. No âmbito da viabilidade econômica, foi considerado o modelo de tarifação da distribuidora de energia elétrica local a fim de estimar os possíveis cenários pertinentes ao sistema.

- Andrade (2016) desenvolveu uma metodologia para quantificar a geração fotovoltaica e agregar os resultados aos métodos existentes de projeção de consumo. Foi apresentado um método probabilístico baseado em simulações de Monte Carlo para considerar todos os aspectos estocásticos da geração fotovoltaica que impactam a estimativa de energia fornecida à rede e as perdas elétricas. Dentre os aspectos considerados, estão o local de instalação do gerador e a respectiva potência gerada em cada instante. Na sequência, o método proposto é testado para estimar o impacto da geração fotovoltaica no planejamento energético, considerando horizontes de um dia até um ano completo. Os resultados fornecem estimativas de redução do consumo de energia total e perdas elétricas, que dependem de diversos parâmetros das redes.
- Dias (2015) discorre ao longo da dissertação sobre conceitos importantes atrelados à caracterização e reciclagem de materiais de módulos fotovoltaicos, tais como: reciclagem, resíduos eletrônicos, resíduos sólidos, fim de vida dos módulos fotovoltaicos e reciclagem dos módulos fotovoltaicos. Nela, os materiais presentes nos componentes dos módulos fotovoltaicos foram caracterizados a fim de conhecer a natureza física e química e pré-selecionar os métodos de separação de materiais mais apropriados. Estudaram-se métodos de concentração e extração da prata presente nos painéis fotovoltaicos, propondo uma rota de reciclagem para a prata neles encontrada. O tema central envolve o impacto do descarte do resíduo fotovoltaico, bem como traz à discussão a possibilidade de explorar, sob o ponto de vista econômico, os materiais que constituem os módulos.
- Nakabayashi (2014) desenvolveu na dissertação um estudo para avaliação econômico-financeira de sistemas fotovoltaicos de geração distribuída sob a ótica do consumidor residencial. Para isso, a análise foi realizada nas 27 capitais brasileiras e incluiu estimativas relacionadas às seguintes figuras de mérito: Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Intera de Retorno (TIR) e Payback (tempo de retorno sobre o investimento). Foi realizada uma análise de sensibilidade e uma projeção de resultados para o ano de 2020.

- Peraza (2013) teve como objetivo central apresentar uma proposta para diversificar a geração de energia elétrica no estado do Rio Grande do Sul, apresentando uma nova alternativa de geração de energia renovável. Para tal realização, foram estudadas as linhas de transmissão e subestações existentes no estado do Rio Grande do Sul como forma de avaliar a possibilidade de conexão direta da nova usina, tendo como objetivo a redução do custo de instalação. Foi realizado o cálculo da produtividade fotovoltaica para o estado do Rio Grande do Sul e a análise dos custos de instalação desta fonte no Estado, bem como a relação de preço da geração centralizada no estado.

2 ESTRUTURA DO SETOR ENERGÉTICO BRASILEIRO

O presente capítulo tem por objetivo apresentar a estrutura institucional e os agentes que atuam no setor elétrico brasileiro, reforçando a necessidade de expansão da matriz energética nacional, através do emprego das fontes renováveis de energia.

De acordo com Tolmasquim (2015), a experiência adquirida pela nação, na crise de racionamento de 2001, mostrou a necessidade inadiável de se modificar a estrutura do setor elétrico brasileiro vigente à época, visto que o modelo anterior não oferecia à sociedade brasileira os três objetivos de qualquer serviço público, e que se aplicam aos serviços de energia elétrica: confiabilidade de suprimento, modicidade tarifária e universalidade.

Ainda segundo Tolmasquim (2015), o atual modelo diferencia-se dos anteriores por visar, simultaneamente, a três dos principais alvos do serviço público de eletricidade: segurança no abastecimento, modicidade tarifária e universalização dos serviços de energia elétrica.

Um dos elementos centrais do atual modelo são os leilões para a compra de energia. Anteriormente, era permitido às distribuidoras contratar energia de empresas geradoras pertencentes ao mesmo grupo empresarial. As distribuidoras tinham autorização para repassar o preço dessa energia mais cara para a tarifa dos consumidores. Com o advento do modelo do setor elétrico implantado em 2004, obrigaram-se as distribuidoras a comprarem toda a energia através de leilões públicos.

O critério para a concessão do direito de construir uma usina hidrelétrica foi alterado. Na regra anterior, ganhava o leilão de concessão de hidrelétricas quem oferecesse o maior ágio pelo uso do bem público. Atualmente, o vencedor é quem aceita o menor preço pela venda de energia.

Outro ponto que merece destaque é a exigência de licença ambiental prévia. Anteriormente, algumas usinas não possuíam viabilidade ambiental, ocasionando conflitos entre empreendedores e órgão ambientais e incertezas sobre a oferta de energia. Para que uma hidrelétrica seja licitada, são imprescindíveis estudos de inventário e de avaliação ambiental integrada de bacias hidrográficas, estudos de viabilidade técnico-econômica e de impacto ambiental de usinas, além do plano de expansão do sistema – usinas e interconexões – que tende a diminuir o total dos custos de investimento e operação do empreendimento.

2.1 O Setor Elétrico Brasileiro e suas Transições

Através de uma breve perspectiva histórica, retomando à década de 1930, passando pela crise energética de 2001, até 2004 com a publicação da Lei nº 10848/04, pode-se compreender melhor o percurso que foi trilhado até o atual modelo do setor elétrico brasileiro, com destaque para os marcos abaixo:

1. Setor elétrico sob domínio estatal no período de 1930 a 1990;
2. Diante da crise financeira setorial e do contexto político-econômico mundial, em meados da década de 1990 acontece a abertura do setor elétrico à iniciativa privada;
3. Transição entre o modelo estatal e o que o substituiu nos anos 1990;
4. Crise de abastecimento do ano de 2001, decorrente das deficiências da reforma dos anos 1990;
5. Sancionada a Lei 10.848/04 que dispõe sobre a comercialização de energia elétrica entre concessionários, permissionários e autorizados de serviços e instalações de energia elétrica.

Com os antecedentes acima enumerados, tem-se minimamente enunciados os contextos macros ocorridos no setor elétrico brasileiro, que deram origem ao modelo do setor elétrico, ora vigente.

2.2 Agentes do Setor Elétrico

De acordo com Abreu (2008), o atual modelo do setor elétrico, que teve início com a Lei nº 10.848/04, objetivou, sob o ponto de vista macro, alcançar a modicidade tarifária, assegurar o fornecimento, garantir a estabilidade regulatória e promover a inclusão social.

Em síntese, a reestruturação teve como objetivos promover a competição na geração e na comercialização de energia, bem como regular as transmissoras e distribuidoras, por meio de agentes institucionais como a Agência Nacional de Energia

Elétrica (Aneel), o Ministério das Minas e Energia (MME), o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

Segundo Tolmasquim (2015), o atual modelo – que teve início em 2004–configurou-se como um importante aperfeiçoamento do marco regulatório do setor elétrico nacional, principalmente nos aspectos abaixo:

- a) Profundas alterações na comercialização de energia no SIN, com a criação do Ambiente e Contratação Regulada (ACR) e do Ambiente de Contratação Livre (ACL);
- b) Alterações institucionais, com a reorganização das competências e a instituição da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE);
- c) Retomada do planejamento setorial, a partir da contratação regulada por meio de leilões e com a criação da Empresa de Pesquisa Energética (EPE);
- d) Reativação dos programas de universalização;
- e) Retomada da segurança jurídica e promoção da estabilidade regulatória, premissas básicas para atrair investimentos, reduzir riscos e expandir o mercado.

Atualmente, o setor elétrico brasileiro é formado por um complexo conjunto de agentes institucionais, com competências e atribuições definidas.

Tolmasquim (2015) adota uma classificação desses agentes que os agrupa em três níveis, levando em conta a natureza jurídica do ente e suas competências institucionais: agentes que executam atividades de governo, agentes que desempenham atividades regulatórias e entidades de direito privado que executam atividades especiais.

Ainda segundo Tolmasquim (2015), paralelamente aos agentes institucionais, há os agentes econômicos, assim denominados os consumidores de energia elétrica e os agentes titulares de concessão, permissão ou autorização para explorar os segmentos de geração, transmissão, distribuição ou comercialização.

Relacionam-se, a seguir, as atribuições dos principais agentes atuantes no modelo em vigor, ressaltando as datas de surgimento, bem como as áreas de atuação e competências específicas de cada ente, quais sejam: planejamento, operação do sistema, regulação e fiscalização. A principal fonte utilizada para enumerar e descrever os agentes abaixo foi o sítio do Ministério das Minas e Energia.

2.2.1 Agentes Institucionais

a) Ministério das Minas e Energia

O Ministério de Minas e Energia (MME) foi criado em 1960, pela Lei nº 3.782. Anteriormente, os assuntos de minas e energia eram de competência do Ministério da Agricultura. Em 1990, a Lei nº 8.028 extinguiu o MME e transferiu suas atribuições ao Ministério da Infraestrutura. O Ministério de Minas e Energia voltou a ser criado em 1992. Em 2003, a Lei nº 10.683/2003 definiu como competências do MME as áreas de geologia, recursos minerais e energéticos; aproveitamento da energia hidráulica; mineração e metalurgia; e petróleo, combustível e energia elétrica, incluindo a nuclear.

O MME é o órgão responsável pelo exercício das funções do Poder Concedente no setor elétrico. Assim, por expressa disposição constitucional, cabe ao MME, em grande parte, o exercício das competências relacionadas aos serviços e instalações de energia elétrica, cuja titularidade é da União.

b) Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)

Em 6 de agosto de 1997, a Lei nº 9.478 criou o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), vinculado à Presidência da República e presidido pelo ministro de Minas e Energia, e tem como atribuição propor ao Presidente da República políticas nacionais e medidas para o setor energético.

A Lei nº 10.848/2004 atribuiu mais uma competência específica para o referido Conselho: a de sugerir a adoção de medidas necessárias para garantir o atendimento à demanda nacional de energia elétrica e a possibilidade de indicar empreendimentos, ditos estruturantes, que tenham prioridade de licitação e implantação, por seu caráter estratégico e de interesse público.

c) Empresa de Pesquisa Energética - EPE

A Empresa de Pesquisa Energética tem por finalidade prestar serviços ao Ministério de Minas e Energia (MME) na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, cobrindo energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados e bicomcombustíveis. Foi criada por meio de medida provisória convertida em lei pelo Congresso Nacional - Lei 10.847/04, cuja efetivação se deu através de um decreto de agosto de 2004.

A Empresa de Pesquisa Energética atua no planejamento do setor energético nacional conduzindo os estudos e pesquisas, que visam à realização da política necessária ao suprimento de energia. No âmbito da energia elétrica, interage com o Ministério de Minas e Energia - MME, com a Agência Nacional de Energia Elétrica, com o Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS e com a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.

Dentre outras, eis algumas das atribuições da EPE: realizar estudos e projeções da matriz energética brasileira; identificar e quantificar os potenciais de recursos energéticos; promover estudos para dar suporte ao gerenciamento da relação entre reserva e produção de hidrocarbonetos no Brasil, visando à autossuficiência sustentável; desenvolver estudos de impacto social, viabilidade técnico-econômica e socioambiental para os empreendimentos de energia elétrica e de fontes renováveis; desenvolver estudos para avaliar e incrementar o uso da energia de fontes renováveis; elaborar e publicar estudos de inventário do potencial de energia elétrica, proveniente de fontes alternativas.

d) Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE

Criado pela lei 10.848, de 2004, com a função de acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético em todo o território nacional.

Segundo o Decreto 5.175/2004, o CMSE será presidido pelo Ministro de Estado de Minas e Energia e terá a seguinte composição: quatro representantes do Ministério de Minas e Energia; e os titulares dos órgãos a seguir indicados: Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL; Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE; Empresa de Pesquisa Energética - EPE; Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS; e Agência Nacional do Petróleo – ANP.

Possui as seguintes atribuições: acompanhar o desenvolvimento das atividades de geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação de energia elétrica, gás natural e petróleo e seus derivados; avaliar as condições de abastecimento e de atendimento, relativamente às atividades referidas no inciso I deste artigo, em horizontes pré-determinados; realizar periodicamente análise integrada de segurança de abastecimento e atendimento ao mercado de energia elétrica, de gás natural e petróleo e seus derivados; identificar dificuldades e obstáculos de caráter técnico, ambiental, comercial, institucional e outros que afetem, ou possam afetar, a regularidade e a segurança de abastecimento e atendimento à expansão dos setores de

energia elétrica, gás natural e petróleo e seus derivados; e elaborar propostas de ajustes, soluções e recomendações de ações preventivas ou saneadoras de situações observadas em decorrência da atividade indicada no inciso IV, visando à manutenção ou restauração da segurança no abastecimento e no atendimento eletroenergético, encaminhando-as, quando for o caso, ao Conselho Nacional de Política Energética - CNPE.

e) Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), autarquia em regime especial vinculada ao Ministério de Minas e Energia, foi criada para regular o setor elétrico brasileiro, por meio da Lei nº 9.427/1996 e do Decreto nº 2.335/1997.

A ANEEL iniciou suas atividades em dezembro de 1997, tendo como principais atribuições: regular a geração (produção), transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica; fiscalizar, diretamente ou mediante convênios com órgãos estaduais, as concessões, as permissões e os serviços de energia elétrica; implementar as políticas e diretrizes do governo federal relativas à exploração da energia elétrica e ao aproveitamento dos potenciais hidráulicos; estabelecer tarifas; dirimir as divergências, na esfera administrativa, entre os agentes e entre esses agentes e os consumidores, e promover as atividades de outorgas de concessão, permissão e autorização de empreendimentos e serviços de energia elétrica, por delegação do Governo Federal.

f) Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) é uma entidade de direito privado, sem fins lucrativos, criada em 1998. É responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN), sob a fiscalização e regulação da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel).

g) Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)

Advinda do marco regulatório de 2004, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) começou a operar no referido ano. É formada por agentes das categorias de geração, de distribuição e de comercialização, e tem no escopo viabilizar as operações de compra e venda de energia elétrica, registrando e administrando contratos firmados entre geradores, comercializadores, distribuidores e consumidores livres.

Assim, a CCEE tem por finalidade viabilizar a comercialização de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional nos Ambientes de Contratação Regulada e Contratação Livre, além de efetuar a contabilização e a liquidação financeira das operações realizadas no mercado de curto prazo.

2.2.2 Agentes Econômicos

De acordo com a Constituição Federal, é de competência da União explorar, de forma direta ou por delegação, os serviços e instalações de energia elétrica. Assim, os agentes econômicos setoriais atuam com a chancela da União, sob constante regulação e fiscalização do Estado.

Sob o ponto de vista econômico, a cadeia da energia elétrica abrange três atividades principais: geração, transmissão e distribuição. Vale registrar a atividade de comercialização, desempenhada por um agente chancelado pelo Estado para comprar e vender energia.

Embora os consumidores não desempenhem, a rigor, atividade econômica no âmbito do setor elétrico, não podem ser desprezados, pois, toda atividade econômica, de alguma forma, os afeta. Pelo exposto, os consumidores serão enquadrados nesse trabalho como agentes econômicos por afetação.

a) Agentes de Geração

Segundo o Decreto nº 41.019/1957, o serviço de geração, podendo ser também denominado de serviço de produção, define-se como a transformação de qualquer outra forma de energia em energia elétrica, independentemente da origem da primeira. Dito de outra forma, a geração de energia elétrica é a transformação de fonte primária de energia – gás natural, carvão mineral, petróleo, água, sol, vento, biomassa – em secundária : eletricidade. Em síntese, a geração consiste na geração de energia elétrica.

b) Agentes de Transmissão

A transmissão configura-se como o transporte de energia elétrica do sistema produtor – gerador – à central de distribuição ou, ainda, como a interligação de sistemas geradores; segundo o Art. 3º do Decreto nº 41.019/1957.

As empresas de transmissão são responsáveis pela implantação e pela operação da rede que as usinas às instalações das distribuidoras localizadas próximas aos centros de carga. Os serviços públicos de transmissão são prestados por agentes concessionários, que firmam contratos de concessão de serviço público com o Estado. Em suma, a transmissão consiste no transporte de energia elétrica em grosso até os centros de consumo.

c) Agentes de Distribuição

A derradeira etapa da complexa cadeia de suprimento do setor elétrico, denominada de distribuição, objetiva fornecer a energia recebida do sistema de transmissão para os usuários finais, sejam eles residenciais, comerciais ou industriais.

Resumidamente, a etapa de distribuição divide e distribui a energia nos pontos de consumo. As empresas de distribuição devem firmar contratos de concessão de serviço público com o Poder Concedente, representado pela ANEEL, através dos quais são dispostas regras concernentes à tarifa, regularidade e continuidade do serviço, segurança, atualidade e qualidade dos serviços e do atendimento dispensado aos consumidores, bem como as respectivas penalidades em caso de descumprimento.

d) Agentes de Comercialização

Denominam-se agentes comercializadores de energia, aqueles que exercem atividade de compra e venda de energia elétrica na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE. É importante frisar que a comercialização não envolve aspectos físicos, mas somente a negociação do lastro de empreendimentos de geração através de contratos.

A figura do comercializador não é recente. Deu-se através da Lei nº 9.648/1998, na reforma da década de 1990. Em síntese, os comercializadores desempenham o papel de intermediários entre geradores e consumidores.

e) Agentes de Consumo

A ANEEL publicou em 2010 a Resolução ANEEL nº 414/2010, que tem por objetivo disciplinar as condições gerais de fornecimento de energia elétrica. A referida resolução define como consumidor pessoa física ou jurídica, de direito público ou privado, legalmente representada, que solicite o fornecimento de energia ou o uso do sistema elétrico à distribuidora, assumindo as obrigações advindas do atendimento da solicitação. Sucintamente, o consumo é a ponta final da complexa cadeia de fornecimento de energia elétrica.

2.3 Principais Tecnologias Baseadas em Fontes de Energias Renováveis No Brasil

No século XI, a energia continua sendo um dos grandes desafios da humanidade. Após a crise do petróleo na década de 1970, iniciou-se um forte incentivo pela busca por fontes renováveis de energia e uma menor dependência de recursos finitos na natureza. Esta mobilização adquire papel fundamental para atender as necessidades humanas sem comprometer as gerações futuras.

De acordo com Tundisi (2013), a utilização de novas tecnologias para aumentar a eficiência de equipamentos e reduzir o consumo de energia é uma forma de contribuir para o balanço energético positivo e evitar o colapso. Ainda de acordo com Tundisi (2013), a pesquisa na área das fontes alternativas vem ganhando destaque com idéias inovadoras.

A supracitada autora defende ainda que muita delas poderão substituir total ou parcialmente os combustíveis fósseis em alguns de seus usos, reservando-os para cenários em que sejam absolutamente indispensáveis.

A referida autora considera também que, em que pese o fato de algumas fontes alternativas de energia apresentarem baixa eficiência ou alto custo de produção, as fontes alternativas combinadas entre si, ou mesmo com os combustíveis fósseis, podem trazer soluções de gerenciamento energético interessantes.

Conforme Villalva (2016), fontes renováveis de energia são aquelas consideradas inesgotáveis para os padrões humanos de utilização. Segundo o mesmo autor, de maneira abrangente são consideradas renováveis as fontes de energia que não se apóiam em recursos que são reconhecidamente limitados e cujo uso não causa seu

esgotamento. O referido autor cita como exemplos de fontes renováveis: as energias solar fotovoltaica, termosolar, hidroelétrica, eólica, geotérmica, biomassa e oceânica.

Seguem os princípios e as técnicas utilizadas nos tipos de energia acima elencados:

Solar fotovoltaica - Os sistemas fotovoltaicos transformam a energia solar diretamente em energia elétrica em forma de corrente contínua. Utilizam a radiação solar global, conhecida como “Insolação Global”, que é composta pela radiação difusa mais insolação normal direta. A captação da radiação difusa possibilita a produção de eletricidade mesmo em dias nublados. Devido à possibilidade de converter a radiação solar em eletricidade sem que seja necessário nenhum processo térmico ou mecânico durante o procedimento de geração, a eletricidade produzida pelos painéis fotovoltaicos é, dentre todas as formas de energias renováveis, a que mais chama atenção do ponto de vista técnico.

Termosolar - O princípio básico desta tecnologia é a utilização de superfícies espelhadas, também chamadas de coletores, que refletem e concentram a irradiação solar direta com o objetivo de convertê-la em energia térmica. No sistema de aquecimento solar, a energia térmica pode ser transferida para um fluido, como a água, que é armazenado em reservatório termicamente isolado para posterior utilização. As principais tecnologias utilizadas nos coletores para aquecimento de água são os coletores planos, envidraçados ou não envidraçados, e os coletores de tubos a vácuo.

Hidroelétrica - Nas usinas hidrelétricas, transforma-se a energia potencial da água represada em energia cinética que, por sua vez, é convertida em energia mecânica de rotação pela turbina e, em seguida, transformada em energia elétrica pelo gerador elétrico. O volume de energia gerada depende do desnível vertical e da vazão da água dos rios. O fluxo d’água acontece de elevações mais altas para mais baixas.

Eólica – Nessa modalidade, a energia cinética do ar em movimento (o vento) é captada por turbinas, cujo rotor está ligado a um gerador elétrico. a conexão entre o rotor da turbina e o gerador elétrico pode ser feita diretamente ou por intermédio de engrenagens. Nas instalações modernas, de grande porte, utiliza-se um rotor horizontal fixado ao topo de uma torre, com uma hélice de três pás. É possível ajustar o ângulo de

ataque em função da velocidade e direção do vento. Os sistemas eólicos podem ser instalados no solo (onshore) ou em alto mar (offshore).

Geotérmica - A energia geotérmica é oriunda do aproveitamento da energia térmica contida no interior da terra, em rochas ou a partir de água aprisionada no estado líquido ou de vapor, para a produção de energia elétrica ou calor.

Biomassa - A produção de energia elétrica através da biomassa conta com várias tecnologias e matérias primas. Dejetos de animais; resíduos agrícolas; resíduos das indústrias florestais, de papel e celulose e alimentícia; resíduos urbanos e matéria orgânica de esgotos sanitários são exemplos de matéria prima. As mais importantes tecnologias são a queima conjunta, queima em usinas dedicadas à biomassa, gaseificação e digestão anaeróbica.

Oceânica - Com menor grau de maturidade, a energia dos oceanos ainda possui limitada aplicação comercial, entretanto com alto grau de pesquisa e desenvolvimento. Cinco alternativas tecnológicas são levadas em conta para se explorar o potencial energético dos oceanos: energia das marés, energia das correntes de maré e marinhas, energia das ondas, energia de gradientes de temperatura e energia de gradientes de salinidade.

Tabela 1 - Empreendimentos em operação no Brasil em 30/05/18

Usinas e Centrais em Operação			
Tipo	Quantidade	Potência em operação comercial (kW)	Percentual (%)
Central Geradora Hidrelétrica	679	651.356	0,41
Central Geradora Undi-elétrica	1	50	0
Central Geradora Eólica	527	12.893.643	8,1
Pequena Central Hidrelétrica	426	5.036.853	3,17
Central Geradora Solar Fotovoltaica	2.210	1.306.483	0,82

Usina Hidrelétrica	220	95.794.468	60,21
Usina Termelétrica	3.009	41.430.548	26,04
Usina Termonuclear	2	1.990.000	1,25
TOTAL	7.074	159.103.401	100

Fonte: Banco de Informações de Geração da ANEEL, atualizado em 30/05/2018.

O Brasil possui atualmente mais de 7.000 empreendimentos em operação, gerando mais de 159 GW de potência, com previsão de incremento de 17.266.168 kW na capacidade de geração brasileira, conforme pesquisa realizada, em 30/05/2018, no Banco de Informações de Geração – BIG da ANEEL, com dados atualizados na mesma data.

Conforme a tabela 1, a participação das centrais geradoras solar fotovoltaicas em operação representa um incipiente percentual de 0,82%, mesmo diante do elevado potencial solar brasileiro.

Segundo Villalva (2016), o Brasil, quando comparado com outros países, já emprega bastante as fontes de energia renováveis, pois cerca de 60% de toda a eletricidade do país é obtida a partir de usinas hidrelétricas.

Segundo o autor, a busca por novas fontes renováveis no Brasil tem sido lenta, em virtude de já fazer uso de um percentual relevante de geração hidroelétrica.

Contudo, alerta o referido autor, que o Brasil gera muito pouca energia elétrica em comparação com outros países e que sua capacidade de geração representa cerca de 10% da capacidade de geração de energia elétrica que possuem os principais países desenvolvidos. Destaca também que para o Brasil crescer e alcançar as grandes potências mundiais, terá que buscar outras fontes de energia e que a fonte solar fotovoltaica, renovável e alternativa, terá um papel fundamental nessa busca.

A tabela 2 apresenta os dados de geração de 10 anos atrás, na qual mostra-se que o Brasil possuía 1.707 empreendimentos em operação, que geravam cerca de 101 GW de potência.

Tabela 2 - Empreendimentos em operação no Brasil em 20/05/2008

Usinas e Centrais em Operação			
Tipo	Quantidade	Potência em operação comercial (kW)	Percentual (%)

Central Geradora Hidrelétrica	219	114.802	0,11
Central Geradora Undi-elétrica	0	0	0
Central Geradora Eólica	16	247.050	0,24
Pequena Central Hidrelétrica	299	1.992.737	1,97
Central Geradora Solar Fotovoltaica	1	20	0
Usina Hidrelétrica	159	75.023.597	74,29
Usina Termelétrica	1011	21.599.086	21,39
Usina Termonuclear	2	2.007.000	1,99
TOTAL	1.707	100.984.292	100

Fonte: Abreu, 2008 (dissertação de mestrado - UFPE)

Com base nas tabelas 1 e 2, verifica-se que, mesmo após decorridos dez anos, as usinas termelétricas continuam ocupando a 2ª posição em potência de operação comercial, com percentuais relativamente altos – mais de 20% - , se comparados aos das outras fontes, ficando atrás apenas da fonte hidrelétrica. De acordo com as referidas tabelas, conclui-se também que houve um crescimento em torno de 57% na potência total em operação, saltando de 100,9 GW em 2008 para 159,1 GW em 2018.

