

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PAMPA

MAICON NATÃ KRETSCHMER SZETSKO

**VIABILIDADE ECONÔMICA DE PROJETO DE GERAÇÃO DE ENERGIA
FOTOVOLTAICA: AVALIAÇÃO DE DIFERENTES CENÁRIOS DE EXPANSÃO
DA INSTALAÇÃO COMERCIAL**

Alegrete

2019

MAICON NATÃ KRETSCHMER SZETSKO

**VIABILIDADE ECONÔMICA DE PROJETO DE GERAÇÃO DE ENERGIA
FOTOVOLTAICA: AVALIAÇÃO DE DIFERENTES CENÁRIOS DE EXPANSÃO
DA INSTALAÇÃO COMERCIAL**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Pampa, como requisito parcial para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Fladimir Fernandes dos Santos

**Alegrete
2019**

Ficha catalográfica elaborada automaticamente com os dados fornecidos
pelo(a) autor(a) através do Módulo de Biblioteca do
Sistema GURI (Gestão Unificada de Recursos Institucionais) .

Szetsko, Maicon Natã Kretschmer

Viabilidade econômica de projeto de geração de energia fotovoltaica: avaliação de
diferentes cenários de expansão da instalação comercial / Maicon Natã Kretschmer
Szetsko.

70 p.

S997v

Trabalho de Conclusão de Curso(Graduação)-- Universidade Federal do Pampa,
ENGENHARIA ELÉTRICA, 2019.

"Orientação: Fladimir Fernandes dos Santos".

1. Energia Fotovoltaica. 2. Viabilidade econômica. 3. Expansão comercial. I. Título.

MAICON NATÃ KRETSCHMER SZETSKO

**VIABILIDADE ECONÔMICA DE PROJETO DE GERAÇÃO DE ENERGIA
FOTOVOLTAICA: AVALIAÇÃO DE DIFERENTES CENÁRIOS DE EXPANSÃO
DA INSTALAÇÃO COMERCIAL**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao
Curso de Engenharia Elétrica da Universidade
Federal do Pampa, como requisito parcial para
obtenção do título de Bacharel em Engenharia
Elétrica.

Trabalho de conclusão de curso defendido e aprovado em: 29 de Novembro de 2019.

Banca examinadora:



Prof. Dr. Fladimir Fernandes dos Santos
Unipampa



Prof. Dr. Giovani Guarienti Pozzebon
Unipampa



Prof. Me. Thiago Eliandro de Oliveira Gomes
Unipampa

Dedico este trabalho aos meus pais e a toda minha família que, de alguma forma, contribuíram para que eu chegasse a este momento tão especial em minha vida.

AGRADECIMENTOS

Agradeço, primeiramente, a Deus que me deu forças para lutar e chegar até aqui.

Agradeço, principalmente, aos meus pais Paulo e Soenir e a meu irmão Marcelo, pelo apoio, incentivo e dedicação durante toda a caminhada da graduação.

Agradeço, em especial, ao professor Fladimir F. dos Santos por toda paciência e suporte durante a elaboração deste trabalho.

Aos amigos, colegas e todo corpo docente da UNIPAMPA que, de alguma forma, contribuíram para minha formação tanto pessoal quanto profissional.

À minha noiva Tatiane Laise dos Santos, esta companheira para todas as horas.

À todos que, de alguma forma, me apoiaram e acreditaram em mim.

“Pensar é o trabalho mais difícil que existe.
Talvez por isso tão poucos se dediquem a ele”

Henry Ford

RESUMO

Neste trabalho é realizada uma análise de viabilidade econômica de projetos de geração de energia fotovoltaica conectado a rede. Este estudo foi realizado em um estabelecimento comercial localizado na cidade de São Luiz Gonzaga-RS, que possui um consumo médio mensal de 5699 kWh, onde a distribuidora de energia elétrica, RGE Sul, é responsável pelo fornecimento. Para realização do estudo de análise de viabilidade foram propostos três cenários diferentes, para simulação, sendo um cenário considerando o consumo médio atual de energia elétrica, um segundo cenário com aumento de 30% de carga de energia elétrica do estabelecimento e, por último, considerando um aumento de 50% na carga. Para cada cenário o sistema fotovoltaico foi dimensionado para atender o consumo, e nos dois cenários de aumento de carga, o aumento simulado ocorreu a partir do quarto ano, considerando-se, com base na literatura pesquisada, que está previsto um aumento no consumo médio de energia elétrica no Brasil entre 2019 e 2023. Foram levados em consideração os seguintes fatores para análise econômica: vida útil do projeto, custos com operação e manutenção, variação do preço do quilowatt hora e aquisição de um financiamento para compra do sistema fotovoltaico. Para análise dos projetos de viabilidade econômica foram utilizados métodos da engenharia econômica como: *Payback* descontado, Valor Presente Líquido (VPL) e Taxa Interna de Retorno (TIR). Em ambos os cenários todos os projetos se mostraram viáveis.

Palavras-chave: Fotovoltaica, Viabilidade, Payback, VPL, TIR.

ABSTRACT

In this work an economic feasibility analysis of grid connected photovoltaic power generation projects is performed. This study was conducted in a commercial establishment located in the city of São Luiz Gonzaga-RS, which has an average monthly consumption of 5699 kWh, where the electricity distributor, RGE Sul, is responsible for the supply. To carry out the feasibility analysis study, three different scenarios were proposed for simulation, one scenario considering the current average consumption of electricity, a second scenario with a 30% increase in the electricity load of the establishment and, finally, considering a 50% increase in load. For each scenario the photovoltaic system was sized to meet the consumption, and in both scenarios of load increase, the simulated increase occurred from the fourth year, considering, based on the researched literature, that an increase in average consumption is expected. between 2019 and 2023. The following factors were considered for economic analysis: project life, operating and maintenance costs, kilowatt hour price variation, and purchase of financing for the purchase of the photovoltaic system. The economic viability projects were analyzed using economical engineering methods such as: discounted payback, net present value (NPV) and internal rate of return (IRR). In both scenarios all projects proved viable.

Keywords: Photovoltaic, Feasibility, Payback, NPV, IRR.

LISTA DE FIGURAS

| | |
|---|----|
| Figura 1 – Evolução global da energia fotovoltaica no mundo durante o período de 2000 a 2018. | 20 |
| Figura 2 – Capacidade Instalada no SIN no final de maio de 2018 | 21 |
| Figura 3 – Micro e Minigeração Distribuída | 23 |
| Figura 4 – Modo de utilização de um controlador de carga | 25 |
| Figura 5 – Inversor interativo com a rede alimentando os consumidores com a energia da bateria na ausência da rede elétrica | 26 |
| Figura 6 – Efeito causado pela variação da irradiação solar na curva característica IxV de um módulo fotovoltaico..... | 27 |
| Figura 7 – Influência da temperatura da célula fotovoltaica na curva V x I para irradiância de 1.000 W/m ² | 28 |
| Figura 8 – Módulo fotovoltaico com sombreamento em uma célula (sem diodo de by-pass) | 29 |
| Figura 9 – Módulo fotovoltaico com sombra em uma célula (com uso de diodo de by-pass) | 30 |
| Figura 10 – Curva I - V para 4 módulos conectados em série e sem sombreamento (linha contínua), curva I - V para 4 módulos na situação de sombreamento de uma de suas células, que passa a receber 50% da irradiância original (linha tracejada), curva I - V com a uti | 30 |
| Figura 11 – Diagrama de blocos de um sistema fotovoltaico..... | 34 |
| Figura 12 – Exemplo de perfis de radiação solar diária com valores equivalentes de HSP..... | 35 |
| Figura 13 – Decisões de um projeto utilizando a engenharia..... | 45 |
| Figura 14 – Etapas de desenvolvimento da pesquisa | 46 |
| Figura 15 – Payback descontado do cenário atual..... | 56 |
| Figura 16 – Payback descontado do cenário com expansão de 30%..... | 57 |
| Figura 17 – Payback descontado do cenário com expansão de 50%..... | 58 |

LISTA DE TABELAS

| | |
|---|----|
| Tabela 1 – Os dez melhores países por instalação e os dez melhores países por capacidade instalada..... | 20 |
| Tabela 2 – Principais indicadores do consumo de eletricidade..... | 22 |
| Tabela 3 – Expansão contratada até 2018 – Incremento anual de capacidade até 2027 em MW | 23 |
| Tabela 4 – Valores para o fluxo de caixa anual de um projeto pelo método do payback simples | 39 |
| Tabela 5 – Valores para o fluxo de caixa anual de um projeto pelo método do payback descontado | 40 |
| Tabela 6 – Consumo mensal de energia elétrica obtidos da fatura. | 48 |
| Tabela 7 – Consumo mensal de energia elétrica considerando um aumento de 30% de consumo..... | 48 |
| Tabela 8 – Consumo mensal de energia elétrica considerando um aumento de 50% de consumo..... | 49 |
| Tabela 9 – Parâmetros financeiros..... | 51 |
| Tabela 10 – Resultados para o cenário atual | 57 |
| Tabela 11 – Resultados para o cenário com expansão de 30% | 58 |
| Tabela 12 – Resultados para o cenário com expansão de 50% | 59 |
| Tabela 13 – Comparativo dos resultados econômicos..... | 60 |
| Tabela 14 – Check-list critérios técnicos..... | 61 |

LISTA DE ABREVEATURAS E SIGLAS

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

CA – Corrente Elétrica Alternada

CC – Corrente Elétrica Contínua

CCEE – Câmara de comercialização de energia elétrica

COFINS – Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

GW – Gigawatt

HSP – Média Diária Horas de Sol Pico

ICMS – Imposto Sobre Circulação de Mercadorias e Serviços

IGPM – Índice Geral de Preços do Mercado

IEA – *International Energy Agency*

IL – Índice de lucratividade

kW – Quilowatt

kWh – Quilowatt-Hora

kWp – Quilowatt-Pico

m² – Metros Quadrados

MME – Ministério de Minas e Energia

MW – Megawatt

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico

PDE – Plano decenal de expansão

PRODIST – Procedimentos de Distribuição

TIR – Taxa Interna de Retorno

TMA – Taxa Mínima de Atratividade

VPL – Valor Presente Líquido

a.a. – Ao ano

Sumário

| | |
|--|-----------|
| 1 INTRODUÇÃO | 16 |
| 1.1 Objetivos..... | 17 |
| 1.2 Justificativa..... | 18 |
| 2 DESENVOLVIMENTO TEÓRICO..... | 19 |
| 2.1 Energia solar fotovoltaica..... | 19 |
| 2.1.1 Panorama da energia fotovoltaica no Mundo e no Brasil..... | 19 |
| 2.2 Sistemas fotovoltaicos | 23 |
| 2.2.1 Módulos fotovoltaicos | 24 |
| 2.2.2 Baterias | 24 |
| 2.2.3 Controladores de carga | 24 |
| 2.2.4 Inversores | 25 |
| 2.2.5 Conexão de módulos fotovoltaicos..... | 26 |
| 2.3 Fatores que influenciam na geração de energia fotovoltaica..... | 27 |
| 2.3.1 Influência da radiação solar | 27 |
| 2.3.2 Influência da temperatura | 28 |
| 2.3.4 Influência do ângulo de inclinação | 31 |
| 2.4 Legislação, inovações e requisitos para a conexão à rede..... | 31 |
| 2.5 Projeto de sistema fotovoltaico conectado à rede..... | 34 |
| 2.5.1 Análise técnica de um sistema fotovoltaico conectado à rede..... | 34 |
| 2.5.1.1 Avaliação do recurso solar | 35 |
| 2.5.1.2 Localização e configuração do sistema | 36 |
| 2.5.1.3 Levantamento da demanda e do consumo de energia elétrica..... | 36 |
| 2.5.1.4 Dimensionamento do gerador fotovoltaico | 37 |
| 2.5.2 Análise de Viabilidade Econômica | 37 |
| 2.5.2.1 <i>Payback</i> Descontado..... | 39 |
| 2.5.2.2 Valor Presente Líquido (VPL)..... | 40 |

| | |
|--|-----------|
| 2.5.2.3 Taxa Interna de Retorno (TIR) | 41 |
| 2.6 Estudos de viabilidade econômica em sistemas fotovoltaicos | 42 |
| 3 METODOLOGIA..... | 44 |
| 3.1 Caracterização da pesquisa..... | 44 |
| 3.2 Etapas da Pesquisa..... | 45 |
| 3.2.1 Necessidade do cliente..... | 46 |
| 3.2.2 Solução proposta (projeto para os cenários escolhidos)..... | 47 |
| 3.2.3 Primeira prova | 47 |
| 3.2.4 Segunda prova | 50 |
| 3.3 Avaliação dos resultados do projeto..... | 51 |
| 4 ANÁLISE DOS RESULTADOS | 53 |
| 4.1 Resultados da primeira prova | 53 |
| 4.1.1 Primeira prova com cenário atual..... | 53 |
| 4.1.2 Primeira prova com cenário de expansão 30%..... | 54 |
| 4.1.3 Primeira prova com cenário de expansão 50%..... | 55 |
| 4.2 Resultados da segunda prova..... | 55 |
| 4.2.1 Segunda prova com cenário atual..... | 56 |
| 4.2.2 Segunda prova com cenário de expansão 30%..... | 57 |
| 4.2.3 Segunda prova com cenário de expansão 50%..... | 58 |
| 4.3 Análise das provas | 59 |
| 4.4 Considerações Finais | 62 |
| 5 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS | 63 |
| 5.1 Conclusões..... | 63 |
| 5.2 Sugestões para Trabalhos Futuros | 63 |
| REFERÊNCIAS | 65 |
| APÊNDICE A – Fluxo de caixa dos financiamentos para os três sistemas..... | 67 |
| APÊNDICE B– Fluxo de caixa do cenário sem expansão..... | 68 |

APÊNDICE C – Fluxo de caixa do cenário com 30% de expansão.....69

APÊNDICE D – Fluxo de caixa do cenário com 50% de expansão.....70

1 INTRODUÇÃO

Atualmente, a busca por sistemas autossustentáveis, econômicos e com fatores socioambientais vêm crescendo muito, principalmente no setor de energia elétrica. As matrizes energéticas mundiais existentes são, em sua maior parte, compostas de fontes não renováveis, o que vem na contramão do desenvolvimento sustentável. Segundo a Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2019), as fontes de energia renováveis representam apenas 14% da matriz energética mundial, sendo que a eólica, a solar e a geotérmica correspondem à 1,60%.

No âmbito mundial, a energia não renovável representa um problema, pois é considerada a maior responsável pela emissão de gases do efeito estufa. Já, no Brasil, a matriz energética renovável é composta por 42,9%, sendo predominantemente hidráulica; isto representa um problema, pois torna o país vulnerável às condições climáticas (EPE, 2019).

Com base nestes fatores, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), pensando em diversificar a matriz energética, em diminuir os impactos ambientais, em postergar investimentos em sistemas de transmissão e na distribuição de energia elétrica, criou, no ano de 2012, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica, no qual o consumidor brasileiro pode gerar sua própria energia elétrica, utilizando fontes renováveis ou cogeração qualificada.

A ANEEL também orienta que a iniciativa de instalação de sistemas geradores de energia elétrica, sendo eles de micro e minigeração, compete aos consumidores, assim como não fornece linhas de financiamento ou valores dos sistemas geradores. Portanto, fica a critério do consumidor realizar estudos de custo/benefício com base em diversas variáveis, tais como: tipo da fonte geradora, tecnologia dos equipamentos, porte da unidade consumidora e unidade geradora, localização, valor da tarifa de energia, forma de pagamento/financiamento e existência ou não de outras unidades consumidoras.

Com a possibilidade de o consumidor poder gerar sua própria energia elétrica, processo este que deve ser muito bem analisado, tanto pela parte geradora quanto pela rede elétrica, isto deixa evidente que, são necessários estudos técnicos e econômicos a fim de viabilizar esta implantação, na qual é uma alternativa de investimento.

Logo, é possível encontrar alguns estudos nesta área, como em Botega (2017), que analisa o retorno de investimento de um sistema fotovoltaico com a presença de painéis danificados, em Stalter (2019), que realizou uma análise de investimentos em sistemas de geração de energia elétrica fotovoltaica, em Tarone (2018), que realizou um estudo técnico e econômico para um sistema fotovoltaico na modalidade de compensação de energia elétrica,

em Nogueira (2016), que fez um estudo econômico-financeiro de um sistema fotovoltaico de geração distribuída aplicado na indústria, em Alcantara (2017), que apresentou um estudo de viabilidade técnica e econômica para a implementação de sistema fotovoltaico em condomínio residencial com conexão à rede de distribuição, entre outros.

Apesar de tais estudos, não foi encontrado na literatura pesquisada um tema que levasse em consideração o dimensionamento de um sistema de geração fotovoltaico prevendo um aumento no consumo de energia elétrica, fato este normal em dias atuais.

Portanto, este estudo aborda um perfil de um cliente comercial localizado na cidade de São Luiz Gonzaga-RS, utilizando o sistema de geração fotovoltaico, no âmbito de um investimento, prevendo cenários de expansão em seu empreendimento, conseqüentemente, com aumento na demanda de carga de energia elétrica.

Como já citado, nota-se que existem diversas variáveis que influenciam para que um projeto solar fotovoltaico seja considerado, ou não, viável de maneira técnica e econômica. Diante o exposto, o presente estudo busca respostas as seguintes questões de pesquisa: tecnicamente é viável instalar o sistema fotovoltaico para este cliente comercial prevendo cenários de expansão em seu empreendimento? O investimento em energia solar fotovoltaica é viável economicamente considerando-se os diferentes cenários de expansão? O quão atrativo economicamente se torna este projeto nos diferentes cenários? Caso seja viável economicamente o projeto, nos diferentes cenários, em quanto tempo o investimento é recuperado?

Em busca de respostas para os diversos questionamentos elencados anteriormente, na sequência são apresentados os objetivos que delineiam esta pesquisa, bem como é apresentada a justificativa que demonstra a importância da realização deste estudo.

1.1 Objetivos

Este trabalho tem como objetivo geral avaliar a viabilidade econômica do investimento a ser realizado em um projeto de sistema gerador fotovoltaico considerando futuras expansões de carga.

Como objetivos específicos têm-se:

- apresentar três cenários possíveis para simulação das expansões de carga, sendo eles: primeiro cenário não considerando expansão; segundo cenário prevendo uma expansão de 30%; e, no terceiro cenário considerando uma expansão de 50% no consumo de energia elétrica;

- realizar para cada cenário o estudo da viabilidade técnica do sistema de geração fotovoltaico;
- estabelecer os métodos a serem aplicados na análise de viabilidade econômica;
- identificar os critérios que indicam se um projeto é viável economicamente, ou não; e
- aplicar, em cada cenário, as ferramentas de análise de viabilidade econômica do sistema de compensação de energia elétrica.

