

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA  
CENTRO DE TECNOLOGIA  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE PRODUÇÃO E SISTEMAS  
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE PRODUÇÃO

Cristian Rafael Ferro

**VIABILIDADE ECONÔMICA DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS  
CONECTADOS À REDE EM CONDOMÍNIOS**

Santa Maria, RS  
2020

**Cristian Rafael Ferro**

**VIABILIDADE ECONÔMICA DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À  
REDE EM CONDOMÍNIOS**

Artigo de conclusão de curso apresentado ao Curso de Graduação em Engenharia de Produção, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para a obtenção de título de **Bacharel em Engenharia de Produção**.

Orientador: Prof<sup>o</sup>. Dr<sup>o</sup>. Cristiano Roos

Santa Maria, RS  
2020

# VIABILIDADE ECONÔMICA DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE EM CONDOMÍNIOS

ECONOMIC VIABILITY OF PHOTOVOLTAIC SYSTEMS ON GRID APPLIED TO CONDOMINIUMS

Cristian Ferro<sup>1</sup>, Cristiano Roos<sup>2</sup>

## RESUMO:

*A crescente expansão de energias renováveis nas últimas décadas marcam uma geração que começa a se preocupar com questões ambientais e o futuro da sociedade. A energia fotovoltaica, mais abundante entre as energias renováveis, tem o potencial de abastecer grande parte da população mundial. Assim, com as recentes políticas adotadas pelo governo brasileiro no campo da sustentabilidade, surgiu a oportunidade de realização deste trabalho. O objetivo geral deste trabalho é realizar um estudo de viabilidade econômica envolvendo a utilização de sistemas fotovoltaicos para a geração de energia elétrica em condomínios na cidade de Santa Maria. Foram simulados 12 cenários levando em consideração a demanda real de um condomínio, além de 2 variações desta mesma demanda. Custos com projeto, instalação, estrutura e manutenção dos sistemas fotovoltaicos, bem como, as 4 bandeiras tarifárias vigentes no Brasil, foram envolvidos nos cálculos. Os métodos de análise econômica utilizados nas simulações foram VPL, TIR e Payback Descontado, como também o método LCOE. O resultado foi de que todos cenários se mostram viáveis economicamente devido ao grande crescimento do mercado fotovoltaico, porém revisões na legislação vigente estão por vir no ano de 2021, tendo o potencial de modificar o cenário positivo.*

**Palavras-chave:** Engenharia econômica, análise de investimento, energia fotovoltaica.

## ABSTRACT:

*The growing expansion of renewable energies in recent decades marks a generation that is beginning to worry about environmental issues and the future of society. Photovoltaic energy, the most abundant among renewable energies, has the potential to supply the majority of the world's energy demand. Thus, with the recent policies adopted by the Brazilian government in the sustainability field, an opportunity was presented for this work. The main objective of this work is to develop a study on photovoltaic systems to verify its economic viability in generating electricity for a condominium located in the city of Santa Maria-RS. Twelve scenarios were simulated taking into account the actual demand of a condominium, as well as two variations of this same demand. Costs with design, installation, structure and maintenance of photovoltaic system plus the four tariff flags were taken into consideration. The economic analysis methods used in the simulations were NPV, IRR and Discounted Payback, as well as the LCOE method. The result was that all scenarios are economically viable due to the strong growth of the photovoltaic market, although legislation reviews are coming in 2021 and have the potential to change the positive scenario.*

**Keywords:** Economic engineering, investment analysis, photovoltaic energy.

---

<sup>1</sup> Graduando em Engenharia de Produção, autor; Departamento de Engenharia de Produção e Sistemas, Centro de Tecnologia – UFSM

<sup>2</sup> Engenheiro de Produção, orientador; Doutor em Engenharia de Produção pela Universidade Federal de Santa Catarina; Professor do Departamento de Engenharia de Produção e Sistemas – UFSM

## 1 INTRODUÇÃO

A utilização de combustíveis fósseis para a geração de energia elétrica e os respectivos impactos na degradação do planeta têm atraído discussões há décadas. No mesmo sentido, a geração de energia elétrica por outras fontes convencionais também não é apenas nociva ao meio ambiente, mas insustentável. Assim, para mitigar a inconveniência do uso de fontes convencionais é de crescente importância o uso de fontes renováveis para a geração de energia elétrica.

Num contexto de crescimento da economia mundial e de maior conscientização ambiental, a demanda por energia elétrica também mostra expansão. Assim, há a tendência pelo uso de fontes renováveis que, em 2010, segundo uma publicação da U.S. Energy Information Administration (2017), geravam 20% da energia elétrica mundial e estima um aumento em 11% até 2040, se igualando ao consumo de carvão, que hoje mantém 40% de toda a geração.

A captação de energia solar por meio de painéis fotovoltaicos a fim de produzir energia elétrica é considerada um dos mercados mais promissores no campo de energias renováveis (SAMPAIO; GONZÁLES, 2017). Seja por incentivos do governo ou diminuição nos preços de componentes, o sistema fotovoltaico (FV) se mostra cada vez mais atraente dentre as opções para fornecimento de eletricidade sustentável e para a diminuição do consumo de combustíveis fósseis. A elevada vida útil dos equipamentos e o baixo custo de manutenção requerido para o funcionamento do sistema são argumentos decisivos na viabilização de um investimento que tem vida útil de pelo menos duas décadas (BHANDARI et al., 2015).

Segundo dados do Atlas Brasileiro de Energia Solar (2006), países líderes em investimentos em energia solar como Alemanha, França e Espanha possuem uma incidência solar média de 1.291 kWh/m<sup>2</sup>. Pode-se perceber, então, o potencial brasileiro para a criação e a sustentação desse tipo de energia, uma vez que é registrada uma média de incidência de 1.500 kWh/m<sup>2</sup> de irradiação na região sul do país, podendo chegar a até 2.153,5 kWh/m<sup>2</sup> na região nordeste.

Os avanços dos sistemas fotovoltaicos em território brasileiro passaram a ser significativos, especialmente a partir de 2012, quando a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) promoveu, através da Resolução Normativa ANEEL nº 482, a utilização de painéis fotovoltaicos. A mudança trouxe ao consumidor brasileiro a opção de gerar sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis. Criou-se, ainda, um sistema de compensação de energia

elétrica que possibilitou aos consumidores conectarem seus sistemas à rede das distribuidoras e serem creditados pela energia excedente produzida.

## 1.1 DEFINIÇÃO DO TEMA DO TRABALHO

Neste contexto, o presente trabalho analisará a viabilidade econômica de um sistema fotovoltaico conectado à rede em um condomínio na cidade de Santa Maria no estado do Rio Grande do Sul.

## 1.2 PROBLEMA DE PESQUISA

A motivação deste trabalho tem origem no seguinte questionamento: Existe viabilidade econômica na instalação de um sistema fotovoltaico conectado à rede que contemple a demanda de área comum em um condomínio na cidade de Santa Maria? Esta oportunidade de pesquisa é sustentada pela realidade: existem poucos estudos práticos que abordam a viabilidade econômica de se utilizar sistemas fotovoltaicos em condomínios. Cabe destacar ainda que este problema de pesquisa é de origem prática, elaborado a partir de uma demanda do condomínio.

## 1.3 JUSTIFICATIVAS

Atualmente, há uma necessidade urgente de se explorar os recursos de energia renovável que não só atendem as necessidades energéticas do mundo, como também, são ambientalmente amigáveis. Segundo Sansaniwal, Sharma e Mathur (2018), a energia solar aponta ser a mais promissora para atender à crescente demanda por energias sustentáveis.

O propício crescimento do uso de energia solar fotovoltaica é atribuído a políticas, investimentos e apoios, de várias organizações governamentais e não-governamentais que ajudaram a construir uma base sólida para a exploração deste sistema. Essa expansão gera estudos de viabilidade, buscando-se a melhor alternativa em questões como: tecnologia e fatores técnico-econômicos.

Durante a última década, uma implantação generalizada de sistemas solares fotovoltaicos, de quilowatts (kW) a centenas de megawatts (MW), demonstraram a viabilidade da tecnologia fotovoltaica como uma importante fonte de energia sustentável. Economicamente, Ahmad et al. (2017) afirmaram que uma queda acentuada nos custos de

módulos solares e uma substancial política de apoio indicam uma mudança global em direção às tecnologias renováveis para geração de eletricidade.

De acordo com o relatório publicado pela ONU (2018), o Brasil se destaca dentre os 20 países mais consumidores de energia elétrica. Este ultrapassa a média global do uso de renováveis em todas as utilizações: eletricidade, transporte e aquecimento. Assim, com o sucessivo crescimento na utilização de energias renováveis voltadas à produção de energia elétrica em países com alta incidência solar, promove-se o uso de placas fotovoltaicas como opção de investimento, uma vez que são de fácil integração com centros urbanos.