2.4 O Sistema de Compensação adotado no Brasil e o Marco Legal

De acordo com a Agência Internacional de Energia (*International Energy Agency*, IEA), diversas opções de políticas de incentivo à utilização da energia solar térmica e fotovoltaica passaram a ser consideradas a partir da crise do petróleo (década de 70). No entanto, apenas no início dos anos 90 que as políticas de incentivo ligadas à tarifa de energia elétrica, como a *Feed-In-Tariff* (FIT), comuns em países europeus e asiáticos, e o *Net Energy Metering* (NEM), nos EUA, passaram a ser as mais utilizadas, e frequentemente combinadas com incentivos fiscais. Em alguns locais utiliza-se ainda Certificados de Energias Renováveis (Renewables Energy Certificates – RECs).

Tarifa Feed-In

A *Feed-In-Tariff* (FIT) são tarifas estabelecidas com contratos de longo prazo, geralmente maiores que 15 anos, para a geração por fonte renovável de energia, independentemente de sua utilização (autoconsumo ou para exportação). O valor da tarifa (em unidades monetárias por kWh) é estabelecido com base no custo de geração, a depender da fonte e do tipo de instalação.

O incentivo à produção de energia vem do fato de que o valor pago pela energia injetada na rede é maior que o da energia comprada da distribuidora. Esse mecanismo vai sendo reduzido ao longo do tempo, para incentivar a redução do custo de geração. A Alemanha é uma grande referência para exemplificar a “*feed-in*” que foi adotada como mecanismo de incentivo ao uso das energias renováveis em 1990.

Esse marco regulatório tratava da introdução da energia produzida pelas Fontes Renováveis de Energia na rede elétrica convencional. Tal Lei baseava-se na compra obrigatória, pelas concessionárias, da energia gerada por esses sistemas, através do mecanismo de tarifa-prêmio. No sistema de tarifa-prêmio, a energia produzida é introduzida na rede, justificando a denominação “*feed-in*”. Nesse mecanismo é mais vantajoso vender a energia gerada para a rede, porque a tarifa-prêmio tem um valor maior que a tarifa de energia da rede pública.

O montante arrecadado pela tarifa-prêmio pago pela energia elétrica gerada pela fonte renovável é repassado aos consumidores e concessionárias. É importante ressaltar que os incentivos concedidos e a acelerada queda nos preços dos módulos fotovoltaicos ocasionaram acréscimos de capacidade fotovoltaica instalada em ritmo muito acelerado nos anos subsequentes a implantação da *feed-in*, acima das expectativas do governo da Alemanha.

Esse ritmo de crescimento levou o país a liderar o ranking da capacidade fotovoltaica instalada até o ano de 2015, sendo ultrapassada pela China em 2016. Mas o rápido crescimento obrigou o país a adotar o mecanismo previsto nas reformas de 2008 e 2011 da lei de fontes renováveis, que consiste em elevar os percentuais de redução do valor da tarifa válida para determinado período, quando a instalação de painéis fotovoltaicos no período anterior for maior que determinados patamares de potência, de modo a controlar a evolução dessa fonte.

A Alemanha também implantou, em 2009, a Lei de Energias Renováveis para Aquecimento, modificada em 2011, que estipula que os novos edifícios, residenciais ou

não residenciais, deverão atender parte de sua demanda por calor ou frio por meio de fontes renováveis de energia.

Medição da energia líquida (*Net Energy Metering*)

O *Net Energy Metering* (NEM) é a modalidade política de incentivo que permite ao proprietário ou usuário do sistema com alguma fonte renovável de energia injetar o excedente de energia na rede de energia elétrica, definido com um crédito, e este crédito será abatido da conta de energia elétrica. Também podem ser descontados de sua conta de energia em outras ocasiões, quando a unidade geradora não produzir energia suficiente para o autoconsumo. Apesar do mesmo princípio de funcionamento, os sistemas adotados nos Estados Unidos e Japão, em alguns países da Europa e no Brasil apresentam algumas diferenças. A grande diferença é que no Brasil a concessionária não paga ao consumidor pela energia injetada na rede. O sistema é de compensação de energia, ou seja, o crédito gerado pelo excedente é de energia (kWh). Vale ressaltar que, mesmo que a energia injetada na rede seja superior ao consumo, as unidades consumidoras conectadas em baixa tensão (grupo B) são obrigadas a pagar pela disponibilidade da rede da concessionária distribuidora, o valor em reais equivalente a 30kWh, para consumidores monofásicos, 50kWh, para os bifásicos, ou 100 kWh, para os trifásicos, que é o caso da Pousada Barra Velha, empreendimento estudado nessa pesquisa

Certificados de Energias Renováveis

Entende-se por Certificados de Energias Renováveis os papéis passíveis de negociação que conferem a certificação de que aquela energia foi produzida através de uma fonte renovável. Por exemplo, tais certificados são emitidos para as pequenas centrais geradoras, atestando a expectativa de que será produzida energia renovável, mas não guardam relação com os possíveis contratos de compra e venda de energia que venham a ser firmados pelo proprietário.

Assim, tais certificados configuram-se como uma receita adicional ao investidor que decide colocar seu dinheiro naquele empreendimento, pois, em tese, retrata o reconhecimento do benefício ambiental promovido pela usina. Os certificados podem ser comercializados em um mercado especializado para tal.

Normalmente, os interessados são grupos grandes que visam atender as metas ambientais de cada país, como, por exemplo, reduzir a emissão de gases de efeito estufa. No momento, em nosso país, não há um mercado estabelecido para comercialização deste tipo de certificados.

O Sistema de Compensação adotado no Brasil

O *Net Energy Metering* semelhante ao utilizado em alguns estados dos EUA e Austrália foi o sistema de compensação adotado através da REN 482:2102. A ANEEL de acordo com a nota técnica nº 0004/2011, que analisou as contribuições da consulta pública sobre micro e minigeração de energia nº15/2010, escolheu o sistema *Net Metering* por depender somente da avaliação realizada, sem envolver circulação de moeda.

A Resolução Normativa 482 (REN 482), que trata da regulação da micro e mini geração distribuída, foi homologada pela ANEEL em 17 de abril de 2012, tendo como objetivo viabilizar o mercado da geração distribuída para determinadas fontes e certas capacidades, e estabelecer diversas definições, entre elas o Sistema de Compensação de Energia Elétrica. Ela permite ao acessante injetar o excedente de energia elétrica na rede de distribuição definido com um crédito, e este crédito será abatido da conta de energia elétrica ao final do mês.

Inicialmente, se a unidade consumidora ainda possuísse um saldo positivo após esse abatimento, teria até 36 meses para utilizá-lo. De certa forma, a rede de distribuição desempenha o papel de um sistema de *backup*, pois somente quando não houver oferta de energia a partir do micro ou minigerador, a rede de distribuição abastece a unidade de consumo.

Os principais questionamentos à REN 482:2012 estavam relacionados com a disparidade tarifária, referente a energia que é injetada na rede e o fato de seu valor pago pela concessionária ser diferente do valor cobrado da unidade consumidora.

No primeiro momento o Conselho Nacional de Política Fazendária, através do CONFAZ 6, instituiu que a tributação do ICMS deveria acontecer no consumo bruto da energia elétrica e não somente no consumo líquido da energia elétrica retirada da rede de distribuição, decisão esta que desfavoreceu e desestimulou o investimento em sistemas de micro e minigeração. Entretanto, o Convênio CONFAZ 16/2015 de 22 de abril de 2015 autorizou os Estados de Goiás, Pernambuco e São Paulo a concederem

isenção do ICMS incidente sobre a energia elétrica fornecida pela distribuidora à unidade consumidora que contribuisse com a rede através de micro e minigeração distribuída, ficando a critério dos demais estados aderir ao convênio.

Em suma, nos Estados que aderiram ao Convênio ICMS 16/2015, o ICMS incide somente sobre a diferença entre a energia consumida e a energia injetada na rede.

No que diz respeito ao Programa de Integração Social - PIS e à Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social – COFINS, até outubro de 2015 não havia uma legislação que estabelecesse como deveria ser realizada a cobrança para a micro e a minigeração distribuída. Entretanto, em 7 de outubro de 2015, o governo federal, através da Lei 13.169, autorizou a isenção do imposto do PIS/COFINS que incidia sobre a energia gerada pelo Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFCR).

Em síntese, a incidência do PIS e COFINS passou a acontecer apenas sobre a diferença positiva entre a energia consumida e a energia injetada pela unidade consumidora com micro ou minigeração distribuída.

Vale ressaltar que, por serem tributos de competência da União, a regra estabelecida pela lei vale igualmente para todas as unidades da federação. Ainda em 2015, foi reduzida a alíquota do Imposto de Importação (II) incidente sobre bens de capital destinados à produção de equipamentos de geração solar fotovoltaica até 3 de dezembro de 2016. A alíquota que vinha sendo de 14% passou para 2%.

Também em 2015 a ANEEL abriu Audiência Pública (AP 26/2015) para colher contribuições dos agentes do setor elétrico para o aprimoramento da REN 482/2012 e sua revisão posterior estabeleceu condições mais favoráveis para a micro e minigeração, bem como um detalhamento mais preciso de alguns pontos não presentes no primeiro momento de vigência. A REN 687/2015 é a resolução que revisou a REN 482/2012, cujas principais alterações foram:

- a) Estabelecimento das modalidades de autoconsumo remoto e geração compartilhada;
- b) Possibilidade de compensação de créditos de energia entre matrizes e filiais de grupos empresariais;
- c) Sistemas de geração distribuída condominiais (pessoas físicas e jurídicas);
- d) Ampliação da potência máxima de minigeração de 1 MW para 5 MW;
- e) Ampliação da duração dos créditos de energia elétrica de 36 meses para 60 meses;
- f) Redução dos prazos de tramitação de pedidos junto às distribuidoras;
- g) Padronização dos formulários de pedido de acesso para todo o território nacional;
- h) Submissão e acompanhamento de novos pedidos pela internet a partir de 2017;

i) Revisão do PRODIST – Módulo 3, cujo principal ponto, foi a permissão da operação em ilha, desde que garantida a desconexão física entre a rede de distribuição e as instalações elétricas internas à unidade consumidora, incluindo a parcela de carga e de geração, sendo vedada a conexão ao sistema da distribuidora durante a interrupção do fornecimento.

Em síntese, quando a quantidade de energia gerada em determinado mês for superior à energia consumida naquele período, o consumidor fica com créditos que podem ser utilizados para diminuir a fatura dos meses seguintes.

O prazo de validade dos créditos é de 60 meses e eles podem ser usados também para abater o consumo de unidades consumidoras do mesmo titular situadas em outro local, desde que na área de atendimento de uma mesma distribuidora. Esse tipo de utilização dos créditos é chamado de “autoconsumo remoto”.

Em síntese, caracteriza-se por unidades consumidoras de titularidade de uma mesma Pessoa Jurídica, incluídas matriz e filial, ou Pessoa Física que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração.

A legislação prevê também a “geração compartilhada”, que caracteriza-se pela reunião de consumidores, dentro da mesma área de concessão ou permissão, por meio de consórcio ou cooperativa, composta por pessoa física ou jurídica, que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras nas quais a energia excedente será compensada.

A Resolução Normativa prevê ainda o “empreendimento com múltiplas unidades consumidoras” (condomínios), no qual a utilização da energia elétrica ocorre de forma independente, ou seja, cada fração com uso individualizado constitui uma unidade consumidora e as instalações para atendimento das áreas de uso comum constituem uma unidade consumidora distinta, de responsabilidade do condomínio.

2.5 Geração Distribuída

A premissa básica que oferece lastro ao termo “geração distribuída” é a ideia de contraposição à geração de energia centralizada, que é o modelo escolhido por praticamente todo o mundo para seus setores energéticos. Na geração centralizada, grandes unidades de geração, distantes dos grandes centros consumidores, são responsáveis pelo suprimento de energia. Toda essa energia é então levada aos

consumidores por meio de extensas linhas de transmissão e um emaranhado de rede de distribuição.

Provavelmente por se tratar de uma forma de geração que ainda está tomando corpo, nem sempre há um consenso acerca de uma definição precisa e única que caracterize a geração distribuída. Dessa forma, é possível encontrar atualmente definições que variam segundo fatores como: forma de conexão à rede, capacidade instalada, localização, tecnologias e recursos primários utilizados.

No âmbito do nosso país, promove-se um grande avanço quando a geração distribuída é mencionada na Lei nº 10848/2004, como uma das possíveis formas de geração de energia.

Já o Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, forneceu algumas características que proporcionaram que as empresas distribuidoras enxergassem na geração distribuída um caminho para mitigar os riscos de planejamento. No artigo 14 do Decreto nº 5.163/2004 dispõe-se que geração distribuída é a produção de energia elétrica oriunda de empreendimentos de permissionários, agentes concessionários ou autorizados, conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador.

Já o *International Council on Large Electric Systems* (CIGRÉ) considera que a geração distribuída possui potências menores que 50 MW e é usualmente conectada à rede de distribuição. Vale observar que é uma forma de geração planejada e despachada de modo descentralizado, sem a presença de um órgão que controle suas ações.

Por sua vez, o *Institute of Electrical and Eletronics Engineers* (IEEE) define a geração distribuída como uma forma de geração de energia que ocorre a partir de unidades de geração de pequeno porte conectadas ao sistema de distribuição e próximas ao consumo. No entanto, o IEEE entende que, quando a geração é realizada próxima ao consumidor, é considerada geração distribuída independentemente da potência, tecnologia ou recurso energético utilizado.

Em síntese, as instituições dos setores energéticos mundiais interpretam a geração distribuída como produção energética próxima ao consumo. Conforme Zilles et al (2012), embora esteja muito em voga recentemente e tenha conquistado a atenção de Estados, grupos de pesquisas e empresas concessionárias, trata-se de uma forma de geração energética relativamente antiga e que já foi bastante utilizada e que chegou a ser regra desde o surgimento da industrialização até a primeira metade do século XX, época em que a energia motriz da indústria era praticamente toda gerada localmente.

O autor reforça ainda que a partir da década de 1940, a geração energética em centrais de grande porte ficou mais barata, diminuindo assim o interesse pela geração distribuída e, devido a isso, cessou o incentivo ao desenvolvimento tecnológico para esse tipo de geração. Assim, os setores energéticos dos principais países do mundo passaram a ser caracterizados predominantemente pela geração centralizada de energia.

Nesse contexto, o problema do suprimento de energia elétrica é resolvido quase que hegemonicamente através da edificação de grandes usinas geradoras. Como, via de regra, essas usinas estão distantes dos centros consumidores, torna-se imperativo, de forma associada com essa solução, construir extensas linhas de transmissão e complexos sistemas de distribuição para fazer a energia alcançar os consumidores finais.

Essa solução atendeu ao binômio oferta e demanda até o fim do século passado, ocasião em que diversos fatores ocasionaram a busca de outros caminhos para aumentar a oferta de energia.

Segundo Zilles et al (2012), alguns dos fatores que desenharam o contexto de busca por outras formas para o abastecimento energético foram:

- a) Crise do petróleo, iniciada na década de 1970;
- b) Restrições ambientais associadas aos setores energéticos;
- c) Diminuição dos potenciais para a implantação de grandes empreendimentos;
- d) Longos prazos para construção de tais empreendimentos;
- e) Os impactos danosos geralmente causados ao ambiente por grandes empreendimentos;
- f) O grande volume de recursos financeiros necessários a uma grande usina, o que a torna cada vez mais inviável, visto que é cada vez mais difícil conseguir empréstimos volumosos para investir em grandes obras, que não raro apresentam dificuldades de cumprimentos de cronograma e de obtenção de licenças ambientais.

Dificuldades como as citadas acima introduziram outras variáveis que mudaram de modo praticamente irreversível o panorama energético mundial, levando grupos de pesquisa a buscarem alternativas energéticas capazes de superá-los.

Além dos pontos mencionados, as supracitadas pesquisas priorizam também parâmetros como a eficiência energética e não há como não levar em consideração as enormes perdas decorrentes do transporte de energia gerada de forma centralizada para um grande número de consumidores.

É sob essa ótica que tecnologias de conversão energética de pequeno porte e com um impacto ambiental aceitável ganham corpo, colaborando para o ressurgimento do interesse pela geração distribuída. De acordo com Villalva (2016), as energias solar fotovoltaica e eólica são as fontes alternativas com maior potencial para utilização na geração distribuída de eletricidade.

É nesse contexto também que os setores energéticos brasileiros e mundiais passaram por profundas mudanças estruturais, questionando-se o modelo de prestação de serviço público. Tais mudanças iniciaram a partir dos anos 1970, período em que se passou a questionar paradigmas já amplamente aceitos como, por exemplo, o monopólio na prestação dos serviços públicos, entre eles, o de geração e distribuição de energia elétrica. Nesse período, passou a ser propagada a ideia da promoção da eficiência e da diminuição de custos através da competição entre instituições de capital privado.

Com o amadurecimento dessa discussão, a Inglaterra iniciou nos anos 1990 a reestruturação de seu setor elétrico ao eliminar o monopólio estatal do serviço de suprimento energético e levar a responsabilidade dos novos investimentos à iniciativa privada, obviamente sob regulação do Estado.

Nos anos seguintes, outras nações, inclusive o Brasil, passaram a reestruturar os setores de serviços energéticos numa direção semelhante à que havia sido adotada pela Inglaterra.

De acordo com Zilles et al (2012), as premissas básicas promotoras da reestruturação dos setores energéticos mundiais baseavam-se na maximização da eficiência econômica e na precificação microeconômica dos serviços energéticos, fiscalizadas sempre por agências reguladoras.

Diante dos setores elétricos reestruturados, sem as amarras do monopólio estatal, e com a segregação das funções de geração, transmissão e distribuição, possibilitou-se o acesso de investidores privados ao negócio elétrico e, dessa forma, uma concepção mais clara do que hoje se entende por geração distribuída de energia.

Ainda segundo Zilles et al (2012), é nesse cenário que a reestruturação viabiliza o investimento privado no negócio energético, ao mesmo tempo em que cria um mecanismo capaz de usar as leis de mercado para promover a expansão da matriz energética brasileira.

Vale ressaltar outro aspecto que também influenciou o ressurgimento da geração distribuída: o avanço relativamente recente da ciência, que proporcionou o desenvolvimento e o amadurecimento de novas tecnologias de conversão energética

possíveis de serem utilizadas em empreendimentos de pequena escala, capazes de utilizar vários recursos energéticos e com baixos impactos ambientais.

Conforme Zilles et al (2012), a geração energética no local de consumo, ou próximo deste, segue cada vez mais como uma possibilidade de planejamento da expansão das matrizes energéticas mundiais.

Segundo Villalva (2016), a instalação em massa de pequenos sistemas de geração distribuída contribuirá para o incremento da disponibilidade de eletricidade no Brasil e favorecerá o acúmulo de água nos reservatórios das hidroelétricas nos períodos de estiagem. Ainda conforme Villalva (2016), os sistemas de geração distribuída reduzirão a necessidade de construir usinas baseadas em fontes não renováveis.

Dessa forma, se a reestruturação do setor energético brasileiro construiu um contexto favorável à ideia da geração distribuída de energia, havemos de reconhecer que o progresso recente da ciência e o crescente aumento da demanda energética promoveram o seu desenvolvimento. Por fim, é importantíssimo ressaltar que esse retorno ao modelo da geração distribuída não elimina a geração centralizada, mas a complementa.

A tabela 3 mostra o quantitativo de unidades consumidoras que haviam aderido à geração distribuída até de 06 de junho de 2018. A tabela 3 mostra os quantitativos por tipo de geração. Segundo dados da Aneel, a potência total fornecida através da geração distribuída correspondia a 353,8 MW em 06 de junho de 2018.

Tabela 3 - Unidades consumidoras com geração distribuída em 06/06/2018

UNIDADES CONSUMIDORAS COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA			
Tipo	Quantidade	Quantidade de UCs que recebem os créditos	Potência Instalada (kW)
CGH	46	6.796	43.347,98
EOL	56	99	10.311,90
UFV	29.797	35.396	275.305,89
UTE	90	233	24.842,08
Total de usinas:	29.989	42.524	Potência total: 353.807,85 kW

Fonte: Aneel. Consulta em 06/06/2018.

A geração de energia pelos próprios consumidores tornou-se possível a partir da Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012. A norma estabelece as condições gerais para o acesso de micro e minigeração aos sistemas de distribuição de energia elétrica e cria o sistema de compensação de energia elétrica, que permite ao consumidor instalar pequenos geradores em sua unidade consumidora e trocar energia com a distribuidora local.

A cada dia, o número de unidades consumidoras que optam pela geração distribuída cresce mais no Brasil. Isso pode ser comprovado por meio da Tabela 4 que mostra os números coletados em 07/06/2018, ou seja, apenas um dia após a consulta que gerou a Tabela 3.

Tabela 4 - Unidades consumidoras com geração distribuída em 07/06/2018

UNIDADES CONSUMIDORAS COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA			
Tipo	Quantidade	Quantidade de UCs que recebem os créditos	Potência Instalada (kW)
CGH	46	6.796	43.347,98
EOL	56	99	10.311,90
UFV	30.025	35.653	277.675,47
UTE	90	233	24.842,08
Total de usinas:	30.217	42.781	Potência total: 356.177,43 kW

Fonte: Aneel. Consulta em 07/06/2018.

Ao analisar os números apresentados nas Tabelas 3 e 4, conclui-se que, em apenas um dia, houve um incremento de 2,3MW de potência gerada, oriunda de energia solar fotovoltaica, na modalidade geração distribuída.

2.5.1 Micro e Minigeração Distribuída

Conforme as normas citadas anteriormente (REN nº414/2010 e REN nº 687/2015, que revisou a REN nº 482/2012, e a seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST), a micro e a minigeração distribuída pode ser entendida como a produção de energia elétrica a partir de pequenas centrais geradoras que fazem uso de fontes renováveis de

energia elétrica ou cogeração qualificada, conectadas à rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.

De modo a permitir fazer uma distinção, a microgeração distribuída diz respeito a uma central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 quilowatts (kW), enquanto que a minigeração distribuída refere-se às centrais geradoras com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 megawatts (MW), para a fonte hídrica, ou 5 MW para as demais fontes.

2.5.2 Acesso de micro e minigeração distribuída ao sistema de distribuição

A seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST estabelece os procedimentos para acesso de micro e minigeração distribuída ao sistema de distribuição, explanados de forma sintética a seguir:

Para que a central geradora seja caracterizada como micro ou minigeração distribuída, são obrigatórias as etapas de solicitação e de parecer de acesso. A solicitação de acesso é o requerimento formulado pelo acessante (consumidor), e que, uma vez entregue à acessada (distribuidora), implica a prioridade de atendimento, de acordo com a ordem cronológica de protocolo.

Em resposta à solicitação de acesso, a distribuidora deverá emitir o parecer de acesso, que é um documento formal obrigatório apresentado pela acessada, sem ônus para o acessante, em que são informadas as condições de acesso e os requisitos técnicos que permitam a conexão das instalações do acessante com os respectivos prazos.

A Tabela 5 mostra a quantidade de unidades consumidoras com geração distribuída existente nos Estados de Alagoas, Pernambuco, Paraíba (Energisa Paraíba e Energisa Borborema), Rio Grande do Norte e Ceará, de acordo com consulta realizada em 07/06/18 ao Banco de Informações de Geração (BIG) da Aneel. O Estado do Ceará foi o que apresentou a maior quantidade e também foi o que gerava, naquele momento, a maior potência (27.538,96 kW). Dentre os cinco estados analisados, Alagoas foi o que apresentou os menores números, tanto em quantidade de unidades, como em potência instalada.

Tabela 5 - Geração distribuída em AL, PE, PB, RN e CE

UNIDADES CONSUMIDORAS COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA POR ESTADO			
Distribuidora	Quantidade	UCs que recebem os	Potência Instalada

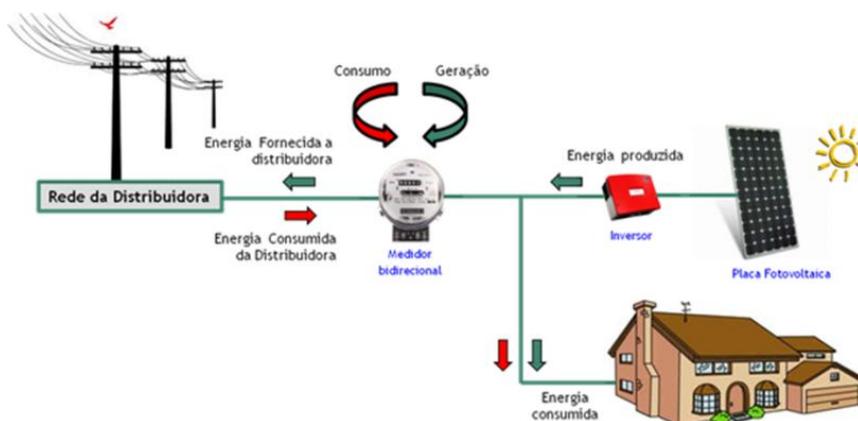
		créditos	(kW)
Eletrobrás			
Distribuição Alagoas	130	152	1441,80
Companhia			
Energética de Pernambuco	513	770	7912,97
Energisa Paraíba	332	456	4043,07
Energisa Borborema	37	46	368,25
Companhia			
Energética do Rio Grande do Norte	437	447	6.576,85
Companhia			
Energética do Ceará	1.050	1.258	27.538,96

Fonte: www.aneel.gov.br. Acesso em 07/06/18

2.5.3 Sistema de Medição

Acrescido da funcionalidade de medição bidirecional de energia elétrica (medição de consumo e de geração), o sistema de medição para a geração distribuída deve atender às mesmas especificações exigidas para unidades consumidoras conectadas no mesmo nível de tensão, seja para a microgeração ou minigeração distribuída fotovoltaicas. A figura 1 ilustra a configuração de uma rede que faz uso da geração distribuída fotovoltaica e da medição bidirecional.

Figura 1 - Medidor bidirecional para aferir os quilowatts-hora (kWh) injetados na rede.



Fonte: <http://www.solarevento.com.br/vantagens/>. Acesso em 23/05/2018

Segundo a Aneel, a medição bidirecional pode ser realizada por meio de dois medidores unidirecionais, um para aferir a energia elétrica ativa consumida e outro para a energia elétrica ativa gerada, caso seja a alternativa de menor custo ou haja solicitação por parte da unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída. Sobre a aquisição e a instalação do sistema de medição, a distribuidora é responsável por elas, bem como pela operação e manutenção, incluindo os custos de eventual substituição.