1.2 Justificativa

É notório, no Brasil e no mundo, o crescimento anual no consumo de energia elétrica. Segundo estudo realizado por Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), está previsto um aumento no consumo médio de energia elétrica no Brasil, de 3,8% ao ano, entre 2019 e 2023. Assim, com esse aumento, nota-se também um acréscimo significativo nos valores pagos na tarifa de energia elétrica (EPE, 2019). Com base neste contexto de aumento no consumo, a fim de, diminuir os custos com energia elétrica, desde o ano de 2012, surge no Brasil a oportunidade de o próprio consumidor produzir sua energia elétrica renovável.

Tendo em vista o aumento de consumo e a possibilidade de geração própria de energia elétrica, justifica-se a elaboração deste trabalho, no qual se leva em consideração estes fatos para aquisição de um sistema de geração fotovoltaico já considerando um aumento futuro de carga em seu período inicial de instalação, ou seja, onde o investidor, a partir do quarto ano, com o sistema já economicamente estável, decide ampliar o seu comércio.

Ademais, a presente pesquisa permitirá mostrar, por meio de simulação das expansões de carga, se o sistema atenderá de forma satisfatória as necessidades técnicas, possibilitando a redução da dependência de energia gerada pelos recursos hídricos, bem como mostrará se o investidor terá ganhos econômicos nos diferentes cenários.

2 DESENVOLVIMENTO TEÓRICO

2.1 Energia solar fotovoltaica

A energia proveniente do sol, produzida pelo efeito fotovoltaico, consiste na conversão direta da luz solar em energia elétrica. Diferente de outros métodos que utilizam a energia térmica do sol para a produção de correntes elétricas, o efeito fotovoltaico tem a capacidade de produzir energia com a captação da luz solar através de placas solares, sendo esta energia processada por dispositivos controladores e conversores, podendo ser armazenada em baterias, ou conectados diretamente no sistema de distribuição (VILLALVA, 2015).

As placas solares podem ser instaladas em telhados de residências, estacionamentos, comércios, indústrias, edifícios ou até mesmo na criação de estrutura própria, como em usinas geradoras de eletricidade.

Uma das vantagens da instalação da energia fotovoltaica é que ela pode ser instalada, praticamente, em qualquer local, sem a necessidade de linhas de distribuição, pois sua geração pode ser localizada no próprio local da unidade consumidora (VILLALVA, 2015).

2.1.1 Panorama da energia fotovoltaica no Mundo e no Brasil

É notório, ao longo da última década, o crescimento da energia fotovoltaica, em todo o mundo, e este crescimento deverá se manter nos próximos anos, devido à preocupação e procura mundial por energias limpas, sendo a energia fotovoltaica umas das mais eficientes e menos prejudiciais ao meio ambiente (SILVA, 2015).

A Tabela 1 mostra o ranking do crescimento da energia fotovoltaica no ano de 2018, onde a liderança disparada é da China, com 45 GW, já o Brasil, no mesmo ano, instalou uma potência total de 1,2 GW. Tem-se ainda nesta tabela o ranking por capacidade já instalada, no qual pode-se verificar, novamente, que a China leva vantagem, e que o Brasil não aparece neste ranking.

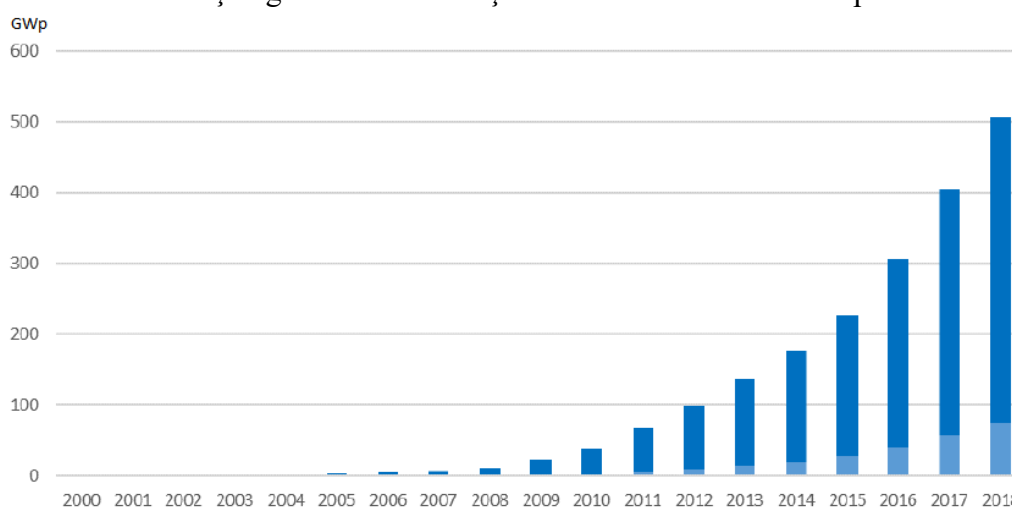
Tabela 1 – Os dez melhores países por instalação e os dez melhores países por capacidade instalada

| Posição | País | Capacidade Instalada em 2018 | Posição | País | Capacidade Instalada até 2018 |
|---------|-----------|------------------------------|---------|-------------|-------------------------------|
| 1º | China | 45,0 GW | 1º | China | 176,1 GW |
| 2º | Índia | 10,8 GW | 2º | USA | 62,2 GW |
| 3º | USA | 10,6 GW | 3º | Japão | 56,0 GW |
| 4º | Japão | 6,5 GW | 4º | Alemanha | 45,4 GW |
| 5º | Austrália | 3,8 GW | 5º | Índia | 32,9 GW |
| 6º | Alemanha | 3,0 GW | 6º | Itália | 20,1 GW |
| 7º | México | 2,7 GW | 7º | Reino Unido | 13,0 GW |
| 8º | Coreia | 2,0 GW | 8º | Austrália | 11,3 GW |
| 9º | Turquia | 1,6 GW | 9º | França | 9,0 GW |
| 10º | Holanda | 1,3 GW | 10º | Coreia | 7,9 GW |

Fonte: Adaptada pelo autor de IEA (2019)

Também, em escala mundial, o Gráfico 1 mostra o crescimento da energia fotovoltaica entre os anos de 2000 a 2018, onde se teve um salto de produção de 5 GW para mais de 500 GW.

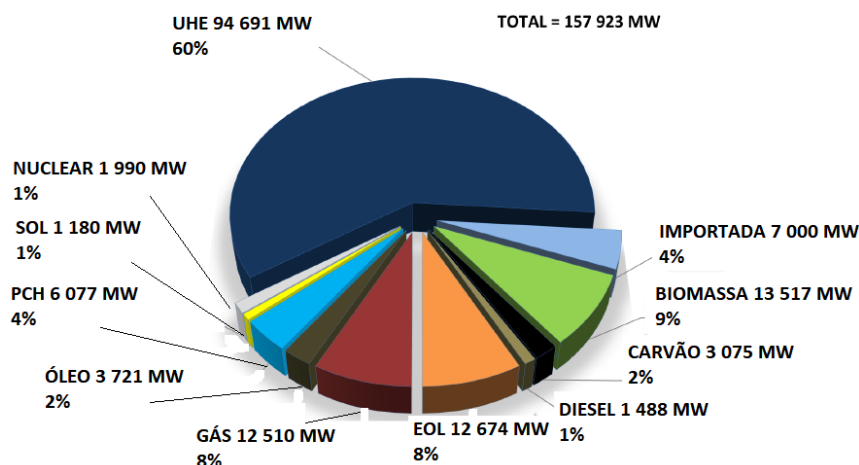
Gráfico 1 – Evolução global das instalações fotovoltaicas durante o período de 2000 a 2018



Fonte: Adaptado pelo autor de IEA (2019)

No Brasil, no ano de 2018, o Sistema Interligado Nacional (SIN) constava como capacidade de energia elétrica instalada em 157.923 MW, proveniente de várias fontes de geração, sendo que, deste total, a energia solar representava apenas 1%, com 1.180 MW instalados, conforme mostra o Gráfico 2.

Gráfico 2 – Capacidade Instalada no SIN no final de maio de 2018



Fonte: Adaptado pelo autor de EPE (2018)

Para um planejamento em longo prazo, o PDE 2027 (Plano Decenal de Expansão de Energia), elaborado pela EPE (Empresa de Pesquisa Energética), prevê um crescimento, em média, de 3,7% ao ano no consumo de energia elétrica até 2027, conforme mostra a Tabela 2.

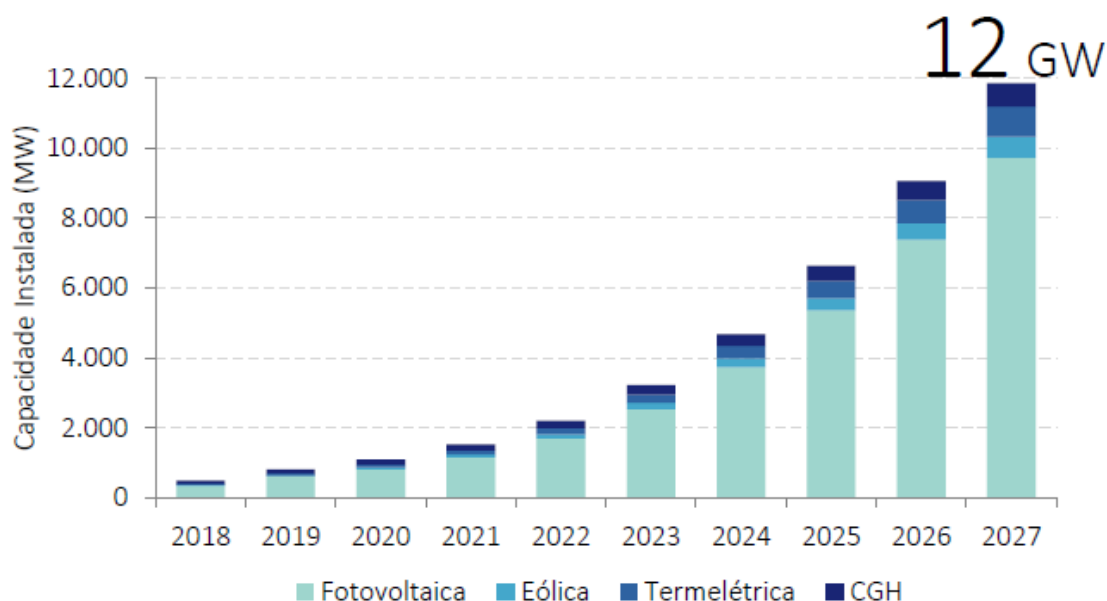
Tabela 2 – Principais indicadores do consumo de eletricidade

| Discriminação | 2017 | 2022 | 2027 | 2017- 2022 | 2022- 2027 | 2017- 2027 |
|--|-------|-------|-------|---------------|---------------|---------------|
| População(milhões de habitantes) | 208 | 215 | 221 | 0,7 | 0,5 | 0,6 |
| Consumo Total (TWh) | 526 | 632 | 753 | 3,7 | 3,6 | 3,6 |
| Autoprodução Clássica (TWh) | 61 | 74 | 84 | 3,8 | 2,6 | 3,2 |
| Consumo Total per capita (kWh/hab/ano) | 2.525 | 2.934 | 3.407 | 3,1 | 3,0 | 3,0 |
| Consumo por Consumidor Residencial (kWh/mês) | 158 | 173 | 196 | 1,9 | 2,5 | 2,2 |
| Número de Consumidores Residenciais (Milhão, 31/12) | 70,8 | 78,1 | 84,4 | 2,0 | 1,6 | 1,8 |
| Percentual de Perdas Totais no SIN | 19,5% | 19,5% | 18,6% | - | - | - |
| Intensidade Elétrica da Economia (MWh/10 ³ R\$(2017)) | 0,080 | 0,084 | 0,087 | - | - | - |
| Elasticidade-renda do consumo de eletricidade | - | - | - | 1,37 | 1,19 | 1,27 |

Fonte: Adaptado pelo autor de EPE (2017)

Estima-se que, até o ano de 2027, a energia solar tenha um crescimento significativo, atingindo, quase, 10.000 MW de capacidade instalada nas unidades de micro e minigeração distribuída, conforme dados do PDE, o Gráfico 3 ilustra este crescimento.

Gráfico 3 – Micro e Minigeração Distribuída



Fonte: EPE (2018, p. 213)

Com dados mais concretos, tem-se a Tabela 3, que demonstra a quantidade de MW contratados em 2018, com o incremento anual nos próximos 10 anos.

Tabela 3 – Expansão contratada até 2018 – Incremento anual de capacidade até 2027 em MW

| Fontes | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 |
|-------------------|-------|-------|-------|------|------|-------|------|------|-------|------|
| Biomassa + Biogás | 81 | 0 | 55 | 129 | 82 | 177 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Eólica | 950 | 1.327 | 118 | 102 | 179 | 1.322 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Hidráulica | 1.933 | 1.563 | 3.667 | 0 | 62 | 142 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| PCH + CGH | 169 | 115 | 193 | 162 | 37 | 67 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Fotovoltaica | 588 | 428 | 62 | 574 | 807 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Térmica | 28 | 746 | 1.802 | 1305 | 0 | 2.139 | 0 | 0 | 1.405 | 0 |

Fonte: Adaptado pelo autor de EPE (2018)

2.2 Sistemas fotovoltaicos

O sistema fotovoltaico é composto por uma unidade geradora, uma unidade de condicionamento da potência elétrica e uma unidade armazenadora, sendo esta última opcional. A unidade geradora, composta pelas placas solares, gera eletricidade em corrente contínua (CC), sendo necessária a unidade de condicionamento para conversão da CC em

corrente alternada (CA), que é utilizada na forma de transmissão das distribuidoras e, por último, a unidade armazenadora, composta por baterias e/ou outros elementos armazenadores de energia (PINHO; GALDINO, 2014).

2.2.1 Módulos fotovoltaicos

Um módulo fotovoltaico é constituído por várias células fotovoltaicas, que produzem tensão e corrente elétrica, as células podem ser arranjadas em série ou paralelo, assim como sua quantidade, dependendo das tensões e correntes necessárias a serem utilizadas pelo consumidor (PINHO, GALDINO, 2014).

Cabe enfatizar que, para sistemas fotovoltaicos, os módulos têm uma vida útil média em torno de 25 anos, dependendo de cada fabricante (ENERGIA, 2015).

2.2.2 Baterias

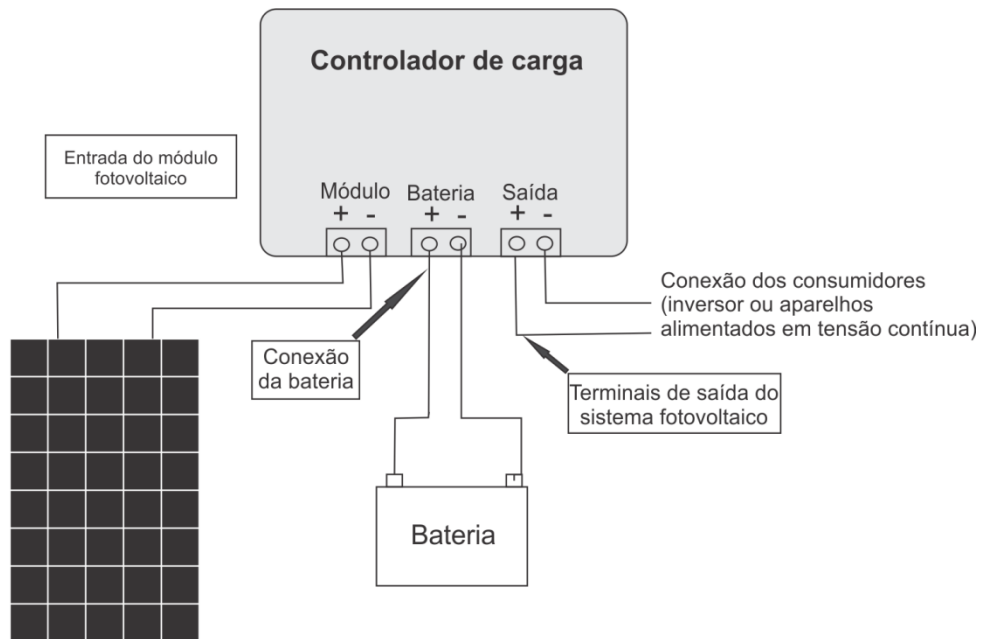
Conforme Pinho e Galdino (2014), em sistemas de geração autônomos são necessários elementos armazenadores de energia, sendo as baterias o elemento armazenador mais utilizado em sistemas fotovoltaicos. As baterias são necessárias para que se possa armazenar energia, para utilização quando não houver geração suficiente no sistema (em dias nublados, noites, dias chuvosos onde a irradiação solar é insuficiente).

2.2.3 Controladores de carga

Controladores de carga são essenciais para a vida útil das baterias, pois são eles que controlam para que a bateria não seja sobrecarregada, ou descarregada, excessivamente.

Quando a bateria atinge sua carga completa, o controlador acaba desconectando o painel fotovoltaico das baterias, interrompendo a sua carga. Quando as baterias atingem um nível muito baixo de carga, o controlador interrompe o consumo de energia gerado pelo sistema fotovoltaico. A Figura 1 exemplifica a aplicação do controlador de cargas (VILLALVA, 2015).

Figura 1 – Modo de utilização de um controlador de carga



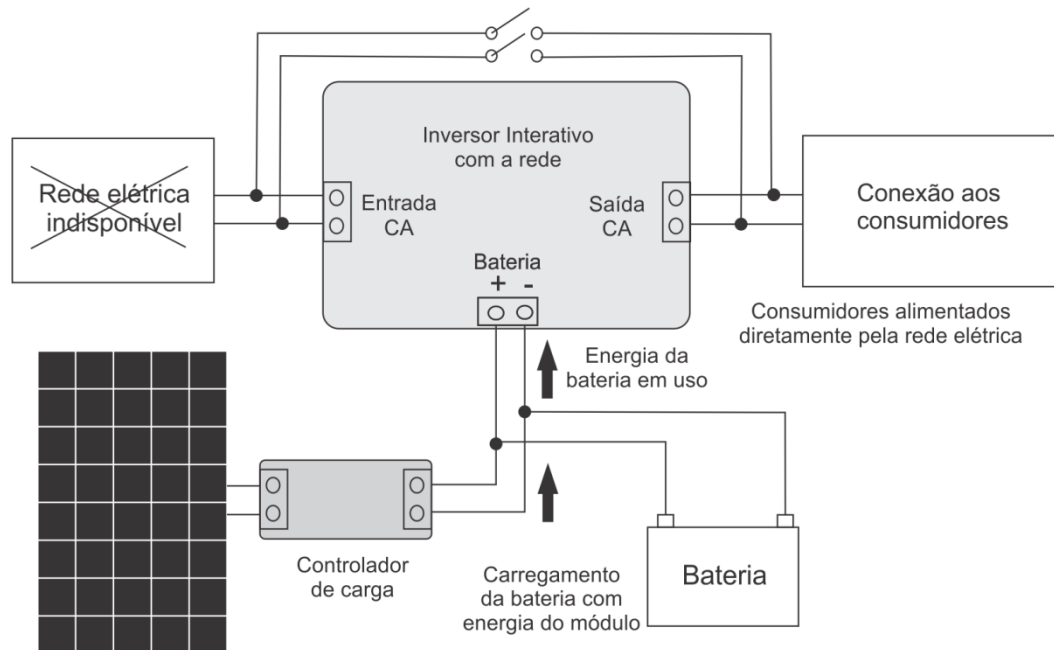
Fonte: Adaptado pelo autor de Villalva (2015)

2.2.4 Inversores

Inversor é o dispositivo que faz a conversão da energia, em tensão e corrente contínua (CC), para corrente alternada (CA). Ele é necessário para alimentar consumidores que necessitam de corrente alternada (CA), a partir da geração em corrente contínua nos módulos e a energia que está armazenada nas baterias. A Figura 2 representa o inversor alimentando as cargas em corrente alternada, utilizando a energia proveniente das baterias e dos módulos fotovoltaicos, na ausência de alimentação da rede elétrica convencional (VILLALVA, 2015).