Neste contexto, há a opção de restringir o uso de energia oriundo de concessionárias nos horários de maior consumo por meio dos sistemas fotovoltaicos, que exercem um papel de suporte para a fonte de energia padrão para setores rural, industrial, comercial e residencial. Para complementar a justificativa, há expectativa de que o estudo possa fornecer às pessoas uma escolha concreta no momento de se investir, sendo o sistema FV viável ou não para a estrutura de condomínios.

#### 1.4 OBJETIVO GERAL E ESPECÍFICOS

Assim, o objetivo geral deste trabalho é realizar um estudo de viabilidade econômica envolvendo a utilização de sistemas fotovoltaicos para a geração de energia elétrica em condomínios na cidade de Santa Maria. Almejando atingir o objetivo geral, foram definidos os seguintes objetivos específicos:

- Identificar variáveis importantes na literatura para análise de investimentos envolvendo sistemas fotovoltaicos em condomínios;
- Definir quais são os métodos de análise de investimentos mais utilizados em outros estudos neste contexto;
- Coletar dados em empresas especializadas e em outras fontes conforme as variáveis necessárias para a análise de investimentos.
- Aplicar métodos de análise de investimentos por meio da visão que o comprador possui sobre o investimento.

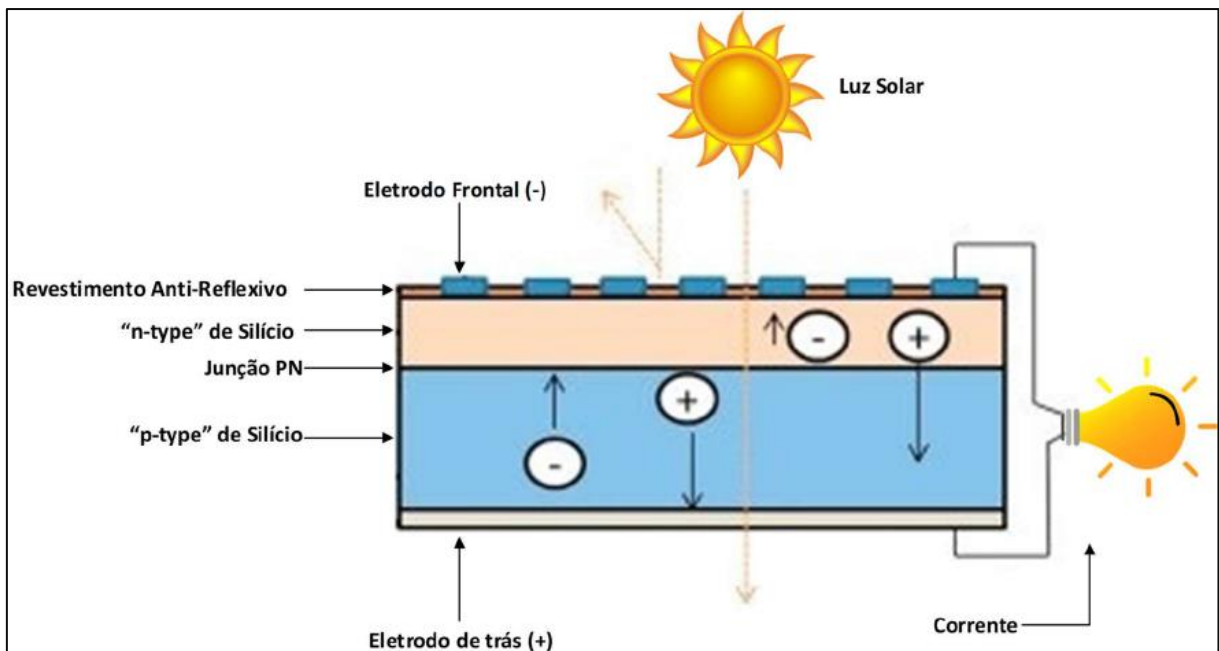
## 2 REFERENCIAL TEÓRICO

Esta seção foi dividida em suas subseções. A primeira trata sobre energia fotovoltaica e a segunda sobre Engenharia Econômica.

### 2.1 ENERGIA FOTOVOLTAICA

Aproveita-se a luz do sol como fonte para geração de energia elétrica através da tecnologia fotovoltaica, que consiste em converter a radiação solar captada em energia. O efeito fotovoltaico acontece em materiais semicondutores – mais comumente o silício – que possuem duas bandas de energia, uma delas com a presença de elétrons, chamada de banda de valência, e outra sem a presença de elétrons, chamada de banda de condução (SAMPAIO; GONZÁLEZ, 2017). Tal efeito ocorre quando os fótons provenientes da luz solar com energia suficiente atinge a banda de valência, o mesmo excita os elétrons mais externos existentes nessa banda fazendo com que saiam de sua posição original, surge então uma diferença de potencial, criando uma corrente elétrica. Esse efeito é ilustrado na Figura 1.

Figura 1 - Efeito fotovoltaico



Fonte: Sampaio e González (2017).

A partir de uma publicação do ano de 2017, a Agência Internacional de Energia (IEA), afirmou que, dentre as fontes de energias renováveis, a energia fotovoltaica teve maior

expansão no ano de 2016. Ainda no mesmo ano, impulsionados pelo crescente mercado de energia solar fotovoltaica, as energias renováveis representaram quase dois terços da capacidade líquida de energia nova em todo o mundo, atingindo 165 gigawatts (GW).

A energia solar atinge a Terra de duas formas, calor e luz. À medida que essa energia é difundida para a superfície terrestre, uma parte dela é perdida por dispersão, reflexão e absorção por nuvens (KANNAN; VAKEESAN, 2016). Villavalva (2015) traz o conceito de efeito fotovoltaico como sendo a luz direta do sol convertida em energia elétrica. O efeito ocorre quando essa luz ou radiação eletromagnética do sol incide sobre uma célula composta de materiais semicondutores e de propriedades específicas.

### **2.1.1 Sistemas fotovoltaicos**

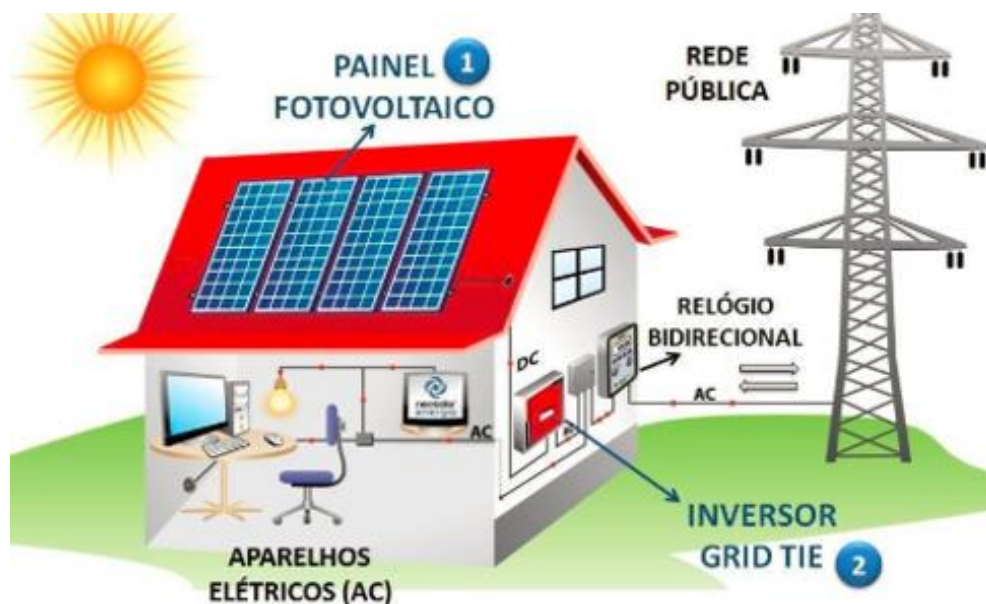
Um sistema típico de energia solar fotovoltaica consiste em três elementos básicos: módulos fotovoltaicos, controladores de carga e, quando necessárias, baterias (SILVEIRA; TUMA; LAMAS, 2012). O módulo, principal elemento de um sistema fotovoltaico, é composto por um conjunto de células fotovoltaicas, que por sua vez tem o propósito de obter energia elétrica através da conversão da energia proveniente da radiação solar (FERREIRA et al., 2018). Conforme Kannan e Vakeesan (2016), sistemas fotovoltaicos são compostos basicamente por células, módulos e matrizes para geração de energia. Além disso, vários meios de regulagem, dispositivos eletrônicos, ligações elétricas e dispositivos mecânicos melhoram a eficiência operacional.

Ferreira et al. (2018) trouxeram sistemas fotovoltaicos caracterizados em cinco grupos: conectados à rede, isolados, híbridos, usinas de energia e aplicados a bens de consumo. Segundo Rüter (2004), a energia absorvida pelos painéis é convertida em corrente elétrica que chega ao inversor, componente responsável por transformar corrente contínua em corrente alternada, tornando a energia elétrica própria para uso.