Em se tratando de conexão de central geradora em unidade consumidora existente, sem necessidade de aumento da potência disponibilizada para atender aos equipamentos elétricos da unidade consumidora, como foi o caso da Pousada Barra Velha, a distribuidora não pode exigir a adequação do padrão de entrada da unidade consumidora por causa da substituição do sistema de medição existente.

2.5.4 A Contratação

Conforme dispõe a Aneel, a assinatura dos contratos de uso e conexão na qualidade de central geradora é dispensável para os participantes do sistema de compensação de energia elétrica, bastando emissão, pela distribuidora, do Relacionamento Operacional para a microgeração, ou a celebração do Acordo Operativo para minigeração.

A Tabela 6 mostra os números da geração distribuída no que diz respeito às modalidades de consumo: Autoconsumo remoto, Geração compartilhada, Geração na própria UC e Múltiplas UCs.

Tabela 6 - Geração distribuída por modalidade.

GERAÇÃO DISTRIBUÍDA POR MODALIDADE			
Modalidade	Quantidade	UCs que recebem os créditos	Potência Instalada (kW)
Autoconsumo remoto	2.717	14.758	96.283,16
Geracao compartilhada	70	569	14.464,29
Geracao na propria UC	27.418	27.418	244.997,44
Multiplas UC	21	45	469,00
TOTAL	30.226	42.790	356.213,89 kW

Fonte: www.aneel.gov.br. Acesso em 07/06/18

2.5.5 Distribuição de Energia e regulação econômica das tarifas

De acordo com a Lei nº 9.427/1996, a regulação econômica do segmento de distribuição de energia é caracterizada por um regime de regulação pelo preço. Caracteriza-se por dois mecanismos distintos de alteração das tarifas:

- A Revisão Tarifária Periódica – RTP e
- O Reajuste Tarifário Anual – RTA.

Com o objetivo de se restabelecer o equilíbrio econômico da concessão, a Revisão Tarifária Periódica ocorre geralmente com uma periodicidade média de cinco anos, em função do contrato de concessão assinado entre as empresas e o poder concedente. No processo de revisão, define-se uma receita compatível com os riscos do negócio, a operação eficiente e a adequada prestação do serviço.

Nos anos em que não acontece a revisão tarifária, ocorrem os Reajustes Tarifários Anuais. Estes visam manter o equilíbrio econômico da concessão estabelecido nos processos de revisão tarifária. É aplicado anualmente, de acordo com fórmula prevista no contrato de concessão. Os Reajustes acontecem em datas determinadas pelo respectivo Contrato de Concessão.

Segundo a Aneel, nos reajustes, os custos com a atividade de distribuição são corrigidos pelo índice de inflação constante no contrato de concessão (IGP-M ou IPCA), deduzindo-se o fator X, que é um índice fixado pela própria agência de regulação na época da revisão tarifária. Em tese, esse fator visa repassar ao consumidor os ganhos de produtividade estimados da concessionária decorrentes do crescimento do mercado e do aumento do consumo dos clientes existentes.

De acordo com a Aneel, o valor pago pelos consumidores nas faturas de energia é distribuído, em média, da seguinte forma: 17% correspondem à distribuição; 29,5%, a ICMS e PIS/Cofins, e 53,5% do preço registrado nas faturas dizem respeito à compra e transmissão da energia.

Ainda de acordo com a ANEEL (2018), desde 2015 as tarifas de energia passaram a ser regidas por meio do sistema de bandeiras tarifárias, indicando o custo da energia, exceto em Roraima, que não faz parte do SIN (Sistema Interligado Nacional). As bandeiras sinalizam, mensalmente, se haverá ou não acréscimo no valor do kWh, devido ao uso das termelétricas. Quando os índices pluviométricos estão baixos, o nível dos reservatórios das hidrelétricas diminui. Consequentemente, a capacidade de geração das hidroelétricas cai e as termelétricas são acionadas. A sistemática de bandeiras tarifárias foi criada para compensar o incremento nos custos da produção de energia, causado pelo acionamento das termelétricas:

- Bandeira verde: condições favoráveis de geração de energia, portanto a tarifa do kWh não sofre nenhum acréscimo. ;
- Bandeira amarela: condições de geração menos favoráveis por isso a tarifa é acrescida em R\$ 0,010 para cada quilowatt-hora (kWh) consumido;
- Bandeira vermelha (Patamar 1): condições mais custosas de geração, portanto a tarifa é acrescida em R\$ 0,030 para cada quilowatt-hora kWh consumido;
- Bandeira vermelha (Patamar 2): condições ainda mais custosas de geração, portanto a tarifa é acrescida em R\$ 0,050 para cada quilowatt-hora kWh consumido.

Resumidamente, a ANEEL é responsável por desenvolver as metodologias de cálculo tarifário para segmentos do setor elétrico, abrangendo a geração, a transmissão, a distribuição e a comercialização.

3 GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA E A QUESTÃO AMBIENTAL

Em que pese os benefícios proporcionados ao homem mediante o uso da energia, não há como negar que ele traz consigo um problema que tem gerado enormes preocupações para o planeta: o efeito estufa.

Basicamente, o efeito estufa consiste na elevação contínua dos níveis médios de temperatura da terra, decorrentes do acréscimo da concentração na atmosfera de certos gases, tais quais gás carbônico (CO_2), o metano (CH_4), os clorofluorcarbonos (CFCs), o óxido nitroso (N_2O), entre vários. Tais gases são chamados de gases estufa, pois represam parcela da radiação infravermelha que a terra reflete para o espaço, ocasionando elevação da temperatura atmosférica e, em consequência, mudanças climáticas.

Designam-se por fluxos de energia os recursos energéticos disponíveis na Natureza e que possibilitam a utilização para atender às necessidades humanas. São classificados basicamente como fluxos de energia oriundos de recursos fósseis e fluxos de energia oriundos de recursos renováveis. Os primeiros dizem respeito às reservas de materiais que acumulam energia química, armazenada a partir da radiação solar em eras geológicas pretéritas, tais como o carvão mineral, o petróleo, o gás natural, e ainda os que acumulam energia atômica na forma de material físsil, como, por exemplo, o urânio e o tório.

É importante destacar que, mesmo sendo medidas, indicadas ou estimadas, as reservas de energia fóssil são indubitavelmente finitas e, conseqüentemente, diminuem à proporção em que são utilizadas, enquanto os fluxos energéticos oriundos de recursos renováveis são resultado de fluxos ininterruptos, como acontece com a energia solar, em suas variadas formas.

Contudo, a utilização desordenada de alguns fluxos de energia renováveis pode levá-los à exaustão. Isso ocorre quando são sobre-explorados ou quando a exploração supera a taxa natural de reposição. Nesse contexto, o recurso energético pode vir a perder o caráter de renovabilidade.

Segundo os estudos e cálculos dos astrofísicos, o sistema solar ainda permanecerá em atividade por cerca de quatro e meio bilhões de anos, e com ele o planeta Terra e os demais planetas que dele dependem. Dentro do nosso conceito de tempo, configura-se um período de tempo inimaginável, no qual o sol presenteará sua energia aos seres humanos, aos animais e aos vegetais. Trata-se de uma magnitude de energia que nos permite afirmar que poderia atender às necessidades energéticas mais

extremas, mesmo que a humanidade, a flora e a fauna se reproduzissem de forma desordenada.

Além das particularidades da geração solar fotovoltaica, o presente capítulo objetiva mostrar as questões ambientais relacionadas. Esses pormenores são importantes para a análise e o estudo da viabilidade técnica de um empreendimento solar fotovoltaico.

Também será apresentado, de forma sucinta, o panorama do crescimento da energia solar fotovoltaica em nível mundial, com destaque para o Brasil e ênfase na região nordestina.

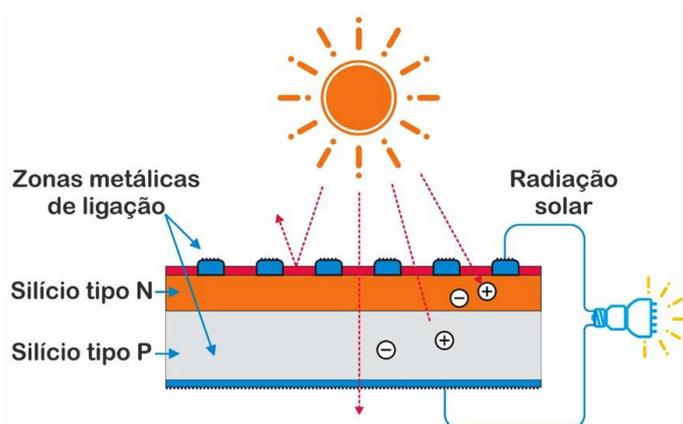
3.1 A tecnologia solar fotovoltaica

De acordo com Villalva (2016), o efeito fotovoltaico é o fenômeno físico que permite a conversão direta da luz em eletricidade. Tal fenômeno ocorre quando a luz, ou radiação eletromagnética do Sol, incide sobre uma célula composta de materiais semicondutores com propriedades específicas. Assim, a energia solar fotovoltaica é a energia obtida da conversão direta da luz solar em energia elétrica, a qual se dá através do efeito fotovoltaico, conforme ilustração da figura 2.

A célula fotovoltaica é o elemento que realiza esta conversão. Baseia-se no aparecimento de uma diferença de potencial nos extremos de um semicondutor, quando esse absorve a luz visível.

Conforme Zilles et al (2012), os semicondutores utilizados nos dispositivos de conversão fotovoltaica são compostos de elementos capazes de absorver a energia da radiação solar e transferir parte dessa energia para os elétrons, produzindo, assim, pares de portadores de carga (elétrons e lacuna).

Figura 2 - Ilustração do efeito fotovoltaico



Fonte: <<http://www.electronica-pt.com/painel-solar-fotovoltaico>>. Acesso em 30/05/2018.

Ainda segundo o autor, os materiais utilizados para fabricar dispositivos com essa finalidade são escolhidos levando em conta a equivalência de suas características de absorção com o espectro solar, além do custo de fabricação e os impactos ambientais causados na deposição do material.

3.2 Figuras de mérito para avaliação do desempenho de SFCR

Para descrever o desempenho de sistemas fotovoltaicos, faz-se necessário conhecer alguns conceitos que permitem uma análise do funcionamento de um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFCR) com base em seus balanços energéticos e que são de grande utilidade na análise de engenharia de SFCRs.

3.2.1 Fator de capacidade

Quando se trata da análise do desempenho de usinas hidrelétricas e termelétricas, o conceito de fator de capacidade (FC) é muito utilizado. O FC relaciona a energia gerada em um determinado intervalo de tempo ($t_2 - t_1$) com a energia que poderia ser gerada na potência nominal de saída das máquinas, conforme a equação 1 a seguir:

Equação 1 - Fator de Capacidade

$$FC = \frac{\int_{t_1}^{t_2} P_{\text{Saída}} \times dt}{P_G^0 \times (t_2 - t_1)}$$

Onde $P_{saída}$ é a potência instantânea gerada e P^o_G é a soma das potências nominais das máquinas que constituem o sistema.

Esse conceito também tem sido usado em sistemas que utilizam como fonte primária de energia a energia solar (ZILLES; OLIVEIRA, 1999; MACEDO, 2002). No caso da energia solar fotovoltaica, essa adaptação se dá tornando a potência nominal do gerador usado nas grandes usinas hidrelétricas, ou termelétricas, igual à potência nominal do gerador fotovoltaico ($P^o_G = P^o_{FV}$).

Entretanto, segundo alguns autores, esse parâmetro não representa efetivamente a qualidade da energia entregue por tais sistemas, uma vez que essas fontes não podem ser consideradas uma fonte de energia firme convencional. Baseados nisso, alguns autores preferem adotar o conceito de Energia Específica (EE) para estudar a qualidade dos sistemas que utilizam fontes intermitentes de energia. Percebe-se, por meio da equação acima, que o conceito de FC pode ser aplicado para qualquer intervalo de tempo, permitindo uma análise sazonal da operação de um sistema fotovoltaico.

3.2.2 Energia Específica

Segundo Zilles et al (2012), não existe apenas uma maneira de se definir Energia Específica (EE). Isso depende do contexto da análise que se pretende fazer. Assim, esse índice pode ser apresentado em várias unidades. Por exemplo, a EE pode ser utilizada para calcular o tempo de retorno da energia gasta para a produção dos módulos fotovoltaicos, também chamado como energy payback time (EPBT). Nesse caso, a energia específica necessária para a produção de módulos fotovoltaicos é expressa em kWh/kWp, onde kWh representa o kilowatt-hora elétrico e kWp é a potência nominal de pico “Wp”, multiplicada por mil, dos módulos fotovoltaicos, que indica a potência do sistema testado em laboratório em STC (Standard Test Conditions: irradiação de 1.000 W/m², massa de ar de 1,5 e temperatura da célula de 25°C (RÜTHER, 2004).

Segundo Knapp e Jester (2000), tal escolha de unidade é conveniente e intuitiva, pois representa algo palpável: o número de horas de sol pleno (HSP) necessárias para recuperar a energia gasta na produção dos módulos (EPBT). Trata-se do número de horas de sol em média diária a uma intensidade de 1.000 W/m². Esse parâmetro é equivalente à energia total diária incidente sobre a superfície do gerador em kWh/m². Para converter esse valor em anos, basta dividi-lo pela radiação média, usualmente expressa em kWh/m²/ano, e corrigir para qualquer mudança de desempenho com

relação ao valor nominal, seja devido às perdas do sistema ou à temperatura de operação dos módulos.

Para possibilitar uma simples e correta compreensão e comparação entre SFRCs de diferentes tamanhos, a EE é dada em kWh/kWp (HAEBERLIN; BEUTLER, 1997). No caso dos SFRCs, esse parâmetro pode relacionar a energia gerada em determinado intervalo de tempo tanto com a potência quanto com a área do arranjo fotovoltaico.

Sistemas com a mesma potência nominal apresentam diferentes valores de energia específica. Ou seja, trata-se de um bom procedimento que permite determinar a qualidade dos diferentes sistemas com equipamentos de diferentes fabricantes, da mesma forma que o FC, porém sob distintos pontos de vistas.

Pelo exposto, percebe-se que a EE difere do FC pelo fator tempo existente no denominador da equação de FC. Dito de outra forma, significa dizer que se trata de grandezas que dizem basicamente a mesma coisa, porém com formas distintas de visualização do desempenho de SFRCs.

No que diz respeito à aplicação solar fotovoltaica, é comum o uso do termo final yield (YF) ou produtividade do sistema, para expressar a EE em kWh/kWp. O entendimento desse conceito é muito importante para o entendimento do rendimento global do sistema (em inglês, performance ratio – PR).

Segundo Zilles et al (2012), produtividade do sistema em um determinado intervalo de tempo ($t_2 - t_1$), Y_f , é a relação entre o valor médio da energia entregue à carga e a potência nominal do gerador e é dada pela equação 2.

Equação 2 - *Final Yield (Yf)*

$$Y_F = \frac{\int_{t_1}^{t_2} P_{\text{Saída}} \times dt}{P_{FV}^0}$$

Vale ressaltar que YF se expressa em kWh/kWp ou simplesmente em horas. Lorenzo (1994) destaca que em um sistema totalmente livre de perdas, cujo gerador opera sempre com as células à temperatura de 25°C e no ponto de máxima potência, o valor de Y_f expresso em kWh/kWp coincide numericamente com o valor médio da energia solar incidente sobre o gerador fotovoltaico no intervalo de tempo $t = t_2 - t_1$, em kWh/ m².

Definido o conceito de YF, e ciente de sua importância na análise de desempenho de SFRCs, faz-se necessário apresentar outro parâmetro bastante difundido nas aplicações

com sistemas fotovoltaicos de uma forma em geral, conhecido como rendimento global do sistema (em inglês, performance ratio – PR). O PR considera todas as perdas envolvidas em um SFCR (no gerador, no sistema de condicionamento ou no resto do sistema) e é definido pela equação 3:

Equação 3 - *Performance Ratio*(PR)

$$PR = \frac{Y_F}{\frac{\int_{t_1}^{t_2} H_{t,\beta} \times dt}{H_{ref}}}$$

Na equação acima, YF pode ser interpretado como o tempo de operação com a potência nominal do gerador fotovoltaico, de maneira a produzir mesma quantidade de energia média entregue à carga. De maneira semelhante, o denominador da equação de PR, também conhecido como reference yield (YR), é interpretado como o número de horas na irradiância de 1000 W/m².

3.2.3 Custo da Energia Produzida

Os sistemas fotovoltaicos encontram-se em situação de maior competitividade em alguns nichos de mercado. No caso da conexão de Sistemas Fotovoltaicos à Rede (SFCR), a energia dos sistemas fotovoltaicos é disponibilizada no ponto de consumo ou, mais especificamente, na rede de distribuição. Baseado nisso, os seus custos devem ser comparados aos custos da energia convencional da rede de distribuição, depois de incluídos o custo e as perdas relativas ao transporte.

Segundo Zilles et al (2012), o custo da eletricidade produzida em R\$/MWh, no caso dos sistemas fotovoltaicos, depende da amortização do capital investido inicialmente e da operação e manutenção do sistema. A amortização do investimento inicial depende muito da taxa de desconto considerada. Por sua vez, a operação e a manutenção do sistema interferem pouco no custo da energia, visto que não passam de aproximadamente 1% do investimento inicial por ano. Nesse caso, obviamente, não é necessário considerar custos de substituição das baterias, pois o sistema em estudo não as utiliza. Por meio da equação abaixo é possível determinar o custo da eletricidade produzida por sistemas fotovoltaicos.

Equação 4 - Custo da energia produzida

$$C = \left[\frac{r \times (1+r)^n}{(1+r)^n - 1} \times OM \right] \times \frac{Inv}{8,76 \times FC}$$

Onde:

C – custo da energia produzida pelo sistema em euros/MWh;

r – taxa de desconto anual, em percentual, considerada para o investimento (valor adimensional);

n – tempo de vida útil do investimento, em anos;

OM – representa os gastos com manutenção e operação (~ 1% do investimento inicial; na equação entra um valor adimensional igual a 1%);

Inv – Investimento inicial, turn-key, do sistema (em euros/kWp);

FC – fator de capacidade esperado para o sistema – valor adimensional;

3.3 Redução das emissões de CO₂

Segundo Zilles et al (2012), do ponto de vista ambiental, a geração distribuída com tecnologias limpas e renováveis permite a expansão da matriz energética brasileira de forma sustentável e com baixo impacto ao meio ambiente. Configura-se como algo relativamente simples de se alcançar com recursos energéticos locais, tais como a luz solar, o vento e a biomassa, e difícil de conseguir com grandes empreendimentos energéticos.

O fator de CO₂ indica o montante de CO₂ gerado no país quando da produção de um quilo-watt-hora (kWh). Conforme a tecnologia utilizada e a sua eficácia, o fator de CO₂ pode divergir entre as empresas de geração de energia regionais.

No caso específico da Pousada Barra Velha, o fator de CO₂ configurado foi de 700g/kWh. De posse do fator de CO₂ e da quantidade de kWh produzido, o aplicativo *Sunny Portal* calcula o montante de CO₂ que deixou de agredir o meio ambiente, através da energia ecológica produzida pelo sistema fotovoltaico da Pousada Barra Velha.

Considerando a potência instalada de 27,9 kWp e uma produção anual de energia estimada em 39.060 kWh (1400 kWh/kWp), a redução das emissões de CO₂ prevista é de cerca de 27,3 toneladas por ano. De acordo com a consulta ao aplicativo *Sunny Portal* realizada em 20/07/2018, o sistema fotovoltaico da Pousada Barra Velha

havia contabilizado uma redução de 77 kg das emissões de CO_2 para a energia gerada na data mencionada, e um total de 46 toneladas, desde a entrada em operação do sistema em 19/01/2017 até o 20/07/2018.

3.4 Caracterização do Sistema Fotovoltaico da Pousada Barra Velha

Em consulta realizada ao sítio da Aneel no mês de julho de 2018, verificou-se que o Estado de Alagoas conta com 142 unidades consumidoras com geração distribuída, perfazendo um total de 1.650,07 kW de potência instalada.

Com base na legislação em vigor, o sistema fotovoltaico, alvo dessa pesquisa, classifica-se como: classe “Comercial”, grupo “B”, subgrupo “B3” e modalidade “geração na própria unidade consumidora”. Os grupos são definidos segundo a tensão de atendimento. O grupo “B” corresponde aos consumidores atendidos em tensão igual ou inferior a 2,3 kV. Já os consumidores atendidos em tensão superior a 2,3 kV, fazem parte do Grupo “A”. O Quadro 1 mostra a classificação da Pousada Barra Velha, de acordo com a Aneel, no que diz respeito à geração distribuída.

Quadro 1- Classificação da Pousada Barra Velha

CLASSIFICAÇÃO da POUSADA BARRA VELHA– GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	
Classe	Comercial
Grupo	B
Subgrupo	B3
Modalidade	Geração na própria unidade consumidora

Fonte: Dados da Aneel. Elaboração do autor.

Os subgrupos do grupo B seguem a lógica de classe de atendimento, conforme mostra o Quadro 2:

Quadro 2 - Subgrupos do grupo B

GRUPO B	
SUBGRUPO B1	Residencial
SUBGRUPO B2	Rural
SUBGRUPO B3	Demais Classes
SUBGRUPO B4	Iluminação Pública

Fonte: Dados da Aneel. Elaboração do autor.

A planta fotovoltaica instalada na Pousada barra Velha configura-se em síntese como uma unidade de microgeração de energia solar fotovoltaica conectada à rede elétrica com potência instalada de 27,9 kWp, cuja finalidade é a geração de energia elétrica e injeção do excedente de energia gerado, caso haja, na rede elétrica de baixa tensão da concessionária Eletrobrás Distribuição Alagoas, caracterizando o sistema de compensação de energia previsto nas Resoluções Normativas nº 482/12 e nº 687/15 (REN 482/12 e REN 687/15) e o exigido na Norma técnica para a conexão de acessantes às redes de distribuição das Distribuidoras da Eletrobras, em baixa tensão.

3.5 O Sistema fotovoltaico em operação na Pousada Barra Velha

O sistema fotovoltaico encontra-se em operação no telhado de uma das edificações que compõem a Pousada Barra Velha, localizada na Rodovia AL 101 Norte, na praia de Peroba, município de Maragogi, Estado de Alagoas, com as seguintes coordenadas: Longitude 35,220828 oeste e latitude 9,010372 Sul.

A instalação fotovoltaica ocupa uma área aproximada de 185m² do telhado da edificação e é coberta por noventa módulos fotovoltaicos que formam cinco *strings* em paralelo, com dezoito módulos cada *string*, conforme mostrado na figura 3.

Figura 3 - Módulos fotovoltaicos da Pousada Barra Velha



Fonte: Acervo do autor.

Na planta em análise, os painéis fotovoltaicos têm suas faces voltadas para o norte geográfico com inclinação de 12° em relação ao plano horizontal, o que favorece a

incidência solar nos módulos, haja vista que a cidade de Maragogi-AL situa-se no hemisfério sul do globo terrestre.

Conforme a base de dados do Meteonorm, as informações de irradiação global horizontal e temperatura média ambiente são apresentadas na tabela 7:

Tabela 7- Irradiação global horizontal e temperatura média ambiente

MÊS	Irradiação Global Horizontal [kWh/m².dia]	Temperatura ambiente média [°C]
Janeiro	5,93	27,80
Fevereiro	6,30	28,00
Março	5,64	27,90
Abril	5,57	27,20
Mai	5,23	26,30
Junho	4,58	25,20
Julho	4,70	24,80
Agosto	5,42	24,70
Setembro	5,35	25,40
Outubro	5,83	26,30
Novembro	6,22	27,10
Dezembro	6,14	27,60
Média dos 12 meses	5,57	26,50

Fonte: Eólica Tecnologia -Memorial Descritivo da Pousada Barra Velha

O sistema fotovoltaico da Pousada Barra Velha é conectado em paralelo com a rede da Eletrobrás – Distribuição Alagoas e a energia gerada pelo empreendimento, e que excede ao próprio consumo, é injetada na rede da Eletrobrás.

Em síntese, o sistema de microgeração da Pousada barra Velha, e alvo de estudo desta pesquisa, é formado, sob o ponto de vista da engenharia, por:

- Módulos fotovoltaicos;
- Equipamento conversor de C.C. para C.A.;
- Estrutura metálica fixa para suporte mecânico dos módulos fotovoltaicos;

- Sistema de monitoramento de geração de energia fotovoltaica (composto pelo *software Sunny Data Control* e o aplicativo *Sunny Portal*)

As especificações elétricas e mecânicas dos módulos fotovoltaicos estão detalhadas na tabela 8:

Tabela 8 - Especificações do módulo Canadian CS 6X-310

Dados Elétricos em Condições Padrões de Teste –STC	
Fabricante	Canadian Solar
Modelo	CS6X – 310P
Potência Nominal Máxima (P_{máx})	310 W
Tensão de Operação (V_{mp})	36.4 V
Corrente de Operação (I_{mp})	8,52 A
Tensão de Circuito Aberto (V_{oc})	44,9 V
Corrente de Curto Circuito (I_{sc})	9,08 A
Eficiência do módulo	16,16 %
Temperatura de Operação	-40°C - +85°C
Tensão Máxima do Sistema	1000 V
Tolerância de Potência	0 – +5 W
Dados Mecânicos	
Tipo de Célula	Silício Policristalino
Arranjo de Células	72 (6 x 12)
Área do módulo	1,92 m ²
Dimensões	1954 x 982 x 40 mm
Peso	22 kg

Fonte: Canadian - Elaboração do autor (2018)

As especificações do inversor (conversor C.C. C.A) estão contidas na Tabela 9:

Tabela 9 - Especificações do inversor Sunny Tripower 25000 TL

Modelo STP 25000 TL-30	
Entrada C.C.	
Potência Nominal C.C.	25550 W
Máxima Tensão de Entrada	1000 V
Faixa de Tensão de máxima potência	390 a 800 V
Máxima corrente de entrada – In A/In B	33 A / 33 A

Número de MPPT	2
Número de entradas CC – In A/In B	In A: 3 / In B: 3
Saída C.A.	
Fator de Potência (cos ϕ)	1
Tensão Nominal de Saída 3~	380 V
Limite inferior de tensão F-N	180 V
Limite superior de tensão F-N	280 V
Potência de saída	25000W
Frequência C.A.	60Hz
Limite Inferior de Frequência	54 Hz
Limite Superior de Frequência	65 Hz
Corrente de Saída Nominal	36,2 A
Corrente de Saída Máxima	36,2 A
Distorção Harmônica Total	< ou = 3%
Dados de Desempenho	
Eficiência Máxima	98,3%
Eficiência Europeia	98,1 %
Tempo de reconexão ao sistema	180 s

Fonte:SMA Technology - Elaboração do autor (2018)

3.5.1 Prognóstico e Rendimento anual previsto

O rendimento anual previsto do sistema fotovoltaico é calculado a partir do rendimento anual específico (definido por kWh/kWp), da localização do sistema fotovoltaico, e da potência do sistema em kWp (também designada por potência nominal) e os valores estimados são mostrados na Tabela 10.