Os inversores, devido serem equipamentos de alta complexidade construtiva, apresentam uma vida útil em torno de 10 a 15 anos, dependendo das condições do local em que é instalado e de descargas atmosféricas (ENERGIA, 2015).

Figura 2 – Inversor interativo com a rede alimentando os consumidores com a energia da bateria na ausência da rede elétrica



Fonte: Adaptado pelo autor de Villalva (2015)

2.2.5 Conexão de módulos fotovoltaicos

Os módulos fotovoltaicos podem ser ligados em associações série e/ou paralelo, dependendo das condições de necessidade do consumidor, uma associação de módulos é chamada de arranjo ou conjunto fotovoltaico. Na língua inglesa, para essa associação utiliza-se o termo *array* (VILLALVA, 2015).

A ligação em série é onde se mantém a corrente e eleva-se a tensão nos terminais do circuito, como mostram as equações 1 e 2.

$$V = V_1 + V_2 + V_3 \dots + V_n \quad \dots (1)$$

$$I = I_1 = I_2 = I_3 \dots = I_n \quad \dots (2)$$

Onde: V = tensão elétrica;

I = corrente elétrica;

Já a conexão em paralelo resulta na soma das correntes e na igualdade das tensões nos terminais do circuito, sendo expressa pelas equações 3 e 4 (PINHO, GALDINO, 2014).

$$V = V_1 = V_2 = V_3 \dots = V_n \quad \dots (3)$$

$$I = I_1 + I_2 + I_3 \dots + I_n \quad \dots (4)$$

Onde: V = tensão elétrica;

I = corrente elétrica;

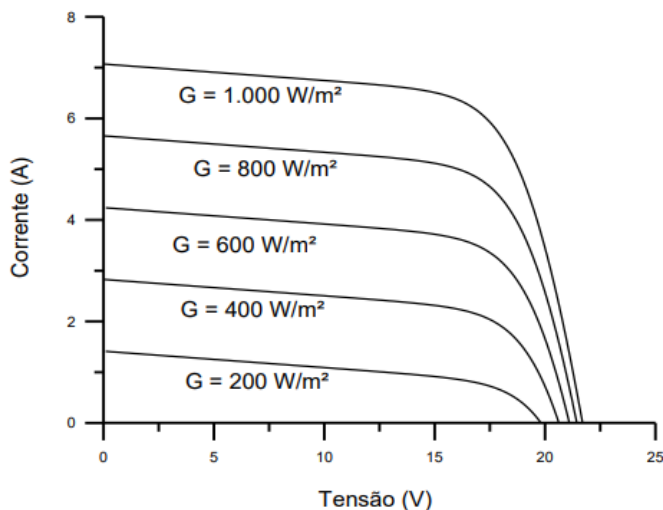
2.3 Fatores que influenciam na geração de energia fotovoltaica

Existem fatores externos que influenciam no desempenho das células fotovoltaicas, sendo as mais importantes a irradiância solar, a temperatura de operação das células, o sombreamento e o ângulo de inclinação.

2.3.1 Influência da radiação solar

A radiação solar afeta diretamente a corrente elétrica produzida pelo módulo. A quantidade de radiação solar em determinado intervalo de tempo denomina-se irradiação, uma medida de energia, sendo ela apresentada em Watt por hora por metro quadrado (Wh/m^2) por dia ou por ano (PASSOS, 2016). Já a irradiância apresenta medida de potência por metro quadrado (W/m^2). O Gráfico 4 mostra a diminuição da corrente elétrica conforme diminui a irradiância solar.

Gráfico 4 – Efeito causado pela variação da irradiância solar na curva característica IxV de um módulo fotovoltaico



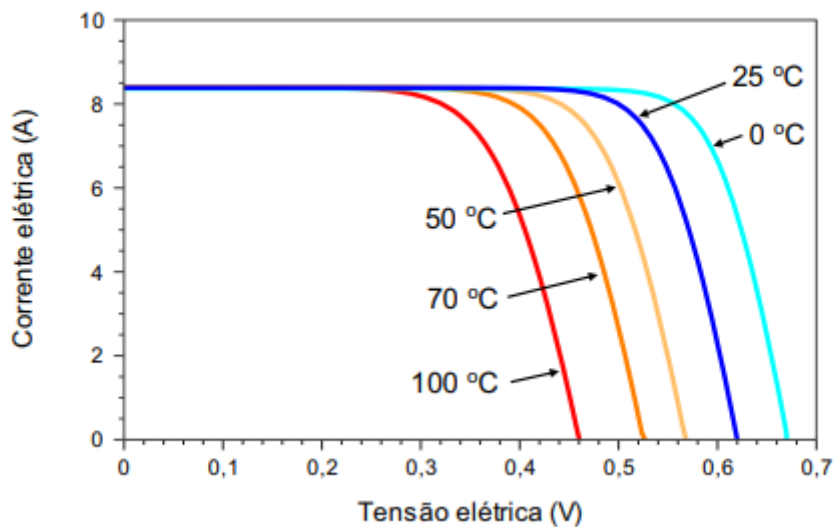
Fonte: Pinho e Galdino (2014, p.149)

Como se pode observar no Gráfico 4, a corrente máxima que o módulo fotovoltaico pode fornecer varia proporcionalmente à irradiância que recebe, ou seja, com pouca luz o módulo tem sua capacidade de geração significativamente reduzida (VILLALVA, 2015).

2.3.2 Influência da temperatura

O Gráfico 5 mostra a variação na tensão em condições de irradiância solar fixa de 1.000 W/m^2 , variando-se a temperatura, as variações de tensão podem chegar até 30%, dependendo do modelo do fabricante.

Gráfico 5 – Influência da temperatura da célula fotovoltaica na curva V x I para irradiância de 1.000 W/m^2



Fonte: Pinho e Galdino (2014, p.127)

As células fotovoltaicas tem uma característica intrínseca, que com o aumento da irradiância e/ou a temperatura ambiente, tendem a aquecer, assim, conseqüentemente, reduzindo sua eficiência (VILLALVA, 2015).

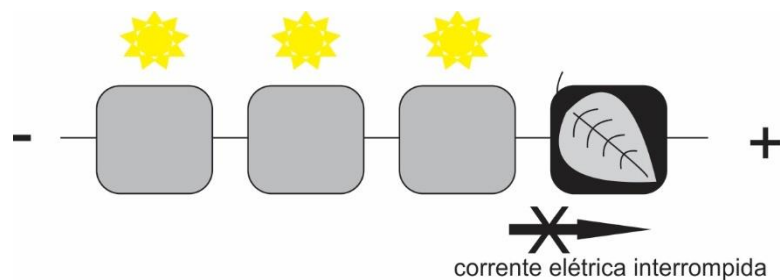
2.3.3 Influência do Sombreamento

O efeito de sombreamento pode afetar a geração de um painel fotovoltaico, pois sua corrente elétrica é diretamente proporcional à intensidade da radiação solar que ela recebe. Se uma célula tiver pouca ou nenhuma luz, seu rendimento é afetado ou nulo, devido sua ligação estar em série (VILLALVA, 2015).

Este efeito pode ser causado por diversos fatores, como a passagem de nuvens, pássaros, folhas, sujeira, posicionamento da instalação dos painéis em meio a prédios e árvores. Para que haja uma diminuição nestes efeitos devem ser realizadas manutenções e limpezas nos painéis, assim como a localização da instalação deve ser priorizada.

A Figura 3 exemplifica o efeito do sombreamento na ligação em série das células.

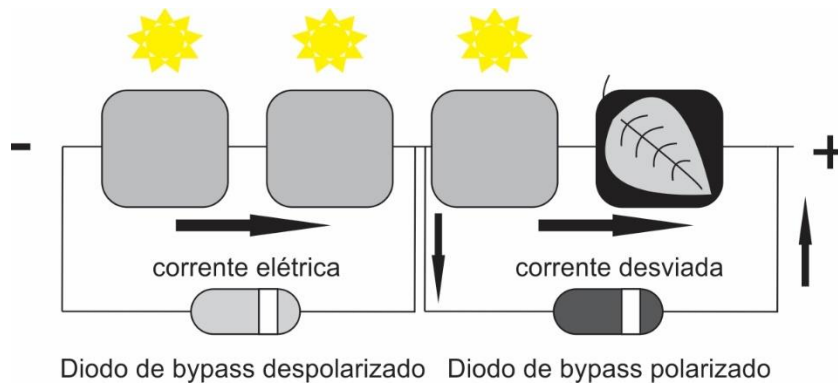
Figura 3 – Módulo fotovoltaico com sombreamento em uma célula (sem diodo de by-pass)



Fonte: Adaptado pelo autor de Villalva (2015)

Para amenizar este efeito, utiliza-se um diodo de *by-pass*, ligado em paralelo as células. Com a utilização do diodo, mesmo que uma célula esteja encoberta é possível às demais células continuarem a fornecer corrente elétrica, do mesmo modo como se aquela célula não existisse. A Figura 4 mostra o módulo fotovoltaico com a instalação do diodo de *by-pass*, onde a corrente elétrica flui normalmente.

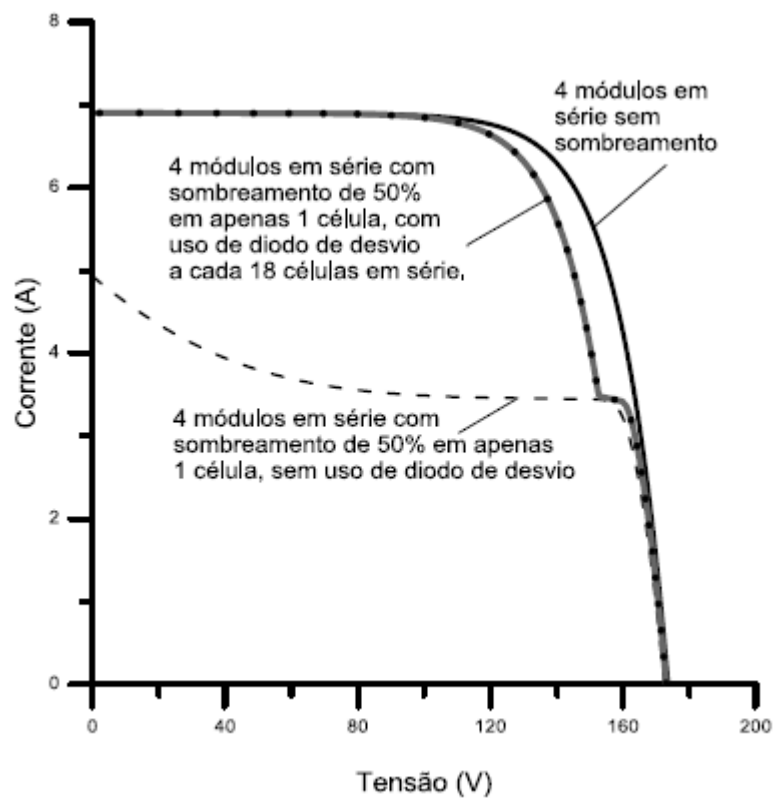
Figura 4 – Módulo fotovoltaico com sombra em uma célula (com uso de diodo de by-pass)



Fonte: Adaptado pelo autor de Villalva (2015)

O Gráfico 6 mostra como a utilização do diodo de *by-pass* interfere na curva característica I-V dos módulos.

Gráfico 6 – Influência do diodo de *by-pass* na curva característica I-V dos módulos fotovoltaicos



Fonte: Pinho e Galdino (2014, p. 159)

No Gráfico 6, observa-se que, sem a utilização do diodo de by-pass, com a ocorrência de sombreamento, a corrente tem uma redução drástica nos módulos, para reduzir tal efeito, utiliza-se o diodo de *by-pass*.

2.3.4 Influência do ângulo de inclinação

O ângulo de inclinação dos painéis fotovoltaicos deve ser escolhido de forma que a captação dos raios solares seja maximizada. A maior parte dos sistemas fotovoltaicos são instalados com ângulo fixo, logo, esse ângulo deve ser escolhido adotando-se alguns critérios. Nesse sentido, para Vilhalva (2015), existem duas regras básicas que devem ser seguidas:

- 1ª regra: para maximizar a produção média diária de energia, sempre que possível deve-se orientar o modulo fotovoltaico para o norte geográfico.
- 2ª regra: para otimizar a produção média de energia ao longo do ano deve-se ajustar o ângulo de inclinação do painel em relação ao solo, o ângulo correto para instalação é função da latitude geográfica da localidade onde o sistema é instalado.

2.4 Legislação, inovações e requisitos para a conexão à rede

Em 17 de abril de 2012, entrou em vigor a Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012, que permite o próprio consumidor brasileiro a gerar sua própria eletricidade e fornecer a concessionária local o seu excedente. Inovação esta que alia economia financeira, consciência socioambiental e autossustentabilidade (ANEEL, 2012).

Em 24 de novembro de 2015 a ANEEL publicou a Resolução Normativa nº 687/2015, revisando a Resolução Normativa nº 482/2012, com os objetivos de reduzir os custos e tempo de conexão dos sistemas geradores de consumidores à rede de distribuição; compatibilizar o Sistema de Compensação de Energia Elétrica com as Condições de Fornecimento; aumentar o público alvo; e melhorar as informações na fatura (ANEEL, 2015).

Esta nova publicação trouxe inovações e ficou estipulado que é permitida a conexão de qualquer fonte geradora renovável, assim como a cogeração qualificada. Este tipo de uso ficou regulamentado pela ANEEL, que subdivide este sistema em microgeração distribuída (potência instalada menor ou igual a 75 kW) e minigeração (potência instalada acima de 75 kW e menor igual que 5 MW) (ANEEL, 2015).

Ficou definido que, quando a unidade geradora produzir energia em excesso, ou seja, mais que seu consumo, será gerado créditos que poderão ser utilizados pelo prazo de até 60

meses. Créditos estes que podem ser consumidos em outras unidades situadas em outro local sob o domínio da mesma distribuidora e mesmo titular, ficando denominado este processo como “autoconsumo remoto” (ANEEL, 2015).

Criação da “geração compartilhada”, modalidade esta que permite a vários usuários que se unam em forma de consórcio ou cooperativa e instalem unidades de micro ou minigeração distribuída, podendo, assim, ter uma redução em suas faturas de energia (ANEEL, 2015).

Também foi estabelecido o empreendimento com múltiplas unidades consumidoras (condomínios), observando-se que, nessa modalidade, a energia pode ser repartida entre os condomínios em frações estipuladas pelos próprios consumidores (ANEEL, 2015).

Em relação aos procedimentos para conexão das micro ou minigerações distribuídas, a ANEEL instituiu formulário padrão para solicitação, estipulou prazos menores para unidades de microgeração (até 75 kW), passando de 82 dias para 34 dias (ANEEL, 2015).

O acesso ao sistema de distribuição está regido pelos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, elaborado pela ANEEL, que são documentos que estabelecem normas e padronizam as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica. Atualmente, o PRODIST está dividido em 11 módulos, o módulo 3 (Rev. 7) estabelece as regras para o Acesso ao Sistema de Distribuição. Especificadamente, a seção 3.7 do PRODIST descreve os procedimentos para o acesso de micro e minigeração distribuídas. Onde se define os seguintes itens:

- etapas para viabilização do acesso;
- critérios técnicos e operacionais;
- requisitos de projetos;
- procedimentos de implementação e vistoria das instalações;
- requisitos para operação, manutenção e segurança na conexão;
- sistema de medição;
- contratos;

Para consumidores que desejam instalar uma capacidade de geração acima da potência limite instalada, deve-se respeitar os termos do art.27, da Resolução Normativa nº 414/2010, solicitando um aumento da potência fornecida pela concessionária, assim, não sendo necessário o aumento da carga instalada (ANEEL, 2010).

Referente aos impostos Federais e Estaduais, não compete à ANEEL, e sim a Receita Federal e as Secretarias de Fazenda Estaduais. Na sequência, constam as informações referentes aos impostos ICMS e PIS/COFINS (ANEEL, 2016).

- a) ICMS – O Imposto sobre circulação de Mercadorias e Serviços trata-se de um imposto estadual aplicado sobre a energia elétrica. Em 22/04/2015 o Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ) publicou o Convênio ICMS 16, que estabeleceu aos estados aderentes que a tributação do ICMS incidirá somente sobre a diferença de energia injetada e consumida na rede ao mês. Caso contrário, aos estados que não aderirem ao ICMS 16/2015, a tributação incidirá sobre toda a energia consumida, desconsiderando assim a energia injetada na rede.
- b) PIS/COFINS – com o Programa de Integração Social (PIS) com a Contribuição para o Financiamento de Seguridade Social (COFINS), em 06/10/2015, através da Lei nº 13.169/2018, ficou estabelecido que fossem cobrados estes impostos somente pela diferença positiva entre a energia consumida e injetada na rede. Anteriormente não existia legislação ou orientação da Receita Federal referente à esta cobrança nos sistemas de micro e minigeração distribuída.

A Resolução Normativa ANEEL nº 547/13, de 16 de abril de 2013, estabelece os procedimentos comerciais para aplicação do sistema de bandeira tarifárias a partir do ano de 2015. As bandeiras tarifárias são divididas em três cores: verde, amarela e vermelha; a bandeira verde não implica em cobrança adicional na fatura de energia elétrica, já as bandeiras amarela e vermelha, quando acionadas, resultarão em cobrança adicional na fatura, devido ao aumento de custo na geração (ANEEL, 2013).