Pertinente ao trabalho proposto, na Figura 2, ilustra-se um sistema fotovoltaico conectado à rede pública.



Figura 2 - Esquema de instalação de um sistema fotovoltaico



Fonte: NEO SOLAR (2017)

### 2.1.2 Sistemas fotovoltaicos no Brasil

Com a necessidade de atender o crescimento da demanda energética mundial e pensando em alternativas para a geração dessa demanda, há algumas décadas atrás, a Europa e os Estados Unidos criaram uma nova configuração de fornecimento, a geração distribuída (GD) (CAMILO et al., 2017).

No Brasil, a ANEEL publicou em 17 de abril de 2012 a Resolução Normativa nº 482, que estabelece as condições gerais para o acesso a micro e minigeração distribuída (ANEEL 2012). Em 24 de novembro de 2015, a publicação da Resolução Normativa nº 687, altera algumas das definições da Resolução de 2012 e também os módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição (PRODIST) (ANEEL, 2015). Tais definições apresentadas nas normativas são: Geração compartilhada, a qual permite que um grupo de pessoas ou empresas participem de uma cooperativa ou consórcio; O autoconsumo remoto, que permite a transferência de crédito da unidade consumidora produtora da energia fotovoltaica para outras unidades com mesma titularidade e área de concessão; Condomínios, ou seja, edifícios que possuem múltiplas unidades consumidoras. Além da alteração em 2015, acima citada, no ano de 2017, a Resolução Normativa nº 786, altera dois incisos de um artigo da Resolução nº 482 (ANEEL, 2017), sendo essas as últimas alterações até o momento.

Uma vez que o consumidor começa a fornecer energia à rede de distribuição, ele reúne créditos durante o mês e desconta esses créditos da conta de energia, constituindo um sistema

de compensação, sendo esses créditos, segundo ANEEL (2015), podendo ser acumulados por um prazo de 60 meses. As alterações mostradas acima ressaltam que o governo brasileiro tem incentivado a geração de energia limpa e o modelo de compensação se mostrou atrativo para investidores a partir destas políticas de incentivo.

Conforme dados da ANEEL (2019), no país, o estado do Rio Grande do Sul ocupa a segunda posição em potência instalada (221.591,57 kW) e a terceira em número de unidades consumidoras geradoras de créditos (18.189 unidades consumidoras), consolidando a grande participação do estado na disseminação da energia fotovoltaica.

Segundo Greener (2018), três principais motivos barravam a compra de sistemas fotovoltaicos, dentre eles os altos preços (37,10%), altas taxas de juros (20,20%) e falta de opções de financiamento (20,20%). Por outro lado, com o cenário mundial inclinando-se cada vez mais para o uso de energias renováveis, levando-se em conta aspectos econômicos. Como o país não possui domínio da tecnologia fotovoltaica, houve nos últimos anos um crescimento do volume de importações de componentes, tornando os preços mais acessíveis.

Em 2016 a taxa SELIC foi considerada ainda muito alta para o período (14,5% ao ano). Já nos anos consecutivos a taxa seguiu em queda, reduzida até o início do segundo semestre de 2019 para 5,0%, com tendência para maior redução. Essa queda, juntamente com propostas de apoio para melhorar a competitividade das linhas de financiamento e criação de novas linhas pelo Ministério do Desenvolvimento da Indústria e Comércio Exterior (MDIC), promovem um cenário mais favorável.

Desde a regulamentação da resolução 482/2012 pela ANEEL, já foram implantadas mais de 120 mil unidades consumidoras com micro ou minigeração, e houve redução de 43% do valor dos painéis solares. A fonte solar é a mais utilizada na modalidade, alcançando 98% das conexões (ANEEL, 2019).

### **2.1.3 Aplicações envolvendo sistemas fotovoltaicos**

As abordagens envolvendo aplicações de sistemas fotovoltaicos mostram a utilização dos mesmos tanto em centros urbanos, como em regiões isoladas. Khan e Arsalan (2015) trouxeram as mais diversas aplicações em revisão de estudos dos últimos 17 anos envolvendo tecnologias de energia solar. Mostraram aplicações de sistemas fotovoltaicos na irrigação e consumo de água, na iluminação de casas, em processos de dessalinização e na integração em edifícios.

A energia fotovoltaica é considerada uma solução atraente para fornecer sistemas autônomos de bombeamento de água com eletricidade, especialmente em áreas remotas (YAHYAOI, I; et al, 2017). Para regiões remotas e áreas rurais, Gopal et al. (2013) reuniram análises de 13 estudos realizados em diferentes países, como Índia, Egito e Estados Unidos, onde se tornam vantajosos sistemas fotovoltaicos como fonte alternativa de irrigação e consumo de água. Em um estudo conduzido por Hong e Naoya (2012) em uma ilha isolada das Filipinas, foi avaliado que a inserção de uma planta fotovoltaica traz energia confiável a um preço razoável se comparados com fontes de energias convencionais, melhorando, portanto, a qualidade de vida e proporcionando o uso de aparelhos básicos como televisão e rádio.

Um problema que afeta muitos países, especialmente em regiões desérticas, é o de escassez no suprimento de água. Uma alternativa para o problema seria transformar água salgada em água própria para consumo. Ghaffour et al. (2011) apresentaram o desenvolvimento tecnológico de um sistema de dessalinização solar, cujas aplicações se dão na baixa e média escala no Oriente Médio, onde a rede elétrica não é acessível.

Edificações que possuem módulos instalados em telhados ou outras partes, tais como paredes, sacadas, vidros de janelas são conhecidas como edifícios fotovoltaicos integrados (MEKHILEF et al., 2010). Kadri et al. (2011) apontaram que uma das vantagens dos módulos fotovoltaicos está em sua estrutura modular, portanto, eles podem ser simplesmente adotados em edifícios existentes e podem ser instalados em qualquer lugar. Petter et al. (2012) ressaltaram que a capacidade de espaço em edifícios torna os sistemas interligados à construção populares para a produção de energia, uma vez que, estes reduzem a exigência de espaço para fora do local das instalações. Aplicações neste contexto têm o foco para a melhoria da eficiência energética dos sistemas instalados. Celik et al. (2015) afirmaram que o desempenho do sistema é afetado por vários fatores como: efeitos de sombreamento causados por obstáculos ambientais, especificações da área do arranjo fotovoltaico e ângulo de instalação das células. Belhaouas et al. (2017) simularam diferentes arranjos físicos com o objetivo de diminuir os efeitos da sombra no desempenho dos sistemas.

## 2.2 ENGENHARIA ECONÔMICA

Dentro da avaliação e seleção de projetos de investimento, a Engenharia Econômica analisa os aspectos econômico-financeiros tendo como base critérios quantitativos. É preciso ter em mente que as alternativas todas competem entre si pela obtenção do capital de

investimento, que é um recurso escasso (EHLRICH; MORAES, 2013). Antes de se implantar qualquer projeto de investimento é necessário viabilizar o mesmo. Sendo assim, em primeiro lugar, é preciso estimar o fluxo de caixa projetado para a vida útil do projeto e, com base nessas informações, será possível efetuar o cálculo de algumas técnicas de análise de investimentos, as quais darão suporte para a aceitação ou rejeição do projeto em estudo (CAMLOFFSKI, 2014).

Sempre há um custo de oportunidade presente em cada investimento, sendo a escolha de um, a rejeição de outros. Para garantir a melhor escolha em relação a esse investimento, existem variadas técnicas, convenções, critérios de análise e processos decisórios (SAMANEZ, 2009). As técnicas mais usuais e que serão abordadas no presente trabalho são: Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e Período de Recuperação de Capital Descontado (*Payback* Descontado).

O método do Valor Presente Líquido (VPL) tem como finalidade determinar um valor, no instante inicial, a partir de um fluxo de caixa, formado de uma série de receitas e despesas (HIRSCHFELD, 2016). Camloffski (2014) explica que a Taxa Interna de Retorno (TIR) é a taxa de juros que torna o valor presente do fluxo de caixa nulo, ou seja, é a rentabilidade projetada do investimento, sendo essa a estimativa de ganho com o fluxo de caixa definido. Lee et al. (2016) reforçam que a TIR é de fácil interpretação, e julga vantajoso seu uso por considerar o valor temporal do dinheiro.

Para viabilidade de um projeto, os investidores tem interesse em saber o momento em que o mesmo dará retorno. Sendo assim, o método do *Payback* é uma forma simples, fácil e direta que estima o prazo necessário para se recuperar o investimento realizado (BRUNI, 2013). Existem dois tipos de *payback*: o simples e o descontado. O *Payback* Simples é uma técnica de análise aproximada, uma vez que não considera nenhum tipo de desconto envolvido, isto é, o valor do tempo do dinheiro é completamente ignorado (ROSS; WESTERFIELD; JORDAN, 2013). Por ser mais confiável, Bruni (2013), afirma que o *Payback* descontado é empregado quando os juros no tempo são considerados.