Tabela 10 - Prognóstico e Rendimento anual previsto

Rendimento anual específico em kWh/kWp	1400 kWh / kWp
Potência Nominal do Sistema em kWp	x 27,9 kWp
Rendimento anual previsto em kWh	= 39060,0 kWh

Fonte: Elaboração do autor (2018)

Divisão mensal do rendimento anual previsto

O aplicativo *Sunny Portal*, através de um algoritmo, simula a distribuição mensal percentual, com base no rendimento anual estimado. A Tabela 11 mostra a provável divisão do rendimento anual previsto ao longo do ano.

Tabela 11 - Distribuição percentual mensal do rendimento anual previsto.

DISTRIBUIÇÃO MÉDIA ESTIMADA POR MÊS											
JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
9,51%	8,21	8,79	7,15	6,02	6,21	6,75	8,88	8,70	9,87	10,0	9,91

Fonte: Sunny Portal. Elaboração do autor (2018)

3.6 Cenário do crescimento da energia solar fotovoltaica no Mundo e no Brasil

Conforme a Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR), O Brasil ultrapassou, no início de 2018, a marca de 1 GW de projetos de energia solar fotovoltaica conectados na matriz elétrica, o que colocou o país entre os 30 maiores produtores desta fonte no mundo.

Trata-se de um começo promissor, tendo em vista a necessidade de geração de energia que o país terá nos próximos anos, mas muito aquém da posição que poderíamos estar neste ranking. A título de comparação, o Brasil hoje já está entre os dez primeiros países do mundo em geração de energia eólica e biomassa.

Enquanto atingimos o marco do primeiro gigawatt, a China já acumula 130 GW instalados.

O segmento de energia que mais cresce no mundo é o do solar fotovoltaico. A fonte se expandiu mais rapidamente do que qualquer outra fonte de combustível pela primeira vez, em 2016, segundo a Agência Internacional de Energia (EIA). Foram instalados 165 GW de energias renováveis naquele ano, o que representou dois terços da expansão líquida da oferta de eletricidade mundial. A energia solar cresceu 50% no período.

É notável a evolução global da capacidade instalada desta fonte. Em apenas oito anos, de 1999 a 2007, ela cresceu dez vezes, passando de 1 GW para 10 GW. O crescimento se repetiu de forma mais célere ainda nos anos seguintes, crescendo dez

vezes em apenas cinco anos, entre 2008 e 2012, ao passar de 10 GW para 100 GW. Desde, então ela continua crescendo de forma acelerada.

Gráfico 1 – Evolução da capacidade instalada da tecnologia solar fotovoltaica



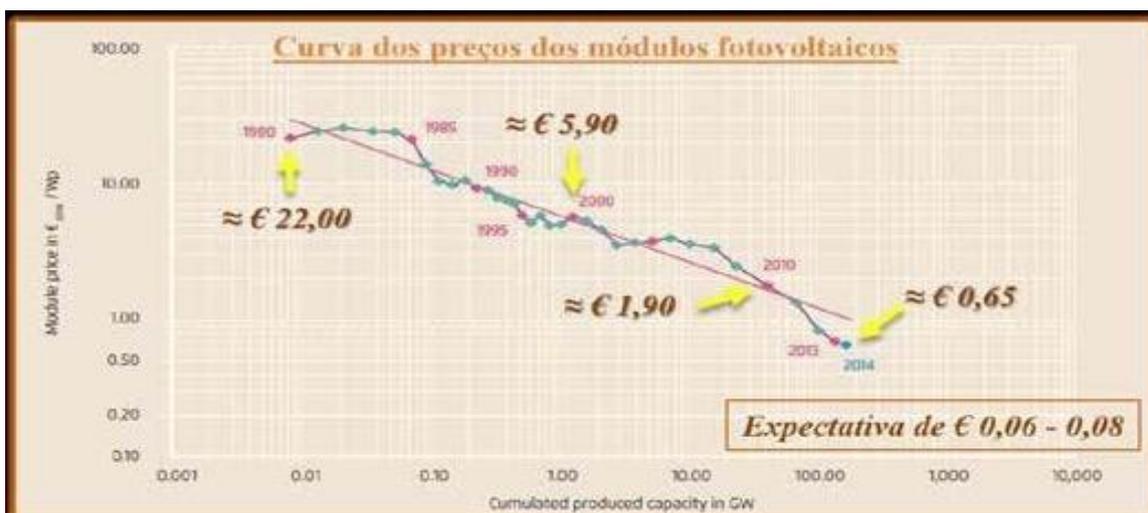
Fonte: ABSOLAR – Acesso em 06/06/18

Segundo a ABSOLAR (2018), foram muitos os fatores que ajudaram a expandir o mercado global, tais como: mudanças climáticas, independência energética, políticas públicas, queda no preço dos módulos fotovoltaicos etc.

Neste mercado, o custo do módulo é medido internacionalmente em Wp (watt pico). Apenas com referência, um painel fotovoltaico padrão tem cerca 260 Wp de potência. No caso específico do sistema fotovoltaico da Pousada Barra Velha, em estudo nessa pesquisa, cada módulo possui potência de 310 Wp.

Segundo a ABSOLAR, os custos caíram devido à evolução da tecnologia e, sobretudo, pelo desenvolvimento do mercado global, que permitiu um escalonamento da produção. O Gráfico 2 mostra a curva dos preços dos módulos fotovoltaicos, no qual pode-se constatar a vertiginosa queda dos preços dos módulos, em €/Wp, no período entre 1980 e 2014. Em 1980, o preço girava em torno de € 22,00/Wp. Decorridos 20 anos, no ano de 2000, o preço caiu para € 5,90/Wp, tendo atingido a cifra de € 0,65/Wp em 2014. De acordo com a ABSOLAR, o mercado da energia fotovoltaica já movimenta R\$ 2,2 bilhões no Brasil.

Gráfico 2 – Curva dos preços dos módulos fotovoltaicos.



Fonte: ABSOLAR – Acesso em 06/06/18

Alguns especialistas defendem que este mercado evoluiu rapidamente porque a China resolveu produzir e a Alemanha, por sua vez, resolveu comprar. Hoje, além da China também ser uma grande compradora, outros países já se destacam, como Estados Unidos, Japão e Índia. O surgimento de novos compradores em grande quantidade fez com que o preço do Wp aumentasse ligeiramente no segundo semestre de 2017, pois a oferta não acompanhou a velocidade da demanda.

4 A ANÁLISE DA VIABILIDADE ECONÔMICO- FINANCEIRA

Para se determinar a viabilidade de um projeto de geração solar fotovoltaica, as análises do custo-benefício e econômico-financeira fazem-se necessárias tanto quanto a análise do potencial solar. Via de regra, a análise financeira tem como partida as estimativas de fluxo de caixa do projeto, visto que fluxos de caixa positivos significam recursos para o investidor na forma de dividendos. Do ponto de vista do investidor, o retorno do investimento depende basicamente do bom desempenho dos futuros fluxos de caixa do empreendimento que já se encontra em operação ou que ainda virá a ser implantado.

4.1 Análise custo-benefício

Esta seção tem por objetivo expor o método custo-benefício como um processo e fornecer uma visão geral dos principais passos da sua realização. A sequência de passos apresentada não é rígida e a única possível de ser utilizada, pois quem faz a análise pode, muitas vezes, encontrar necessidade de retornar às etapas anteriores, em função da natureza do problema que está sendo enfrentado, e alterá-la caso entenda necessário fazê-lo.

Delimitação do Problema

O primeiro passo implica investigar e avaliar o problema, seu contexto e o cenário que pode estar por trás. Esta é uma oportunidade para “colocar” o projeto ou programa em seu contexto mais amplo, mais macro. Antes de definir o foco para o projeto ou programa em si. Este passo inclui uma definição dos objetivos a serem alcançados pelo projeto ou programa e identificação de quem são os beneficiários.

Identificação das barreiras

Devem ser identificadas barreiras ao cumprimento dos objetivos para garantir que todas as alternativas examinadas na análise sejam viáveis. Os obstáculos podem ser:

- Financeiros: limites orçamentais, limites máximos de preços e níveis de preços;

- Distribuidora (por exemplo, requisitos relativos à distribuição de benefícios do projeto entre indivíduos ou grupos);
- Gerencial (por exemplo, limites na quantidade e/ou qualidade do pessoal disponível para implementar a atividade);
- Ambientais (por exemplo, legislações ambientais que devem ser obedecidas);
- e tantas outras.

A natureza dos principais obstáculos para um projeto ou programa específico nem sempre pode ser conhecida com precisão. Contudo, os potenciais obstáculos também devem ser claramente definidos.

Alternativas possíveis

Embora cada alternativa identificada implique uma quantidade considerável de análises posteriores, caso esteja totalmente incorporada na análise custo-benefício, o número de alternativas geradas deve ser suficiente para fornecer ao tomador de decisão uma visão real para balizar a escolha. Alternativas também devem ser claramente distinguidas entre si.

Por fim, a alternativa de “nada fazer” sempre deve ser levada em conta. Isso é necessário porque custos e benefícios são sempre incrementais para o caso de o projeto não seguir adiante. Assim, a opção “não fazer nada” configura-se como a “alternativa básica”, bem como a possível situação de “permanecer sem projeto”.

Os principais passos nos processos de análise de custo-benefício são:

- Determinar o escopo do projeto e objetivos a serem alcançados;
- Identificar quais são as barreiras;
- Definir quais são as alternativas;
- Identificar custos e benefícios;
- Quantificar custos e benefícios;
- Calcular o valor presente líquido (VPL);
- Ter ciência das incertezas;
- Levar em conta questões como capital e intangíveis;
- Gerar documentos com os resultados da análise .

Identificação dos benefícios

Deve ser elaborada uma lista dos benefícios que se espera que resultem do projeto proposto. Para identificar benefícios e custos, é preciso um olhar abrangente da cadeia de interações e relações envolvidas no projeto ou programa. A lista de benefícios pode incluir itens como:

- O valor da produção decorrente das receitas geradas por um determinado projeto;
- O valor da sucata gerada em decorrência dos investimentos de capital no projeto;
- Custos evitados - custos que poderão ser evitados ao optar por “não fazer nada” ou “permanecer sem projeto”;
- Reduções nos atuais níveis de despesas existentes decorrentes do projeto ou programa;
- Qualidade de vida, saúde, meio ambiente e outros benefícios sociais, todos os que não se consegue precificar, bem como os que se consegue, mas que não traduzem o real valor dos benefícios;
- Redução do índice de desemprego.

Identificação dos custos

Da mesma forma, para cada alternativa, uma lista de custos deve ser elaborada.

Exemplos de custos são:

- Despesas de capital;
- Custos operacionais e de manutenção para toda a vida econômica esperada do projeto;
- Custos de mão de obra;
- Custos de outros insumos (materiais, produtos manufaturados, transporte e armazenamento, etc.)
- Custos de pesquisa, projeto e desenvolvimento;
- Custos de oportunidade associados à utilização de terrenos e / ou instalações já existentes no público domínio;
- Efeitos prejudiciais de diversas naturezas, tais como: custos ambientais como a poluição do ar e sonora.

Custos e os benefícios: como quantificá-los?

A análise custo-benefício compara custos e benefícios usando uma mesma unidade, ou seja, a mesma moeda. Portanto, os valores devem ser atribuídos à maior quantidade possível de benefícios e custos que serão advindos com o projeto, ou seja, deve ser valorada a maior quantidade de custos e benefícios, quanto possível.

Os preços de mercado, onde existem, fornecem uma grande quantidade de informações sobre o tamanho dos custos e benefícios. Na maioria dos mercados, os consumidores na margem não estão dispostos a pagar nem mais nem menos do que o preço real no mercado.

Por conseguinte, esse preço geralmente pode ser tomado como uma medida do valor colocado pela sociedade sobre o bem ou o serviço. Da mesma forma, os preços dos insumos geralmente refletem o valor que os usuários alternativos dessas entradas colocam sobre eles. No entanto, os preços reais às vezes têm de ser ajustados para converter os custos e benefícios privados em benefícios sociais, isto é, custos e benefícios que refletem ganhos e perdas para a economia como um todo, e não para pessoas ou grupos privilegiados.

Valor do produto final (*final outputs*)

Enquanto as empresas subtraem os impostos e taxas do valor de venda do seu produto final para calcular a renda obtida, a mensuração do benefício social gerado pelo consumo dos bens finais é determinada pela disposição a pagar dos consumidores. Sendo assim, as estimativas de benefício social vão normalmente incluir taxas e impostos embutidos nos produtos finais.

Valor dos bens de capital (*physical inputs*)

Impostos sobre bens de capital aumentam o preço que as empresas precisam pagar por eles, enquanto subsídios o reduzem. Do ponto de vista social, se os bens de capital necessários para um projeto são produzidos especificamente para ser alocado na função de produção desse projeto, ou seja, não são advindos de outros projetos, o preço desses bens de capital deve refletir seus custos de produção. Por outro lado, se os bens de capital necessários forem obtidos à custa de outros usuários, ou seja, realocados de determinado projeto para o seu, o preço será o preço de mercado, que representa, por sua vez, o Valor Marginal dos bens de capital nos usos alternativos.

Juros sobre o capital emprestado

Todas as despesas, incluindo as despesas de capital, devem ser registradas na íntegra no momento em que o pagamento é feito. O procedimento de desconto leva em conta o custo de oportunidade ao longo do tempo que está associado aos recursos utilizados no investimento a ser realizado – um custo de oportunidade que, de forma simplificada, pode ser encarado como os pagamentos de juros que seriam necessários no capital emprestado. Para incluir o pagamento de juros no capital emprestado, além de usar o procedimento de desconto, deve-se duplicar os custos do projeto.

Depreciação

Os encargos de depreciação são um dispositivo contábil para custos de capital “gastos” durante um período e não devem ser incluídos como custos. Em vez disso, o custo do capital físico efetivamente adquirido deve ser incluído como parte integrante da compra. Tendo em conta o ano em que as compras são feitas por meio do processo de desconto.

Terreno ou imóvel a ser utilizado

O valor do local ou terreno deve ser determinado pelo seu custo de oportunidade, ou seja, qual seria a melhor alternativa para se produzir neste local. Se houver um mercado razoavelmente livre para o terreno ou imóvel, o preço de mercado do terreno ou imóvel ou o valor presente de seu aluguel futuro será adequado para medir o seu custo de oportunidade. Se um projeto público faz uso de propriedade do governo que não tem preço claro ou preço de mercado, é necessário estimar um preço para o terreno ou imóvel, se possível utilizando terreno ou imóvel do setor privado como referencial de comparação.

Desafios ao quantificar

É necessário um lastro confiável para quantificar custos e benefícios. Na prática, a quantificação muitas vezes depende de estudos técnicos detalhados, pode-se citar, por exemplo, a produção de energia elétrica esperada de uma nova usina fotovoltaica. Nessas circunstâncias, é necessária uma atenção cuidadosa ao estimar preços subjacentes aos estudos: a demanda pode aumentar se os preços forem inferiores ao que

foi assumido como referência, mas diminui se eles são mais elevados do que foi assumido.

Os custos e os benefícios devem ser estimados para todo o período do projeto. Daí a razão de a previsão ser uma parte fundamental do processo de avaliação de custos e benefícios. As técnicas econométricas são amplamente usadas para fins de previsão. Seja qual for a técnica utilizada, há uma tendência em superestimar a taxa de crescimento dos benefícios e subestimar a taxa de crescimento dos custos.

Os custos e benefícios que não podem ser quantificados são chamados de “intangíveis” e devem ser apresentados ao gestor responsável pela tomada de decisão, juntamente com informações descritivas apropriadas, para que possam ser pesados ao lado das variáveis quantificáveis no processo de tomada de decisão.

Pode ser possível quantificar alguns custos e benefícios em unidades físicas, mas não expressá-las em termos de dinheiro – por exemplo, efeitos de poluição complexos. Os analistas geralmente tentam explicar da forma mais clara possível como se deu a avaliação. Alguns custos e benefícios não são passíveis de tal avaliação; em outros casos, essa decisão envolverá o custo do projeto e os custos dos processos necessários de coleta e análise de dados.

Planilha como ferramenta de apoio

Com exceção dos estudos simplificados de custo-benefício, a entrada e a saída de dados para um estudo de custo-benefício deve ser preparada, se possível, usando um programa de planilhas eletrônicas. O uso de planilhas permite ao analista armazenar grandes quantidades de dados de entrada, fazer cálculos rapidamente e fazer testes de sensibilidade facilmente. Acima de tudo, planilhas podem mostrar os resultados de uma forma abrangente, simples e fácil de utilizar. Os principais custos e benefícios devem sempre ser apresentados juntamente com os principais resultados de preferência em uma mesma página.

Avaliação dos benefícios líquidos

Normalmente, os custos e os benefícios serão avaliados em preços constantes, sendo a base a do ano atual. Isso é descrito como uma análise em termos reais, e não nominais. Os custos e os benefícios podem ser estimados com alguma taxa explícita de inflação.

Os custos totais em cada ano de vida do projeto são subtraídos dos benefícios totais nesse ano para produzir benefícios líquidos em cada ano. O fluxo de benefícios líquidos deve ser descontado para levar em conta o fato de que, quanto mais demorado, ou seja, quanto mais no futuro o valor do dólar em benefício líquido ocorrer, menor será o seu peso na determinação da “linha de fundo” do projeto.

O fluxo de benefícios líquidos descontados é somado para formar o valor presente líquido do projeto ou programa. A equação do valor presente líquido é:

Equação 5 - Equação do Valor Presente Líquido (VPL)

$$VPL = \sum_{t=1}^N \frac{CF_t}{(1+k)^t}$$

Em que CF_t representa a soma dos benefícios recebidos em qualquer ano futuro e dos custos incorridos em qualquer ano futuro, k é a taxa de desconto e t refere-se ao ano.

Qualquer projeto está sujeito a orçamento, fatores externos, questões intangíveis e distributivas. Via de regra, um projeto é aceitável se o valor presente líquido for maior que zero. Seguindo esse raciocínio, quando o orçamento e outras restrições tornam necessário confrontar mais de um projeto como alternativa, projetos com maior valor presente líquido devem ser escolhidos.

Outros critérios de decisão, como a regra de taxa interna de retorno (TIR), a relação benefício-custo e o período de recuperação (*payback*) também podem ser usados, contudo, ao contrário da regra do valor presente líquido (VPL), eles são recomendados apenas para certos cenários.

As incertezas do projeto

Os valores atuais líquidos estimados são baseados em estimativas de custos futuros e benefícios que não são, e não podem, ser conhecidos com certeza. Para obter uma apreciação dos efeitos da incerteza ou dos riscos a que o projeto está exposto, o analista deve empregar análise de sensibilidade. O primeiro passo dessa análise é estimar o valor presente líquido usando pressupostos “pessimistas” e “otimistas” sobre variáveis-chave que determinam custos e benefícios. Se o cenário “pessimista” dá um valor presente líquido abaixo de zero, é necessário identificar as variáveis para as quais o resultado do projeto é mais sensível. Isso é feito adotando possíveis valores

pessimistas para cada variável de cada vez, mantendo todas as outras variáveis em torno do valor mais provável ou médio.

Caso se verifique a existência de apenas uma ou duas variáveis críticas, o analista precisa apenas avaliar a probabilidade de essas variáveis serem acima ou abaixo do valor crítico, a fim de apresentar ao gestor tomador de decisão uma avaliação adequada do risco do projeto. Se houver várias dessas variáveis, e particularmente se houver mais de quatro ou cinco, não será possível avaliar a incerteza do projeto dessa maneira. É então necessária uma análise de risco total em que as distribuições de probabilidade são atribuídas aos valores de todas as variáveis-chave e, mediante interações e simulações realizadas por programas computacionais, uma distribuição de probabilidade do valor presente líquido do projeto pode ser gerada.

Resultados da análise

O último passo no processo custo-benefício é a apresentação dos resultados da análise, que inclui a recomendação para os gestores superiores/investidores. O relatório deve permitir aos dirigentes da instituição pública ou privada encontrar respostas satisfatórias à pergunta “o que você fez e por que você fez isso?”

No documento final deve constar:

- Um breve relato escrito e uma planilha resumida com os resultados da análise;
- Uma introdução descrevendo os motivos para a realização de uma análise custo-benefício do projeto;
- Os objetivos do projeto ou programa;
- Uma descrição das possíveis alternativas que foram levadas em conta;
- As limitações consideradas na realização da análise e as alternativas selecionadas;
- Os referenciais de tempo de custos, benefícios e benefícios líquidos, juntamente com informações sobre a sensibilidade desses referenciais considerados e possíveis alternativas;
- Informações sobre custos e benefícios intangíveis;
- Uma lista de premissas feitas na realização da análise e informações sobre como os benefícios e os custos foram estimados;
- Uma descrição dos efeitos distributivos;

- Uma conclusão demonstrando os resultados da análise;
- Um esboço contendo uma sugestão de como o resultado da proposta poderia ser avaliado posteriormente.

O relatório deve ser breve e conciso. O trabalho propriamente dito deve estar disponível em relatórios complementares que podem ser referenciados no relatório principal e que devem estar facilmente disponíveis mediante solicitação dos dirigentes da instituição.

Profundidade da análise

As etapas acima descritas são recomendadas para toda análise custo-benefício. Entretanto, obter e analisar informações tem um custo. Há, portanto, escolhas importantes a serem feitas em relação ao nível ou profundidade ao qual a análise é conduzida.

É importante ressaltar que os benefícios de obter e analisar informações adicionais devem sempre exceder os custos de tal. Geralmente, melhores informações reduzem a incerteza acerca das estimativas relacionadas ao projeto. Em geral, quanto maior o projeto, maiores os recursos em jogo e, portanto, justifica-se uma maior despesa com informações e análise. A própria viabilidade de projetos menores pode ser ameaçada investindo demais na análise. Portanto, é preciso impor limites coerentes ao nível e profundidade de análise requerida nesses casos.

Também se deve estar atento ao fato de que o detalhe e a complexidade não são a mesma coisa que o rigor; este, em última análise, o valor mais importante na identificação de um problema. Uma análise elaborada e detalhada de um problema que foi inadequadamente conceituado pode ser inútil. Por outro lado, uma análise, mesmo que com certo atraso, de um problema que foi corretamente definido será, ao menos, o ponto pé inicial para atacar um problema.

4.2 Base conceitual de uma análise de custo-benefício

O objetivo de uma análise custo-benefício é auxiliar o gestor/investidor tomador de decisões a decidir, com boa margem de segurança e eficiência, em que áreas será

realizada a alocação de recursos. Este tópico descreve o que se entende pela noção de “eficiência na alocação de recursos” e coloca o conceito no contexto de outros objetivos das decisões de investimento em projetos.

Eficiência alocativa

O conceito de eficiência alocativa refere-se à alocação efetiva geral de recursos. Procura levar em conta se o conjunto de saídas mais valorizado está sendo contemplado, bem como se as entradas de menor custo estão sendo utilizadas para criar tais saídas. Formalmente, o conceito de eficiência alocativa pode ser definido como um estado econômico no qual é impossível fazer qualquer pessoa melhor sem fazer com que alguém piore – a noção de Eficiência de Pareto. Convém observar também que a eficiência alocativa bem definida inclui a noção de eficiência produtiva, ou seja, produzir com menos custo.

Conforme Varian (2012), um critério útil para comparar os resultados de diferentes instituições econômicas é um conceito conhecido como eficiência de Pareto, ou eficiência econômica. Se pudermos encontrar uma forma de melhorar a situação de uma pessoa sem piorar a de nenhuma outra, teremos uma melhoria de Pareto. Se uma alocação permite uma melhoria de Pareto, diz-se que ela é ineficiente no sentido de Pareto, se a alocação não permitir nenhuma melhoria de Pareto, então ela é eficiente no sentido de Pareto

Na análise custo-benefício, o conjunto de resultados mais valorizado é medido pela quantidade máxima de pessoas que estariam dispostas a pagar pelos produtos que elas gostam. Além disso, as condições de produção necessárias para alcançar a eficiência de alocação exigem:

- cada mercadoria deve ser produzida ao menor custo possível para a quantidade efetivamente produzida;
- o preço de venda deve ser ajustado ao custo marginal de produção da mercadoria, em que o custo marginal é o custo de produção da última unidade produzida.

A eficiência alocativa é maximizada quando o benefício que um indivíduo desfruta da última unidade de consumo de um produto é igual ao custo de produção. Se a produção se desviar desse nível, o valor colocado na última unidade produzida não seria mais igual ao custo de produção, e o bem-estar poderia ser aumentado alterando o nível de produção.

O preço de mercado de um bem desempenha papel fundamental ao equiparar os benefícios do consumo com os custos de produção. Assim, um produtor que atua em mercados competitivos deseja que os preços da sua produção e o custo marginal de produção funcionem o mais próximo possível do conceito de eficiência alocativa, uma vez que o consumidor marginal pode não estar disposto a pagar nem mais nem menos do que o preço real no mercado.

Custo de oportunidade

A noção de custo de oportunidade sustenta a análise custo-benefício. O custo da oportunidade é o custo do que deve ser empregado para ganhar algum bem ou serviço.

Em mercados competitivos, os preços ao custo marginal significam dizer que os custos e os benefícios são equiparados com os custos de oportunidade. No caso dos benefícios, o preço que o consumidor marginal está disposto a pagar representa o que ele ou ela está disposto a renunciar por não comprar outra coisa. No caso de custos ou insumos, o preço implica o montante que os produtores alternativos estariam dispostos a pagar pela contribuição específica. Quando os mercados não são competitivos, a análise custo-benefício deve estimar o custo de oportunidade adequado.