Em 21/05/2019 a ANEEL aprovou uma resolução para estabelecer novas faixas de acionamento e os valores adicionais condicionados a cada bandeira. Ficaram estabelecidos os seguintes valores adicionais para cada bandeira (ANEEL, 2019):

- Bandeira amarela – R\$1,50 adicional na fatura a cada 100 kWh;
- Bandeira vermelha patamar 1 – R\$4,00 adicional na fatura a cada 100 kWh;
- Bandeira vermelha patamar 2 – R\$6,00 adicional na fatura a cada 100 kWh.

Todos os consumidores cativos, independentemente de sua classe, estão submetidos ao sistema de bandeiras tarifárias, salvo aqueles consumidores que não fazem parte do sistema interligado (ANEEL, 2019).

2.5 Projeto de sistema fotovoltaico conectado à rede

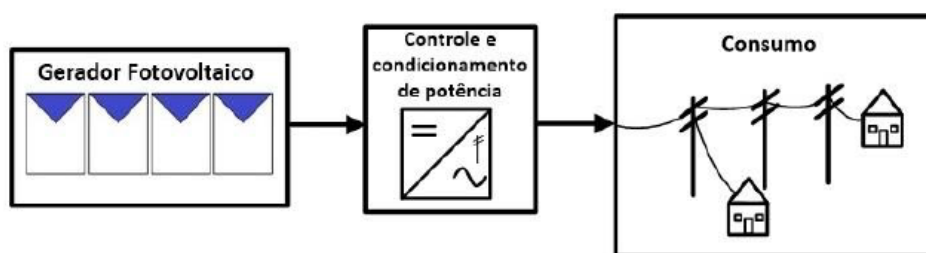
A implantação de qualquer projeto deve passar ao menos por dois estudos, primeiramente a análise técnica e, posteriormente, a análise econômica. A análise técnica é o estágio no qual é feito o aprofundamento no assunto, concluindo, se aquilo que é desejável, poderá ser executável, ou não. Já a análise econômica busca encontrar se o projeto será viável economicamente, visando seu retorno financeiro. Veja-se, na sequência, a apresentação de cada tipo de análise.

2.5.1 Análise técnica de um sistema fotovoltaico conectado à rede

Segundo Pinho e Galdino (2014), o projeto de um sistema fotovoltaico conectado à rede está baseado nas seguintes características técnicas: orientação dos módulos, disponibilidade de área, estética, disponibilidade de recurso solar, demanda a ser atendida, entre outros fatores.

Como pode ser visto na Figura 5, um sistema fotovoltaico dividido em blocos básicos, os quais o projetista define ou dimensiona as configurações necessárias para cada bloco, a partir de dados meteorológicos e de demanda a ser atendida.

Figura 5 – Diagrama de blocos de um sistema fotovoltaico



Fonte: Pinho e Galdino (2014, p. 299)

As principais etapas para o desenvolvimento de um projeto de sistemas fotovoltaicos são as seguintes:

- i. Levantamento adequado do recurso solar disponível no local da aplicação;
- ii. Definição da localização e configuração do sistema;
- iii. Levantamento de demanda e consumo de energia elétrica;
- iv. Dimensionamento do gerador fotovoltaico;

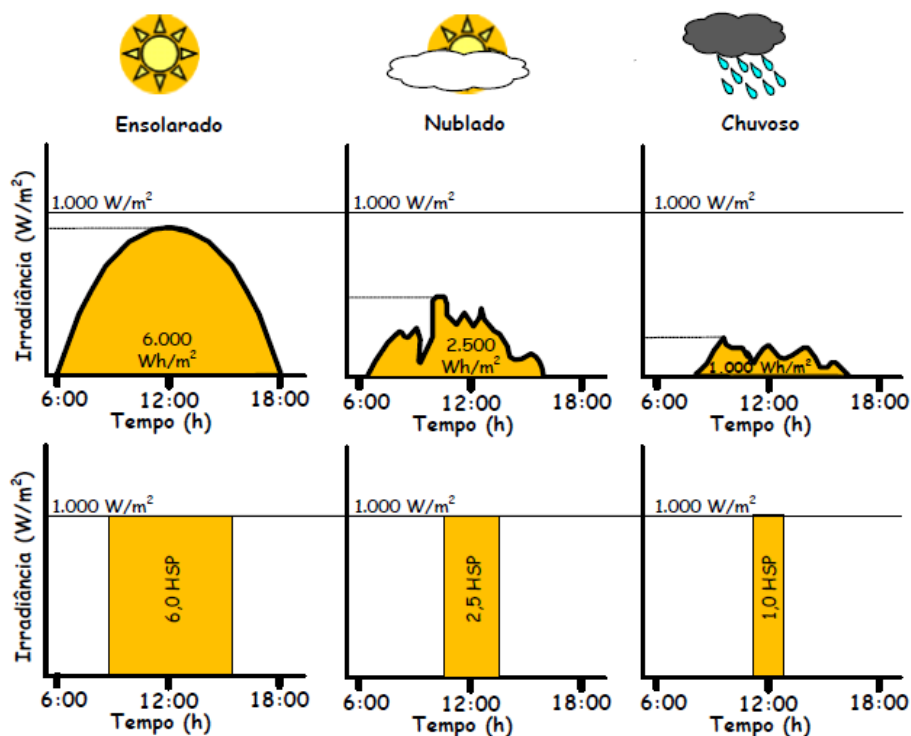
- v. Dimensionamento dos equipamentos de condicionamento de potência;

2.5.1.1 Avaliação do recurso solar

Nesta etapa procura-se quantificar a irradiação solar global que incidirá sobre o painel fotovoltaico. Esta variável é ligada principalmente a fatores climáticos, como dias ensolarados, nublados e chuvosos, pois há uma variação na quantidade de energia disponibilizada para captação nos módulos. O levantamento desses dados é de suma importância, pois impactará diretamente na quantidade da produção de energia do sistema fotovoltaico.

Comumente, para expressar a quantidade de energia acumulada, ao longo de um dia, utiliza-se o número de Horas de Sol Pleno (HSP). Esta grandeza expressa o número de horas em que a irradiância solar deve permanecer constante a 1000W/m^2 (1kW/m^2). A Figura 6 ajuda a entender este processo.

Figura 6 – Exemplo de perfis de irradiação solar diária com valores equivalentes de HSP



Fonte: Pinho e Galdino (2014, p. 301)

A Figura 6 mostra, como os efeitos da irradiância, decorrentes de efeitos climáticos, interferem diretamente nas horas de sol pleno.

Estes dados referentes à irradiação solar podem ser extraídos a partir do *site* do Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio S. Brito (CRESESB).

2.5.1.2 Localização e configuração do sistema

A escolha da localização da instalação dos painéis fotovoltaicos é determinante no seu desempenho, devendo serem respeitados elementos arquitetônicos, a presença de sombreamento, superfícies reflexivas, áreas livres para troca de calor e circulação do ar.

Projetistas utilizam programas em 3D para o modelamento de prédios vizinhos, assim, podendo verificar questões como o sombreamento e superfícies reflexivas que possam interferir na irradiação global incidente sobre o painel.

Outros aspectos também são influentes para a escolha da localização, como a resistência mecânica do telhado, efeito dos ventos e aspectos estéticos desempenham um papel fundamental para uma boa escolha da instalação do painel fotovoltaico.

A escolha da configuração do sistema baseia-se basicamente nas características da carga e na disponibilidade dos recursos energéticos. Destaca-se que o sistema pode ser isolado ou conectado a rede, com fornecimento de energia em corrente alternada ou contínua, com ou sem elementos armazenadores de energia.

2.5.1.3 Levantamento da demanda e do consumo de energia elétrica

O levantamento da demanda e do consumo de energia elétrica deve ser levado em conta em sistemas isolados, ou plantas de projetos novos, onde não existe histórico de consumo, assim, sendo necessário um levantamento das cargas instaladas.

A forma mais usual para estes casos é determinar a demanda da unidade consumidora somando-se as energias consumidas por cada equipamento. Para calcular o consumo médio de energia (kWh) de um equipamento pode-se utilizar a equação 5 (PINHO; GALDINO, 2014).

$$C_m = \frac{P_e * N_d * D_m}{1000} \quad \dots (5)$$

Onde:

C_m (kWh/mês) – consumo médio mensal;

P_e (W) – potência nominal do equipamento (dado do manual do fabricante ou placa do equipamento);

N_d (h/dia) – número médio de horas diárias de utilização do equipamento;
 D_m (dia/mês) – número médio de dias de utilização do equipamento por mês.

Existem também tabelas prontas com estimativas de consumo médio mensal de eletrodomésticos fornecida pelo Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (PROCEL). A partir destes dados pode-se dimensionar o sistema fotovoltaico. Como estas possibilidades não serão utilizadas neste trabalho, para maiores detalhes, pode-se consultar o trabalho de Pinho e Galdino (2008, p. 298-317).

2.5.1.4 Dimensionamento do gerador fotovoltaico

Para o dimensionamento do gerador fotovoltaico, de forma otimizada, deve-se levar em conta o consumo médio diário anual (Wh/dia).

A potência do gerador do sistema fotovoltaico, conectado a rede (SFCR), pode ser calculada pela equação 6 (PINHO; GALDINO, 2014).

$$P_{FV}(Wp) = \frac{\left(\frac{E}{TD}\right)}{HSP_{MA}} \quad \dots (6)$$

Onde:

$P_{FV}(Wp)$ – potência de pico do painel FV;

$E(Wh/dia)$ – consumo diário médio anual da edificação ou fração deste;

$HSP_{MA}(h)$ – Média diária anual das HSP incidente no plano do painel FV;

TD (adimensional) – Taxa de desempenho, entre 0,7 e 0,8.

A partir da equação 6 é possível calcular a potência do sistema fotovoltaico, assim, podendo-se optar pelos melhores arranjos e fabricantes para o projeto. Atualmente, é possível comprar sistemas prontos (módulos, inversores, suportes), pela Internet, a partir da potência necessária de cada consumidor.

2.5.2 Análise de Viabilidade Econômica

Inicialmente cabe dizer, com base em Bordeaux-Rêgo et. al (2013) que o fluxo de caixa descontado é o método mais utilizado para análise de investimento de um projeto. O

fluxo de caixa registra todas as entradas e saídas de caixa ao longo do tempo que são indicadas graficamente com setas, para baixo representando saídas de caixa e setas para cima representando entradas de caixa. Com a projeção do fluxo de caixa também é possível obter o orçamento de capital para o projeto.

Antes da realização de um projeto deve-se fazer uma análise com critérios que indicarão se o projeto é viável economicamente ou não. Para isso, deve-se utilizar uma taxa de juros que, para Sobrinho (1981), pode ser descrita como sendo a relação entre os juros pagos ou recebidos no final do período e o capital inicialmente que é tomado ou aplicado.

Ferreira (2009) deixa claro que a análise comparativa da viabilidade do projeto, nas suas formas de atuação, é realizada considerando a taxa de juros, onde, a Taxa Mínima de Atratividade (TMA) representa a taxa de juros do capital próprio empregada na atualização do fluxo de caixa.

A Taxa Mínima de Atratividade (TMA) é esta taxa de juros, devendo ser equivalente à rentabilidade das aplicações correntes e de pouco risco (CASAROTTO FILHO, 2011). Bordeaux-Rêgo et al. (2013) descrevem a TMA como sendo o custo de capital que corresponde ao custo das fontes de financiamento ou o custo de oportunidade.

Para que uma proposta de investimento seja atraente e rentável, ela deverá render no mínimo a TMA utilizada (CASAROTTO FILHO, 2011). Segundo Brom e Balian (2007), a TMA serve como base para avaliação do investimento perante o mercado financeiro, ou outra possibilidade de investimento. Logo, se o investimento remunerar acima da TMA, ele se torna viável.

Ademais, para a análise de viabilidade econômica de projetos, deve ser feita uma simulação do investimento com algum método de análise. Existem vários métodos que influenciam na tomada de decisão, sendo os principais (BORDEAUX-RÊGO et al., 2013):

- *Payback* simples;
- *Payback* descontado;
- Valor presente líquido (VPL);
- Taxa interna de retorno (TIR);
- Índice de lucratividade (IL).

Nas próximas subseções estão descritos somente os modelos a serem utilizados nesta pesquisa, sendo eles: *Payback* descontado, VPL e TIR.

2.5.2.1 Payback Descontado

Antes de apresentar o *payback* descontado, cabe salientar que o mesmo é uma “aprimoração” do *payback* simples. O método do *payback* simples leva em conta o tempo de retorno do investimento inicial. O investidor estabelece um tempo limite máximo para que o valor do capital investido seja recuperado, e este tempo servirá como base de análise para a viabilidade do projeto (BORDEAUX-RÊGO et al., 2013).

A Tabela 4 mostra o exemplo de como funciona o método, sendo um investimento inicial de R\$400.000,00, onde se aplica, então, os valores obtidos no fluxo de caixa no valor acumulado, no qual pode-se perceber que, antes do 4º ano, o investimento é totalmente pago.

Tabela 4 – Valores para o fluxo de caixa anual de um projeto pelo método do *payback* simples

| Ano | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
|-----------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| Fluxos de caixa | -400.000 | +80.000 | +90.000 | +120.000 | +130.000 | +100.000 |
| Valor acumulado | -400.000 | -320.000 | -230.000 | -230.000 | +20.000 | +120.000 |

Fonte: Adaptado pelo autor de BORDEAUX-RÊGO et al. (2013)

O método do *payback* simples envolve uma fórmula relativamente simples, e portanto, possui algumas desvantagens, a saber: (BORDEAUX-RÊGO et al., 2013):

- não leva em consideração a desvalorização do dinheiro no tempo;
- não leva em conta a distribuição do fluxo de caixa dentro do período de recuperação do investimento;
- não considera os fluxos de caixa após o período de recuperação;
- não pode ser comparado com um padrão de rentabilidade, como o custo de capital.

De outra forma, o método do *payback* descontado leva em consideração uma taxa de atratividade ou desconto escolhido. Este método consiste em trazer o valor do fluxo de caixa da data futura para a data zero, como mostra a Tabela 5. Para o exemplo apresentado, percebe-se que o investimento somente é recuperado no momento em que o valor acumulado torna-se positivo, ou seja, do quinto para o sexto ano (BORDEAUX-RÊGO et al., 2013).

Tabela 5 – Valores para o fluxo de caixa anual de um projeto pelo método do *payback* descontado

| Ano | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
|-----------------|-----------|-----------|-----------|-----------|----------|----------|---------|
| Fluxos de caixa | (400.000) | +80.000 | +90.000 | +120.000 | +130.000 | +100.000 | +70.000 |
| Valor Presente | (400.000) | 72.727 | 74.380 | 90.158 | 88.792 | 62.092 | 39.513 |
| Valor acumulado | (400.000) | (327.273) | (252.893) | (162.735) | (73.934) | (11.851) | 27.662 |

Fonte: Adaptado pelo autor de BORDEAUX-RÊGO et al. (2013)

O *payback* e o *payback* descontado podem ser melhor aplicados em algumas situações, sendo elas (BORDEAUX-RÊGO et al., 2013):

- em casos onde os valores do VPL são parecidos, onde o tempo de retorno do investimento se torna relevante;
- como um segundo filtro como medida de risco de liquidez, ou como um grau de risco do investimento, onde ao longo do tempo as incertezas financeiras aumentam; e
- em análises de projetos sem maior significado financeiro para o investidor.

2.5.2.2 Valor Presente Líquido (VPL)

O método do valor presente líquido (VPL) é um método que utiliza quatro variáveis para o seu cálculo, sendo elas:

- quanto foi investido;
- quanto gera de fluxo de caixa;
- quando o fluxo de caixa deve ocorrer;
- qual o risco associado a esse fluxo de caixa.

A sua equação é representada pela expressão 7 (BORDEAUX-RÊGO et al., 2013).

$$VPL = -I + \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+r)^t} + \frac{VR}{(1+r)^n} \quad \dots(7)$$

Onde:

I é o investimento inicial;

FC_t é o fluxo de caixa líquido na data “t”;

r é o custo de capital definido pela empresa;

VR é o valor residual do projeto ao final do período de análise (n-ésimo período).

A partir da equação 7 é possível fazer uma análise do investimento considerando os seguintes critérios:

- $VPL > 0$, o projeto é viável;
- $VPL = 0$, é indiferente;
- $VPL < 0$, o projeto não é viável.

Sendo o valor do VPL positivo, o mesmo representará todos os valores do fluxo de caixa, na data zero, descontados a uma taxa “ i ”, será maior que todo o capital investido. Logo:

- o capital investido é recuperado;
- a remuneração do investimento supera a taxa mínima de atratividade; e
- o projeto gera um fluxo de caixa positivo que, na data zero, a valor presente, é representado pelo VPL.

2.5.2.3 Taxa Interna de Retorno (TIR)

A taxa interna de retorno (TIR) é um método utilizado como uma referência para aceitação ou não de um projeto, pois tenta resumir em um único valor todos os méritos do projeto, quando o valor do VPL se torna nulo, logo, este corresponde à TIR (BORDEAUX-RÊGO et al., 2013).

A equação 8 representa o cálculo da TIR (BORDEAUX-RÊGO et al., 2013).

$$VPL = -I + \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+r)^t} + \frac{VR}{(1+r)^n} = 0 \quad (8)$$

Onde:

I é o investimento inicial;

FC_t é o fluxo de caixa líquido na data “t”;

r é o custo de capital definido pela empresa;

VR é o valor residual do projeto ao final do período de análise (n-ésimo período).

Conforme Brito (2000), este método consiste numa comparação da taxa de interna de retorno com a taxa mínima de atratividade (TMA). A partir da equação 8 é possível fazer uma análise do investimento considerando os seguintes critérios:

- $TIR > TMA$, o projeto é viável;
- $TIR = TMA$, indiferente;
- $TIR < TMA$, o projeto não é viável.

2.6 Estudos de viabilidade econômica em sistemas fotovoltaicos

Teles Filho (2015) fez um estudo econômico para implantação de micro e minigeração de energia fotovoltaica instaladas na região Nordeste do Brasil, onde foram consideradas potências instaladas nas grandezas de 1,5 kW, 100 kW e 1 kW. Foram considerados os seguintes pontos para a realização da análise: taxa de geração, custos de operação e manutenção, e energia gerada. Utilizaram-se os métodos de VPL e TIR para cálculos do investimento, onde se concluiu que o sistema de 1,5 kW apresentou VPL negativo e TIR inferior à taxa de atratividade financeira. Os demais sistemas apresentaram VPL positivo e TIR maior que a taxa de atratividade financeira.

Já Alcântara (2017) avaliou os aspectos técnicos e econômicos sobre a viabilidade da instalação de um sistema fotovoltaico em um condomínio residencial na cidade do Rio de Janeiro – RJ, considerando-se um gasto médio de R\$10.954,42 por mês em energia elétrica. Projetou-se um sistema fotovoltaico que custou R\$398.218,70. A partir destes dados, utilizando o método do *Payback* simples, concluiu-se que a partir do 36º mês o valor investido no sistema retornaria, considerando-se uma vida útil dos equipamentos de aproximadamente 30 anos, mostrou o sistema como sendo viável.