### **2.2.1 Aplicações envolvendo viabilidade econômica de sistemas fotovoltaicos**

Para um estudo mais completo, é importante apresentar outros autores que desenvolveram estudos envolvendo sistemas fotovoltaicos. Mais especificamente, foram analisados trabalhos em relação a aplicações envolvendo sistemas fotovoltaicos, viabilidade

econômica de sistemas fotovoltaicos, variáveis utilizadas em estudos de viabilidade econômica e métodos empregados nas análises econômicas.

De acordo com Kebede (2015) estudar a viabilidade econômica dos painéis fotovoltaicos informa aos investidores e políticos quais são os benefícios de utilizar esse tipo de tecnologia. Desta forma, a literatura traz abordagens das mais diversas situações em análises de investimentos de sistemas fotovoltaicos, bem como, especificam quais indicadores econômicos estão sendo considerados.

Os projetos em viabilidade possuem diferentes dimensões e propósitos. Assim, Rodrigues et al. (2016) investigaram a viabilidade na instalação de sistemas com capacidade de 1 kW e 5 kW em 13 diferentes países e expõem suas conclusões, levando em conta as políticas de incentivo vigentes no ano. Harder e Gibson (2011) examinaram a viabilidade para uma usina fotovoltaica de 10 MW em Abu Dhabi. Comprovada a inviabilidade devido aos altos custos, reforçam a necessidade de incentivo do governo para este fim. Em projeto de maior dimensão, Bustos et al. (2016) analisaram a instalação de uma planta fotovoltaica de 30 MW no território do Chile. A partir de dados de um sistema fotovoltaico já existente na Universidade de New Haven, Lee et al. (2016) estudaram a viabilidade da expansão do sistema dentro do campus. Zandi et al. (2017) consideraram a validação de cenários para possível aumento da capacidade de geração distribuída de residências no Irã. Os métodos do Valor Presente Líquido (VPL), da Taxa Interna de Retorno (TIR) e do *Payback* foram utilizados pelos autores citados neste parágrafo.

Reca et al. (2016) avaliaram, através do VPL e do custo unitário de energia, a viabilidade de sistemas fotovoltaicos para irrigação de culturas em estufas. A falta de espaço para instalação foi apontada como principal enfrentamento no arranjo dos sistemas que se provaram viáveis. No estudo, os autores enfatizam que sistemas fotovoltaicos oferecem grande vantagem para este fim.

### **2.2.2 Variáveis utilizadas em estudos de viabilidade econômica**

Para um estudo de viabilidade econômica devem-se analisar diferentes parâmetros e variáveis requeridas pelos métodos empregados. Mondal e Islam (2011) mostraram a viabilidade de sistemas fotovoltaicos conectados à rede tendo base o investimento total inicial e os custos fixos de operação e manutenção, o ciclo de vida dos equipamentos e o preço da taxa oferecida pelo governo. Haegermark, Kovacs e Dalenback (2017) dividiram as variáveis necessárias para os cálculos em: parâmetros do sistema fotovoltaico, investimentos, custos

anuais, valor do consumo, valor da venda da eletricidade e possíveis incentivos governamentais.

Foram agrupados os dados utilizados por Rehman, Bader e Al-Moallem (2007), Bakos (2009) e Al-Soud e Hrayshat (2009), que levaram em conta nos seus estudos as variáveis econômicas e custos iniciais. Economicamente foram considerados os custos de energia elétrica e inflação, bem como a taxa de retorno do investimento e o ciclo de vida. Para os custos iniciais de projeto, foram pesados, também, desenvolvimento, engenharia, equipamentos, custos com operação e manutenção.

### **2.2.3 Métodos utilizados em estudos de viabilidade econômica**

Na literatura é possível encontrar diferentes métodos para análises econômicas aplicadas a sistemas fotovoltaicos. Os meios mais citados nessas situações foram: o *Levelized Cost of Electricity* (LCOE) e RETScreen.

Verma e Dondapati (2017) alegam que antes de se investir em um sistema fotovoltaico o usuário deve ter um bom entendimento dos custos do projeto, especialmente em retorno de investimento. Sendo assim, os autores recomendam o uso da metodologia LCOE, que determina o custo por unidade de energia produzida. O LCOE também pode ser considerado como o custo mínimo em que a eletricidade deve ser vendida para obter o ponto de equilíbrio durante a vida útil do projeto (CHUNS; MCCULOCK, 2017).

Utilizado como prática padrão no setor de geração de energia, a metodologia LCOE serve como critério de referência pelo qual a maioria dos projetos de energia é julgada. Kozlovski e Bawah (2015) ainda trazem LCOE como uma avaliação econômica do valor real do custo de produção de energia, dado em moeda por quilowatt-hora. O método pode ser utilizado para avaliar o desenvolvimento de medidas políticas. Gómez, Tellez e Silveira (2014) utilizaram o LCOE afim de prover soluções de geração de energia fora da rede em pequena escala para comunidades isoladas da Amazônia, e reforçaram uma revisão das políticas de incentivo afim de viabilizar os projetos.

Desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia e Recursos Naturais do Canadá e disponível para o público geral, o RETScreen é um software baseado em Microsoft Excel que visa a análise de viabilidade de projetos de energia limpa. Tendo a energia fotovoltaica como alternativa para redução de despesas operacionais de edifícios, Lee et al. (2012) fizeram uso do software e concluíram que o mesmo é uma ferramenta de design simples, mas útil nos estágios iniciais de projeto para sistemas de energia renovável em construções. Em uma

revisão de ferramentas computacionais que analisam a integração de energias renováveis, Connolly et al. (2010) afirmaram que o programa pode ser usado em todo o mundo para avaliar a produção e economia de energia, custos, reduções de emissões, viabilidade financeira, além de riscos para tipos de energias limpas.

Estudos envolvendo RETScreen analisam o cenário energético de diferentes sistemas de energia e fornecem uma análise financeira e um análise de emissões de poluentes. Zandi et al. (2017) empregam o software para comparar diferentes cenários da geração distribuída de energia para famílias iranianas com o intuito de analisar as recentes mudanças nas políticas do país envolvendo a energia renovável. Na análise, a energia gerada por biomassa se torna a mais atraente. El-Shimy et al. (2009) mostraram que a acurácia do software é suficiente para se analisar econômica e ambientalmente a viabilidade de uma central fotovoltaica de 10 MW no Egito. Rashwan et al. (2017) avaliaram o período de retorno de investimento e redução de dióxido de carbono de uma usina de energia solar fotovoltaica de pequena escala na Arábia Saudita.

Com estes conceitos e referências em mente, serão apresentados na próxima seção os procedimentos metodológicos da pesquisa.

### **3 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS**

Esta seção apresenta os métodos utilizados para a realização do trabalho. Em um primeiro momento define-se o cenário e o método de pesquisa. Na sequência são explanadas as etapas de pesquisa.

#### **3.1 CENÁRIO**

O cenário para a realização das coletas de dados é um condomínio que se localiza no bairro Camobi, na cidade de Santa Maria. O condomínio refere-se a um prédio de seis andares, composto por vinte apartamentos. Em 2015, a ANEEL editou a Resolução Normativa ANEEL nº 482. A mudança estabelece novas condições gerais para o acesso em categorias de micro e minigeração, facilitando assim, o investimento em sistemas fotovoltaicos por condôminos, onde a energia gerada pode ser distribuída para as pessoas interessadas, como também abater a energia demandada da área comum. O condomínio foi escolhido como cenário de pesquisa neste trabalho por ter apresentado a demanda por um estudo de viabilidade econômica de utilização de um sistema fotovoltaico.

### 3.2 MÉTODOS DE PESQUISA

Pode-se classificar a pesquisa realizada quanto à natureza: aplicada, pois objetivou-se gerar conhecimentos para aplicação prática, dirigidos à solução de uma indagação específica (MATIAS-PEREIRA, 2012). Quanto aos objetivos: pesquisa descritiva, que, segundo Gil (2016), tem como objetivo o reconhecimento e a análise das relações entre variáveis. Quanto à abordagem de pesquisa: quantitativa, pois conforme Pinheiro (2010) esse tipo de abordagem realiza a quantificação da coleta de informações, tratamento dos dados e uso estatístico nas análises. Quanto aos procedimentos técnicos: modelagem e simulação, pois utiliza e inter-relaciona simultaneamente variáveis de controle pré-definidas na obtenção de um sistema que solucione o problema analisado (MIGUEL, 2012).

Quanto ao método de pesquisa: axiomático, pois conforme Miguel (2012) a pesquisa produz conhecimento sobre o comportamento de certas variáveis do modelo, baseada em premissas sobre o comportamento de outras variáveis que compõem o modelo.