Vale ressaltar que esse conceito de custos diferenciados é muitas vezes divergente da abordagem contábil dos custos. Considerando que o contador pode “pulverizar” os custos históricos de uma instalação sobre as atividades de um projeto, o analista de custo-benefício pergunta “qual o valor da instalação em sua melhor alternativa de uso?” Se a resposta à pergunta for zero, os custos devem ser considerados “perdidos” e podem ser desconsiderados, independentemente do custo financeiro da instalação em tempos passados. Por exemplo, os custos financeiros dos edifícios que compõem um aeroporto localizado remotamente são “custos irrecuperáveis” se não houver demanda contínua para usar o aeroporto, visto que as instalações prediais daquele empreendimento não servem para outro propósito. Por outro lado, se a resposta à questão for um montante muito maior que o valor histórico depreciado da instalação, então o montante maior representa adequadamente o custo de oportunidade. A análise custo-benefício está orientada em valores presente e futuro, e não nos custos passados.

Avaliação dos benefícios

O conceito de custo de oportunidade é operacional na análise custo-benefício principalmente por meio do critério da disposição para pagar determinado valor.

Os benefícios são avaliados de acordo com a disposição dos indivíduos de pagar por eles, com disposição para pagar consistindo em dois elementos: custo real e excedente para o consumidor. É importante ressaltar que essa afirmação pressupõe que existe um mercado para o bem em questão. Se não houver mercado – por exemplo, para proteção ambiental – em vez de “despesas reais”, uma estimativa é substituída pelo que o consumidor marginal pagaria pelo bem caso existisse um mercado.

Os custos são avaliados de forma semelhante de acordo com a vontade de outros de pagar pelos recursos envolvidos e, portanto, de maneira a refletir a melhor alternativa perdida, caso exista obviamente. Em geral, o custo real de um recurso é o preço mais alto que alguém pagará, ou pagaria, por isso. Sempre que não haja uma alternativa clara, os insumos devem ser avaliados com base no custo real de fornecimento.

A lei de custo-benefício

Basicamente, a regra principal de custo-benefício, baseia-se no conceito de eficiência alocativa, acatando projetos para os quais os benefícios sociais líquidos são positivos, obviamente sujeitos a existência de orçamento e outras variáveis. Representa-se pela equação 5:

Equação 6 - Benefício Social Líquido

$$BSL = (B - C) > 0$$

Em que “BSL” é o Benefício Social Líquido, “B” representa o benefício social e “C” é o custo social.

Vale ressaltar neste momento, que a aplicação desta regra gerará uma alocação eficiente de recursos, onde os preços (P) são iguais ao custo marginal (CM). Dito de outra forma, a regra $P = MC$ regula a escolha do nível de produção que está associado ao investimento em análise. Também faz-se necessário observar dois outros importantes pontos.

O primeiro é que os preços também, quando isso não se aplica, a Eficiência de Pareto não é atingível no mercado em consideração e que uma "segunda melhor" Eficiência de Pareto só pode ser alcançada, partindo de uma política de eficiência alocativa e, em particular, do preço do custo marginal.

Uma vez que a economia do "mundo real" está cheia de casos de preços ineficazes, isso pode ser considerado um golpe fatal na base conceitual da análise custo-benefício. No entanto, a análise de custo-benefício geralmente prossegue com base em que apenas um pequeno segmento da economia está sendo analisado e que "tudo não depende de tudo em um grau significativo" (Dasgupta; Pearce, 1972). Essa é uma abordagem de "equilíbrio parcial". O recado é que quando os preços são distorcidos em um mercado que é complementar, ou num potencial substituto do mercado que está sob análise, pode ser necessário levar em conta os efeitos nesses mercados, ou seja, requer-se uma abordagem de "equilíbrio geral". Em ambos os casos, o objetivo é medir a soma das mudanças nos excedentes dos consumidores e produtores, juntamente com os efeitos de terceiros.

Outra premissa importante da análise de custo-benefício é que a distribuição de renda na sociedade seja equitativa. Até certo ponto, a análise custo-benefício pode acomodar os projetos que possuem ganhadores e perdedores. A regra de que os benefícios sociais devem exceder os custos sociais permite que aqueles que ganham com um projeto podem "compartilhar os benefícios" com aqueles que perdem com isso, com base em que as duas partes estão melhor após o projeto do que estariam sem o projeto. Isso é conhecido como o princípio de compensação hipotética de Kaldor ou, alternativamente, o critério Potencial de Melhoramento de Pareto. Este princípio afirma que um projeto é aceitável se os beneficiados pelo projeto puderem compensar os que não foram contemplados, e ainda se o projeto faz com que as duas partes fiquem melhor do que estariam com a ausência do projeto.

Contudo, surgem dois problemas. Primeiro, a compensação não pode ser paga aos "não contemplados" na realidade. Em segundo lugar, a avaliação de acordo com uma métrica monetária e o critério da vontade de pagar é necessariamente influenciado pela capacidade de os indivíduos pagarem, a depender da sua riqueza e renda, e a capacidade de pagamento é distribuída de forma desigual. Assim, nos casos em que as conseqüências distributivas da renda de um projeto são importantes, talvez seja inadequado para o tomador de decisão aceitar ou rejeitar o projeto com base unicamente na regra do custo-benefício.

Eficiência num contexto maior

É importante distinguir o conceito de eficiência alocativa de outros conceitos que também desempenham um papel importante na tomada de decisões: eficiência produtiva, rentabilidade e equidade social.

a) Eficiência Produtiva - A eficiência produtiva diz respeito à relação entre entradas e saídas. Pode ser visto como produzir com menos custo ou como a maximização da produção por unidade de entrada. A eficiência produtiva pode ser distinguida da eficiência alocativa de duas maneiras importantes. Em primeiro lugar, a eficiência produtiva não se preocupa com as avaliações que os consumidores colocam no produto. Para comparar as opções, é, portanto, um conceito menos poderoso do que a eficiência global alocativa. Em segundo lugar, em alguns casos, a "unidade de entrada" é dada e não é necessariamente a unidade de menor custo. Considerando-se um mercado competitivo, podemos assumir que os insumos são de fato os insumos de menor custo. No entanto, o conceito de eficiência produtiva pode ser interpretado como a relação entre as saídas (portanto, especificadas) e as entradas (também especificadas), que é uma análise de custo-efetividade.

b) Rentabilidade - Em um mundo de concorrência perfeita, uma organização que produz no nível "efetivo" de produção seria financeiramente viável. No entanto, muitos projetos públicos enfrentam pouca ou nenhuma competição e são caracterizados por retornos crescentes à escala (ou seja, diminuindo os custos unitários). Nessas circunstâncias, os requisitos de eficiência alocativa (preços que reflitam o custo marginal) podem conflitar com os de rentabilidade financeira. Quando o preço é fixado para um custo marginal igual (o custo da última unidade de produção produzida), a receita pode não cobrir os grandes custos fixos do investimento. Segue-se que uma certa descida do preço do custo marginal e da eficiência alocativa pode ser inevitável se a auto-suficiência financeira for alcançada.

c) Igualdade social - O conceito de eficiência alocativa pode ser operacional para qualquer distribuição de renda específica na sociedade. No entanto, o conceito não fornece base para avaliar se essa distribuição de renda é igual ou não.

Resumidamente, destacam-se os seguintes pontos acerca da análise custo-benefício:

- Análises de custo-benefício são realizadas para identificar alternativas que são consistentes com a eficiência na alocação de recursos. Eficiência alocativa significa

que, em um ambiente de recursos escassos, o nível de produção de qualquer bem ou serviço não pode ser aumentado sem reduzir a produção de um bem ou serviço mais valioso.

- Os recursos são alocados de forma eficiente quando o benefício de um indivíduo é decorrente da última unidade de consumo que é igual ao custo de produção dessa unidade. Assim, um produtor em mercados competitivos que situa os preços de sua produção no custo marginal de produção estará operando consistentemente com o conceito de eficiência alocativa.
- O preço ao custo marginal implica que os custos e os benefícios são valorizados em seus custos de oportunidade, ou seja, o retorno que eles ganhariam no seu melhor uso alternativo. O princípio do custo de oportunidade pode ser claramente distinguido da abordagem contábil dos custos: o primeiro se preocupa apenas com os custos presentes e futuros, enquanto o último leva em conta custos passados.
- O conceito de custo de oportunidade é tornado operacional na análise de custo-benefício através do critério da disposição de pagar. Os resultados são avaliados de acordo com a vontade dos consumidores de pagar por eles - um montante que inclui o excedente do consumidor, ou a diferença entre o preço realmente pago e o valor que o consumidor estaria disposto a pagar por eles. Os insumos são avaliados com base no valor máximo que outros usuários estariam dispostos a pagar por eles. Se não houver "outro usuário", os insumos são avaliados com base nos custos relevantes dos componentes.
- O princípio fundamental da análise custo-benefício, baseado no conceito de eficiência alocativa, é aceitar projetos quando os benefícios sociais líquidos são positivos, sem esquecer do orçamento disponível e outras possíveis restrições. A regra produz resultados consistentes com a eficiência de alocação.
- Eficiência alocativa global requer eficiência produtiva. No entanto, em alguns casos, os analistas terão uma preocupação principal pela eficiência produtiva, o que equivale a análise custo-eficácia, em vez do objetivo mais amplo da eficiência alocativa.
- A rentabilidade financeira e a equidade social também podem ser metas importantes na tomada de decisões.

4.3 Engenharia Econômica

De acordo com Sandoval de Vasconcelos e Troster (1998), o vocábulo economia origina-se do grego, e deriva-se da união de *oikos* (casa) e *nomos* (norma, lei), traduzindo-se, em sentido amplo, por “administração da coisa pública”.

Já segundo Mankiw (2009), a palavra economia tem suas origens na língua grega (*oikonomos*) e pode ser interpretada como “administração do lar”.

De acordo com Sandoval de Vasconcelos e Troster (1998), em avaliação de projetos de investimento podem ser avaliadas as externalidades, ou, economias externas, que é a diferença entre a ótica privada e a ótica social. Na ótica privada é realizada a avaliação financeira, específica de uma empresa, enquanto que na ótica social é realizada uma avaliação de custos (externalidade negativa) ou benefícios (externalidade positiva) derivados da produção de uma empresa para a sociedade.

Externalidades positivas são assim consideradas quando o valor de determinado serviço excede o seu valor privado, muitas vezes proporcionado pelo Estado, que passa a corrigir falhas de mercado por meio de subsídios, gerando as externalidades positivas. Tanto os formuladores de políticas públicas quanto os agentes privados reagem às externalidades e as soluções têm por objetivo alocar os recursos o mais próximo do ótimo social (MANKIW, 2009).

A análise econômico-financeira de um empreendimento abrange diversas etapas: inicia-se com a estimativa dos fluxos de caixa futuros, a definição da taxa de desconto, ou seja, a rentabilidade mínima exigida por parte do investidor que será utilizada para descontar os fluxos de caixa futuros estimados e, por fim, o cálculo de índices determinísticos, tais como: Valor Presente Líquido (VPL), Taxa interna de retorno (TIR) e Índice de rentabilidade (IR). Os referidos indicadores financeiros determinísticos serão explanados com mais profundidade ao longo do presente capítulo.

O propósito de um estudo de viabilidade econômico-financeira é demonstrar se determinado empreendimento ou projeto gerará fluxos de caixas capazes de cobrir o custo de capital e financiamento e, dessa forma, garantir o retorno do investimento e minimizar os riscos do investidor.

De acordo com Drake (2008), as seis técnicas que são mais comumente utilizadas pelas empresas para avaliar os investimentos em ativos de longo prazo são:

1. Tempo de payback;
2. Período de reembolso com desconto;

3. Valor presente líquido (VPL);
4. Índice de rentabilidade (IR);
5. Taxa interna de retorno (TIR);
6. Taxa interna de retorno modificada.

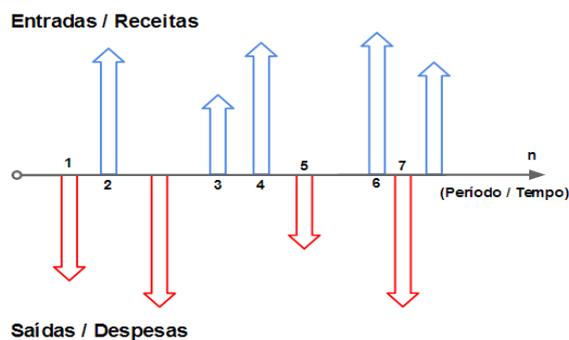
4.3.1 Os fluxos de caixa do projeto solar fotovoltaico

As tomadas de decisão relativas a projetos e possíveis alternativas que proporcionem economia e retorno financeiro requerem, obrigatoriamente, estudos acerca da viabilidade econômica.

De acordo com Drake (2008), esses estudos fazem uso de índices econômicos que possibilitam decifrar a atratividade de investimento em determinado projeto. Os métodos que se destacam são o Valor Presente Líquido (VPL), a Taxa Interna de Retorno (TIR), o tempo de retorno de capital (payback) e o Índice de Rentabilidade (IR). Para proceder com tais estudos é recomendável “colocar” o problema real dentro de uma forma padrão, ou seja, um fluxo de caixa, que possibilita fazer uso de equações adequadas para avaliar economicamente o projeto de investimento.

O fluxo de caixa traduz-se como um método simplificado de se demonstrar através de um desenho ou figura, as receitas e despesas de um determinado projeto ao longo do tempo. Neste padrão, tudo que diz respeito a ganho, benefício, receita e similares, é representado por uma seta voltada para cima. Opostamente, tudo que representar gasto, despesa, investimento, custos e correlatos representa-se com uma seta voltada para baixo. A figura 4 ilustra um fluxo de caixa com várias saídas (despesas) e entradas (receitas).

Figura 4- Ilustração de um fluxo de caixa com várias saídas e entradas



Fonte: <https://www.treasy.com.br/blog/demonstrativo-de-fluxo-de-caixa>

4.3.2 Valor da Empresa

De acordo com Drake (2008), o valor atual de um empreendimento é o valor presente de todos os seus fluxos de caixa futuros. Esses fluxos de caixa futuros são provenientes de ativos que já estão em vigor e de oportunidades de investimento futuras. Tais fluxos são descontados a uma taxa que representa o grau de incerteza associado a esses fluxos de caixa futuros. Matematicamente, o valor da empresa é representado por:

Equação 7 - Valor da Empresa

$$\text{Valor da empresa} = \sum_{t=1}^{\infty} \frac{CF_t}{(1+r)^t}$$

Em que CF_t é o fluxo de caixa para o período “t” e “r” é a taxa de retorno requerida.

O objetivo dos dirigentes de uma organização é maximizar o valor da instituição. Em uma corporação, os acionistas são os proprietários da empresa, de modo que as decisões que maximizam o valor da empresa também maximizam a riqueza dos acionistas.

Os dirigentes tomam decisões sobre ativos de longa duração; Este processo é referido como orçamento de capital. As decisões de orçamento de capital para um projeto exigem a análise de:

- Seus fluxos de caixa futuros;
- O grau de incerteza associado a esses fluxos de caixa futuros e
- O valor desses fluxos de caixa futuros considerando suas incertezas.

Na estimativa de fluxos de caixa, a atenção deve estar voltada para os fluxos de caixa incrementais de um projeto, incluindo mudanças nos fluxos de caixa operacionais (mudança nas receitas, despesas e impostos) e mudanças nos fluxos de caixa de investimento (os fluxos de caixa adicionais da empresa a partir da aquisição e alienação dos ativos do projeto).

O conceito por trás da incerteza baseia-se no fato de que quanto mais incerto for um fluxo de caixa futuro, menos valerá hoje. O grau de incerteza, ou risco, é refletido no custo de capital de um projeto. O custo de capital é o que a empresa deve pagar pelos fundos para financiar seu investimento. O custo de capital pode ser um custo explícito (por exemplo, os juros pagos sobre a dívida) ou um custo implícito (por exemplo, a previsão de valorização de suas ações ordinárias).

Nessa pesquisa, focaremos na avaliação dos fluxos de caixa futuros. Diante das estimativas de fluxos de caixa incrementais para o projeto e considerando um custo de capital que reflete o risco do projeto, analisaremos as técnicas mais utilizadas para selecionar projetos.

Para o que se propõe nessa pesquisa, o que precisamos entender sobre o risco de um projeto é que podemos encarar o risco de duas maneiras:

1. Podemos descontar os fluxos de caixa futuros usando uma taxa de desconto maior; ou
2. Podemos exigir um retorno anual mais alto do projeto, de acordo com o risco dos seus fluxos de caixa.

É importante conhecer como cada técnica analisa os diferentes projetos, e assim escolher os projetos que maximizam os lucros.

Uma boa técnica de avaliação deve levar em conta:

- Todos os fluxos de caixa futuros do projeto;
- Desvalorização da moeda;
- Incerteza atrelada aos fluxos de caixa futuros;
- Escolha do projeto por meio de um critério objetivo.

Projetos selecionados mediante uma técnica que satisfaça os quatro critérios acima, geralmente conseguem maximizar os lucros.

Além de avaliar se cada técnica satisfaz tais critérios, analisaremos quais podem ser usados em situações especiais, como quando um limite financeiro é colocado no orçamento de capital.

Tempo de *payback* (*Payback Period*)

O tempo de *payback* de um projeto é o tempo contado desde o início, ou seja, desde o fluxo de caixa de saída inicial para investir nele até o momento em que os fluxos de caixa de entrada superam o fluxo de caixa de saída inicial. Dito de outra

forma, é o tempo necessário para trazer o montante investido de volta. É conhecido também como o período de recuperação do que foi investido ou o período de recuperação do capital. Se há um investimento hoje de R\$100.000,00 e a estimativa é que haja fluxos de caixa anuais no valor R\$50.000,00, então, para esse caso, o tempo de *payback* será de dois anos. Ou seja, serão necessários dois anos para recuperar o investimento inicial de R\$100.000,00.

Considerando que o investimento escolhido seja o projeto hipotético “X”, que requer um investimento inicial hoje de \$1.000.000,00, e que hoje é o último dia do ano de 2017, e ainda que a estimativa é de que haja fluxos de caixa no final de cada ano até 2021, conforme mostrado na Tabela 12, quanto tempo será necessário para recuperar os \$1.000.000,00 iniciais que estão sendo investidos hoje?

Tabela 12 - Fluxos de Caixa do Projeto Hipotético “X”

ANO	PROJETO X	Fluxos de caixa acumulados
2017	- \$ 1.000.000,00	
2018	\$ 0	- \$ 1.000.000,00
2019	\$ 200.000	- \$ 800.000
2020	\$ 300.000	- \$ 500.000
2021	\$ 900.000	+ \$ 400.000

Elaboração do autor (2018)

Ao final de 2020, o investimento inicial de \$1.000.000,00 ainda não terá sido totalmente recuperado, porém, em 2021, o fluxo de caixa acumulado não só alcançará, mas ultrapassará os \$1.000.000,00 aplicados inicialmente. Portanto, para este exemplo, o tempo de *payback* para o projeto “X” será de quatro anos. No exemplo em questão, foi assumido que os fluxos de caixa são contabilizados no fim de cada ano. Dessa forma, sempre chegar-se-á ao período de *payback* em “quantidade de anos”. Entretanto, caso seja considerado que os fluxos de caixa podem ser contabilizados mensalmente ou semanalmente, ao longo do ano, será alcançado um *payback* em períodos anuais ou em frações de anos. Nesse sentido, e ainda tomando por base o Projeto “X”, se for considerado que os fluxos de caixa são recebidos uniformemente ao longo do ano, o tempo de *payback* para o referido projeto será de três anos e 6,6 meses, pois, dividindo \$900.000 por 12 meses, obtém-se \$75/mês, o que implica atingir os \$500.000 faltantes em 6,6 meses.

É importante ressaltar que a assunção de que os fluxos de caixa são creditados apenas no final de cada ano pode não condizer com a prática, mas torna-se conveniente utilizar essa premissa para demonstrar como são utilizadas as várias técnicas de avaliação.

Em princípio, um período de *payback* menor apresenta-se como uma opção mais atrativa que um *payback* de maior duração. Contudo, ainda não há uma regra clara que defina quão curto é melhor. Entretanto, nem sempre é possível saber se um *payback* mais rápido é melhor. Além de não ter critérios de decisão bem definidos, a análise do período de *payback* favorece os investimentos com fluxos de caixa futuros. Um investimento parece melhor em termos do período de amortização quanto mais cedo seus fluxos de caixa são recebidos, independentemente do que acontecerá com os fluxos de caixa mais à frente. A análise em termos de *payback* configura-se muitas vezes como uma análise de “empate”. Há uma tendência a fornecer uma medida da “vida econômica” do investimento em função de seu período de retorno. Em princípio, quanto maior for a probabilidade de a vida econômica do projeto exceder o período de retorno, mais atrativo será o investimento. A vida econômica com duração além do período de retorno é definida como a duração pós-reembolso. É importante destacar que se a duração pós-retorno é zero, o investimento é inútil, não importa quão curto seja o período de *payback*. Isso significa que a soma dos fluxos de caixa futuros não será maior do que o investimento inicial. Além disso, uma vez que esses fluxos de caixa futuros valem realmente menos hoje do que no futuro, uma duração zero pós-retorno significa que o valor presente desses fluxos é menor que o investimento inicial do projeto.

O método do *payback* somente deve ser utilizado para se obter uma visão geral dos projetos de investimentos, embora ele possa ser útil como indicador para alguns pontos. Em virtude do fato de um real de fluxo de caixa nos primeiros anos valer mais do que um real de fluxo de caixa nos últimos anos, o método do *payback* fornece uma medida simples, porém inexata da liquidez do investimento.

O tempo de *payback* também serve como indicador de risco do investimento. Nas indústrias em que os equipamentos tornam-se obsoletos rapidamente ou onde a competitividade é alta, investimentos com *payback* curtos são muito valiosos. Isso porque os fluxos de caixa que virão no futuro são mais incertos e, portanto, apresentam menor valor presente, ou seja, no contexto atual. Na indústria de computadores pessoais, por exemplo, a concorrência feroz e a tecnologia em constante e rápida

mudança exigem investimentos em projetos que têm retorno de menos de um ano, uma vez que não há expectativa de benefícios do projeto após um ano. Devido ao fato de o método do *payback* não informar o momento específico que maximiza os lucros, não se recomenda utilizá-lo como ferramenta de estudo basilar para o investimento que envolvem ativos de longa duração.

Período de reembolso com desconto (*Discounted payback period*)

De acordo com Drake (2008), o *discounted payback period* é o tempo necessário para o retorno do investimento original, em função dos fluxos de caixa de entrada futuros descontados. Cada fluxo de caixa é calculado em relação ao início dos investimentos, fazendo uso de uma taxa que reflete tanto o valor da moeda, como as incertezas dos futuros fluxos de caixa. Essa taxa é o custo de capital – o retorno esperado pelos investidores do capital (credores e acionistas) para compensá-los pela desvalorização da moeda ao longo do tempo e pelo risco associado com o investimento. Quanto mais incertezas estiverem associadas aos futuros fluxos de caixa, maior será o custo de capital.

Transporta-se um estimado fluxo de caixa futuro para o presente fazendo-se uso de uma taxa que reflete o grau de incerteza associado a esse fluxo de caixa futuro. Quanto mais incertezas, menos o fluxo de caixa vale hoje – isso significa que uma maior taxa de desconto é usada para traduzi-lo em um valor para a presente data. A taxa de desconto é uma taxa que reflete o custo de oportunidade dos fundos. No caso de uma instituição privada, é levado em conta o custo de oportunidade para os investidores do capital (os credores e acionistas). Tal custo de oportunidade é definido como custo de capital. Este corresponde à taxa de retorno exigida, que equivale ao retorno que os investidores do capital esperam para o investimento efetuado, e o custo de aumentar o capital novo se a empresa não puder gerar o capital necessário internamente, isto é, caso não haja evolução dos ganhos. O custo do capital e a taxa de retorno exigida são o mesmo conceito, mas sob uma perspectiva diferente. Assim, faremos uso dos dois termos sem distinção, ao longo desse trabalho.

Tomando por base os projetos “X” e “Y”, da tabela 13, e considerando que cada um deles possui um custo de capital de 10%, o primeiro passo para determinar o período de retorno é “transportar” o fluxo de caixa de cada ano vindouro para o ano do início do investimento – final de 2017 – levando-se em conta o custo do capital.

Tabela 13 - Fluxos de Caixa dos Projetos Hipotéticos “X” e “Y”

Fluxos de Caixa ao final de cada ano		
ANO	PROJETO X	PROJETO Y
2017	- \$ 1.000.000,00	- \$ 1.000.000,00
2018	\$ 0	\$ 325.000
2019	\$ 200.000	\$ 325.000
2020	\$ 300.000	\$ 325.000
2021	\$ 900.000	\$ 325.000

Elaboração do autor (2018)

O cerne da questão é: quanto tempo é necessário para que os fluxos de caixa descontados de cada investimento compensem o investimento?

Parece que quanto menor for o período de recuperação, melhor, seja usando fluxos de caixa descontados ou não descontados. Mas o quão curto é melhor? Não é possível afirmar. Um investimento se paga em termos de fluxos de caixa descontados no período de retorno descontado, ou seja, no momento em que os fluxos de caixa descontados acumulados no período igualam-se ao montante do investimento. Com base na tabela 14, na qual transportou-se os fluxos de caixa futuros de cada ano para o ano do início do investimento (final de 2017), o período de *payback*, considerando os descontos, é de quatro anos para ambos os projetos “X” e “Y”.

Considerando a duração do retorno como base para selecionar o investimento, os projetos X e Y parecem ser ambos atrativos. Entretanto, o projeto Y apresenta um fluxo de caixa positivo, e maior que o do projeto X, ao fim do quarto ano.

Tabela 14 - Fluxos de caixa futuros transportados para o ano do início do investimento

ANO	PROJETO X		PROJETO Y	
	Fluxos de Caixa	Desconto Acumulado dos Fluxos de Caixa	Fluxos de Caixa	Desconto Acumulado dos Fluxos de Caixa
2017	- \$ 1.000.000,00	- \$ 1.000.000,00	- \$ 1.000.000,00	- \$ 1.000.000,00
2018	\$ 0,00	- \$ 1.000.000,00	\$ 295.454,55	-\$ 704.545,45
2019	\$ 165.289,26	- \$ 834.710,74	\$ 268.595,04	-\$ 435.950,41
2020	\$ 225.394,44	- \$ 609.316,30	\$ 244.177,31	-\$ 191.773,10
2021	\$ 614.712,11	\$ 5.395,81	\$ 221.979,37	\$ 30.206,27

Elaboração do autor (2018)

Mesmo assim, foram ignorados alguns valiosos fluxos de caixa para ambos os investimentos: aqueles que vão além do que é necessário para recuperar o fluxo de caixa inicial.