Para Botega (2017), um sistema residencial instalado na cidade de Alegrete – RS, considerando um sistema composto por 16 módulos fotovoltaicos de potência máxima de 275 W, onde o consumo médio na residência é de 575 kW/mês, totalizando um valor de investimento inicial de R\$31.000,00 e utilizando o método do *Payback* simples, determinou que o investimento estaria completamente amortizado no 11º ano.

Em Barros et al. (2017) os autores realizaram um estudo sobre a viabilidade econômica da implantação de uma usina fotovoltaica na Universidade Federal de Goiás (UFG), levando-se em consideração os indicadores de TMA, VPL, TIR e *Payback* para os seguintes cenários: otimista, realista e pessimista. O estudo mostrou que a implantação da

usina é viável para os cenários otimista e realista, onde a análise, através do *Payback* descontado, mostrou que o investimento retornaria antes dos 25 anos, com valor do VPL positivo e a TIR maior que a TMA.

Gonçalves (2018) realizou um estudo de viabilidade técnica e econômica sobre a implantação de um sistema fotovoltaico em uma Autarquia da prefeitura municipal de Santana do Livramento-RS, com intuito de reduzir os custos em energia elétrica. Para tal estudo levou-se em consideração a vida útil dos equipamentos, manutenção, variação do preço do quilowatt hora e os valores das bandeiras tarifárias. Para avaliação econômica foram utilizados métodos econômicos como: Taxa Interna de Retorno (TIR), Valor Presente Líquido (VPL) e *Payback* simples. Este estudo se mostrou favorável para implantação do sistema fotovoltaico nos quatro cenários de bandeiras tarifárias analisados tendo um VPL acima dos R\$420.000,00, TIR acima dos 26,5% e *payback* em torno de 4,5 anos.

Stalter (2019) desenvolveu um trabalho que analisa tecnicamente e economicamente a instalação de geração de energia fotovoltaica em um cliente na cidade de Rosário do Sul – RS, considerando dois perfis de consumidor, sendo um residencial e um comercial, para saber qual deles têm a melhor relação custo-benefício. Neste trabalho, foi analisado o tempo de retorno de investimento, através dos métodos do *payback* simples, *payback* descontado, além do cálculo do valor presente líquido (VPL) e da taxa interna de retorno (TIR). Onde obteve-se tempo de retorno de 5 anos e 8 meses para o ponto comercial e 8 anos e 4 meses para a instalação residencial e o VPL e a TIR foram viáveis.

Tarone (2018) realizou um estudo sobre viabilidade econômica de um sistema de compensação de energia elétrica produzida por painéis fotovoltaicos em um estabelecimento comercial, onde foram relevantes os seguintes fatores para realização do estudo: a vida útil dos equipamentos, a manutenção, a variação do preço do quilowatt hora, a inflação e o acréscimo causado pelas bandeiras tarifárias. Para tal estudo utilizou dos métodos da engenharia econômica: Valor Presente Líquido (VPL), Taxa interna de Retorno (TIR) e *Payback Simples*. Neste trabalho todos os cenários se mostraram positivos, enfatizando o cenário da bandeira vermelha patamar 2 que obteve uma TIR de 22,58%, VPL de R\$444.462,28 e *Payback* de 5 anos e 2 meses.

3 METODOLOGIA

3.1 Caracterização da pesquisa

Este capítulo tem por propósito apresentar a metodologia utilizada na elaboração deste trabalho, onde estão apresentadas as etapas do processo de pesquisa, bem como os critérios de viabilidade técnica e econômica, e ferramentas utilizadas para condução e análise dos resultados, com enfoque na análise de investimento na geração de energia fotovoltaica considerando futuros aumentos de consumo em energia elétrica.

Esta pesquisa é caracterizada primeiramente pela revisão bibliográfica, onde foram levantados assuntos pertinentes ao cenário nacional e internacional de energia fotovoltaica. Esta análise serviu de base para demonstrar a utilização e o crescimento dessa fonte de energia em proporções significativas no Brasil e no mundo.

Posteriormente, realizou-se aprofundamento técnico em sistemas fotovoltaicos, em especial sistemas conectados a rede, sendo este o modo utilizado para elaboração deste trabalho. Assim, tendo embasamento sobre funcionamento do sistema e da conversão da irradiação solar em energia elétrica, equipamentos utilizados na implantação do sistema, bem como legislação vigente e obtenção de dados do mercado financeiro.

A seguir, foi realizado um estudo sobre métodos de análise econômica como: TMA, *Payback Descontado*, VPL, TIR, onde foi possível utilizá-los para obterem-se resultados sobre a viabilidade da instalação de um sistema fotovoltaico conectado a rede, prevendo um aumento de carga.

Posteriormente, foram utilizados dados da fatura de energia de um cliente selecionado aleatoriamente, não identificado, da concessionária de energia elétrica Rio Grande Energia Sul Distribuidora de Energia S.A. (RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.), sendo o cliente localizado na cidade de São Luiz Gonzaga, no estado do Rio Grande do Sul (RS). Levando-se em consideração dados de consumo e localização geográfica da fatura para dimensionamento do sistema fotovoltaico, a partir do dimensionamento do sistema, pôde-se calcular o investimento inicial.

Foram utilizados valores econômicos de consumo da fatura e de mercado financeiro, tais como: preço do kWh, valores dos impostos, taxa Selic, IGPM, entre outros. Valores estes utilizados para fins dos cálculos de abatimento no investimento do sistema, assim, possibilitando a análise de viabilidade econômica da instalação do sistema fotovoltaico, visto que, por se tratar de um sistema com custo elevado inicial, levou-se em conta um

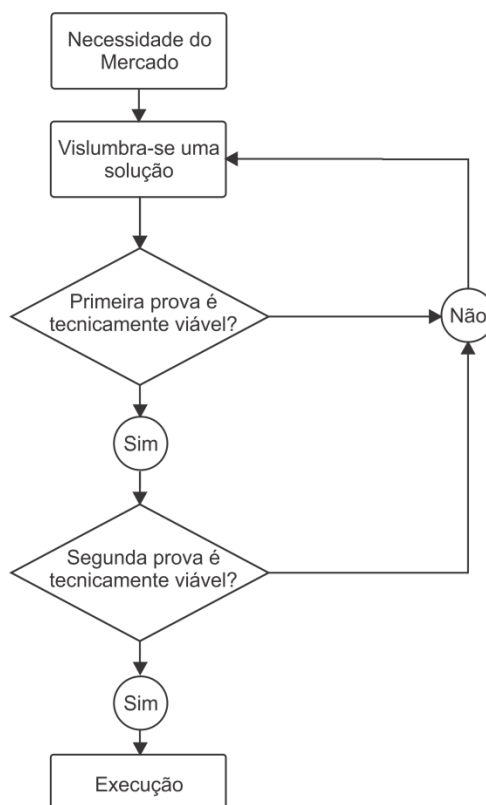
financiamento de cem por cento (100%) do valor do investimento, sendo este financiamento na modalidade SAC (Sistema de Amortização Constante), com um período de 60 meses, para aquisição do sistema (Apêndice A).

Por fim, com o auxílio do *software* Microsoft Excel®, elaborando um fluxo de caixa e aplicando os métodos da engenharia econômica, foi possível expressar os resultados da análise, onde foram considerados três diferentes cenários: cenário atual, cenário com expansão de 30% e cenário com expansão de 50%; porcentagens estas adotadas somente para propor cenários de aumento de carga para simulação, de forma a avaliar se o investimento representa viabilidade ao cliente.

3.2 Etapas da Pesquisa

Para Buarque (1984), com a necessidade imposta pelo mercado, é preciso propor uma solução, e pode-se afirmar que a engenharia é elaborada concomitantemente com outras etapas (provas) importantes, que são executadas no projeto de investimento, como mostra a Figura 7.

Figura 7 – Decisões de um projeto utilizando a engenharia

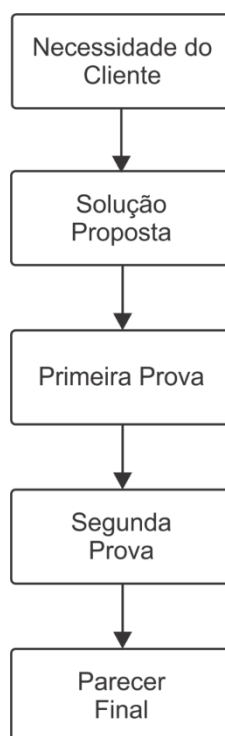


Fonte: Adaptado de Buarque (1984)

Na primeira prova é abordada a análise técnica do projeto, no caso deste trabalho, o dimensionamento do sistema fotovoltaico, obtendo o histórico de consumo e localização geográfica, a fim de estimar a potência instalada, sendo isso detalhado na sequência.

Já a segunda prova abrange a análise econômica, que envolve dados relacionados ao consumo na fatura de energia elétrica e preço dos equipamentos. A partir disto, foram realizadas análises do fluxo de caixa, utilizando métodos de viabilidade econômica, sendo assim, definindo a viabilidade econômica do sistema fotovoltaico. Portanto, as etapas realizadas nesta pesquisa são apresentadas na Figura 8.

Figura 8 – Etapas de desenvolvimento da pesquisa



Fonte: Adaptado pelo autor com base em Buarque (1984)

3.2.1 Necessidade do cliente

A busca pela redução no custo de energia elétrica no Brasil é notória, assim, crescendo a instalação de sistemas de geração distribuída, como é o caso da energia fotovoltaica.

Neste trabalho vislumbra-se a necessidade em atender ao questionamento do cliente, em como o projeto do sistema fotovoltaico se comporta com possíveis cenários de expansão em seu empreendimento comercial, assim, podendo-se optar pela aquisição prévia de geração adicional no momento de concepção do projeto, ou não.

3.2.2 Solução proposta (projeto para os cenários escolhidos)

Levando-se em consideração a necessidade do cliente na redução nos custos com a fatura de energia elétrica e prevendo uma expansão em seu negócio, é proposta a instalação de um sistema fotovoltaico conectado a rede, no modo de compensação de energia, obedecendo a Resolução Normativa da ANEEL nº 482/2012 (ANEEL, 2012).

Para instalação de tal sistema é realizado o estudo de viabilidade técnica e econômica do projeto fotovoltaico para seu comércio, enfatizando o cenário de expansão, previamente, na idealização do projeto. Foram considerados três cenários:

1. Primeiro cenário: atual, considerando as leituras no histórico de 12 meses da fatura de energia elétrica;
2. Segundo cenário: expansão de 30%, considerando um aumento de 30% no consumo de energia elétrica a partir do quarto ano;
3. Terceiro cenário: expansão de 50%, considerando um aumento de 50% no consumo de energia elétrica a partir do quarto ano.

A simulação de expansão a partir do quarto ano foi levando em conta o estudo realizado pelo ONS, EPE e CCEE, no qual ficou evidenciado que está previsto um aumento no consumo médio de energia elétrica no Brasil entre 2019 e 2023.

3.2.3 Primeira prova

Para realização da primeira prova foi necessário conhecer o consumo médio de energia elétrica, HSP na localidade da instalação, dimensionar os equipamentos a serem utilizados e, por fim, orçar todo o sistema fotovoltaico.

O cliente analisado tem sua tarifação na modalidade convencional B3 – Comercial Outros Serviços Atividades – Trifásico 220 / 127 V. Para esta modalidade, havendo geração superior ao consumo, é cobrado o custo de disponibilidade, equivalente ao valor de 100 kWh, conforme Resolução Normativa nº 414/2010 da ANEEL. A Tabela 6 mostra o consumo no período de 12 meses.

Tabela 6 – Consumo mensal de energia elétrica obtidos da fatura.

| Data | Consumo kWh | Data | Consumo kWh |
|--------------------------------|--------------------|-----------------|--------------------|
| Mar/2018 | 5787 | Set/2018 | 5970 |
| Abr/2018 | 4462 | Out/2018 | 5014 |
| Mai/2018 | 5611 | Nov/2018 | 4952 |
| Jun/2018 | 6106 | Dez/2018 | 4523 |
| Jul/2018 | 6007 | Jan/2019 | 5909 |
| Ago/2018 | 6708 | Fev/2019 | 5231 |
| Média do consumo mensal | | 5699 kWh | |

Fonte: Elaborado pelo autor

O consumo médio mensal, considerando o histórico de 12 meses, é de 5699 kWh/mês. Dividindo o valor mensal, por 30 dias, obtém-se o consumo médio de 189,97 kWh/dia.

A Tabela 7 representa o segundo cenário, sendo previsto um aumento de 30% no consumo de energia elétrica.

Tabela 7 – Consumo mensal de energia elétrica considerando um aumento de 30% de consumo

| Data | Consumo kWh | Data | Consumo kWh |
|--------------------------------|--------------------|-------------------|--------------------|
| Mar/2018 | 7523,1 | Set/2018 | 7761 |
| Abr/2018 | 5800,6 | Out/2018 | 6518,2 |
| Mai/2018 | 7294,3 | Nov/2018 | 6437,6 |
| Jun/2018 | 7937,8 | Dez/2018 | 5879,9 |
| Jul/2018 | 7809,1 | Jan/2019 | 7681,7 |
| Ago/2018 | 8720,4 | Fev/2019 | 6800,3 |
| Média do consumo mensal | | 7408,7 kWh | |

Fonte: Elaborado pelo autor

Para um aumento de 30% de consumo de energia elétrica a média mensal é de 7408,7 kWh/mês e o consumo médio é de 246,96 kWh/dia.

Os dados da Tabela 8, representam o terceiro cenário, no qual é previsto um aumento de 50% no consumo de energia elétrica.

Tabela 8 – Consumo mensal de energia elétrica considerando um aumento de 50% de consumo

| Data | Consumo kWh | Data | Consumo kWh |
|--------------------------------|--------------------|-------------------|--------------------|
| Mar/2018 | 8680,5 | Set/2018 | 8955 |
| Abr/2018 | 6693 | Out/2018 | 7521 |
| Mai/2018 | 8416,5 | Nov/2018 | 7428 |
| Jun/2018 | 9159 | Dez/2018 | 6784,5 |
| Jul/2018 | 9010,5 | Jan/2019 | 8863,5 |
| Ago/2018 | 10062 | Fev/2019 | 7846,5 |
| Média do consumo mensal | | 8548,5 kWh | |

Fonte: Elaborado pelo autor

Levando em consideração um aumento de 50% no consumo de energia elétrica, a média é de 8548,5 kWh/mês e o consumo diário é de 284,95 kWh/dia.

As horas de sol pleno equivalem ao número de horas em que a irradiância solar deve permanecer constante igual a 1 kW/m². Para este estudo foi considerada a extração dos dados no *site* da CRESESB, inserindo os dados de latitude e longitude para a cidade de São Luiz Gonzaga – RS.

Para Passos (2016), a potência do gerador fotovoltaico pode ser definida pela equação 9.

$$PGFV (KWp) = \frac{C - Cd}{HSP \times TD \times 30} \quad \dots (9)$$

Onde:

PGFV – potência do gerador fotovoltaico (kWp);

C – Consumo médio mensal anual (kWh);

Cd – Custo de disponibilidade mínima (kWh);

HSP – Média diária de horas de sol pleno no plano dos módulos (h/d);

TD – Taxa de desempenho global do sistema, entre 0,7 e 0,8 para o Brasil.

Definida a potência do gerador fotovoltaico, posteriormente, foi definido o número de módulos fotovoltaicos necessários para suprir a demanda. Este cálculo foi realizado pela Equação 10 (PASSOS, 2016).

$$Nmódulos = \frac{PGFV}{Pmódulos} \quad \dots (10)$$

Onde:

Nmódulos – Número de módulos necessários

Pmódulos – Potência de cada módulo

PGFV – Potência do gerador fotovoltaico

A equação 10, permite determinar a quantidade de módulos fotovoltaicos, para então buscar no mercado os equipamentos necessários para atender a demanda, visto que, atualmente, são vendidos *kits* completos com os inversores já dimensionados para a potência necessária.

No próximo capítulo estão dimensionados cada sistema, separadamente, para cada cenário, assim, atendendo as necessidades do cliente.

3.2.4 Segunda prova

Para análise da viabilidade econômica do projeto foram utilizados métodos da engenharia econômica, como *payback* descontado, VPL e TIR, buscando-se determinar os retornos financeiros do investimento e proporcionar a tomada de decisão.

O consumidor analisado é atendido pela distribuidora de energia RGE Sul, no modelo de tarifação B3, por se tratar de um estabelecimento comercial, trifásico 220/127V; que na cidade de São Luiz Gonzaga – RS tem o preço do kWh de R\$0,863047, incluso impostos estaduais, federais, assim como o custeio da iluminação pública municipal.

Ademais, foram estabelecidos parâmetros financeiros para a realização dos cálculos, utilizando um valor de TMA baseado na taxa Selic em 05/05/2019, de 6,5% ao ano (a.a.). O valor médio para reajuste anual na tarifação da energia elétrica foi obtido no *site* da RGE Sul, onde estão disponíveis os últimos reajustes anuais. Foi incluso, também, nos cálculos o custo de manutenção do sistema fotovoltaico, sendo considerado um valor de 1% a.a.

Para os fluxos de caixa foi considerada a troca do inversor solar no 15º ano devido a sua vida útil. Para o cálculo do fluxo de caixa foi utilizada a correção monetária de 4,95% a.a., do IGP-M (índice geral de preços do mercado), referente ao mês de agosto/2019 (FGV, 2019).

Foi considerado que o proprietário realizará um financiamento para aquisição do sistema à uma taxa de 0,99% a.m., com prazo de 60 meses para o pagamento, utilizando o método SAC (sistema de amortização constante) para amortização.

A Tabela 9 demonstra os parâmetros utilizados neste trabalho, e foi elaborada com base nos dados obtidos na fatura de energia elétrica e demais informações relevantes para os cálculos.

Tabela 9 – Parâmetros financeiros

| Parâmetros | Valores |
|---------------------------------------|--------------------------------|
| kWh | R\$ 0,863047 |
| ICMS | 30% |
| PIS/COFINS | 5,31% |
| TMA | 6,5% |
| Reajuste tarifário anual do kWh | 6,83% |
| Horizonte do projeto (vida econômica) | 25 anos |
| Custo de manutenção | 1% a.a. |
| Reajuste no valor da manutenção | 1% a.a. |
| IGP-M 08/2019 | 4,95% a.a |
| Taxa de Financiamento | 0,99% a.m. |
| Prazo do financiamento | 60 meses |
| Total % financiado do sistema | 100% |
| Custo de disponibilidade | 100 kWh |
| Considerado bandeira verde | R\$0,00 valor adicional no kWh |

Fonte: Elaborado pelo autor

A Tabela 9, mostra os principais dados de *in-put* para os cálculos do fluxo de caixa para simulação em *software* EXCEL®.