### 3.3 ETAPAS DE PESQUISA

As etapas de pesquisa seguidas nesse trabalho são embasadas em procedimentos de autores nacionais e internacionais dos principais periódicos que envolvem viabilidade econômica de sistemas fotovoltaicos. Através do acesso aos Periódicos CAPES/MEC, artigos publicados em plataformas como Applied Energy, Energy Policy, Renewable Energy e Solar Energy serviram de base de dados para o desenvolvimento da revisão bibliográfica e dos procedimentos metodológicos.

Através da pesquisa bibliográfica foram selecionadas as variáveis para os cálculos de viabilidade econômica que são: Taxa Mínima de Atratividade (TMA); correção monetária; custos com aquisição dos painéis fotovoltaicos; custos com instalação e manutenção; custos com energia elétrica dos consumidores; depreciação dos equipamentos. A coleta dos dados para a TMA baseou-se no rendimento da poupança. A escolha da poupança se justifica por ser o investimento mais comum entre os brasileiros, de baixo risco e isento de imposto de renda. A coleta de dados para a correção monetária foi pelo Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA). A Calculadora do Cidadão auxiliou na coleta destes dados, sendo uma ferramenta confiável e fornecida aos consumidores pelo Banco Central do Brasil.



A coleta de dados sobre custos com aquisição dos painéis fotovoltaicos foi realizada através de consulta pelo site de fornecedor de kits fotovoltaicos. Para custos com instalação e manutenção (referentes à limpeza e substituição de componentes) foram coletados dados diretamente com empresas integradoras de sistemas fotovoltaicos atuantes na região central e noroeste do estado do Rio Grande do Sul. A depreciação foi calculada baseando-se no método de depreciação linear, que utiliza a vida útil do equipamento (em média 25 anos) e o valor total do investimento. A degradação de potência dos módulos dentro da vida útil também foi considerada na base de cálculos. Obteve-se a tarifa de energia elétrica paga para consumo do condomínio através da fatura emitida pela RGE Sul.

Na sequência desenvolveram-se doze cenários de simulação para os cálculos de viabilidade econômica. Para o desenvolvimento desses doze cenários foram correlacionadas as quatro bandeiras tarifárias (verde, amarela, vermelha 1 e vermelha 2) com as potências instaladas dos painéis fotovoltaicos, baseada na média mensal de consumo de energia do condomínio utilizando-se das proporções mínima (70%), média (100%) e máxima (150%). Explorando essas demandas, objetivou-se simular alternativas atraentes para o consumidor, no caso, o condomínio.

A partir da análise dos dados coletados, da simulação dos cenários e das taxas aplicáveis aos cálculos, com o uso do Microsoft Excel, os resultados foram usados para definir a viabilidade econômica da instalação de painéis fotovoltaicos no condomínio. Sendo assim, os métodos VPL, TIR e *Payback* Descontado foram empregados nas análises. Por fim, os resultados encontrados foram relacionados com o método LCOE.

#### **4 RESULTADOS E ANÁLISES**

Esta seção apresenta os dados coletados bem como os resultados obtidos ao longo de quatro subseções. A primeira subseção traz a coleta de dados e como os mesmos são utilizados para a aplicação dos métodos de análise. A subseção seguinte apresenta os resultados da aplicação de métodos de Engenharia Econômica. Em sequência, na terceira subseção, os mesmos resultados são relacionados com o método LCOE. Por fim, na última subseção, são interpretados os resultados de forma prática e quais os impactos estes produzem para a demanda energética do condomínio em questão.

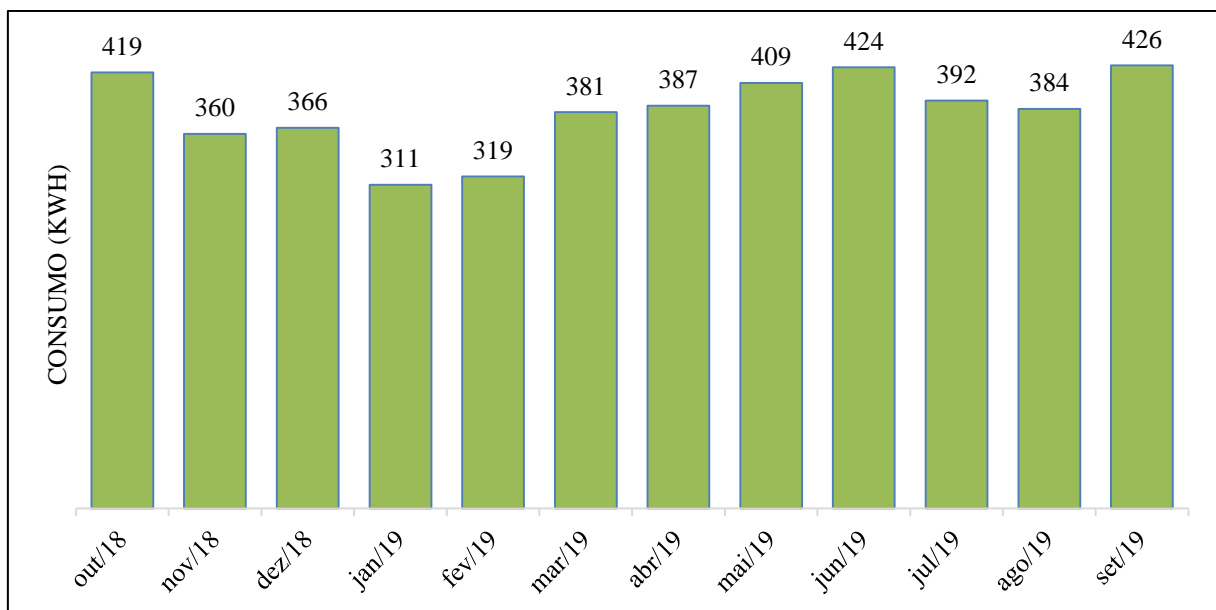
## 4.1 COLETA DE DADOS

Nesta subseção são apresentados os dados de consumo de energia elétrica e da tarifa de energia elétrica, como também alguns dados técnicos necessários para o dimensionamento do sistema fotovoltaico para o condomínio. Em seguida, são expostos os dados da taxa de juros e da correção monetária.

### 4.1.1 Consumo de energia elétrica

Para o dimensionamento correto do sistema foi necessária a coleta de dados de consumo energético do condomínio dos últimos 12 meses (outubro de 2018 a setembro de 2019). Estes dados foram obtidos a partir de consulta nas faturas na plataforma da concessionária RGE SUL. Assim, teve-se o conhecimento do consumo mensal no período de um ano, conforme a Figura 3.

Figura 3 – Consumo diário dos últimos 12 meses em KWh



Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

No período considerado, o consumo mínimo foi de 311 kWh, registrado em janeiro de 2019, seguido pelo mês de fevereiro do mesmo ano, com 319 kWh. O consumo máximo foi constatado no mês de setembro, com 426 kWh.

#### 4.1.2 Tarifa de energia elétrica

O fator de custo da tarifa de energia elétrica, como também sua mudança constante ao longo dos anos, se torna relevante para a viabilidade econômica neste tipo de projeto de investimento. Quando a fatura chega ao consumidor, o custo da tarifa é dividido em 3 partes distintas. Se paga pela compra da energia (custo do gerador), pela transmissão e distribuição (custo da transmissora) e, pela distribuição (serviços prestados pela distribuidora), além de encargos setoriais e tributos. É possível obter esses dados a partir das faturas eletrônicas fornecidas pela distribuidora em concessão, neste caso, emitidas pela RGE SUL e fornecida pelo condomínio. Verificou-se que a tarifa está enquadrada no subgrupo B1, classe residencial, trifásico. Este subgrupo é pertencente ao grupo B, com unidades consumidoras de potência de até 45 kVA, definida pela Normativa 414/2010 (ANEEL, 2010).

Os impostos também acompanham essas taxas de energia, como o Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS). Antes de 2015, os consumidores que possuíssem um SFV tinham a obrigação de pagar ICMS pela energia injetada na rede da concessionária. A partir desse período, o governo abriu mão do imposto, tornando-o opcional para os estados brasileiros, sendo esse corte fundamental para viabilizar a distribuição da energia fotovoltaica, segundo Rocha et al. (2017). Os impostos de COFINS e PIS, cobrados para a energia convencional, estão isentos para a energia fotovoltaica.

Os dados da tarifa de energia elétrica foram buscados na plataforma eletrônica da ANEEL (2019), sendo considerado o período de 2010 a 2019. A Tabela 1 compila esses dados não considerando ICMS, iluminação pública e encargos.

Tabela 1 – Tarifas de energia elétrica no estado do Rio Grande do Sul

Ano	Valor das tarifas (R\$/mês)
2019	0,56027
2018	0,51144
2017	0,46491
2016	0,47876
2015	0,48035
2014	0,33793
2013	0,26224
2012	0,33135
2011	0,31497
2010	0,29637

Fonte: Adaptado de ANEEL (2019).