Taxa Mínima de Atratividade (TMA)

A TMA é um percentual de correção do dinheiro no tempo que serve de limite para a aceitação sobre o retorno de um investimento, onde dado um investimento inicial, os retornos previstos dos períodos seguintes têm a taxa mínima de atratividade aplicada para descontar no seu valor presente, e desse modo descobrir o período mínimo de retorno com os fluxos de caixa percebidos (BORDEAUX-RÊGO et al., 2006).

Os fluxos de caixa futuros são descontados a taxas de juros compostos para o valor presente usando a taxa mínima de atratividade, que pode ser alguma taxa de mercado que sirva de referência para a análise de um investimento, tal como a taxa SELIC, o índice de inflação IPCA, o índice de inflação INPC, uma taxa média de variação cambial ou um percentual especulativo qualquer (BORDEAUX-RÊGO et al., 2006).

A taxa mínima de atratividade é uma taxa de retorno minimamente requerida pelo investidor, o que significa que se o investimento remunerar abaixo da taxa mínima de atratividade, o investimento não é realizado (BROM; BALIAN, 2007).

Contudo, a taxa de atratividade deve incluir o *spread*, uma taxa adicional de risco que varia conforme as condições conjunturais – risco sistemático – e conforme os aspectos específicos de cada projeto de investimento – risco não sistemático. Portanto, a taxa mínima de atratividade reflete a relação entre retorno, risco e liquidez imposta pelo investidor (BROM; BALIAN, 2007).

Desta forma, para as empresas, a determinação da TMA é mais complexa e depende do prazo, ou também da importância estratégica das alternativas, podendo ter uma meta estratégica e mais ousada nos investimentos de longo prazo (CASAROTTO FILHO; HARTMUT KOPITTKKE, 1998).

A taxa mínima de atratividade está associada ao Custo de oportunidade, uma vez que o investidor pode comparar custos e benefícios de possibilidades alternativas à determinada ação. Às vezes os custos não são tão claros, por isso há que se levar em conta o custo de oportunidade, este que é aquilo que você abre mão para obter algum item (MANKIW, 2008).

O Custo de oportunidade do investimento representa a perda da remuneração por aplicações financeiras, como, por exemplo, a remuneração pela poupança, títulos públicos ou outros investimentos (BORDEAUX-RÊGO et al., 2006).

Valor Presente Líquido (VPL)

De acordo com Drake (2008), representa-se o valor presente líquido usando a notação de um somatório (Σ), em que “t” indica um período específico, “ CF_t ” representa o fluxo de caixa ao final do período “t”, “k” representa o custo do capital e “N” o número de períodos que compõe a vida econômica do investimento, conforme equação 8 .

VPL= valor presente dos fluxos entrantes - valor presente dos fluxos saíntes

Equação 8 - Valor Presente Líquido

$$VPL = \sum_{t=1}^N \frac{CF_t}{(1+k)^t}$$

A palavra “líquido”, nesse termo, indica que todos os fluxos de caixa, tanto positivos quanto negativos, são considerados. Muitas vezes, as mudanças nos fluxos de caixa operacionais são fluxos de entrada e os fluxos de caixa do investimento são fluxos de saída. Portanto, tendemos a referir-se ao valor presente líquido como a diferença entre o valor presente das entradas de caixa e o valor presente das saídas de caixa.

É importante destacar que fluxos de caixa entrantes são representados por valores positivos de “ CF_t ” e fluxos de caixa saíntes por valores negativos de “ CF_t ”. Para um período de tempo determinado, coletam-se todos os fluxos de caixa (positivos e negativos). Para simplificar o entendimento, é comum referir-se a fluxos de caixa apenas como entradas ou saídas, sem a necessidade de identificá-los especificamente como fluxos de caixa “operacionais” ou “de investimento”.

Segundo Brealey, Myers e Allen (2011), não é por acaso que os fluxos de caixa são descontados. Eles são descontados a uma determinada taxa por duas razões: (1) uma

determinada quantidade de dinheiro vale mais no presente do que amanhã e (2) um dinheiro sem risco vale mais que um dinheiro incerto.

Tomando-se por base um investimento que custa \$5.000,00 hoje e promete pagar \$7.000,00 dois anos a partir de hoje e se o seu custo de oportunidade para projetos de risco similar é de 10%, seria possível afirmar que esse projeto é viável?

Para determinar se é ou não um bom investimento, é necessário comparar o investimento de \$5.000,00 com o fluxo de caixa de \$7.000,00 esperado para dois anos à frente. Levando-se em conta que uma taxa de desconto de 10% reflete o grau de incerteza associado aos US \$ 7000 esperados em dois anos, seria possível afirmar que valeria a pena, pois:

Ao investir \$ 5000,00 na presente data, é possível receber em troca uma promessa de um fluxo de caixa no futuro que vale \$5.785,12. Assim, é possível aumentar a riqueza da organização em \$785,12, quando se faz a escolha pelo referido investimento.

Outra maneira de afirmar isso é que o valor presente da entrada de caixa de \$7.000,00 é de \$5.785,12, que é mais do que a saída de caixa de \$5.000,00 para fazer o investimento. Quando subtraímos do valor presente do fluxo de caixa do investimento (\$5.785,12 para o exemplo) o valor do fluxo de caixa de saída do presente para fazer um investimento (\$5.000,00 para o exemplo), a diferença significará um aumento ou uma diminuição da riqueza da empresa e é definida como o valor presente líquido (VPL). No exemplo analisado, a diferença ($\$5.785,12 - \$5.000,00 = \$785,12$) é traduzida como um aumento da riqueza. O valor presente líquido (VPL) representa o valor atual de todos os fluxos de caixa esperados para o futuro.

Com base ainda no exemplo do Projeto “X”, e considerando 10% de custo de capital ($k= 0,1$), o valor presente dos fluxos de caixa entrantes será o mostrado na Tabela 15:

Tabela 15 - Valor Presente dos Fluxos de Caixa Acumulados do Projeto X

PROJETO X		
ANO	Fluxos de Caixa	Desconto Acumulado dos Fluxos de Caixa
2017	- \$ 1.000.000,00	- \$ 1.000.000,00
2018	\$ 0,00	\$ 0,00
2019	\$ 200.000	165.289,26
2020	\$ 300.000	225.394,44
2021	\$ 900.000	614.712,11

VALOR PRESENTE LÍQUIDO (VPL) = + 5.395,81

Fonte: Elaboração do autor (2018)

O valor presente líquido (VPL) calculado acima fornece a informação de que há uma expectativa de aumento no valor da empresa de \$5.395,81. Seguindo a mesma metodologia para o Projeto “Y”, obtém-se um VPL = \$30.206,27. É possível também calcular o VPL por meio de uma calculadora financeira, entrando com os fluxos de caixa na ordem. Não se pode esquecer de levar também em consideração nos cálculos, o fluxo de caixa “zero” para o ano de 2018. Outra maneira de calcular o valor presente líquido (VPL) é fazendo-se uso do Microsoft Excel.

Valor presente líquido como fator de decisão

É importante ressaltar como deve ser interpretado o resultado encontrado após o cálculo do valor presente líquido (VPL). Um valor presente líquido positivo ($VPL > 0$) significa que o investimento a ser realizado aumentará o valor da empresa, ou seja, o retorno é mais que suficiente para compensar o retorno exigido do investimento. Já um valor presente líquido negativo ($VPL < 0$) deve ser interpretado como um investimento que trará prejuízo para a organização. Quando o VPL é menor que zero significa dizer que o retorno do investimento será menor que o custo do capital. Outra possibilidade é um $VPL = ZERO$. Quando isso ocorre, significa que o retorno apenas equivale ao retorno exigido pelos proprietários para compensá-los pelo grau de incerteza dos futuros fluxos de caixa decorrentes do investimento e pela desvalorização da moeda.

O Quadro 3 apresenta, de forma sintética, os possíveis cenários de decisão baseados no Valor Presente Líquido (VPL):

Quadro 3 – Cenários de decisão baseados no Valor Presente Líquido (VPL)

Obtendo-se	Interpreta-se como	E portanto
VPL > 0	O investimento aumentará o valor da instituição	O projeto deverá ser aceito e implementado.
VPL < 0	O investimento diminuirá o valor da instituição	O projeto deverá ser rejeitado .
VPL = 0	A riqueza da instituição NÃO será afetada pelo investimento	O projeto será indiferente para a corporação.

Fonte: Elaboração do autor (2018)

Assim, um valor presente líquido positivo significa que o projeto será capaz de gerar valor além dos recursos investidos, superando uma determinada taxa mínima de

atratividade e podendo vir a ser um investimento atrativo ou compensador. (BORDEAUX-RÊGO et al., 2006).

Ainda tomando por base os projetos “X” e “Y” mostrados na Tabela 13, para o projeto “X”, espera-se que haja um aumento de \$5.395,81 no valor da empresa, enquanto para o projeto “Y”, o valor esperado é de \$30.206,27. Se tais investimentos forem independentes, os resultados sugerem que ambos devem ser levados adiante, pois ambos agregarão valor à organização. Caso os projetos “X” e “Y” sejam mutuamente excludentes, situação em que a escolha de um deles implica na exclusão do outro, então o projeto “Y” deve ser o escolhido, pois foi o que apresentou o maior valor presente líquido (VPL).

Índice de Rentabilidade (IR)

De acordo com Drake (2008), o índice de rentabilidade utiliza praticamente as mesmas informações que são usadas para o cálculo do valor presente líquido (VPL), contudo a informação é definida em forma de índice.

Enquanto o valor presente líquido (VPL) é dado pela equação 9:

$$VPL = \text{valor presente dos fluxos entrantes} - \text{valor presente dos fluxos saíntes}$$

Equação 9 - Valor Presente Líquido

$$VPL = \sum_{t=1}^N \frac{CF_t}{(1+k)^t}$$

O índice de rentabilidade (IR) é dado pela equação 10:

Equação 10 - Índice de rentabilidade (IR)

$$IR = \frac{\text{valor presente dos fluxos entrantes}}{\text{valor presente dos fluxos saíntes}} = \frac{\sum_{t=1}^N \frac{CIF_t}{(1+k)^t}}{\sum_{t=1}^N \frac{COF_t}{(1+k)^t}}$$

Em que CIF_t e COF_t são os fluxos de caixa entrante e os fluxos de caixa de saída, respectivamente. Portanto, é necessário calcular o valor presente de todos os

fluxos de caixa entrante e, em seguida, dividi-lo pelo valor presente de todos os fluxos de caixa de saída.

Tomando por base o projeto “X”, demonstra-se na Tabela 16 o cálculo do IR_X .

Tabela 16 - Desconto acumulado dos fluxos de caixa futuros (entrantes)

PROJETO “X”		
ANO	Fluxos de Caixa	Desconto Acumulado dos Fluxos de Caixa Futuros
2018	\$ 0,00	\$ 0,00
2019	\$ 200.000	165.289,26
2020	\$ 300.000	225.394,44
2021	\$ 900.000	614.712,11
		$\sum_{t=1}^N \frac{CIF_t}{(1+k)^t} = + 1.005.395,81$

Fonte: Elaboração do autor (2018)

Dessa forma, o índice de rentabilidade para o projeto “X” é:

$$IR_X = \frac{\sum_{t=1}^N \frac{CIF_t}{(1+k)^t}}{\sum_{t=1}^N \frac{COF_t}{(1+k)^t}} = \frac{1.005.395,81}{1.000.000} = 1,0054$$

Como o valor encontrado é maior que 1 ($IR_X > 1$), pode-se afirmar que o investimento produz mais benefícios do que custos.

O quadro 4 apresenta, de forma resumida, os possíveis cenários de decisão baseados no índice de rentabilidade (IR):

Quadro 4 – Cenários de decisão baseados no índice de rentabilidade (IR)

Obtendo-se	Interpreta-se como	E portanto
$IR > 1,0$	O investimento aumentará o valor da instituição	O projeto deverá ser aceito e implementado.
$IR < 1,0$	O investimento diminuirá o valor da instituição	O projeto deverá ser rejeitado .
$IR = 1,0$	A riqueza da instituição NÃO será afetada pelo investimento	O projeto será indiferente para a organização.

Fonte: Elaboração do autor (2018)

No exemplo acima, ou seja, em relação ao projeto “X”, há apenas um fluxo de caixa de saída e ele já aparece em “termos de valor presente” (\$ 1.000.000,00), pois ocorrerá ao final de 2017.

Taxa Interna de Retorno (TIR)

Supondo um projeto em que a oportunidade de investimento exige um aporte de \$ 50.000,00 e que a expectativa de fluxos de caixa entrantes seja de \$ 28.809,52 após um ano e de \$ 28.809,52 após dois anos, é possível avaliar este investimento através da Taxa Interna de Retorno (TIR). A TIR é a taxa que faz com que os valores presentes dos fluxos de caixa entrante (\$ 28809,52) se igualem ao valor presente do fluxo de caixa de saída (\$ 50.000). Assim, a TIR é a taxa de desconto que torna o valor presente líquido (VPL) do projeto igual a zero, conforme equação 11.

Equação 11 - TIR é a taxa de desconto que torna o VPL do projeto igual a zero

$$ZERO = \sum_{t=1}^N \frac{CF_t}{(1 + TIR)^t}$$

A fórmula do VPL nos fornece que:

$$VPL = \text{valor presente dos fluxos entrantes} \\ - \text{valor presente dos fluxos saíntes}$$

Então, para se chegar à TIR, tem-se que:

$$\text{“ZERO =} \\ \text{valor presente dos fluxos entrantes – valor presente dos fluxos saíntes”}$$

Daí, pode-se afirmar que:

$$\text{Valor presente dos fluxos saíntes} = \text{Valor presente dos fluxos entrantes}$$

Escrito de outra forma, obtém-se a equação 12:

Equação 12 - Valor presente dos fluxos saíntes= Valor presente dos fluxos entrantes

$$\sum_{t=1}^N \frac{COF_t}{(1 + TIR)^t} = \sum_{t=1}^N \frac{CIF_t}{(1 + TIR)^t}$$

Inserindo-se os números do projeto citado acima na fórmula, obtém-se:

$$50.000 = \sum_{t=1}^N \frac{CIF_t}{(1 + TIR)^t}$$

$$50.000 = \frac{28.809,52}{(1 + TIR)^1} + \frac{28.809,52}{(1 + TIR)^2}$$

De acordo com Drake (2008), a regra básica de tomada de decisão fazendo-se uso da Taxa Interna de Retorno (TIR) é que deve se investir em um projeto se ele proporcionar um retorno maior que o custo de capital. O custo do capital, no contexto da TIR, funciona com uma taxa de referência, ou seja, é a mínima taxa de retorno aceitável.

O Quadro 5 apresenta, com base na TIR, os possíveis cenários de tomada de decisão:

Quadro 5 – Cenários de decisão baseados na Taxa Interna de Retorno (TIR)

Obtendo-se	Interpreta-se como	E portanto
<i>TIR > custo de capital</i>	O investimento aumentará a riqueza dos acionistas	O projeto deverá ser aceito e implementado.
<i>TIR < custo de capital</i>	O investimento diminuirá a riqueza dos acionistas	O projeto deverá ser rejeitado .
<i>TIR = custo de capital</i>	A riqueza da empresa NÃO será afetada pelo investimento	O projeto será indiferente para a organização.

Fonte: Elaboração do autor (2018)

Vantagens e Desvantagens dos Índices Determinísticos

De forma sintética, pode-se afirmar que os métodos do tempo de *payback* e do tempo de *payback* descontado oferecem uma ideia do tempo necessário para recuperar o investimento inicial de um projeto. Ambos os métodos são limitados porque não consideram necessariamente todos os fluxos de caixa de um projeto. Além disso, não há critérios objetivos que possam ser utilizados para julgar um projeto, exceto pelo critério simples que o projeto deve se pagar.

O método do valor presente líquido (VPL) e o índice de rentabilidade (IR) consideram todos os fluxos de caixa de um projeto e envolvem descontos, que incorporam a desvalorização da moeda ao longo do tempo, bem como o risco envolvido. O método do valor presente líquido (VPL) produz um valor que é o valor agregado que se espera ao investir em um projeto. O índice de rentabilidade (IR), por

outro lado, produz um valor indexado que é útil para fazer um *ranking* entre projetos e classificá-los.

A taxa interna de retorno é o rendimento do investimento. É a taxa de desconto que faz com que o valor presente líquido seja igual a zero. É preciso ter cautela quando utilizar o método da TIR para selecionar entre projetos mutuamente exclusivos ou quando houver um limite de gastos de capital.

Cada técnica analisada nesta Unidade oferece algumas vantagens e desvantagens. As técnicas que levam em conta os descontos dos fluxos (VPL, IR e TIR) mostram-se mais refinadas do que as técnicas de fluxo de caixa em que os descontos não são considerados como, por exemplo, o período de retorno (*payback*).

Para avaliar projetos ou projetos mutuamente exclusivos sujeitos a limitação de capital disponível, recomenda-se ter cuidado com a técnica a ser utilizada. O método do valor presente líquido (VPL) é consistente quando se deseja alcançar a maximização da riqueza dos proprietários, quando confronta-se projetos mutuamente exclusivos ou com limitação de capital.

Analisando o orçamento de capital na prática, percebe-se que as empresas utilizam mais as técnicas de fluxo de caixa com desconto, com destaque para o método da TIR. Ao longo do tempo, no entanto, nota-se um crescente uso da técnica do valor presente líquido (VPL).

5 ANÁLISE DA VIABILIDADE ECONÔMICO FINANCEIRA DO PROJETO SOLAR FOTOVOLTAICO: ESTUDO DE CASO DA MICROGERAÇÃO EM ALAGOAS

O presente capítulo analisa a viabilidade econômico-financeira, a partir da análise dos fluxos de caixa reais gerados nos primeiros dezoito meses de funcionamento do empreendimento solar fotovoltaico da Pousada Barra Velha, dos fluxos de caixa futuros estimados, dos parâmetros adotados e das técnicas de análise expostas no Capítulo 4.

Basicamente, esse capítulo confronta as premissas técnicas e econômicas utilizadas antes da implantação da planta fotovoltaica, que serviram de lastro para a decisão de se investir no projeto, com os dados reais de geração de energia fotovoltaica, com os fluxos de caixa gerados efetivamente após a implantação do sistema fotovoltaico e com outras variáveis.

A Pousada Barra Velha implantou o sistema fotovoltaico, alvo dessa pesquisa, com objetivo de reduzir os custos com energia elétrica, bem como por acreditar na redução de emissão de CO₂ ao meio ambiente que a tecnologia fotovoltaica proporciona durante a geração de energia elétrica, colaborando, assim, por um planeta mais saudável.

5.1 Considerações Gerais

A presente análise diz respeito a uma unidade consumidora com microgeração de energia solar fotovoltaica, de potência instalada de 27,9 kWp, conectada à rede elétrica da distribuidora, com finalidade de gerar energia elétrica e injetar o excedente de energia, caso haja, na rede elétrica de baixa tensão da concessionária Eletrobrás – Distribuição Alagoas, em conformidade com o sistema de compensação de energia previsto na Resolução Normativa nº 482/2012 da ANEEL, modificada posteriormente pela Resolução Normativa nº 687/2015.

O espaço geográfico delimitado para esta pesquisa localiza-se no litoral norte do Estado de Alagoas, no Município de Maragogi, na Praia de Peroba, onde se encontra em operação, desde 19 de janeiro de 2017, a planta fotovoltaica da Pousada Barra Velha. A região do empreendimento possui elevados índices de radiação solar, mostrando-se adequada à geração de energia solar fotovoltaica.

De acordo com a resolução 687/2015 da Aneel, o sistema fotovoltaico em operação na Pousada Barra velha enquadra-se como microgeração distribuída, visto tratar-se de empreendimento com menos de 75kW.

O estudo prévio teve como lastro a série histórica de consumo de energia do empreendimento hoteleiro dos 12 meses do ano de 2015. Inicialmente, o estudo previu um sistema com capacidade instalada de 22,32 kWp, que foi limitado a este valor de potência devido à limitação, estimada à época, da carga mecânica que poderia ser suportada pela laje do telhado da edificação. Posteriormente, em agosto de 2017, a potência instalada foi ampliada em 25%, passando dos 22,32 kWp iniciais para 27,9 kWp. O Custo de Oportunidade sobre a utilização da área do telhado não foi considerado neste estudo de caso, uma vez que o telhado já estava disponível e não era utilizado para outro fim diferente de proporcionar cobertura à edificação.

Tomando por base as condições de financiamento do Banco do Nordeste à época, foi definida uma taxa interna de retorno (TIR) nominal de 19,28% e um *payback* de quatro anos.

Conforme o Atlas Solarimétrico do Brasil, a média mensal da radiação global nas coordenadas onde se localiza a Pousada Barra Velha é a mostrada na tabela 17.

Tabela 17 - Radiação solar global média na Pousada Barra Velha

Radiação Solar Global nas coordenadas da Pousada Barra Velha	
Mês	Radiação global [kWh/m²/dia]
Janeiro	5,94
Fevereiro	5,84
Março	5,72
Abril	4,99
Mai	4,57
Junho	4,08
Julho	4,17
Agosto	4,69
Setembro	5,33
Outubro	5,88
Novembro	6,29
Dezembro	5,95
Média Anual	5,29

Fonte: Atlas Solarimétrico do Brasil. Elaboração do Autor

Através do programa PVSyst, foi realizada uma simulação de geração de energia pela futura planta fotovoltaica que estimou em 28.95 MWh anuais, considerando-se um sistema com capacidade instalada de 22,32 kWp. A tabela 18, na coluna 3, mostra a estimativa para cada mês do ano, com base na radiação global mensal da localidade. De

acordo com o levantamento do consumo de energia no ano de 2015 e a carga instalada (kWp) na Pousada Barra Velha à época, uma planta fotovoltaica que atenderia completamente a demanda teria 66 kWp e ocuparia em média 570 m². Contudo, devido à modularidade e facilidade de expansão, a instalação de 22,32 kWp não impediria uma futura ampliação do sistema.

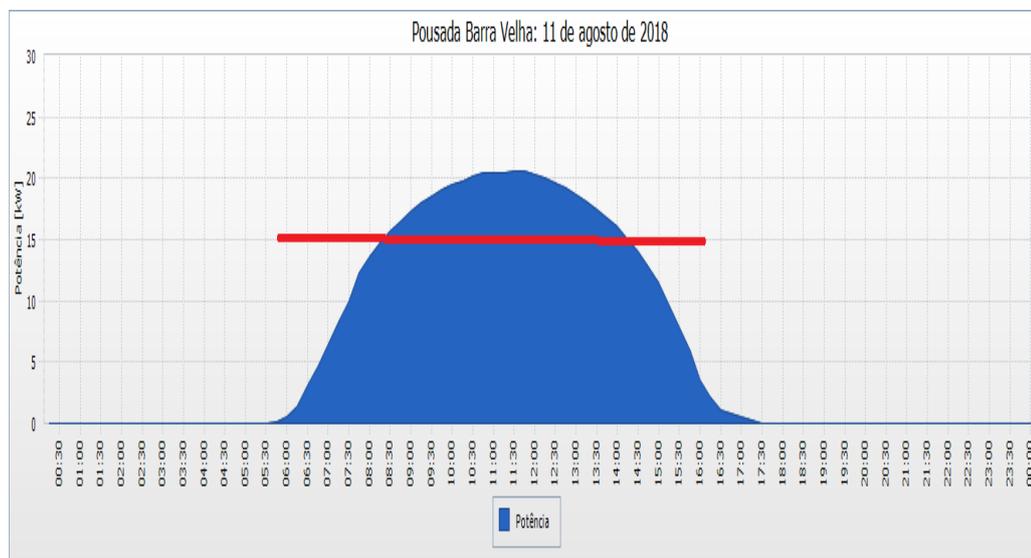
Do ponto de vista da engenharia, considerou-se também no estudo de viabilidade técnica que os módulos fotovoltaicos seriam instalados voltados para o Norte, com uma inclinação fixa de 9°, com ausência de quaisquer obstáculos que pudesse causar sombreamento. Contudo, o levantamento de campo realizado nessa pesquisa verificou que a inclinação encontra-se com 12°. Vale ressaltar que eventuais sombreamentos provocados por vegetação ou edificações vizinhas, mesmo que apenas durante algumas horas do dia, ou a instalação com angulação distinta da definida no projeto podem levar a variações na produção de energia elétrica pelo sistema fotovoltaico.

A tabela 18 apresenta o consumo real de energia, mês a mês, durante o ano de 2015, e, através dela, verifica-se que a central fotovoltaica instalada na Pousada Barra Velha foi projetada para suprir apenas parte da demanda por energia do empreendimento hoteleiro e que a diferença seria suprida pela rede da concessionária. De acordo com a Resolução Normativa 687/2015 da Aneel, que alterou a REN 482/2012, quando a quantidade de energia fotovoltaica injetada na rede da concessionária ultrapassa o consumo de energia elétrica oriunda da concessionária, são gerados créditos que podem ser usados dentro de um prazo de 60 meses.

No presente estudo de caso, não existe a possibilidade de a quantidade injetada ser maior que a energia total consumida em qualquer mês, pois a potência prevista para a planta fotovoltaica só é suficiente para atender parte da carga elétrica do empreendimento hoteleiro. A limitação de potência deu-se por causa da máxima carga mecânica suportável pelo telhado da edificação. Fruto dos estudos realizados nessa pesquisa, verificou-se que, durante o dia, período em que o sistema fotovoltaico gera eletricidade, há intervalos em que a energia gerada pela planta fotovoltaica é superior ao consumo da Pousada Barra Velha, ou seja, é suficiente para suprir o consumo e ainda gera um excedente que é injetado na rede da concessionária distribuidora. A curva do gráfico 3, gerada em 11/08/18, através do software *Sunny Data Control*, mostra a potência disponibilizada naquele dia pela planta solar e a linha vermelha horizontal sinaliza o momento do dia em que a potência disponibilizada é maior que a exigida pelo empreendimento, proporcionando injeção de excedente na rede da concessionária.