3.3 Avaliação dos resultados do projeto

A avaliação dos resultados dos projetos teve como referência os critérios estabelecidos nos métodos de análise de viabilidade técnica e econômica. No que se refere à viabilidade técnica, o sistema fotovoltaico será considerado viável se as análises de irradiação solar, temperatura, localização geográfica se mostrarem minimamente aceitáveis, ou seja, onde os

painéis fiquem expostos à irradiação solar, onde a temperatura ambiente não seja muito alta, o que reduz a eficiência dos painéis.

No que se refere à viabilidade econômica, pode-se dizer que foram adotados os seguintes parâmetros quanto ao *Payback* Descontado, o VPL e a TIR:

- O cálculo do *Payback* Descontado foi realizado para proporcionar o tempo necessário para recuperar o que foi investido, levando-se em consideração o investimento inicial e os demais fluxos do projeto, de entradas e saídas de caixa, sendo considerado apenas de um indicador complementar de critério de decisão.
- se $VPL(i) > 0$, a alternativa é economicamente viável;
- se $VPL(i) < 0$, a alternativa é economicamente inviável;
- se $VPL(i) = 0$, é indiferente investir ou não, mas a alternativa ainda é considerada viável;
- se $TIR > TMA$ – projeto economicamente viável;
- se $TIR < TMA$ – projeto economicamente inviável;
- se $TIR = TMA$ – é indiferente investir os recursos no projeto ou deixá-los rendendo juros à taxa mínima de atratividade.

4 ANÁLISE DOS RESULTADOS

4.1 Resultados da primeira prova

Neste tópico consta a apresentação dos estudos de análise de viabilidade técnica dos projetos propostos, em três cenários diferentes, sendo um cenário considerando o consumo médio atual de energia elétrica, um segundo cenário com aumento de 30% no consumo de energia elétrica do estabelecimento e, por último, considerando um aumento de 50% no consumo. Em cada cenário o sistema foi dimensionado para atender o consumo e, em ambos, o aumento ocorreu a partir do quarto ano, justificado pela estabilidade econômica do investimento.

4.1.1 Primeira prova com cenário atual

Para o cálculo do gerador fotovoltaico foram utilizados os dados de consumo de energia elétrica da Tabela 6, sendo o consumo médio mensal de 5699 kWh, considerando um HSP de 4,93 kWh/m²*dia a uma inclinação de 28° Norte, obtido no *site* da CRESESB para a localização da cidade de São Luiz Gonzaga – RS. Adotou-se uma taxa de desempenho global no sistema de 0,8 e utilizando um custo de disponibilidade de 100 kWh. Com isso, foi possível calcular a potência do gerador fotovoltaico conforme, a Equação 9.

$$PGFV (KWp) = \frac{5699-100}{4,93 \times 0,8 \times 30} = 47,32 KWp \quad \dots (9)$$

A partir da obtenção da potência do gerador fotovoltaico, foram escolhidos os painéis fotovoltaicos a serem utilizados na instalação. Neste caso, foi utilizado um *kit* de sistema fotovoltaico de 47,52 kWp, composto por 8 arranjos ligados em série, de 18 painéis de 330W, com 72 células em paralelo cada. Neste *kit* estão inclusos os seguintes materiais:

- 10 staubli conector mc4 320016p0001-ur pv-kbt4/6ii-ur acoplador fêmea;
- 10 staubli conector mc4 32.0017p0001-ur pv-kst4/6ii-ur acoplador macho;
- 300 metros de cabo solar Nexans 51740 Energyflex br 0,6/1kV (1500 V dc) preto;
- 300 metros de cabo solar Nexans 52776 Energyflex br 0,6/1kV (1500 V dc) vermelho;

- 1 inversor solar Refusol 842p040010 40kW trif380V ou 22kV trif220V dps 10 entradas lan;
- 1 string box proauto dehn sb10e1s1000v quadro 10 entradas/1 saída 10str 1000V;
- 144 painéis solar byd 330p6k-36 72 cel policristalino 330W;
- 36 estruturas p/ painel Romagnole ondulada 411113 rs-228 perfil de alumínio par 4,15 m p/ 4 placas;
- 36 estruturas p/ painel Romagnole para 4 placas.

4.1.2 Primeira prova com cenário de expansão 30%

Para o cenário com expansão de 30% no crescimento foi considerado um aumento também de 30% no consumo de energia elétrica, assim, foram utilizados os dados de consumo da Tabela 7 (tópico 3.2.3), onde o consumo médio mensal é de 7408,7 kWh. Os demais parâmetros utilizados para o cálculo do gerador fotovoltaico no caso de cenário real são os mesmos utilizados para este caso e foram utilizados também para o próximo caso, logo, é utilizada à Equação 9 para o cálculo da potência do gerador fotovoltaico.

$$PGFV (kWp) = \frac{7408,7-100}{4,93 \times 0,8 \times 30} = 61,77 kWp \quad \dots (9)$$

Neste caso, a potência calculada foi de 61,77 kWp, conseqüentemente, o gerador fotovoltaico escolhido foi um *kit* com potência de 63,65 kWh, composto por 10 arranjos ligados em paralelo, com de 19 painéis de 335W, com 72 células em série cada. Sendo este *kit* composto pelos seguintes equipamentos:

- 32 conectores staubli mc4 320016p0001-ur pv-kbt4/6ii-ur acoplador fêmea;
- 32 conectores staubli mc4 32.0017p0001-ur pv-kst4/6ii-ur acoplador macho;
- 400 metros de cabo solar Nexans 40023 Energyflex afitox 0,6/1kV 1500V dc preto;
- 1 fonte 25ep2-10065a-f3s power adapter brix 19v 65w bivolt;
- 400 metros de cabo solar Nexans 47819 Energyflex afitox 0,6/1kV 1500V dc vermelho;
- 1 cabo tripolar para fontes de notebook 1.5 m preto;
- 48 estruturas Romagnole 411227 rs-232 4 painéis solo terrestre inclinação 5 a 30 graus;
- 1 inversor solar sma stp60-10 Sunny 60kW trifásico mppt monitoramento;

- 1 monitoramento sma im-20 para os inversores stp60/shp75 ate 42 unidades;
- 1 string box proauto dehn sb-16e-1s-1000dc quadro 16 entradas/1 saída 16str 1000V;
- 190 painéis solar byd 335phk-36 policristalino 144 células 335W poli half cell.

4.1.3 Primeira prova com cenário de expansão 50%

Por fim, para o cenário com expansão de 50% no crescimento, foi considerado um aumento também de 50% no consumo de energia elétrica, assim, foram utilizados dados de consumo da Tabela 8 (tópico 3.2.3), onde o consumo médio mensal é de 8548,5 kWh. Assim, foi novamente utilizada a Equação 9 para o cálculo do gerador fotovoltaico.

$$PGFV (kWp) = \frac{8548,5-100}{4,93 \times 0,8 \times 30} = 71,40 kWp \quad \dots (9)$$

Para este caso foi escolhido um *kit* de gerador fotovoltaico com 72,36 kWp, com 6 arranjos ligados em paralelo, compostos de 18 painéis de 335W, com 72 células em série para cada inversor. O *kit* é composto por:

- 20 conectores staubli mc4 320016p0001-ur pv-kbt4/6ii-ur acoplador fêmea;
- 20 conectores staubli mc4 32.0017p0001-ur pv-kst4/6ii-ur acoplador macho;
- 400 metros de cabo solar Nexans 40023 Energyflex afitox 0,6/1kV 1500Vdc preto;
- 400 metros de cabo solar Nexans 47819 Energyflex afitox 0,6/1kV 1500V dc vermelho;
- 1 inversor solar Fronius 4210057040 eco 27 kW trifásico mppt proteção dps wifi;
- 1 inversor solar Fronius 4210057041 eco 27 kW trifásico mppt proteção dps light;
- 24 fusível a732150700 pv fuse 15 a 1000vdc;
- 54 estruturas Romagnole 411227 rs-232 4 painéis solo terrestre inclinação 5 a 30 graus;
- 216 painéis solar q cells q.power policristalino 72 células poli power 335W;

4.2 Resultados da segunda prova

Para cálculo dos resultados da segunda prova foram utilizados os recursos de funções financeiras do *software* Excel®, utilizando como base os seguintes valores de referência:

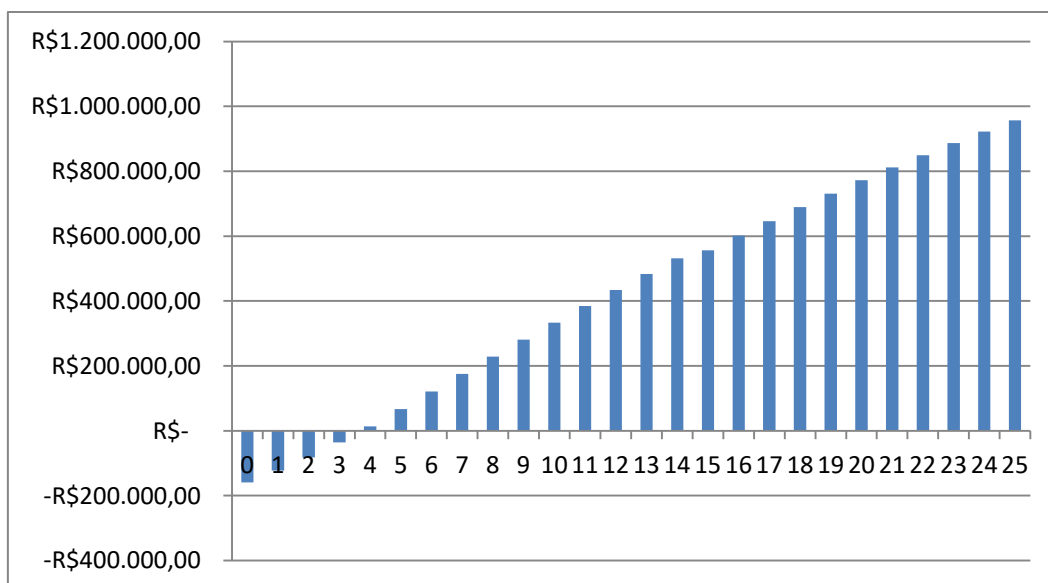
- TMA = 6,5%;

- Vida útil = 25 anos;
- Custo de manutenção = 1% a.a (porcentagem do valor do investimento);
- Reajuste no valor da manutenção = 1% a.a;
- Reajuste tarifário de energia RGE Sul = 6,83%;
- Reajuste do inversor pelo IGP-M = 4,95%
- Custo de disponibilidade = 100 kWh/mês;
- Valores disponíveis na fatura de energia elétrica;
- Valores dos *kits* para instalação do sistema.
- Financiamento (SAC) de 60 meses com taxa de 0,99% a.m

4.2.1 Segunda prova com cenário atual

Para implantação do projeto comercial sem considerar expansões, levando-se em conta somente à média de consumo atual, o custo para aquisição do sistema com o *kit* completo é de R\$158.862,50. Neste caso, os resultados obtidos, no fluxo de caixa (Apêndice B) e pelos métodos de engenharia econômica para a análise do *Payback* descontado, VPL e TIR, estão demonstrados no Gráfico 7 e na Tabela 10.

Gráfico 7 – *Payback* descontado do cenário atual



Fonte: Elaborado pelo autor

O Gráfico 7 mostra o comportamento do *Payback* descontado para o primeiro cenário ao longo do período dos 25 anos, que é o tempo de vida útil do sistema fotovoltaico. Pode-se

perceber que entre o 3º e 4º ano o investimento é recuperado, onde nota-se que as entradas de caixa passam a ser positivas, ao superarem as saídas de caixa em 3,8 anos.

Tabela 10 – Resultados para o cenário atual

| Parâmetro | Valores |
|---------------------------|---------------|
| <i>Payback</i> descontado | 3,8 anos |
| VPL | R\$956.365,69 |
| TIR | 36,87% |

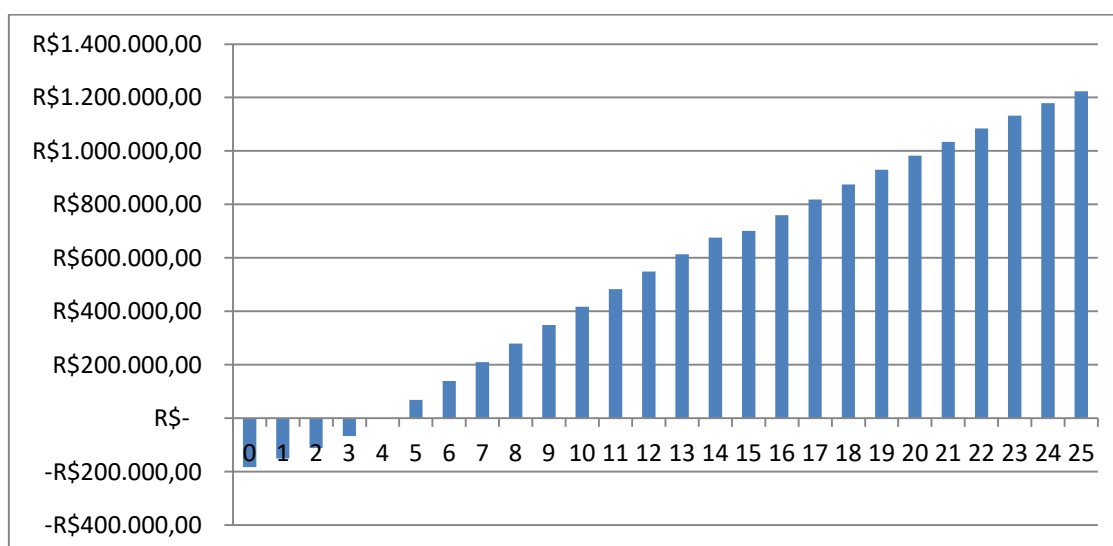
Fonte: Elaborado pelo autor

Verifica-se na Tabela 10, com valores obtidos por meio dos dados disponíveis no Apêndice B, que o VPL é positivo e que a TIR é maior que a TMA, afirmando-se que o projeto é economicamente viável e que o investimento é recuperado em 3,8 anos.

4.2.2 Segunda prova com cenário de expansão 30%

Considerando uma expansão de 30% no estabelecimento a partir do quarto ano, o valor da aquisição do *kit* para o sistema é de R\$183.737,50. Neste caso, os resultados obtidos, no fluxo de caixa (Apêndice C) e pelos métodos de engenharia econômica para a análise do *Payback* descontado, VPL e TIR, estão mostrados no Gráfico 8 e na Tabela 11.

Gráfico 8 – *Payback* descontado do cenário com expansão de 30%



Fonte: Elaborado pelo autor

O Gráfico 8 mostra o comportamento do Payback descontado para o primeiro cenário ao longo do período dos 25 anos que é o tempo de vida útil do sistema fotovoltaico. Pode-se perceber que no 4º ano o investimento é recuperado, onde nota-se que as entradas de caixa passam a ser positivas, ao superarem as saídas de caixa em 4 anos.

Tabela 11 – Resultados para o cenário com expansão de 30%

| Parâmetro | Valores |
|---------------------------|-----------------|
| <i>Payback</i> descontado | 4,0 anos |
| VPL | R\$1.223.785,04 |
| TIR | 36,44% |

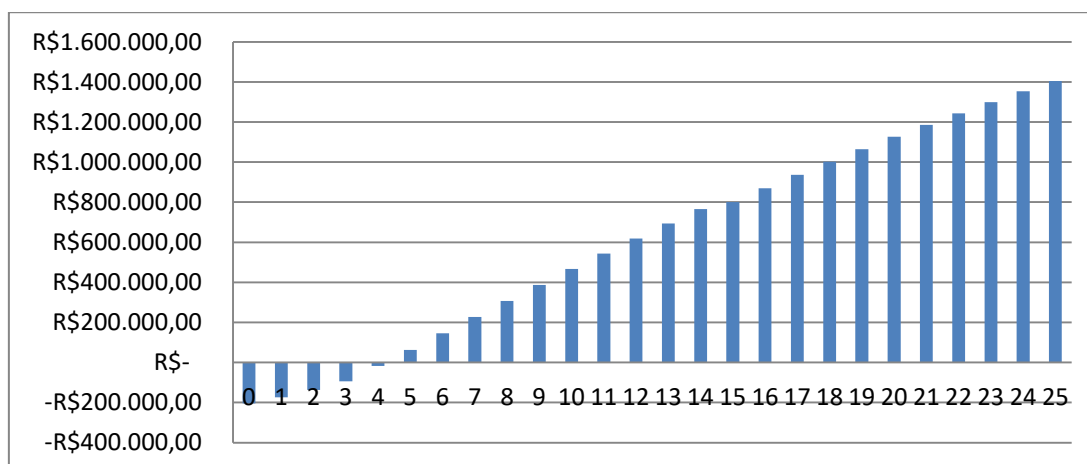
Fonte: Elaborado pelo autor

Verifica-se na Tabela 11, com valores obtidos por meio dos dados disponíveis no Apêndice C, que o VPL é positivo e que a TIR é maior que a TMA, afirmando-se que o projeto é economicamente viável e que o investimento é recuperado em 4 anos.

4.2.3 Segunda prova com cenário de expansão 50%

Já para o caso onde é considerada uma expansão de 50% a partir do quarto ano, o valor total para aquisição do sistema é de R\$204.687,50. Neste caso, os resultados obtidos, no fluxo de caixa (Apêndice D) e pelos métodos de engenharia econômica para a análise do *Payback* descontado, VPL e TIR, estão demonstrados no Gráfico 9 e na Tabela 12.

Gráfico 9 – *Payback* descontado do cenário com expansão de 50%



Fonte: Elaborado pelo autor

O Gráfico 9 mostra o comportamento do *Payback* descontado para o primeiro cenário ao longo do período dos 25 anos que é o tempo de vida útil do sistema fotovoltaico. Pode-se perceber que após o 4º ano o investimento é recuperado, onde nota-se que as entradas de caixa passam a ser positivas, ao superarem as saídas de caixa em 4,2 anos.

Tabela 12 – Resultados para o cenário com expansão de 50%

| Parâmetro | Valores |
|---------------------------|-----------------|
| <i>Payback</i> descontado | 4,2 anos |
| VPL | R\$1.405.121,65 |
| TIR | 35,63% |

Fonte: Elaborado pelo autor

Verifica-se na Tabela 12, com valores obtidos por meio dos dados disponíveis no Apêndice D, que o VPL é positivo e que a TIR é maior que a TMA, afirmando-se que o projeto é economicamente viável e que o investimento é recuperado em 4,2 anos.

4.3 Análise das provas

A Tabela 13 mostra a comparação dos resultados obtidos para os três cenários analisados neste trabalho.