A partir da Tabela 1 pode-se afirmar que o reajuste da tarifa de energia elétrica é de 86,1% no período, um acréscimo médio de 6,405% ao ano. No ano de 2013 houve uma redução significativa de 20,86%, seguido de um aumento em dois anos consecutivos de 28,86% e 42,14%, sendo o ano de 2014 marcado pela crise hídrica.

Em 2015, entrou em vigor o sistema de bandeiras tarifárias regulamentado pela Resolução Normativa nº 547/13. O novo sistema indica se haverá ou não acréscimo no valor da energia a ser repassada para o consumidor final, em função das condições de geração de energia que levam em conta o funcionamento das hidrelétricas no país. O Quadro 1 demonstra como são realizadas as correções tarifárias conforme a bandeira vigente.

Quadro 1 – Bandeiras tarifárias

<b>Bandeira Vigente</b>	<b>Condições</b>	<b>Alteração</b>
Verde	Hidrelétricas operam normalmente	Não há alteração de valor
Amarela	Usinas térmicas ativadas	Acresce R\$ 1,50 a cada 100 kWh
Vermelha Patamar 1	Usinas térmicas ativadas e alta demanda	Acresce R\$ 4,00 a cada 100 kWh
Vermelha Patamar 2	Usinas térmicas ativadas e alta demanda	Acresce R\$ 6,00 a cada 100 kWh

Fonte: Adaptado de ANEEL (2019).

As bandeiras tarifárias são classificadas em verde, amarela, vermelha patamar 1 e vermelha patamar 2.

#### **4.1.3 Dimensionamento do sistema fotovoltaico**

Como já mencionado, os dados do consumo energético da área comum do condomínio foram obtidos e serviram de referência para um correto dimensionamento do sistema fotovoltaico. Há duas maneiras convencionais de se instalar painéis fotovoltaicos, sendo a primeira em superfícies cobertas (como telhados de edifícios) e a segunda em solo (o que acompanham estruturas específicas para este tipo de instalação). Assim, como o condomínio carece de espaço no solo, foi determinado que os painéis fotovoltaicos seriam instalados no telhado que é constituído por telhas de concreto. Para projetar o sistema com uma máxima eficiência, foram buscados os dados de irradiação solar da localidade. Posterior a isso, verificou-se a configuração do telhado e da área disponível, para melhor arranjo do sistema e captação da irradiação pelos painéis.

O sistema foi dimensionado com as informações de consumo de energia elétrica e demais dados técnicos necessários, com o auxílio de uma empresa especializada no ramo de

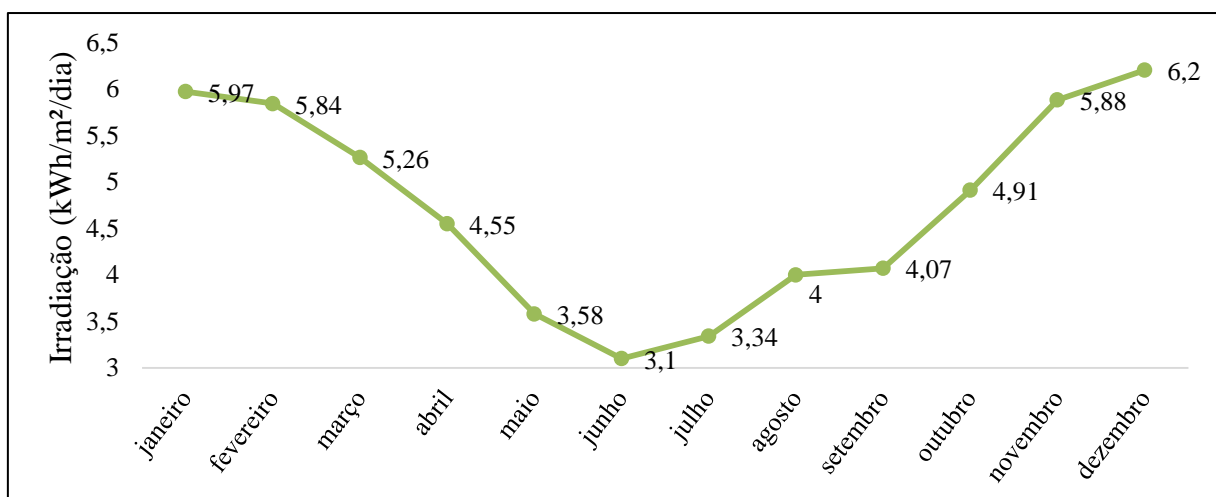
energia fotovoltaica, localizada em Santa Rosa, no Rio Grande do Sul. Foram também obtidos os dados de custos dos componentes que constituem o sistema conectado à rede, bem como o valor do projeto, da instalação e da manutenção do mesmo.

#### 4.1.3.1 Irradiação na região de Santa Maria

Em um primeiro momento, foram obtidos os dados de irradiação da localidade que se deseja instalar o sistema. O Brasil se destaca na captação de energia solar por estar totalmente localizado entre os Trópicos de Câncer e Capricórnio, onde a incidência dos raios solares é quase perpendicular, levando a altos índices de radiação (DIAS et al., 2017). Estas informações são orientações que auxiliam no dimensionamento, sendo valores consolidados de um histórico de medições realizadas ao longo dos anos.

É muito importante obter dados precisos e que estejam prontamente disponíveis para o dimensionamento de um sistema fotovoltaico. Segundo Sindhu, Nehra e Luthra (2017), os dados devem ser consistentes, e o sistema pode ser dimensionado com dados de irradiância normal direta e irradiância horizontal. Através da ferramenta Google Maps, procurou-se os dados de localização do condomínio. Depois de consultada a plataforma online do Centro de Referências para Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito (2018), tais dados foram compilados no gráfico da Figura 4.

Figura 4 – Irradiação solar incidente na área do condomínio em kWh/m<sup>2</sup>/dia



Fonte: Adaptado de CRESESB (2019).

Utilizando-se a localização em latitude e longitude, respectivamente, de 29°42'33,25" e 53,43°06,80" e uma inclinação que permite máximo aproveitamento da irradiação incidente na área, a Figura 3 apresenta a irradiação recebida pela localidade ao longo dos 12 meses de um ano. Nota-se que os meses de verão possuem os maiores níveis de irradiação, com dias mais longos e maior tempo de sol. Atinge assim até 6,2 kWh/m<sup>2</sup>/dia, ao contrário dos meses de maio a setembro quando se tem uma média mensal de 3,61 kWh/m<sup>2</sup>/dia.

#### 4.1.3.2 Potência dos sistemas e custos envolvidos

Para estimar a potência dos sistemas fotovoltaicos levou-se em consideração a energia média mensal consumida nos últimos 12 meses, a irradiação mensal média e possíveis perdas de eficiência por parte dos componentes do sistema. Torna-se relevante para o dimensionamento da potência dos sistemas o custo de disponibilidade, que no caso do condomínio, possuindo uma rede trifásica, é independentemente do consumo mensal, o valor de 100 kWh. A Tabela 2 traz o valor da potência de três sistemas dimensionados, o número de módulos necessários para cada sistema, sua respectiva área de ocupação e os custos associados.

Tabela 2 – Potência dos sistemas

Sistema	Potência (kWp)	Número de módulos	Área ocupada (m <sup>2</sup> )	Custo do sistema (R\$)
70% da demanda	1,70	5	11	11.500,00
100% da demanda	2,38	7	15	13.500,00
150% da demanda	3,74	11	24	17.500,00

Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

Nos custos do sistema estão englobados os valores do projeto, da instalação e da estrutura de fixação. O primeiro sistema visa contemplar a demanda de 70%, sendo composto por 5 módulos que trazem uma potência nominal de 1,70 kWp, possuindo um custo de R\$ 11.500,00. O segundo sistema, visa atender 100% da demanda média mensal, sendo representado por 7 módulos e potência nominal de 2,38 kWp, com um custo de R\$ 13.500,00. Já o terceiro sistema atende uma demanda máxima de 150% constituindo 11 módulos com potência de 3,74 kWp e custo de R\$ 17.500,00.

Os módulos utilizados para o projeto são da marca *Risen* e possuem 340 W de potência, com dimensões de aproximadamente 1956mm por 992mm. Os painéis possuem uma degradação de 0,8% ao ano na eficiência, conforme dado fornecido pela empresa

consultada. O inversor é um dispositivo que tem por objetivo transformar a corrente contínua advinda dos módulos em corrente alternada, para ser utilizada pelas cargas da unidade consumidora. Foi apurado que um inversor de 3 kW possui potência suficiente para a demanda dos três sistemas em questão.

A característica dos telhados, bem como sua orientação, é primordial para o dimensionamento e a instalação de todo o sistema fotovoltaico. Assim, com objetivo de obter a melhor captação da irradiação solar, o telhado do condomínio foi analisado com auxílio da ferramenta Google Earth. A melhor orientação para os módulos fotovoltaicos se configura para o lado norte e o condomínio dispõe de uma área estimada total de aproximadamente 55 m<sup>2</sup> que atende perfeitamente a necessidade de espaço dos sistemas, com a possibilidade de disposição de todos os módulos em um único arranjo.