Verificou-se também que, considerando o ciclo da fatura, a energia total gerada pela planta fotovoltaica é inferior ao consumo total da Pousada Barra Velha.

Gráfico 3 - Potência disponibilizada em 11/08/2018



Fonte: *Software Sunny Data Control*. Agosto 2018.

A série histórica da potência disponibilizada pelo sistema na Pousada Barra Velha foi medida diariamente pelo *Sunny Data Control* em intervalos de 15 em 15 minutos e, em seguida, calculada a integral da curva para se obter a potência total disponibilizada diária. Vale registrar que o aplicativo *Sunny Portal* contabiliza toda a energia gerada pelo sistema fotovoltaico, sem fazer distinção entre a parcela que é consumida pela Pousada e a parcela que é injetada na rede da concessionária. A concessionária, por sua vez, não contabiliza a energia que está sendo gerada pelo sistema fotovoltaico e que é consumida diretamente pela Pousada. Em suma, em relação à energia gerada pela instalação fotovoltaica, a concessionária mede apenas a energia injetada na rede, ou seja, somente a energia que "passa" pelo medidor bidirecional, que corresponde à parcela que foi gerada pela planta fotovoltaica e que não foi consumida pela Pousada.

É importante destacar que, no caso específico do sistema fotovoltaico alvo dessa pesquisa, a interrupção do fornecimento de energia por parte da concessionária em horários em que haja luz solar, ao contrário do que possa parecer, também interrompe a geração de fluxos de caixa positivos, isto porque, devido à configuração de engenharia

que foi concebida para o empreendimento, bem como por questões de segurança, a planta fotovoltaica também interrompe a geração para evitar por em risco a vida da equipe de manutenção da concessionária. Esta cessação da geração fotovoltaica é realizada automaticamente pelo sistema, por um mecanismo denominado “anti-ilhamento”. Denomina-se dessa forma, pois evita que a planta fotovoltaica comporte-se como “uma ilha” de geração de energia, que poderia por risco vidas humanas que estivessem efetuando manutenção na rede da distribuidora. Portanto, do ponto de vista econômico-financeiro, a interrupção do fornecimento de energia pela concessionária, em períodos em haja irradiação solar, aumenta os custos do investidor com energia elétrica, pois, nessas ocasiões, o suprimento é realizado pelo Grupo Motor Gerador (GMG), que utiliza como combustível o óleo diesel. Pelo exposto, a interrupção do fornecimento de energia pela concessionária, nos horários em que incide luz solar nos painéis, gera tanto custos financeiros ao investidor, quanto ambientais para a coletividade.

Tabela 18 - Estudo Elétrico Estimativa de Geração Fotovoltaica para 22,32 kWp

Estudo Elétrico Estimativa de Geração Fotovoltaica para 22,32 kWp				
Meses de 2015	Consumo mensal real de energia [kWh]	Geração estimada pelo sistema FV [kWh]	Eletricidade fornecida pela concessionária [kWh]	Créditos gerados pela planta fotovoltaica [kWh]
Janeiro	13.035	2594,54	10440,46	0,00
Fevereiro	8.816	2381,21	6434,79	0,00
Março	9.680	2649,94	7030,06	0,00
Abril	9.266	2300,86	6965,14	0,00
Mai	8.613	2183,66	6429,34	0,00
Junho	6.908	1983,66	4924,34	0,00
Julho	6.776	2128,26	4647,74	0,00
Agosto	6.868	2239,06	4628,94	0,00
Setembro	6.593	2430,42	4162,58	0,00
Outubro	8.398	2737,65	5660,35	0,00
Novembro	6.500	2667,21	3832,79	0,00
Dezembro	9331	2659,82	6671,18	0,00
Total	100.784	28.956,29	71.827,71	0,00

Fonte: Eólica Tecnologia, 2016. Adaptado

De acordo com a Eletrobrás – Distribuição Alagoas, a conta de energia da região atendida por ela é formada por um agregado complexo de custos, vinculados à Geração, Transmissão e Distribuição; Encargos Setoriais e Tributos (PIS/PASEP, COFINS, ICMS e COSIP). O valor da tarifa convencional, em vigor desde 28/09/17 no Estado de Alagoas, é 0,516 R\$/kWh (reais por quilowatt-hora). Tal valor não contempla os tributos e outros encargos. A resolução homologatória que definiu a atual tarifa foi a 2306/17 e entrou em vigor em 28/09/17.

Conforme Resolução nº 189/2005 da Aneel, são adicionados ao valor da tarifa tributos das três esferas. São eles: o tributo Municipal “Contribuição sobre Iluminação Pública” (COSIP), o tributo estadual “Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços” (ICMS), e os Tributos Federais “Programas de Integração Social” (PIS) e a “Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social” (COFINS).

A Constituição Federal de 1988 prevê, no artigo 149-A, a Contribuição sobre Iluminação Pública (COSIP) e estabelece que é de competência dos municípios a definição da forma de cobrança e a base de cálculo da COSIP, através de lei específica aprovada pela Câmara Municipal. Assim, a concessionária distribuidora é responsável pela arrecadação e repasse da Contribuição sobre Iluminação Pública ao município.

Em relação aos custos relacionados à utilização, às despesas de capital e aos custos de operação e manutenção da rede de distribuição; estes integram a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD).

No que diz respeito aos custos decorrentes do uso do sistema de transmissão, estes são cobrados através da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST).

Os encargos setoriais são contribuições que integram a tarifa de energia elétrica, mas que não são tributos, mas sim contribuições instituídas por Lei, cujos valores são estabelecidos por resoluções ou despachos da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel). O propósito dos encargos é captar recursos para custear necessidades específicas do setor elétrico. A implantação/execução de cada encargo fica a cargo da Aneel.

Com base nos estudos realizados em janeiro de 2016 pela empresa responsável pelo projeto, estimou-se que a economia anual na conta de energia decorrente da instalação do sistema de geração fotovoltaica ficaria em torno de R\$ 19.707,00 .

Em razão do PIS e COFINS variarem mensalmente, a tarifa final aplicada variou para todos os meses analisados nessa pesquisa. Nas 22 e 23, mostra-se a alíquota vigente em cada mês dos anos de 2016, 2017 e 2018 para os tributos federais COFINS e PIS, respectivamente.

O estudo de viabilidade técnico-econômica para o sistema fotovoltaico da Pousada Barra Velha considerou inicialmente a instalação de uma planta de 22,32 kW, formada por setenta placas, com um investimento de R\$ 143.000,00, perfazendo um custo estimado de R\$ 6,50/Wp.

As premissas utilizadas para análise do fluxo de caixa do investimento da Pousada Barra Velha constam na tabela 19. Vale ressaltar que tal análise foi realizada para apenas 72 painéis fotovoltaicos.

Tabela 19 - Premissas utilizadas para análise do fluxos de caixa

INFORMAÇÕES GERAIS	
Investimento total	R\$ 143.000,00
Financiamento	70% do valor total
Prazo de amortização	12 anos (com carência de 4 anos)
Vida útil do sistema	25 anos
Juros do financiamento	12% a.a.

Fonte: Eólica Tecnologia, 2016. Adaptado

Contudo, devido aos entraves burocráticos enfrentados à época, o investidor desistiu de captar recursos de instituições financeiras e optou por investir com recursos próprios. Dessa forma, foram investidos, em dezembro de 2016, R\$170.042,03; dos quais R\$110.042,03 foram referentes a equipamentos, R\$ 45.000,00 referentes ao projeto e instalação, e mais R\$15.000,00 referentes aos custos com hospedagem e alimentação da equipe técnica, aos custos com a fabricação e instalação da plataforma, da escada removível e do guarda-corpo para acesso aos painéis no telhado.

Em julho de 2017 foi contratada uma ampliação e, em agosto de 2017, o sistema foi ampliado em 25%, atingindo um total de 90 placas, distribuídas em cinco *strings* em paralelo, onde cada string é composto por 18 módulos em série. Para a referida ampliação, foram investidos R\$ 30.741,00, dos quais R\$ 20.866,80 foram referentes a equipamentos e R\$ 9.875,00 referentes ao projeto e instalação.

Assim, o investimento total realizado para a configuração da planta fotovoltaica que se encontra atualmente em operação foi de R\$ 200.783,03, conforme mostrado na tabela 20.

Tabela 20 - Investimentos realizados

ETAPA/ DATA	ITEM	INVESTIMENTO
ETAPA I / DEZ 2016	Equipamento	R\$110.042,03
	Projeto e Instalação	R\$ 45.000,00
	Hospedagem, alimentação, escada e guarda-corpo	R\$15.000,00
	Custo Etapa I	R\$170.042,03
ETAPA II / JUL 2017	Equipamento	R\$ 20.866,80
	Projeto e Instalação	R\$ 9.875,00
	Hospedagem, alimentação	-----
	Custo Etapa II	R\$ 30.741,00
ETAPA COMPLETA	Custo Etapa Total	R\$ 200.783,03

Fonte: Levantamento realizado na pesquisa e Elaboração do Autor

Em relação às garantias dos equipamentos que compõem o sistema instalado na Pousada Barra Velha, elas estão divididas da seguinte forma:

- a) Módulos Fotovoltaicos: dez anos de garantia contra defeitos de fabricação e vinte e cinco anos de garantia de desempenho não inferior a 80% no final do 25º ano. Ambas garantias sob responsabilidade do fabricante Canadian.
- b) Inversor: cinco anos de Garantia contra defeitos de fabricação, concedida pela WEG Equipamentos Elétricos S. A.
- c) Estruturas metálicas: cinco anos de Garantia contra defeitos de fabricação, a cargo da Thesan.
- d) Serviços de instalação: um ano de Garantia referente aos serviços de instalação dos equipamentos, sob responsabilidade da Eólica Tecnologia.

A Tabela 21 mostra as diversas garantias e os respectivos responsáveis, de forma consolidada.

Tabela 21 - Garantias e respectivos responsáveis

Garantias		
Painel Fotovoltaico	Canadian	10 anos defeitos de fabricação

Painel Fotovoltaico	Canadian	25 anos para desempenho não inferior a 80% no 25º ano
Inversor	WEG	5 anos
Estruturas	Thesan	5 anos
Instalações	Eólica Tecnologia	1 ano

Fonte: Levantamento realizado na pesquisa e Elaboração do Autor

Até outubro de 2015, não havia uma legislação ou orientação da Receita Federal que esclarecesse como deveria ser realizada a cobrança do Programa de Integração Social - PIS e da Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social – COFINS, no que diz respeito aos casos de micro e minigeração distribuída. Contudo, com a publicação da Lei nº 13.169/2015, de 6/10/2015, a incidência do PIS e COFINS passou a ser apenas sobre a diferença positiva entre a energia consumida e a energia injetada pela unidade consumidora com micro ou minigeração distribuída. Levando-se em conta que o PIS e a COFINS são tributos federais, a regra disposta pela supracitada Lei alcança todas as unidades da federação. Diante disso, a Pousada Barra Velha paga PIS e COFINS sobre a diferença positiva entre a energia fornecida pela Eletrobrás-Alagoas e a energia injetada pelo sistema fotovoltaico.

Tabela 22 - Alíquotas COFINS de Janeiro de 2016 a Julho de 2018

COFINS					
ANO 2016	ALÍQUOTA	ANO 2017	ALÍQUOTA	ANO 2018	ALÍQUOTA
	(%)		(%)		(%)
Janeiro	6,070000	Janeiro	0,720000	Janeiro	5,13
Fevereiro	3,050000	Fevereiro	0,480000	Fevereiro	4,41
Março	5,570000	Março	4,300000	Março	6,31
Abril	5,030000	Abril	4,190000	Abril	6,73
Maiο	5,570000	Maiο	4,610000	Maiο	5,51
Junho	4,270000	Junho	5,040000	Junho	4,70
Julho	4,250000	Julho	4,400000	Julho	5,33
Agosto	3,680000	Agosto	3,910000	-	-
Setembro	4,230000	Setembro	4,590000	-	-
Outubro	4,040000	Outubro	3,450000	-	-
Novembro	3,970000	Novembro	7,000000	-	-

Dezembro	2,860000	Dezembro	5,720000	-	-
-----------------	----------	-----------------	----------	---	---

Fonte: Eletrobras Distribuição Alagoas. Elaboração do autor.

A alíquota média desses tributos varia de acordo com o volume de créditos apurados mensalmente pelas concessionárias e com o PIS e a COFINS pagos sobre custos e despesas no mesmo período, tais como a energia adquirida para revenda ao consumidor.

O Estado de Alagoas, através do Convênio ICMS 157 de 18 de dezembro de 2015, aderiu ao Convênio ICMS 16/15. Este autoriza a conceder isenção nas operações internas relativas à circulação de energia elétrica, sujeitas a faturamento sob o Sistema de Compensação de Energia Elétrica de que trata a Resolução Normativa nº 482, de 2012, da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. Dessa forma, no Estado de Alagoas, o ICMS incide somente sobre a diferença positiva entre a energia consumida, oriunda da concessionária, e a energia injetada na rede no mês.

Tabela 23 - Alíquotas PIS de Janeiro de 2016 a Julho de 2018

PIS					
Ano 2016	Alíquota (%)	Ano 2017	Alíquota (%)	Ano 2018	Alíquota (%)
Janeiro	1,320000	Janeiro	0,160000	Janeiro	1,11
Fevereiro	0,660000	Fevereiro	0,100000	Fevereiro	0,96
Março	1,210000	Março	0,930000	Março	1,37
Abril	1,090000	Abril	0,930000	Abril	1,45
Mai	1,210000	Mai	1,000000	Mai	1,19
Junho	0,930000	Junho	1,070000	Junho	1,02
Julho	0,920000	Julho	1,810000	Julho	1,16
Agosto	0,800000	Agosto	0,850000	-	-
Setembro	0,920000	Setembro	1,000000	-	-
Outubro	0,880000	Outubro	0,750000	-	-
Novembro	0,860000	Novembro	1,520000	-	-
Dezembro	0,620000	Dezembro	1,240000	-	-

Fonte: Dados da Eletrobras Distribuição Alagoas. Elaboração do autor (2018).

Anteriormente, com base na Cláusula segunda do Convênio ICMS 6 de 05 de abril de 2013, a base de cálculo para a cobrança do ICMS era o valor integral da operação, antes de qualquer compensação. Isso acarretava um valor menor para o preço da energia injetada na rede pelo micro/minigerador em relação ao valor pago pela

energia fornecida pela rede elétrica da concessionária distribuidora, para o mesmo posto tarifário.

Não é possível estimar com precisão as Tarifas de Energia Elétrica no futuro, pois as variações não são lineares e são referenciadas na economia nacional e podem sofrer influências governamentais. Contudo, tanto para o Reajuste quanto para a Revisão Tarifária foi considerado que o aumento do preço da tarifa acompanhe pelo menos a inflação.

5.2 O Estudo de viabilidade técnico-econômica: Análise Determinística do estudo de caso

Com base nos dados levantados nessa pesquisa e nas análises realizadas, o sistema fotovoltaico gerou 67 MWh de energia de janeiro de 2017 até julho de 2018, período equivalente a 18 meses, e não houve custos relacionados à operação e manutenção.

A central fotovoltaica da Pousada barra Velha gera em torno de 42% do total da energia consumida no período de um mês.

Vale ressaltar que, mesmo que a energia injetada na rede seja superior ao consumo, a Pousada Barra Velha, consumidora conectada em baixa tensão (grupo B), é obrigada a pagar pela disponibilidade da rede da concessionária distribuidora, o valor em reais equivalente a 100 kWh, por ser um consumidor trifásico.

Antes de proceder a análise dos fluxos de caixa entrantes, é preciso saber qual parcela dos 67 MWh foi consumida pelo empreendimento hoteleiro e quanto foi injetado na rede da concessionária distribuidora.

Diante da análise realizada, constatou-se que 19,71 MWh foram injetados e 47,29 MWh foram consumidos pela própria Pousada. Vale ressaltar que essa distinção é muito importante, pois o valor do kWh creditado pela energia injetada na rede da concessionária é diferente do valor do kWh que é pago pela unidade consumidora à concessionária, referente à energia que foi consumida da concessionária. Para a energia injetada na rede, o valor creditado para o kWh é o valor da tarifa sem a incidência de tributos, que para o mês de julho de 2018, por exemplo, foi de R\$ 0,516160. Vale registrar que, mesmo tendo injetado na rede da concessionária 1389 kWh no mês de julho de 2018, o valor do kWh creditado para a unidade consumidora não foi

compensado pelo acréscimo da bandeira vermelha que estava em vigor no referido mês. Para calcular os fluxos de caixa gerados pela energia que foi consumida pela Pousada, oriunda da geração fotovoltaica, foi considerado o mesmo valor do kWh que foi pago à concessionária que, para o mês de julho de 2018, por exemplo, foi de R\$ 0,851240. Vale registrar que o preço do kWh que foi pago à concessionária no mês de julho (R\$ 0,851240) foi 64,91% maior que o valor creditado pelo kWh que foi injetado na rede (R\$ 0,516160). Assim, considerando valores distintos de kWh para a energia que foi injetada na rede e para a energia gerada pela planta fotovoltaica e que foi consumida, no ano de 2017, os fluxos de caixa positivos totalizaram R\$ 28.162,41 e, no primeiro semestre de 2018, totalizaram R\$ 15.713,40. Para o 2º semestre de 2018, estima-se um fluxo de caixa de 17.143,28, tomando-se por base os fluxos de caixa do segundo semestre de 2017. Assim, o fluxo de caixa esperado para 2018 é de R\$ 32.856,68. A razão de se ter utilizado o fluxo de caixa do segundo semestre de 2017 para estimar o fluxo de caixa para o segundo semestre de 2018 deve-se ao fato de a ampliação de 72 painéis para 90 painéis ter ocorrido em agosto de 2017. Ou seja, é de se esperar que o sistema em estudo gere mais eletricidade em 2018 do que em 2017 por causa da expansão ocorrida em agosto de 2017.

Em relação às bandeiras tarifárias, verificou-se que a unidade consumidora em estudo teve incremento na tarifa devido à bandeira amarela nos meses de março, abril, julho, agosto, setembro e outubro de 2017, e nos meses maio e junho de 2018. Já a bandeira vermelha incidiu nos meses de abril, maio, junho, agosto, setembro, outubro, novembro e dezembro de 2017, e nos meses janeiro, junho e julho de 2018.

Para a análise do *payback* simples e, portanto, assumindo uma postura conservadora, consideraram-se: fluxos de caixa semelhantes ao de 2018 para os vinte e cinco anos seguintes (período da garantia de desempenho não inferior a 80% dos módulos), mesmos patamares de geração fotovoltaica (não foi considerada a degradação média anual de 0,3% nos painéis fotovoltaicos), de consumo da Pousada, do excedente gerado, bem como ausência de aumento tarifário e de custos com manutenção e operação.

Diante dessas premissas, o *payback* simples para o investimento em análise é de sete anos, para fluxos de caixa anuais, ou de seis anos e quatro meses, se considerarmos fluxos de caixa mensais. Pelo exposto, verifica-se que o *payback* simples encontrado nessa análise é superior ao período de *payback* de quatro anos, estimado no estudo realizado pela empresa que comercializou os painéis fotovoltaicos. A aceitação de um

projeto com base no *Payback* Simples é válida desde que o período de recuperação do capital seja inferior ao período máximo proposto inicialmente.

Transportando-se os fluxos de caixa futuros relativos ao período de garantia dos módulos, ou seja, do ano de 2017 ao ano de 2041, para o ano do início do investimento (final de 2016), o período de *payback*, considerando os descontos, é de aproximadamente nove anos ou oito anos e três meses mais precisamente. Para o cálculo do *payback* descontado foi utilizada como custo de capital a taxa SELIC que, no momento, encontra-se fixada em 6,5% a.a.

Tanto pelo critério do *payback* simples quanto pelo do *payback* descontado, o retorno dos investimentos dar-se-á em períodos maiores do que o período da garantia do inversor, que é de cinco anos contra defeitos de fabricação. Vale ressaltar que o valor do inversor, para o sistema em estudo, ficou em torno dos R\$20.000,00, que corresponde a cerca de 10% do custo total do investimento realizado.

A taxa mínima de atratividade (TMA) traz consigo uma elevada parcela de subjetividade, pois, em função do perfil do investidor do projeto, o rendimento exigido para o projeto pode variar substancialmente. De acordo com Camloffski (2014), um investidor de perfil conservador ou moderado pode considerar satisfatórias taxas próximas à taxa básica de juros, como as que são oferecidas nas aplicações financeiras de baixo risco.

Em relação à Taxa Interna de retorno (TIR), o valor obtido de 15,98 % indicou que o investimento da Pousada barra Velha é viável, pois sua taxa interna de retorno é superior ao seu custo de capital, cujo valor adotado foi de 6,5 % a.a., que corresponde à taxa SELIC em vigor e mantida pelo Copom na reunião de 01/08/2018. Investimentos com resultados da TIR maior que o valor da TMA são considerados rentáveis.

De acordo com os cálculos realizados, ao final dos 25 anos de geração fotovoltaica, o valor total estimado para os fluxos de caixa futuros atingirão R\$367.509,18, conforme mostrado no Apêndice A.

O VPL obtido foi de R\$197.467,15, considerando uma taxa mínima de atratividade de 6,5% (taxa SELIC em vigor), apontando para a viabilidade do investimento.

O Índice de Rentabilidade (IR) foi de 2,14, portanto o investimento é atrativo, ou seja, trará benefícios ao investidor. A Tabela 24 mostra os dados obtidos na pesquisa de maneira consolidada.

Tabela 24 - Resultados da Análise Econômico-Financeira

TMA	Rentabilidade Acumulada	VPL	TIR	IR	Payback Descontado
6,5 %	R\$367.509,18	R\$197.467,15	15,98%	2,14	8anos e 3 meses

Fonte: Autor

Pode-se concluir que a análise financeira determinística, fruto dessa pesquisa, demonstrou a viabilidade econômico-financeira do empreendimento, com base nas premissas adotadas.

A despeito da viabilidade econômico-financeira do empreendimento fotovoltaico da Pousada Barra Velha; do ponto de vista da engenharia, é possível que o rendimento do sistema melhore alterando a inclinação atual, que é de 12°, para uma inclinação mais próxima dos 20°.

Além da viabilidade econômico-financeira, verificou-se também a geração de externalidades positivas promovendo benefícios sociais por meio da diminuição das emissões de CO₂.

A diminuição das emissões de CO₂ foi comprovada nessa pesquisa através dos dados coletados e consolidados pelo *Sunny Data Control* e, em seguida, disponibilizados pelo aplicativo *Sunny Portal*, que estimou uma redução total de 48 toneladas nas emissões de CO₂, desde a entrada em operação da planta fotovoltaica, em 19/01/2017, até a consulta feita ao aplicativo em 09/08/2018.

Pelo acima exposto, e sob uma ótica mais ampla, verifica-se que, pelo fato de a Pousada Barra Velha deixar de consumir parte da energia elétrica da concessionária distribuidora bem como por injetar energia na rede, em função da geração de eletricidade através da tecnologia solar fotovoltaica, outras unidades consumidoras passam a fazer uso tanto da parcela de energia que deixou de ser consumida, quanto do excedente gerado, gerando dessa forma externalidades positivas, pois há diminuição das emissões de CO₂.

5.3 Análise de Sensibilidade

Diante das incertezas no que diz respeito aos fluxos de caixa futuros estimados, faz-se necessário realizar uma análise de sensibilidade, com o propósito de analisar os

impactos provocados pela variação de algumas variáveis que compõem a análise de investimento do presente estudo de caso.

Faz-se uso da análise de sensibilidade nos cenários em que poucos componentes do fluxo de caixa estejam sujeitos a um grau de aleatoriedade. Para se proceder com a análise, altera-se uma variável de cada vez, observando quão sensível é a variação do VPL e de outros métodos de análise de investimento (SOUZA; CLEMENTE, 1997).

Neste trabalho, foram levados em conta os seguintes cenários: variação da Taxa Mínima de Atratividade, equiparação entre a tarifa que é cobrada pela concessionária e a que é paga pelo excedente gerado pela unidade consumidora, e variação da taxa básica de juros.

5.3.1 Variação da Taxa Mínima de Atratividade

A taxa mínima de atratividade aplicada no estudo de caso e apresentada anteriormente foi de 6,5% a.a., e apresentou a viabilidade do empreendimento.

Para a realização da Análise de Sensibilidade, utilizou-se uma TMA baseada na maior rentabilidade oferecida pelos títulos públicos disponíveis para investimento na data de 21/08/18, no que diz respeito aos Títulos Públicos Federais. A maior oferta disponível foi a do título “Tesouro Prefixado 2025”, estabelecida em 11,67% a.a., com vencimento para 01/01/2015. Vale ressaltar que os títulos atrelados ao IPCA estavam sendo ofertados, na mesma data, com rendimentos inferiores ao “Tesouro Prefixado 2025”, considerando IPCA de 4,15%. Os títulos atrelados ao IPCA e ofertados na mesma data foram: IPCA + 5,40% a.a. para o “Tesouro IPCA 2024” e IPCA + 5,66% a.a. para os títulos “Tesouro IPCA 2035” e “Tesouro IPCA 2045”.

Conforme a edição de 20/08/2018 do Boletim Focus do Banco Central do Brasil, relatório de mercado publicado semanalmente com as previsões de cerca de 100 analistas financeiros, as expectativas de inflação para 2018 e 2019 encontram-se em torno de 4,1%. No cenário com juros constantes a 6,50% a.a. e taxa de câmbio constante a R\$/US\$ 3,75, as projeções situam-se em torno de 4,2% para 2018 e 4,1% para 2019. As expectativas para 2020 e 2021 situam-se em torno de 4,0%.

De acordo com os cálculos realizados para o custo de capital de 11,67% a.a. ao final dos 25 anos de geração fotovoltaica, o valor total estimado para os fluxos de caixa

futuros diminuirão, em relação aos obtidos com custo de capital igual 6,50%, e atingirão R\$ 231.986,58. O Índice de Rentabilidade encontrado foi $IR = 1,36$. A Tabela 25 contempla todos os resultados obtidos.