Tabela 13 – Comparativo dos resultados econômicos

| Dados considerados | Cenário Atual | Expansão 30% | Expansão 50% |
|------------------------------------|------------------|--------------|-----------------|
| Potência Calculada kWp | 47,32 | 61,77 | 71,40 |
| Potência do <i>Kit</i> kWp | 47,52 | 63,65 | 72,36 |
| Nº de painéis | 144 | 190 | 216 |
| Nº de células | 10.368 | 13.680 | 15.552 |
| Vida útil dos painéis (anos) | 25 | 25 | 25 |
| Investimento inicial R\$ | 158.862,50 | 183.737,50 | 204.687,50 |
| Troca do inversor R\$ | 56.783,11 | 93.549,09 | 94.331,93 |
| Ano de troca do inversor | 15 | 15 | 15 |
| Valor kW 1º ano R\$ | 0,86 | 0,86 | 0,86 |
| Bandeira Tarifária | Verde | Verde | Verde |
| Custo de disponib. kWh/mês | 100 | 100 | 100 |
| ICMS | 30% | 30% | 30% |
| PIS/COFINS | 5,31% | 5,31% | 5,31% |
| Reajuste tarifário de energia | 6,83% | 6,83% | 6,83% |
| Correção monet. inversor (IGPM) | 4,95% | 4,95% | 4,95% |
| TMA | 6,5% | 6,5% | 6,5% |
| <i>Payback</i> descontado (anos) | 3,8 | 4,0 | 4,2 |
| VPL R\$ | 956.365,69 | 1.223.785,04 | R\$1.405.121,65 |
| TIR | 36,87% | 36,44% | 35,63% |

Fonte: Elaborado pelo autor

Como visto no Capítulo 2, para atender os critérios de viabilidade técnica são necessários:

- i. Levantamento adequado do recurso solar disponível no local da aplicação;
- ii. Definição da localização e configuração do sistema;
- iii. Levantamento de demanda e consumo de energia elétrica;
- iv. Dimensionamento do gerador fotovoltaico;
- v. Dimensionamento dos equipamentos de condicionamento de potência;

Todos estes critérios foram levados em consideração para os projetos dos três cenários analisados e a Tabela 14 mostra o *check-list* referente aos projetos.

Tabela 14- *Check-list* critérios técnicos

| Critério | 0% de expansão | 30% de expansão | 50% de expansão |
|---|----------------|-----------------|-----------------|
| Recurso solar | Viável | Viável | Viável |
| Local e configuração | Viável | Viável | Viável |
| Demanda e consumo | Viável | Viável | Viável |
| Dimensionamento do gerador fotovoltaico | Viável | Viável | Viável |
| Dimensionamento dos equipamentos | Viável | Viável | Viável |

Fonte: Elaborado pelo autor

A partir das Tabelas 13 e 14 pode-se observar que para todos os cenários analisados foram atendidos os critérios técnicos e econômicos de viabilidade de execução do projeto, ou seja, é possível realizar a instalação do sistema fotovoltaico nos três cenários propostos; ademais, economicamente os três cenários obtiveram VPL maior que zero e TIR maior que a TMA. A análise do *Payback* descontado também se mostrou favorável, com tempo de recuperação máximo do investimento em 4,2 anos.

Os resultados encontrados nesta pesquisa demonstram que o projeto é viável economicamente nos três cenários, assim como foram os estudos realizados por Teles Filho (2015) – consideradas potências instaladas nas grandezas de 100 kW e 1 MW –; Botega (2017) – para um sistema residencial instalado de potência máxima de 275 W –; Barros et al. (2017) – considerando os cenários otimista e realista –; Gonçalves (2018) – que mostrou favorável a implantação do sistema fotovoltaico nos quatro cenários de bandeiras tarifárias analisados –; Stalter (2019) – que concluiu considerando dois perfis de consumidores, sendo um residencial e um comercial, sendo que ambos os projetos se apresentaram economicamente viáveis em todos os cenários de bandeiras tarifárias analisadas –; e, Tarone (2018) – que mostrou ser viável a implantação do sistema, sendo relevantes para o projeto a vida útil dos equipamentos, a manutenção, a variação do preço do quilowatt hora, a inflação e o acréscimo causado pelas bandeiras tarifárias.

4.4 Considerações Finais

O presente capítulo apresentou os resultados técnicos e econômicos do projeto de geração de energia fotovoltaica considerando três cenários com expansões futuras de carga em uma instalação comercial. Utilizou fluxos de caixas, análises através do *payback* descontado, TIR e VPL.

Através das simulações de aumento de carga, os três cenários se mostraram tecnicamente e economicamente viáveis, atendendo de forma satisfatória as necessidades técnicas, possibilitando a redução da dependência de energia gerada pelos recursos hídricos, bem como, mostrando que o investidor terá ganhos econômicos nos diferentes cenários.

5 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

5.1 Conclusões

Este trabalho apresentou um estudo sobre viabilidade técnica-econômica da instalação de um sistema de geração de energia fotovoltaica conectado a rede considerando futuras expansões de carga em uma unidade comercial situada na cidade de São Luiz Gonzaga- RS.

Para esta pesquisa, primeiramente realizou-se um estudo sobre a viabilidade técnica e, posteriormente, a viabilidade econômica. Levou-se em consideração como princípio o consumo médio anual da unidade consumidora; a partir deste, foi dimensionado o sistema gerador, podendo, assim, analisar os custos e as receitas para o projeto. Com base nisso, utilizou-se do auxílio de ferramentas da engenharia econômica para análise de viabilidade, utilizou-se como parâmetros de avaliação: *payback* descontado, VPL e TIR.

Observou-se que o *payback* descontado na Tabela 13, mostrou que o tempo de retorno dos investimentos é próximo, sendo: 3,8 anos para o primeiro cenário sem considerar expansão, 4 anos para o segundo cenário de 30% e 4,2 anos para o último cenário de 50%.

Ao término deste estudo concluiu-se que a instalação para os três cenários propostos se mostrou positiva, assim tornando os projetos tecnicamente e economicamente viáveis, com a TIR sendo maior que a TMA e VPL positivo, com retorno rápido do investimento.

De modo geral, conclui-se que para este caso estudado no Brasil, a instalação de sistemas fotovoltaicos se tornou um bom investimento, devido ao alto índice de irradiação solar, e este trabalho também mostrou que mesmo realizando um financiamento, o tempo de retorno do investimento é rápido.

Diante o exposto, com a instalação do sistema fotovoltaico, a empresa estará menos vulnerável à recursos hídricos para a geração de energia e contribuindo para um mundo sustentável.

5.2 Sugestões para Trabalhos Futuros

- realizar estudo com outros tipos de financiamento além do SAC;
- realizar estudo considerando outros períodos que possam acontecer à expansão;
- realizar estudo comparativo destes cenários de expansão com um cenário onde ocorre o aumento de carga sem o sistema estar dimensionado para tal aumento;

- realizar estudo considerando valor de mão de obra real para instalação do sistema fotovoltaico; e
- realizar estudo considerando, caso seja aprovado, novas regras para quem gera a própria energia, referente à consulta pública realizada pela ANEEL em outubro de 2019.

REFERÊNCIAS

ALCANTARA, E. **Estudo de viabilidade técnica e econômico-financeira para a implementação de sistema fotovoltaico em condomínio residencial com conexão à rede de distribuição de energia elétrica.** Rio de Janeiro, 2017.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 414:** Estabelece as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica de forma atualizada e consolidada. [S.l.: s.n], 2010.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa Nº 482:** 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, e dá outras providências. [S.l.: s.n], 2012.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 547:** Estabelecer os procedimentos comerciais para aplicação do sistema de bandeiras tarifárias. [S.l.: s.n], 2013.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa Nº 687:** Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST. [S.l.: s.n], 2015.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Micro e Minigeração Distribuída:** Sistema de Compensação de Energia Elétrica. Brasília. [s.n], 2016.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **ANEEL atualiza metodologia de acionamento das bandeiras tarifárias.** Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao/-/asset_publisher/XGPXSqdMFHrE/content/aneel-atualiza-metodologiade-acionamento-das-bandeiras-tarifarias/656877>. Acesso em: junho de 2019.

BORDEAUX-RÊGO, R. et. al. **Viabilidade econômico-financeira de projetos.** 4. ed. – Rio de Janeiro: Editora FGV, 2013.

BOTEGA, Â. **Retorno de Investimento de um Sistema Fotovoltaico com a Presença de Painéis Danificados.** Alegrete, 2017.

BRITO, P. **Análise E Viabilidade de Projetos de Investimentos.** Editora Atlas SA, São Paulo, 2000.

BUARQUE, C. **Avaliação econômica de projetos.** [S.l.]: Campus, Rio de Janeiro, 1984.

CASAROTTO FILHO, N. **Elaboração de Projetos Empresariais:** análise estratégica, estudo de viabilidade e plano de negócio. São Paulo: Atlas, 2011.

ENERGIA, Solar Volt. **Kit de energia solar:** qual a vida útil dos equipamentos. 2015. Disponível em: <<https://www.solarvoltenergia.com.br/blog/kit-de-energia-solar-vida-util/>>. Acesso em: 20 set. 2019.

EPE, E. d. P. E. Ministério de Minas e Energias. **Matriz Energética e Elétrica**. 2019. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica>>. Acesso em 2 jul. 2019.

FGV, **IGP-M Índice Geral de Preços – Mercado**. 2019 Disponível em: <<https://portalibre.fgv.br/data/files/E6/15/F3/21/8ECDC6102B1DEBC68904CBA8/IGP%20M%20fechamento%20AGO%202019%20resumido.pdf>>. Acesso em 20 set. 2019.

GONÇALVES, L. P. F. **Estudo de viabilidade de implementação de um sistema de geração distribuída de energia elétrica produzida por painéis fotovoltaicos: caso da autarquia de água e esgoto municipal de Santana do Livramento**. Alegrete, 2018.

IEA - International Energy Agency. BE – Becquerel Institute; JP – RTS Corporation. **Snapshot of Global Photovoltaic Markets**. Disponível em: <http://www.ieapvps.org/fileadmin/dam/public/report/statistics/IEAPVPS_T1_35_Snapsh ot2019-Figures.pdf>. Acesso em 15 set. 2019.

MENDONÇA, C. M. **Análise de Rendimento de um Painel Fotovoltaico com o Vidro Danificado**. Alegrete, 2017.

NOGUEIRA, P. C. **Análise da inserção de geração solar fotovoltaica em grandes consumidores do Rio de Janeiro: um estudo de caso**. Rio de Janeiro, 2016.

PASSOS, F. L. L. **Metodologia e Ferramenta computacional para estudo da viabilidade técnica e econômica de um Sistema de Microgeração Fotovoltaica**. Pelotas, 2016.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro, 2014.

TARONE, L. B. **Viabilidade Econômica de um Sistema de Compensação de Energia Elétrica Produzida por Painéis Fotovoltaicos**. Alegrete, 2018.

TELES FILHO, P. M. C. **Estudos da Viabilidade Econômica da Micro e Minigeração Fotovoltaica à Luz da Resolução Normativa Nº 482 da ANEEL**. Fortaleza, 2015.

SILVA R. M. **Energia Solar no Brasil: dos incentivos aos desafios**. Brasília: Núcleo de estudos e Pesquisas/CONLEG/Senado, Fevereiro/2015 (Texto para Discussão nº166). Disponível em: <www.senado.leg.br/estudos>. Acesso em fev. 2019.

STALTER, M. da C.. **Análise de Investimentos em Sistemas de Geração de Energia Elétrica Fotovoltaica**. Alegrete, 2019.

VILLALVA, M. G. **Energia Solar Fotovoltaica: Conceitos e Aplicações- Sistemas isolados e conectados à rede**. 2. ed. São Paulo: Saraiva, 2015.

APÊNDICE A – Fluxo de caixa dos financiamentos para os três sistemas

| | A | B | | A | B |
|----|---|----------------------------------|----|--------------------------------------|----------------------------------|
| 45 | FINANCIAMENTO SAC do sistema sem expansão | | 45 | FINANCIAMENTO SAC do sistema com 30% | |
| 46 | | | 46 | | |
| 47 | Valor financiado | R\$ 158.862,50 | 47 | Valor financiado | R\$ 183.737,50 |
| 48 | Taxa (a.m) | 0,99% | 48 | Taxa (a.m) | 0,99% |
| 49 | n | 60 | 49 | n | 60 |
| 50 | Ano | Total de juros por ano | 50 | Ano | Total de juros por ano |
| 51 | 1 | R\$ 18.146,78 | 51 | 1 | R\$ 20.988,23 |
| 52 | 2 | R\$ 14.159,74 | 52 | 2 | R\$ 16.376,90 |
| 53 | 3 | R\$ 10.172,71 | 53 | 3 | R\$ 11.765,57 |
| 54 | 4 | R\$ 6.185,67 | 54 | 4 | R\$ 7.154,24 |
| 55 | 5 | R\$ 2.198,64 | 55 | 5 | R\$ 2.542,91 |
| 56 | Ano | Total prestação por ano | 56 | Ano | Total prestação por ano |
| 57 | 1 | R\$ 49.919,28 | 57 | 1 | R\$ 57.735,73 |
| 58 | 2 | R\$ 45.140,78 | 58 | 2 | R\$ 53.124,40 |
| 59 | 3 | R\$ 41.366,21 | 59 | 3 | R\$ 48.513,07 |
| 60 | 4 | R\$ 37.591,63 | 60 | 4 | R\$ 43.901,74 |
| 61 | 5 | R\$ 33.817,06 | 61 | 5 | R\$ 39.290,41 |
| 62 | | Total Juros nos 60 meses (5anos) | 62 | | Total Juros nos 60 meses (5anos) |
| 63 | | R\$ 50.863,54 | 63 | | R\$ 58.827,85 |

| | A | B |
|----|--------------------------------------|----------------------------------|
| 45 | FINANCIAMENTO SAC do sistema com 50% | |
| 46 | | |
| 47 | Valor financiado | R\$ 204.687,50 |
| 48 | Taxa (a.m) | 0,99% |
| 49 | n | 60 |
| 50 | Ano | Total de juros por ano |
| 51 | 1 | R\$ 23.381,34 |
| 52 | 2 | R\$ 18.244,22 |
| 53 | 3 | R\$ 13.107,10 |
| 54 | 4 | R\$ 7.969,97 |
| 55 | 5 | R\$ 2.832,85 |
| 56 | Ano | Total prestação por ano |
| 57 | 1 | R\$ 64.318,84 |
| 58 | 2 | R\$ 59.181,72 |
| 59 | 3 | R\$ 54.044,60 |
| 60 | 4 | R\$ 48.907,47 |
| 61 | 5 | R\$ 43.770,35 |
| 62 | | Total Juros nos 60 meses (5anos) |
| 63 | | R\$ 65.535,48 |

Fonte: Elaborado pelo autor

APÊNDICE B– Fluxo de caixa do cenário sem expansão

| G | H | I | J | K | L |
|-----|-------------------|------------------------------|-----------------|---------------|-----------------------|
| Ano | Consumo médio kWh | Valor médio anual em energia | Investimento | Manutenção | Custo disponibilidade |
| 0 | | | -R\$ 158.862,50 | | |
| 1 | 68388 | R\$ 59.022,06 | | R\$ 1.588,63 | R\$ 1.035,66 |
| 2 | 68388 | R\$ 63.692,96 | | R\$ 1.604,51 | R\$ 1.117,62 |
| 3 | 68388 | R\$ 68.363,86 | | R\$ 1.620,56 | R\$ 1.199,58 |
| 4 | 68388 | R\$ 73.034,76 | | R\$ 1.636,76 | R\$ 1.281,54 |
| 5 | 68388 | R\$ 77.705,66 | | R\$ 1.653,13 | R\$ 1.363,50 |
| 6 | 68388 | R\$ 82.376,56 | | R\$ 1.669,66 | R\$ 1.445,46 |
| 7 | 68388 | R\$ 87.047,46 | | R\$ 1.686,36 | R\$ 1.527,42 |
| 8 | 68388 | R\$ 91.718,36 | | R\$ 1.703,22 | R\$ 1.609,38 |
| 9 | 68388 | R\$ 96.389,26 | | R\$ 1.720,25 | R\$ 1.691,34 |
| 10 | 68388 | R\$ 101.060,16 | | R\$ 1.737,46 | R\$ 1.773,30 |
| 11 | 68388 | R\$ 105.731,06 | | R\$ 1.754,83 | R\$ 1.855,26 |
| 12 | 68388 | R\$ 110.401,96 | | R\$ 1.772,38 | R\$ 1.937,22 |
| 13 | 68388 | R\$ 115.072,86 | | R\$ 1.790,10 | R\$ 2.019,18 |
| 14 | 68388 | R\$ 119.743,76 | | R\$ 1.808,00 | R\$ 2.101,14 |
| 15 | 68388 | R\$ 124.414,66 | | R\$ 1.826,08 | R\$ 2.183,10 |
| 16 | 68388 | R\$ 129.085,56 | | R\$ 1.844,34 | R\$ 2.265,06 |
| 17 | 68388 | R\$ 133.756,46 | | R\$ 1.862,79 | R\$ 2.347,02 |
| 18 | 68388 | R\$ 138.427,37 | | R\$ 1.881,42 | R\$ 2.428,98 |
| 19 | 68388 | R\$ 143.098,27 | | R\$ 1.900,23 | R\$ 2.510,94 |
| 20 | 68388 | R\$ 147.769,17 | | R\$ 1.919,23 | R\$ 2.592,90 |
| 21 | 68388 | R\$ 152.440,07 | | R\$ 1.938,42 | R\$ 2.674,86 |
| 22 | 68388 | R\$ 157.110,97 | | R\$ 1.957,81 | R\$ 2.756,82 |
| 23 | 68388 | R\$ 161.781,87 | | R\$ 1.977,39 | R\$ 2.838,78 |
| 24 | 68388 | R\$ 166.452,77 | | R\$ 1.997,16 | R\$ 2.920,74 |
| 25 | 68388 | R\$ 171.123,67 | | R\$ 2.017,13 | R\$ 3.002,70 |
| | | | Total | R\$ 44.867,85 | R\$ 50.479,41 |