Após terem sido desenvolvidos os dimensionamentos dos três sistemas fotovoltaicos se pôde estimar o custo com a manutenção dos mesmos, sendo este um requisito relevante para manter a eficiência dos componentes. Dentro da manutenção, são listados os custos com a limpeza dos módulos, a troca dos dispositivos contra surtos elétricos (DPS), disjuntores e a troca do inversor.

Os fabricantes recomendam que os módulos sejam instalados a partir de 10° de inclinação para que a chuva auxilie na limpeza de poeira acumulada. Além disso, uma limpeza periódica a cada seis meses traz a segurança de que os módulos proporcionem a máxima eficiência possível, de acordo com o tempo de vida útil. O custo dos módulos DPS e disjuntores é aproximadamente de R\$ 210,00, tendo que ser substituídos a cada cinco anos, período estimado pela empresa conforme dados históricos de prestação dos serviços e médias de surtos atmosféricos, bem como anormalidades na rede. O custo com troca de inversor é de aproximadamente R\$ 4.500,00, com uma periodicidade de troca estimada em 10 anos.

#### **4.1.4 Taxa mínima de atratividade e correção monetária**

Esta etapa da coleta de dados contempla a obtenção da TMA e da correção monetária. O investimento deve ter um rendimento, ao menos, idêntico à taxa de juros equivalente à rentabilidade de aplicações correntes ou de baixo risco. Neste caso, foi determinado o histórico da variação 51 da poupança dos últimos cinco anos como TMA, investimento de uso comum entre a população e isento de imposto de renda.

O período determinado para estabelecer a TMA é decorrente da impossibilidade de realização de depósitos em outra variação da poupança e o fato da variação 51 ter sido

implementada em maio de 2012, conforme Lei N° 12.703 (BRASIL, 2012). A Tabela 3 demonstra os valores referentes ao período. Os dados foram obtidos através da Calculadora do Cidadão (BANCO CENTRAL DO BRASIL, 2019) e demonstram o rendimento obtido entre maio de 2012 e novembro de 2019, com rendimento total de 43,89%. Utilizando a fórmula de Taxa de Juros Equivalente, tem-se que o rendimento mensal médio é de 0,60807%.

Tabela 3 – Rendimento anual da poupança

Ano	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
<b>Rendimento (% ao ano)</b>	3,31	5,23	6,43	7,29	7,56	6,16	4,23	3,66

Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

Para a inflação, foi considerada a taxa média anual dos últimos 10 anos, tendo como referência o Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPC-A) calculado pelo IBGE. Para a coleta desses dados, mais uma vez, foi utilizada a Calculadora do Cidadão (BANCO CENTRAL DO BRASIL, 2019). Os valores obtidos nos períodos podem ser observados na Tabela 4.

Tabela 4 – Inflação anual pelo IPC-A

Ano	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
<b>Inflação pelo IPC-A (% ao ano)</b>	4,31	5,91	6,50	5,84	5,91	6,41	10,67	6,29	2,95	3,75

Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

No período pesquisado, a inflação acumulada é de 79,94%. Calculando a média mensal, pela equação da Taxa de Juros Equivalente, tem-se o valor de 0,48583%.

## 4.2 VIABILIDADE ECONÔMICA

Com os dados levantados pôde-se aplicar os cálculos de viabilidade econômica. Os cálculos foram realizados no Microsoft Excel, software de gerenciamento de planilhas eletrônicas. Tais cálculos englobaram o valor total dos sistemas fotovoltaicos, subdividido em custo com projeto, com instalação e com estrutura. Também foram considerados os custos com manutenção, os preços das bandeiras tarifárias, a TMA e a correção monetária. Os valores obtidos nas planilhas são fundamentados em rendimentos mensais dos sistemas, nos custos com manutenção e lucratividade esperados. Essa lucratividade é traduzida em valor monetário a partir da multiplicação da geração do sistema em kWh pela bandeira tarifária,



diminuindo os custos de manutenção relativo a cada período. A tarifa de energia sofre correção anual conforme o índice de ajustes, expostos na Tabela 1.

Foram propostos 12 cenários de viabilidade levando em conta os três sistemas fotovoltaicos dimensionados de 70%, 100% e 150%. Os parâmetros determinados em cada cenário são apresentados no Quadro 2.

Quadro 2 – Cenários modelados e seus parâmetros

Bandeiras	Potências com base no consumo (%)		
	70%	100%	150%
<b>Verde</b>	1	2	3
<b>Amarela</b>	4	5	6
<b>Vermelha Patamar 1</b>	7	8	9
<b>Vermelha Patamar 2</b>	10	11	12

Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

Nos cenários da bandeira tarifária verde não há acréscimo na tarifa atual, a qual é composta pela TE (Tarifa de Energia) e TUSD (Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição), totalizando R\$ 0,88618, incluindo o ICMS. A Tabela 5 traz os resultados obtidos a partir dos cálculos de viabilidade econômica para tal bandeira. Um exemplo de planilha parcial dos cálculos realizados pode ser visto no Apêndice A.

Tabela 5 – Resultados para a bandeira verde.

Cenário	PBD (meses)	TIR (% ao mês)	VPL (R\$)
1	53	2,21	32.334,18
2	44	2,63	51.314,62
3	36	3,17	89.809,68

Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

O VPL obtido foi positivo (para um período total de 300 meses) nos primeiros três cenários. O *Payback* descontado acontece somente a partir do mês 53 para o cenário 1, enquanto que para o cenário 3, o mesmo se concretiza em um período de 36 meses.

Para os cenários de bandeira amarela, onde a mesma eleva o preço do kWh para o valor de R\$ 1,1715, incluindo o ICMS, os resultados obtidos são expressos na Tabela 6.

Tabela 6 – Resultados para a bandeira amarela.

Cenário	PBD (meses)	TIR (% ao mês)	VPL (R\$)
4	52	2,25	33.238,36
5	43	2,67	52.580,48
6	36	3,22	91.807,93

Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

A geração dos sistemas com bandeira amarela vigente mostrou novamente os três cenários viáveis economicamente, com um VPL ainda mais positivo que a bandeira anterior. Para o *Payback* descontado, em proporções diferentes, praticamente o mesmo período dos cenários da Tabela 5 se configurou, tornando-o positivo entre os meses 36 e 52.

A bandeira vermelha patamar 1 é mantida atualmente com o valor de R\$ 1,2040, com ICMS incluso. A Tabela 7 expressa os resultados dos cálculos para esta bandeira.

Tabela 7 – Resultados para a bandeira vermelha patamar 1.

Cenário	PBD (meses)	TIR (% ao mês)	VPL (R\$)
7	50	2,31	34.745,34
8	42	2,74	54.690,25
9	36	3,31	95.138,35

Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

Pode-se observar que a mesma lógica das bandeiras anteriores foi obtida para a bandeira vermelha patamar 1. Os cenários 7, 8 e 9 se mostram ainda mais positivos. Finalmente, a bandeira vermelha patamar 2, a bandeira mais cara, tem atualmente o valor de R\$ 1,2300, com ICMS incluso. Os valores encontrados podem ser visualizados na Tabela 8.

Tabela 8 – Resultados para a bandeira vermelha patamar 2.

Cenário	PBD (meses)	TIR (% ao mês)	VPL (R\$)
10	49	2,36	35.950,92
11	41	2,80	56.378,06
12	34	3,37	97.802,69

Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

Os cenários com a bandeira patamar 2 vigente foram os que trouxeram maior retorno no período estipulado. Os tempos de *Payback* tiveram o menor valor. A TIR e o VPL configuraram um valor muito acima se comparados com os primeiros cenários.

### 4.3 MÉTODO LCOE

O método do *Levelized Cost of Energy* (LCOE) envolve todos os custos esperados ao longo da vida útil do projeto, desde instalações até manutenções e trocas de componentes necessárias, tornando-se uma forma de precificação do investimento. O método consiste na avaliação do custo por KWh para projeção e instalação de um sistema gerador de energia elétrica.

O início do cálculo do LCOE consiste em definir o valor do fator de recuperação (CRF). Para a definição do CRF empregou-se a taxa média de rendimento da poupança (definida como TMA) e o tempo de vida útil do tipo de sistema em estudo (25 anos). Assim, o valor obtido para o CRF foi de 0,007258308. Vale destacar que o valor encontrado e a taxa de juros baseada na poupança foram utilizados em todos os cenários, uma vez que a vida útil dos sistemas é a mesma. A Tabela 9 apresenta os dados que são levados em consideração para o LCOE, enquadrando no cálculo a potência dos sistemas simulados, a média mensal de geração, o custo do sistema e respectivas manutenções. O valor do LCOE varia conforme a potência simulada, pois é mantida a mesma TMA, bem como a geração mensal e custos atrelados a cada potência.