Tabela 25 - Análise de Sensibilidade com Base na TMA

TMA	Rentabilidade Acumulada	VPL	TIR	IR	Payback Descontado
11,67 %	R\$ 231.986,58	R\$ 61.944,55	15,98%	1,36	12 anos

Fonte: Autor

O VPL obtido foi de R\$61.944,55, considerando uma taxa mínima de atratividade de 11,67% a.a (Tesouro Prefixado 2025), apontando ainda para a viabilidade do investimento.

Considerando o cálculo do *payback* descontado para o mesmo custo de capital, o retorno do investimento só acontecerá em doze anos. Portanto, período maior que os nove anos previstos quando se utilizou uma TMA igual a 6,5% a.a. (Taxa SELIC).

5.3.2 Equiparação entre tarifas

Vale destacar que, para o estudo de caso em análise, quanto maior for o reajuste das tarifas de energia elétrica, maiores serão os fluxos de caixa futuro e, conseqüentemente, maior será a rentabilidade do investimento, isso porque o investidor já pagou todo o montante do investimento e a planta fotovoltaica já produz parcela considerável da energia consumida. Nesse contexto, o investidor não pagará a elevada tarifa de energia cobrada pela concessionária, caso haja reajuste, pelo menos no que diz respeito aos kWh consumidos que forem oriundos da geração fotovoltaica.

Para a análise de sensibilidade deste tópico, optou-se por equiparar (igualar) o valor do kWh que é creditado, devido ao excedente injetado à rede, ao valor do kWh que é pago à concessionária pela energia consumida desta. Dito de outra forma, as estimativas de fluxos de caixas foram calculadas considerando valores iguais tanto para o kWh pago à concessionária, quanto para o valor creditado à energia que foi injetada na rede pela central fotovoltaica. É importante salientar que nenhum outro parâmetro foi alterado para realização dos cálculos da análise de sensibilidade deste tópico.

Partindo da premissa acima, os valores dos resultados encontrados foram os mostrados abaixo e consolidados na Tabela 26:

- *Payback* simples: seis anos considerando-se fluxos anuais ou cinco anos e sete meses, para fluxos mensais;
- *Payback* descontado: sete anos;
- Valor total estimado para os fluxos de caixa futuros: R\$ 419.233,08
- VPL igual a R\$ 249.191,05
- TIR igual a 18,22%
- IR igual a 2,47

Tabela 26 - Análise de Sensibilidade com Equiparação das Tarifas

Payback Simples	Rentabilidade Acumulada	VPL	TIR	IR	Payback Descontado
5 anos e 7 meses	R\$ 419.233,08	R\$ 249.191,05	18,22%	2,47	7 anos

Fonte: Autor

Portanto, a equiparação tarifária indicou, mais uma vez, a viabilidade do investimento, inclusive apresentando melhorias em todos os parâmetros analisados, em relação aos valores encontrados anteriormente.

5.3.3 Variação da Taxa Básica de Juros

Analisando o comportamento da taxa de juros, taxa básica e referência para a economia do Brasil, no período compreendido entre 31/08/2006 e 31/08/2018, ou seja, nos últimos doze anos, verificou-se uma variação que oscilou de 6,50% a.a. a 14,25% a.a. Com base nisso, realizou-se nesse estudo uma análise de sensibilidade com base no intervalo de variação mencionado. O intervalo analisado abrangeu, inclusive, a taxa mínima de atratividade de 11,67%, utilizada na análise de sensibilidade do tópico 5.2.1. Os resultados obtidos podem ser observados na Tabela 27.

Tabela 27 - Análise de Sensibilidade com Base na Taxa de Juros

Taxa de Juros	Rentabilidade Acumulada	VPL	TIR	IR	Payback Descontado
6,5 %	R\$ 367.509,18	R\$197.467,15	15,98%	2,14	8anos e 3 meses

7,5 %	R\$ 333.288,59	R\$ 163.246,56	15,98%	1,95	9 anos
8,25%	R\$ 310640,80	R\$ 140598,77	15,98%	1,82	9 anos
9,25	R\$283.872,66	R\$113.830,63	15,98%	1,66	10 anos
10,25	R\$260.458,73	R\$ 90.416,70	15,98%	1,52	11 anos
11,25	R\$ 239885,25	R\$ 69.843,22	15,98%	1,41	12 anos
12,25	R\$ 221727,56	R\$ 51.685,53	15,98%	1,30	13 anos
13,00	R\$ 209.480,32	R\$ 39.438,29	15,98%	1,23	14 anos
13,75	R\$ 198.266,06	R\$ 28.224,03	15,98%	1,16	15 anos
14,25	R\$ 191.308,06	R\$ 21.266,57	15,98%	1,12	16 anos

Fonte: Elaboração do autor.

Indubitavelmente, o contexto econômico do país e índices econômicos como a taxa de juros devem ser cuidadosamente analisados pelos investidores antes de decidirem por determinado investimento. Como mostrado na tabela 27, os retornos financeiros mostraram-se maiores com as menores taxas de juros. Taxas de juros menores estimulam os investimentos. Vale ressaltar que, para o caso em estudo, mesmo para o maior valor da SELIC dos últimos doze anos (14,25% a.a.), o investimento mostrou-se rentável. Todos os VPLs encontrados foram positivos e o maior período de payback descontado foi de 16 anos, confirmando a viabilidade do projeto fotovoltaico implantado na Pousada Barra Velha. Vale ressaltar que a garantia dos painéis fotovoltaicos é de vinte e cinco anos para desempenho não inferior a 80% no final do 25º ano.

6 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Do ponto de vista econômico-financeiro, a pesquisa desenvolvida por esse estudo de caso comprova que o investimento realizado para a produção de eletricidade através da energia solar fotovoltaica na Pousada Barra Velha é viável, diante dos resultados encontrados: rentabilidade acumulada de R\$ 367.509,18, VPL de R\$ 197.467,15, uma TIR de 15,98%, um IR de 2,14 e o tempo estimado de retorno do investimento de oito anos e três meses, com base no *payback* descontado. Tais índices determinísticos foram encontrados considerando a taxa mínima de atratividade igual à taxa básica de juros atualmente em vigor (6,50%).

Assim, alcançou-se o objetivo geral de analisar a viabilidade econômico-financeira da planta solar fotovoltaica de 27,9 kW para autoconsumo, conectada à rede da Eletrobrás Alagoas, e instalada na Pousada Barra Velha, que enquadra-se como um consumidor comercial trifásico de baixa tensão.

Por meio da análise de sensibilidade, verificou-se que o simples fato de equiparar o valor do kWh injetado na rede da concessionária com o valor do kWh cobrado pela concessionária foi suficiente para melhorar consideravelmente os períodos de *payback* simples e descontado, o VPL, a TIR, o IR e o valor total estimado para os fluxos de caixa futuros, tornando o investimento ainda mais atrativo.

Os objetivos específicos, desenvolvidos ao longo da dissertação, deram o lastro necessário para alcançar o objetivo geral do estudo de caso, abordando: a atual configuração do setor energético brasileiro e seus agentes; as Principais Tecnologias Baseadas em Fontes de Energias Renováveis, com destaque para a tecnologia fotovoltaica; o Sistema de Compensação adotado no Brasil; a geração distribuída, em especial a microgeração distribuída e as principais figuras de mérito para análise econômico-financeira do investimento realizado na Pousada Barra Velha, em conjunto com a análise de sensibilidade.

A análise propriamente dita do estudo de caso foi desenvolvida no quinto capítulo por meio do levantamento e da análise das seguintes séries históricas: da energia total gerada pela planta fotovoltaica; da energia gerada pelo sistema e que foi consumida pela Pousada, da energia excedente que foi injetada na rede, da energia consumida da distribuidora, antes e após a implantação do sistema; aliadas aos dados econômico-financeiros, tais como o preço do kWh pago à concessionária e o creditado devido ao excedente produzido, além dos demais dados técnicos, que juntos geraram os resultados financeiros determinísticos.

As curvas reais da potência elétrica diária disponibilizada pelo sistema, da geração de energia fotovoltaica e o cálculo da redução da emissão de CO₂ foram obtidos com o auxílio do *software Sunny Data Control* e do aplicativo *Sunny Portal*. Paralelamente, ao emprego do software e do aplicativo mencionados, também foi feito um tratamento de dados em planilha eletrônica Excel para se obter a quantidade de energia injetada na rede da concessionária pela planta fotovoltaica e, dessa forma, poder aferir os créditos em kWh informados pela concessionária distribuidora.

O grande diferencial dessa pesquisa foi poder utilizar como laboratório, ou seja, como campo de estudo, observação, simulação e análise, uma planta fotovoltaica real, em operação, conectada à rede da concessionária de Alagoas e, conseqüentemente, sujeita às oscilações inerentes do próprio sistema fotovoltaico, bem como às da rede da concessionária; além do emprego do *software* e do aplicativo citados no parágrafo anterior, que permitiram levantar dados e analisá-los vinte e quatro horas por dia, sete dias por semana, através de acessos local e remoto.

Vale ressaltar que o alto custo das tarifas de energia elétrica muitas vezes força as organizações, privadas ou públicas que prezam pela sustentabilidade econômico-financeira, a reduzir o consumo energético. Todavia, uma empresa do ramo da hotelaria, por exemplo, pode chegar a um patamar em que não consiga mais reduzir o consumo de energia por mais que invista em eficiência energética e otimize seus processos, e, considerando uma perspectiva de elevação das tarifas de energia elétrica, o consumidor da área de serviços será beneficiado por investir na produção de energia solar fotovoltaica, visto que diante dos reajustes e revisões tarifários futuros, maiores serão os fluxos de caixa entrantes, partindo da premissa que o investimento total já foi realizado, que é o contexto do presente estudo de caso.

A análise de sensibilidade desenvolvida no quinto capítulo mostrou-se de extrema importância para aferir os parâmetros mais sensíveis do projeto, aqueles que influenciam, de forma mais direta, o Valor Presente Líquido (VPL) e o *Payback* Descontado. Verificou-se que tais indicadores oscilam sensivelmente com as variações dos tributos que incidem na tarifa, e que conseqüentemente influenciam no preço do kWh, e com a variação da Taxa Básica de Juros que, por sua vez, impacta na Taxa Mínima de Atratividade. Como a presente pesquisa analisa a viabilidade de um investimento que já foi realizado, um aumento de tarifa fará com que os fluxos de caixa de entrada aumentem. Ou seja, o que para o consumidor em geral (sem geração própria)

seria uma péssima notícia, para a Pousada Barra Velha faria com que o período de *payback* diminuísse.

Do ponto de vista sócio-ambiental, a produção de eletricidade através da energia solar fotovoltaica, quando comparado com fontes de energia que utilizam combustíveis de origem fóssil, gera externalidades positivas para a sociedade, além do benefício econômico- financeiro gerado ao investidor privado. A tecnologia fotovoltaica, durante a produção de energia, colabora com o meio ambiente mais saudável, por meio da diminuição das emissões de CO₂ e, conseqüentemente, através da diminuição de inúmeras patologias decorrentes da poluição ambiental. É importante ressaltar que, durante a produção de eletricidade, os sistemas fotovoltaicos não geram qualquer resíduo que agride ao meio ambiente; seja sólido, líquido ou gasoso. Some-se a isso, a ausência de ruído e de emissão de calor.

A teoria econômica defende que é necessário internalizar as externalidades, que nessa pesquisa mostrou-se como externalidade positiva. O desafio está em internalizar tais externalidades positivas, de modo a incentivar os investimentos em energia fotovoltaica, a exemplo do investimento que foi realizado na Pousada Barra Velha. Ou seja, faz-se necessário que haja alguma compensação, por parte do Poder Público, pela externalidade positiva gerada.

No que diz respeito à microgeração distribuída, a presente pesquisa mostrou que ela deve ser encarada como uma aliada aos grandes parques geradores hídricos já instalados no Brasil, distantes dos pontos de consumo. Contudo, exige-se uma quebra de paradigma em relação ao modelo convencional de geração-transmissão-distribuição, atualmente predominante no país. A concepção de microgeração distribuída, alvo desse estudo de caso, traz à tona um modelo em que o consumidor assume um novo e importante papel. O consumidor que tem investido na tecnologia fotovoltaica mostra que a energia elétrica é um setor da economia, dentre outros, em que as relações de consumo estão passando por grandes transformações.

A micro/inigeração distribuída fotovoltaica, quando implantada na própria unidade consumidora, a exemplo da planta fotovoltaica da Pousada Barra Velha, não depende de linhas de transmissão e de distribuição para escoar a energia gerada. Dessa forma, contribui para a diminuição de investimentos em geração e transmissão. Contrariamente, quando a geração em escala comercial é centralizada e distante da unidade consumidora, independentemente da fonte utilizada, a eletricidade é injetada na rede de transmissão – o Sistema Interligado Nacional (SIN) – e, em seguida, distribuída

aos consumidores finais pelas concessionárias de energia de cada ente da federação, requerendo, assim, elevados investimentos nas redes de transmissão e distribuição. No entanto, no contexto atual, o problema é ainda mais grave, pois devido ao baixo nível de água nos reservatórios das hidroelétricas, a geração de hidroeletricidade já está comprometida, haja vista a utilização freqüente das bandeiras tarifárias. Pelo exposto, pode-se afirmar que a microgeração fotovoltaica apresenta-se como alternativa frente às termelétricas, inclusive podendo ser vista como ferramenta de planejamento.

As análises realizadas nesse estudo de caso estão em consonância com a metodologia proposta e o referencial teórico apresentados no capítulo 4 e, sob a ótica econômico-financeira, ratifica-se que a planta solar fotovoltaica da Pousada Barra Velha é viável. Assim, em sentido amplo, pode-se afirmar que a tecnologia solar fotovoltaica apresenta-se como uma possibilidade real de complementaridade à fonte hidroelétrica de energia.

Diante do acima exposto, espera-se que essa pesquisa possa servir de parâmetro para a tomada de decisão do investidor em fontes renováveis e sugerem-se novos estudos relacionados ao tema, com o intuito de verificar a viabilidade, ou não, de se implantar sistemas fotovoltaicos conectados às redes de outras concessionárias distribuidoras e cuja utilização seja feita por consumidores de outros segmentos da economia, diverso do ramo de serviço hoteleiro, pois, cada segmento da economia possui suas especificidades de consumo e sazonalidade; inclusive estudos em outras localidades do Nordeste e regiões do Brasil, com diferentes índices de insolação global.

É de elevada importância registrar que a viabilidade do investimento do sistema fotovoltaico dessa pesquisa aplica-se somente ao estudo de caso analisado e sob as atuais condições de regulamentação do setor.

Vale salientar que, embora a pesquisa tenha sido realizada no âmbito da iniciativa privada, espera-se que ela sirva de referência também para instituições públicas, em especial àquelas cujo funcionamento se dê durante o período diurno, pois é nele que a geração fotovoltaica ocorre em sua plenitude, em que pese o fato de o serviço público atuar em diferentes segmentos, localidades e muitas vezes funcionar durante o dia todo, como é o caso dos hospitais.

Embora o presente estudo tenha sido desenvolvido em uma planta real, é recomendável utilizar métodos computacionais que permitam a análise com um número maior de variáveis e com base em parâmetros estocásticos, de modo a diversificar a avaliação da viabilidade técnico-econômica para sistemas solares fotovoltaicos em

outras localidades e conectados a outras distribuidoras, levando-se em conta a aplicação de diferentes valores de tarifa e de insolação.

É de suma importância aprofundar as pesquisas relativas ao processo de produção dos módulos fotovoltaicos, bem como ao processo de descarte, ao fim da vida útil dos equipamentos, para, dessa forma, avaliar com precisão os impactos ao meio ambiente advindos de tais processos e da utilização da tecnologia fotovoltaica. Torna-se imprescindível também pesquisar a quantidade de resíduo fotovoltaico passível de recuperação, avaliando o custo associado e o valor de mercado.

Como fruto desse trabalho, fica também a sugestão aos legisladores para que revisem os normativos vigentes, com o intuito de compensar os microgeradores pelas externalidades positivas geradas. Isentar os microgeradores do pagamento das diversas Bandeiras Tarifárias seria um incentivo ao uso da microgeração fotovoltaica. O microgerador contribui para a manutenção dos níveis dos reservatórios das hidroelétricas, evita perdas técnicas (efeito joule e perdas nos núcleos dos transformadores) nas redes de transmissão e de distribuição, além de, em alguns casos, ainda injetar o excedente de energia gerado na rede da distribuidora, permitindo que esta comercialize o incremento de energia a qualquer momento, inclusive em horários cujas tarifas praticadas são maiores do que a paga ao consumidor que injetou o excedente.

Pode-se concluir que para alavancar a utilização da energia solar fotovoltaica no Brasil faz-se necessário uma gama de avanços nos setores tributários, financeiros, governamentais e tecnológicos. Conclui-se também que, por se tratar de uma fonte alternativa de energia, as discussões em torno da energia solar fotovoltaica não podem, nem devem, limitar-se apenas aos aspectos econômico-financeiros.

Por fim, ressalta-se a importância de se manter pesquisas ininterruptas acerca do tema, com o propósito de acompanhar tanto os avanços tecnológicos quanto os econômicos e, assim, monitorar o desenvolvimento da energia solar fotovoltaica no Brasil e no mundo.

REFERÊNCIAS

ABESCO - Associação Brasileira das Empresas de Serviços de Conservação de Energia. São Paulo, SP. Disponível em: <www.abesco.com.br>.

ABRADEE – Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica. Brasília, DF. Disponível em: <www.abradee.com.br>.

ABREU, V. B. **Análise da viabilidade econômico-financeira da energia eólica diante do novo contexto do setor elétrico**. 2008. Dissertação (Mestrado) – Curso de Economia, Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2008.

ABSOLAR - Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica. São Paulo, SP. Disponível em: <<http://www.absolar.org.br/>>.

ANDRADE, J. C. G. **Análise da influência de micro e minigeração fotovoltaica na projeção de demanda de energia elétrica de longo prazo**. 2016. Dissertação (Mestrado) - Engenharia, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2016.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **BIG - Banco de Informações de Geração**. 2018.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Cadernos Temáticos ANEEL Micro e Minigeração Distribuída: Sistema de Compensação de Energia Elétrica**. 2016.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa Nº 481**, de 17 de Abril de 2012. Altera a Resolução Normativa nº 77.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa Nº 482**, de 17 de Abril de 2012. Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa Nº 687**, de 24

de Novembro de 2015. Altera a Resolução Normativa nº 482 e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição - PRODIST.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST**. Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição. Rev. 7. Brasília, DF, 2017.

BANCO CENTRAL DO BRASIL. **Ata da 216ª reunião do COPOM**. Disponível em: <<http://www.bcb.gov.br/?COPOM216/>>. Acesso em 08 ago 2018.

BORDEAUX-REGO, Ricardo et al. **Viabilidade econômico-financeira de projetos**. Rio de Janeiro: FGV, 2006

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

BROM, L.G.; BALIAN, J.E.A. **Análise de Investimentos e Capital de Giro: Conceitos e Aplicações**. São Paulo: Saraiva, 2007.

CAMLOFFSKI, R. **Análise de investimentos e viabilidade financeira das empresas**. São Paulo: Atlas, 2014.

CASAROTTO FILHO, Nelson.; KOPITKE, Bruno Hartmut. **Análise de investimentos: matemática financeira, engenharia econômica, tomada de decisão, estratégia empresarial** 8. ed. São Paulo: Atlas, 1998.

DASGUPTA, A.K. and PEARCE, D. (1972), **Cost Benefit Analysis: Theory and Practice**, Macmillan, London.

DIAS, Pablo Ribeiro. **Caracterização e reciclagem de materiais de módulos fotovoltaicos (painéis solares)**. 2015. Dissertação de mestrado – Curso de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2015.

DRAKE, P.P. **Capital budgeting techniques**. James Madison University, 2008.

ESTEVES, O. L .A. **Inserção da geração fotovoltaica distribuída com armazenamento de energia para gerenciamento de demanda em horários de ponta em unidades consumidoras residenciais.** 2018. Dissertação (Mestrado) - Engenharia, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2018.

GREENPEACE., **Revolução Energética: A caminho do desenvolvimento limpo,** 2013.

HAEBERLIN, H.; BEUTLER, C. **Yield of Grid Connected PV System In Burgdorf, Considerably higher than average yield in Switzerland.** In: EUROPEAN PHOTOVOLTAIC SOLAR ENERGY CONFERENCE, 14., 1997, Barcelona, Spain.

KNAPP , K. E.; JESTER, T. L. **An Empirical Perspective on the Energy Payback Time for Photovoltaic Modules.** In: SOLAR CONFERENCE, 2000, Madison, Winsconsin.

LORENZO, E. **Eletricidad Solar – Ingenieria de Los Sistemas Fotovoltaicos.** 1. Ed. Madri: Universidad Politécnica de Madri – Instituto de Energia Solar, 1994.

MANKIW, G. **Introdução a Economia.** 5. ed. São Paulo: Cengage Learning, 2008.

NAKABAYASHI, Rennyô. **Microgeração fotovoltaica no brasil: condições atuais e perspectivas futuras.** 2014. 58 f. Dissertação de Mestrado – Instituto de Energia e Ambiente, USP, São Paulo, 2014.

NETO, M. R. B.; CARVALHO, P., **Geração de Energia Elétrica:fundamentos.** 1. Ed. – São Paulo: Érica, 2012.

PERAZA, D. G. **Estudo de viabilidade da instalação de usinas solares fotovoltaicas no estado do Rio Grande do Sul.** 2013. Dissertação (Mestrado) - Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2013.

PERLIN, J. **From space to earth: the story of solar electricity,** Michigan: AATEC publications, 1999.

RÜTHER, R. **Edifícios solares fotovoltaicos: o potencial da geração solar fotovoltaica integrada a edificações urbanas e interligada à rede elétrica pública no Brasil.** 1 ed. Florianópolis: UFSC/LABSOLAR, 2004.

SMA SOLAR TECHNOLOGY AG. Sunny Island System Guide. Alemanha.

SOUZA, A.; CLEMENTE, A., **Decisões Financeiras e Análise de investimentos: Fundamentos, Técnicas e Aplicações.** 2. ed. São Paulo: Atlas S.A., 1997.

TOLMASQUIM, M. T.; **Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro.** 2 ed. Rio de Janeiro: Synergia Editora, 2015.

TUNDISI, H. S. F.; **Usos de energia: alternativas para o século XXI.** 16. ed. São Paulo: Atual, 2013.

VARIAN, H. R. **Microeconomia – Uma abordagem moderna.** Tradução da 8ª edição ed. [s.l.] Elsevier, 2012.

VASCONCELOS, Marco Antonio Sandoval de; TROSTER, Roberto Luis. **Economia Básica.** 4. ed. São Paulo: Atlas, 1998. 1 v.

VILLALVA, M. G. **Energia Solar Fotovoltaica; conceitos e Aplicações.** 2 ed. São Paulo: Érica, 2016.

ZILLES, R.; MACEDO, W. N.; GALHARDO, M. A. B.; OLIVEIRA, S. H. F.; **Sistemas fotovoltaicos conectados à rede.** 1ª reimp 2015. São Paulo: Oficina de Textos, 2012.

APÊNDICE A – TABELA DOS VALORES UTILIZADOS NOS CÁLCULOS

ANO	FLUXOS DE CAIXA	FLUXOS DE CAIXA DESCONTADO	FLUXOS CAIXA TARIFA EQUIPARADA	FLUXOS CAIXA DESCONTADO P/ TARIFA EQUIPARADA
0	-R\$ 170.042,03	-----	-R\$ 170.042,03	-----
1	-R\$ 2.578,59	-R\$ 2.421,21	R\$ 684,95	R\$ 643,15
2	R\$ 32.856,68	R\$ 28.968,40	R\$ 37.178,55	R\$ 32.778,81
3	R\$ 32.856,68	R\$ 27.200,37	R\$ 37.178,55	R\$ 30.778,23
4	R\$ 32.856,68	R\$ 25.540,26	R\$ 37.178,55	R\$ 28.899,75
5	R\$ 32.856,68	R\$ 23.981,46	R\$ 37.178,55	R\$ 27.135,91
6	R\$ 32.856,68	R\$ 22.517,80	R\$ 37.178,55	R\$ 25.479,73
7	R\$ 32.856,68	R\$ 21.143,48	R\$ 37.178,55	R\$ 23.924,63
8	R\$ 32.856,68	R\$ 19.853,03	R\$ 37.178,55	R\$ 22.464,44
9	R\$ 32.856,68	R\$ 18.641,34	R\$ 37.178,55	R\$ 21.093,37
10	R\$ 32.856,68	R\$ 17.503,61	R\$ 37.178,55	R\$ 19.805,98
11	R\$ 32.856,68	R\$ 16.435,31	R\$ 37.178,55	R\$ 18.597,17
12	R\$ 32.856,68	R\$ 15.432,22	R\$ 37.178,55	R\$ 17.462,13
13	R\$ 32.856,68	R\$ 14.490,35	R\$ 37.178,55	R\$ 16.396,36
14	R\$ 32.856,68	R\$ 13.605,96	R\$ 37.178,55	R\$ 15.395,65
15	R\$ 32.856,68	R\$ 12.775,55	R\$ 37.178,55	R\$ 14.456,01
16	R\$ 32.856,68	R\$ 11.995,82	R\$ 37.178,55	R\$ 13.573,71
17	R\$ 32.856,68	R\$ 11.263,68	R\$ 37.178,55	R\$ 12.745,27
18	R\$ 32.856,68	R\$ 10.576,23	R\$ 37.178,55	R\$ 11.967,39
19	R\$ 32.856,68	R\$ 9.930,73	R\$ 37.178,55	R\$ 11.236,99
20	R\$ 32.856,68	R\$ 9.324,63	R\$ 37.178,55	R\$ 10.551,16
21	R\$ 32.856,68	R\$ 8.755,52	R\$ 37.178,55	R\$ 9.907,19
22	R\$ 32.856,68	R\$ 8.221,14	R\$ 37.178,55	R\$ 9.302,53
23	R\$ 32.856,68	R\$ 7.719,38	R\$ 37.178,55	R\$ 8.734,77
24	R\$ 32.856,68	R\$ 7.248,25	R\$ 37.178,55	R\$ 8.201,66
25	R\$ 32.856,68	R\$ 6.805,87	R\$ 37.178,55	R\$ 7.701,09
RENTABILIDADE ACUMULADA	-----	R\$ 367.509,18	-----	R\$ 419.233,08
TMA	-----	6,50%	-----	6,50%
TIR	-----	15,98%	-----	18,22%
VPL	-----	R\$ 197.467,15	-----	R\$ 249.191,05