| M | N | O | P | Q |
|------------------|----------------|-----------------|-----------------------|-----------------|
| Entrada de caixa | Saída de caixa | Saldo descontad | Fluxo descontado (VP) | Saldo |
| | | -R\$ 158.862,50 | -R\$ 158.862,50 | -R\$ 158.862,50 |
| R\$ 59.022,06 | R\$ 20.771,06 | R\$ 38.251,00 | R\$35.916,43 | -R\$ 122.946,07 |
| R\$ 63.692,96 | R\$ 16.881,87 | R\$ 46.811,09 | R\$41.271,43 | -R\$ 81.674,64 |
| R\$ 68.363,86 | R\$ 12.992,84 | R\$ 55.371,02 | R\$45.838,85 | -R\$ 35.835,79 |
| R\$ 73.034,76 | R\$ 9.103,97 | R\$ 63.930,79 | R\$49.694,88 | R\$ 13.859,09 |
| R\$ 77.705,66 | R\$ 5.215,27 | R\$ 72.490,39 | R\$52.909,35 | R\$ 66.768,44 |
| R\$ 82.376,56 | R\$ 3.115,12 | R\$ 79.261,44 | R\$54.320,57 | R\$ 121.089,01 |
| R\$ 87.047,46 | R\$ 3.213,77 | R\$ 83.833,69 | R\$53.947,50 | R\$ 175.036,51 |
| R\$ 91.718,36 | R\$ 3.312,60 | R\$ 88.405,76 | R\$53.417,52 | R\$ 228.454,03 |
| R\$ 96.389,26 | R\$ 3.411,59 | R\$ 92.977,67 | R\$52.751,18 | R\$ 281.205,21 |
| R\$ 101.060,16 | R\$ 3.510,75 | R\$ 97.549,41 | R\$51.967,11 | R\$ 333.172,32 |
| R\$ 105.731,06 | R\$ 3.610,09 | R\$ 102.120,98 | R\$51.082,16 | R\$ 384.254,48 |
| R\$ 110.401,96 | R\$ 3.709,60 | R\$ 106.692,37 | R\$50.111,58 | R\$ 434.366,06 |
| R\$ 115.072,86 | R\$ 3.809,28 | R\$ 111.263,58 | R\$49.069,11 | R\$ 483.435,16 |
| R\$ 119.743,76 | R\$ 3.909,14 | R\$ 115.834,62 | R\$47.967,15 | R\$ 531.402,31 |
| R\$ 124.414,66 | R\$ 60.792,29 | R\$ 63.622,37 | R\$24.738,07 | R\$ 556.140,38 |
| R\$ 129.085,56 | R\$ 4.109,40 | R\$ 124.976,16 | R\$45.628,21 | R\$ 601.768,59 |
| R\$ 133.756,46 | R\$ 4.209,80 | R\$ 129.546,66 | R\$44.410,22 | R\$ 646.178,81 |
| R\$ 138.427,37 | R\$ 4.310,39 | R\$ 134.116,97 | R\$43.170,87 | R\$ 689.349,68 |
| R\$ 143.098,27 | R\$ 4.411,17 | R\$ 138.687,10 | R\$41.917,32 | R\$ 731.267,00 |
| R\$ 147.769,17 | R\$ 4.512,13 | R\$ 143.257,04 | R\$40.655,92 | R\$ 771.922,92 |
| R\$ 152.440,07 | R\$ 4.613,28 | R\$ 147.826,79 | R\$39.392,30 | R\$ 811.315,22 |
| R\$ 157.110,97 | R\$ 4.714,63 | R\$ 152.396,34 | R\$38.131,44 | R\$ 849.446,66 |
| R\$ 161.781,87 | R\$ 4.816,16 | R\$ 156.965,70 | R\$36.877,70 | R\$ 886.324,35 |
| R\$ 166.452,77 | R\$ 4.917,90 | R\$ 161.534,87 | R\$35.634,91 | R\$ 921.959,27 |
| R\$ 171.123,67 | R\$ 5.019,83 | R\$ 166.103,84 | R\$34.406,42 | R\$ 956.365,69 |
| Total | R\$ 202.993,91 | | | |

| | |
|--------------------|---------------|
| TMA | 6,50% |
| VPL | R\$956.365,69 |
| TIR | 36,87% |
| Payback descontado | 3,8 |

Fonte: Elaborado pelo autor

APÊNDICE C – Fluxo de caixa do cenário com 30% de expansão

| G | H | I | J | K | L |
|-----|-------------------------|------------------------------|-----------------|--------------|-----------------------|
| Ano | Consumo médio anual kWh | Valor médio anual em energia | Investimento | Manutenção | Custo disponibilidade |
| 0 | | | -R\$ 183.737,50 | | |
| 1 | 68388 | R\$ 59.022,06 | | R\$ 1.837,38 | R\$ 1.035,66 |
| 2 | 68388 | R\$ 63.692,96 | | R\$ 1.855,75 | R\$ 1.117,62 |
| 3 | 68388 | R\$ 68.363,86 | | R\$ 1.874,31 | R\$ 1.199,58 |
| 4 | 88904,4 | R\$ 94.945,19 | | R\$ 1.893,05 | R\$ 1.281,54 |
| 5 | 88904,4 | R\$ 101.017,36 | | R\$ 1.911,98 | R\$ 1.363,50 |
| 6 | 88904,4 | R\$ 107.089,53 | | R\$ 1.931,10 | R\$ 1.445,46 |
| 7 | 88904,4 | R\$ 113.161,70 | | R\$ 1.950,41 | R\$ 1.527,42 |
| 8 | 88904,4 | R\$ 119.233,87 | | R\$ 1.969,91 | R\$ 1.609,38 |
| 9 | 88904,4 | R\$ 125.306,04 | | R\$ 1.989,61 | R\$ 1.691,34 |
| 10 | 88904,4 | R\$ 131.378,21 | | R\$ 2.009,51 | R\$ 1.773,30 |
| 11 | 88904,4 | R\$ 137.450,38 | | R\$ 2.029,61 | R\$ 1.855,26 |
| 12 | 88904,4 | R\$ 143.522,55 | | R\$ 2.049,90 | R\$ 1.937,22 |
| 13 | 88904,4 | R\$ 149.594,72 | | R\$ 2.070,40 | R\$ 2.019,18 |
| 14 | 88904,4 | R\$ 155.666,89 | | R\$ 2.091,10 | R\$ 2.101,14 |
| 15 | 88904,4 | R\$ 161.739,06 | | R\$ 2.112,02 | R\$ 2.183,10 |
| 16 | 88904,4 | R\$ 167.811,23 | | R\$ 2.133,14 | R\$ 2.265,06 |
| 17 | 88904,4 | R\$ 173.883,40 | | R\$ 2.154,47 | R\$ 2.347,02 |
| 18 | 88904,4 | R\$ 179.955,57 | | R\$ 2.176,01 | R\$ 2.428,98 |
| 19 | 88904,4 | R\$ 186.027,75 | | R\$ 2.197,77 | R\$ 2.510,94 |
| 20 | 88904,4 | R\$ 192.099,92 | | R\$ 2.219,75 | R\$ 2.592,90 |
| 21 | 88904,4 | R\$ 198.172,09 | | R\$ 2.241,95 | R\$ 2.674,86 |
| 22 | 88904,4 | R\$ 204.244,26 | | R\$ 2.264,37 | R\$ 2.756,82 |
| 23 | 88904,4 | R\$ 210.316,43 | | R\$ 2.287,01 | R\$ 2.838,78 |
| 24 | 88904,4 | R\$ 216.388,60 | | R\$ 2.309,88 | R\$ 2.920,74 |
| 25 | 88904,4 | R\$ 222.460,77 | | R\$ 2.332,98 | R\$ 3.002,70 |
| | | | | R\$51.893,35 | R\$ 50.479,41 |

| M | N | O | P | Q |
|------------------|----------------|------------------|-----------------------|------------------|
| Entrada de caixa | Saída de caixa | Saldo descontado | Fluxo descontado (VP) | Saldo |
| | | -R\$ 183.737,50 | -R\$ 183.737,50 | -R\$ 183.737,50 |
| R\$ 59.022,06 | R\$ 23.861,27 | R\$ 35.160,79 | R\$33.014,83 | -R\$ 150.722,67 |
| R\$ 63.692,96 | R\$ 19.350,27 | R\$ 44.342,69 | R\$39.095,15 | -R\$ 111.627,53 |
| R\$ 68.363,86 | R\$ 14.839,45 | R\$ 53.524,41 | R\$44.310,13 | -R\$ 67.317,40 |
| R\$ 94.945,19 | R\$ 10.328,82 | R\$ 84.616,36 | R\$65.774,25 | -R\$ 1.543,14 |
| R\$ 101.017,36 | R\$ 5.818,38 | R\$ 95.198,98 | R\$69.483,91 | R\$ 67.940,77 |
| R\$ 107.089,53 | R\$ 3.376,56 | R\$ 103.712,97 | R\$71.078,04 | R\$ 139.018,80 |
| R\$ 113.161,70 | R\$ 3.477,83 | R\$ 109.683,87 | R\$70.582,25 | R\$ 209.601,06 |
| R\$ 119.233,87 | R\$ 3.579,29 | R\$ 115.654,58 | R\$69.882,10 | R\$ 279.483,16 |
| R\$ 125.306,04 | R\$ 3.680,95 | R\$ 121.625,09 | R\$69.004,39 | R\$ 348.487,55 |
| R\$ 131.378,21 | R\$ 3.782,81 | R\$ 127.595,40 | R\$67.973,39 | R\$ 416.460,94 |
| R\$ 137.450,38 | R\$ 3.884,86 | R\$ 133.565,52 | R\$66.811,11 | R\$ 483.272,05 |
| R\$ 143.522,55 | R\$ 3.987,12 | R\$ 139.535,43 | R\$65.537,40 | R\$ 548.809,45 |
| R\$ 149.594,72 | R\$ 4.089,58 | R\$ 145.505,15 | R\$64.170,21 | R\$ 612.979,66 |
| R\$ 155.666,89 | R\$ 4.192,24 | R\$ 151.474,65 | R\$62.725,69 | R\$ 675.705,35 |
| R\$ 161.739,06 | R\$ 97.844,20 | R\$ 63.894,86 | R\$24.844,02 | R\$ 700.549,37 |
| R\$ 167.811,23 | R\$ 4.398,19 | R\$ 163.413,04 | R\$59.661,34 | R\$ 760.210,70 |
| R\$ 173.883,40 | R\$ 4.501,48 | R\$ 169.381,92 | R\$58.066,24 | R\$ 818.276,95 |
| R\$ 179.955,57 | R\$ 4.604,99 | R\$ 175.350,59 | R\$56.443,55 | R\$ 874.720,49 |
| R\$ 186.027,75 | R\$ 4.708,71 | R\$ 181.319,04 | R\$54.802,56 | R\$ 929.523,05 |
| R\$ 192.099,92 | R\$ 4.812,65 | R\$ 187.287,27 | R\$53.151,57 | R\$ 982.674,62 |
| R\$ 198.172,09 | R\$ 4.916,80 | R\$ 193.255,28 | R\$51.497,91 | R\$ 1.034.172,53 |
| R\$ 204.244,26 | R\$ 5.021,18 | R\$ 199.223,07 | R\$49.848,06 | R\$ 1.084.020,59 |
| R\$ 210.316,43 | R\$ 5.125,79 | R\$ 205.190,64 | R\$48.207,72 | R\$ 1.132.228,31 |
| R\$ 216.388,60 | R\$ 5.230,62 | R\$ 211.157,98 | R\$46.581,87 | R\$ 1.178.810,18 |
| R\$ 222.460,77 | R\$ 5.335,68 | R\$ 217.125,09 | R\$44.974,86 | R\$ 1.223.785,04 |
| Total | R\$ 254.749,70 | | | |

| | |
|--------------------|-----------------|
| TMA | 6,50% |
| VPL | R\$1.223.785,04 |
| TIR | 36,44% |
| Payback descontado | 4,0 |

Fonte: Elaborado pelo autor

APÊNDICE D – Fluxo de caixa do cenário com 50% de expansão

| G | H | I | J | K | L |
|-----|-------------------------|------------------------------|-----------------|---------------|-----------------|
| Ano | Consumo médio anual kWh | Valor médio anual em energia | Investimento | Manutenção | Disponibilidade |
| 0 | | | -R\$ 204.687,50 | | |
| 1 | 68388 | R\$ 59.022,06 | | R\$ 2.046,88 | R\$ 1.035,66 |
| 2 | 68388 | R\$ 63.692,96 | | R\$ 2.067,34 | R\$ 1.117,62 |
| 3 | 68388 | R\$ 68.363,86 | | R\$ 2.088,02 | R\$ 1.199,58 |
| 4 | 102582 | R\$ 109.552,14 | | R\$ 2.108,90 | R\$ 1.281,54 |
| 5 | 102582 | R\$ 116.558,49 | | R\$ 2.129,99 | R\$ 1.363,50 |
| 6 | 102582 | R\$ 123.564,84 | | R\$ 2.151,29 | R\$ 1.445,46 |
| 7 | 102582 | R\$ 130.571,19 | | R\$ 2.172,80 | R\$ 1.527,42 |
| 8 | 102582 | R\$ 137.577,54 | | R\$ 2.194,53 | R\$ 1.609,38 |
| 9 | 102582 | R\$ 144.583,89 | | R\$ 2.216,47 | R\$ 1.691,34 |
| 10 | 102582 | R\$ 151.590,24 | | R\$ 2.238,64 | R\$ 1.773,30 |
| 11 | 102582 | R\$ 158.596,59 | | R\$ 2.261,02 | R\$ 1.855,26 |
| 12 | 102582 | R\$ 165.602,94 | | R\$ 2.283,63 | R\$ 1.937,22 |
| 13 | 102582 | R\$ 172.609,29 | | R\$ 2.306,47 | R\$ 2.019,18 |
| 14 | 102582 | R\$ 179.615,65 | | R\$ 2.329,53 | R\$ 2.101,14 |
| 15 | 102582 | R\$ 186.622,00 | | R\$ 2.352,83 | R\$ 2.183,10 |
| 16 | 102582 | R\$ 193.628,35 | | R\$ 2.376,36 | R\$ 2.265,06 |
| 17 | 102582 | R\$ 200.634,70 | | R\$ 2.400,12 | R\$ 2.347,02 |
| 18 | 102582 | R\$ 207.641,05 | | R\$ 2.424,12 | R\$ 2.428,98 |
| 19 | 102582 | R\$ 214.647,40 | | R\$ 2.448,36 | R\$ 2.510,94 |
| 20 | 102582 | R\$ 221.653,75 | | R\$ 2.472,85 | R\$ 2.592,90 |
| 21 | 102582 | R\$ 228.660,10 | | R\$ 2.497,58 | R\$ 2.674,86 |
| 22 | 102582 | R\$ 235.666,45 | | R\$ 2.522,55 | R\$ 2.756,82 |
| 23 | 102582 | R\$ 242.672,80 | | R\$ 2.547,78 | R\$ 2.838,78 |
| 24 | 102582 | R\$ 249.679,15 | | R\$ 2.573,26 | R\$ 2.920,74 |
| 25 | 102582 | R\$ 256.685,50 | | R\$ 2.598,99 | R\$ 3.002,70 |
| | | | Total | R\$ 57.810,30 | R\$ 50.479,41 |

| M | N | O | P | Q |
|------------------|----------------|------------------|-----------------------|------------------|
| Entrada de caixa | Saída de caixa | Saldo descontado | Fluxo descontado (VP) | Saldo |
| | | -R\$ 204.687,50 | -R\$ 204.687,50 | -R\$ 204.687,50 |
| R\$ 59.022,06 | R\$ 26.463,87 | R\$ 32.558,19 | R\$30.571,07 | -R\$ 174.116,43 |
| R\$ 63.692,96 | R\$ 21.429,18 | R\$ 42.263,78 | R\$37.262,25 | -R\$ 136.854,18 |
| R\$ 68.363,86 | R\$ 16.394,69 | R\$ 51.969,17 | R\$43.022,63 | -R\$ 93.831,55 |
| R\$ 109.552,14 | R\$ 11.360,41 | R\$ 98.191,73 | R\$76.326,70 | -R\$ 17.504,85 |
| R\$ 116.558,49 | R\$ 6.326,33 | R\$ 110.232,15 | R\$80.456,34 | R\$ 62.951,49 |
| R\$ 123.564,84 | R\$ 3.596,74 | R\$ 119.968,10 | R\$82.218,23 | R\$ 145.169,72 |
| R\$ 130.571,19 | R\$ 3.700,22 | R\$ 126.870,98 | R\$81.642,26 | R\$ 226.811,98 |
| R\$ 137.577,54 | R\$ 3.803,90 | R\$ 133.773,64 | R\$80.830,20 | R\$ 307.642,18 |
| R\$ 144.583,89 | R\$ 3.907,81 | R\$ 140.676,08 | R\$79.813,03 | R\$ 387.455,21 |
| R\$ 151.590,24 | R\$ 4.011,93 | R\$ 147.578,31 | R\$78.618,81 | R\$ 466.074,02 |
| R\$ 158.596,59 | R\$ 4.116,28 | R\$ 154.480,31 | R\$77.272,94 | R\$ 543.346,96 |
| R\$ 165.602,94 | R\$ 4.220,85 | R\$ 161.382,09 | R\$75.798,40 | R\$ 619.145,37 |
| R\$ 172.609,29 | R\$ 4.325,65 | R\$ 168.283,65 | R\$74.215,91 | R\$ 693.361,28 |
| R\$ 179.615,65 | R\$ 4.430,67 | R\$ 175.184,97 | R\$72.544,14 | R\$ 765.905,42 |
| R\$ 186.622,00 | R\$ 98.867,86 | R\$ 87.754,14 | R\$34.121,14 | R\$ 800.026,55 |
| R\$ 193.628,35 | R\$ 4.641,41 | R\$ 188.986,93 | R\$68.998,25 | R\$ 869.024,80 |
| R\$ 200.634,70 | R\$ 4.747,14 | R\$ 195.887,56 | R\$67.152,71 | R\$ 936.177,51 |
| R\$ 207.641,05 | R\$ 4.853,10 | R\$ 202.787,95 | R\$65.275,35 | R\$ 1.001.452,85 |
| R\$ 214.647,40 | R\$ 4.959,30 | R\$ 209.688,10 | R\$63.376,93 | R\$ 1.064.829,79 |
| R\$ 221.653,75 | R\$ 5.065,74 | R\$ 216.588,00 | R\$61.467,03 | R\$ 1.126.296,82 |
| R\$ 228.660,10 | R\$ 5.172,43 | R\$ 223.487,67 | R\$59.554,12 | R\$ 1.185.850,94 |
| R\$ 235.666,45 | R\$ 5.279,37 | R\$ 230.387,08 | R\$57.645,68 | R\$ 1.243.496,62 |
| R\$ 242.672,80 | R\$ 5.386,55 | R\$ 237.286,25 | R\$55.748,29 | R\$ 1.299.244,91 |
| R\$ 249.679,15 | R\$ 5.493,99 | R\$ 244.185,16 | R\$53.867,73 | R\$ 1.353.112,64 |
| R\$ 256.685,50 | R\$ 5.601,68 | R\$ 251.083,82 | R\$52.009,00 | R\$ 1.405.121,65 |
| Total | R\$ 268.157,13 | | | |

| | |
|--------------------|-----------------|
| TMA | 6,50% |
| VPL | R\$1.405.121,65 |
| TIR | 35,63% |
| Payback descontado | 4,2 |

Fonte: Elaborado pelo autor