Tabela 9 – Resultados do LCOE com relação aos cenários

Sistemas	Média de geração mensal (kWh)	Custo do sistema (R\$)	Custo de manutenção (R\$)	LCOE (R\$/kWh)
70% da demanda	200	11.500,00	28.350,72	0,4739
100% da demanda	280	13.500,00	29.383,86	0,3510
150% da demanda	442	17.500,00	31.450,16	0,2381

Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

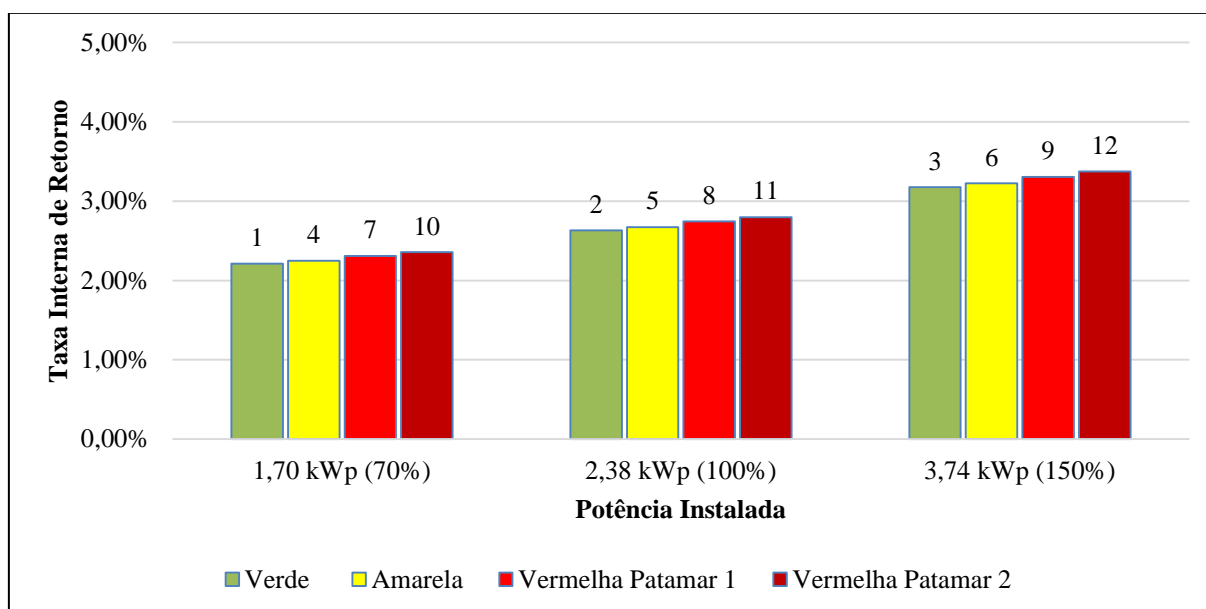
Observando os resultados obtidos, os valores para cada demanda apresentam cenários viáveis se comparados às tarifas vigentes pagas pela unidade consumidora à concessionária. O cenário que se mostra mais favorável conforme o método é o que possui a maior geração média ao mês, de 442 KWh e, por consequência, o menor LCOE, mantido em 0,2381 R\$/KWh. O custo da energia do sistema com maior capacidade se mostra, aproximadamente, 32% e 50% menor que os respectivos sistemas de 70% e 100% da demanda. Ambos apresentaram LCOE mais próximos, de respectivamente, 0,3510 R\$/KWh e 0,4739 R\$/KWh.

#### 4.4 ANÁLISE DOS RESULTADOS

Com os resultados previamente apresentados pode-se verificar que todos os 12 cenários simulados são economicamente viáveis, porque possuem um VPL positivo e também uma TIR maior que a TMA estipulada.

Analisando as tabelas de cálculo pode-se observar que a maior TIR obtida se encontra nos cenários onde a maior bandeira tarifária é levada em consideração em conjunto com o sistema de maior potência. Para melhor ilustrar os resultados obtidos foi elaborado um gráfico, representado na Figura 4, que traz todos os valores encontrados para a TIR.

Figura 4 – TIR por potência instalada e bandeira tarifária

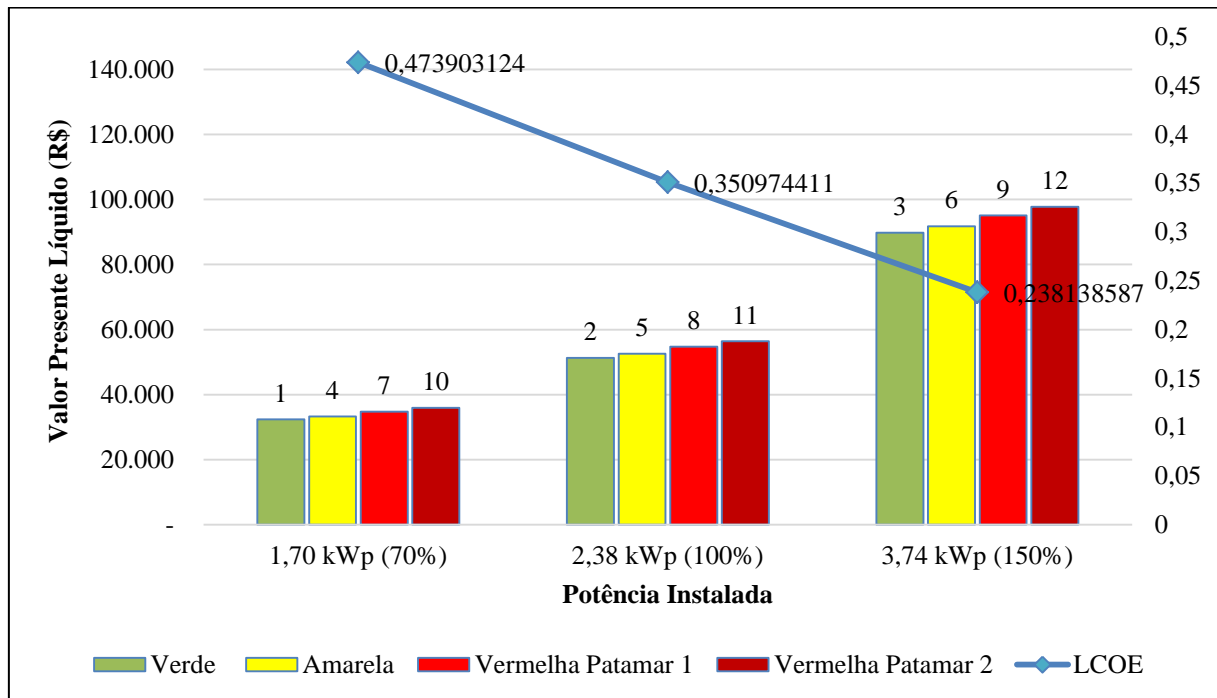


Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

Nota-se que os cenários ilustrados apresentam um crescimento gradual e uniforme, que estão assim dispostos conforme acompanham as crescentes potências dos sistemas e tarifas previamente mencionadas. O peso das tarifas causa mais impacto conforme o tamanho do sistema, configurando uma diferença na TIR de 1,8% ao ano entre a bandeira verde e a vermelha patamar 2 para o sistema de menor potência, para uma diferença de 2,4% ao ano para o sistema de maior potência. O comparativo de TIR para cenários que variam entre o menor e o maior sistema, porém na mesma bandeira, a diferença fica na média de 30,39%. Todos os cenários possuem uma TIR final superior a 2% ao mês, valor muito acima da TMA de 0,43396% ao mês, configurada para a comparação entre os investimentos.

Similarmente, realizou-se uma comparação entre os montantes acumulados ao final dos 25 anos de vida útil de cada cenário e o custo unitário da energia elétrica gerada, dado em KWh. A Figura 5 traz essa comparação.

Figura 5 – VPL e LCOE obtidos de cada sistema



Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

Com a análise do gráfico, pode-se verificar que os cenários com o sistema de 3,74 kWp (cenários 3, 6, 9 e 12) trouxeram montantes, em média, 62% maiores que os cenários do sistema de 1,70 kWp (1, 4, 7 e 10) para investimentos de, respectivamente, R\$ 17.500,00 e R\$ 11.500,00. Para os resultados do LCOE, este comparativo se torna inversamente proporcional, ou seja, os cenários com o sistema de menor potência instalada e consequentemente um VPL menor, demonstram ter o custo unitário por kWh gerado maior que os cenários com uma maior potência instalada.

O custo da energia elétrica para o segundo semestre do ano de 2019, no estado do Rio Grande do Sul, com isenção de ICMS varia entre R\$ 0,88618 para a bandeira verde e R\$ 0,94618 para a bandeira vermelha patamar 2 para cada kWh de energia consumida. Assim, se for comparado o custo da energia convencional para a tarifa mais barata (bandeira verde) com o custo da energia fotovoltaica, obtém-se uma diferença de 52,08% no valor para o sistema de 1,70 kWp e um valor de 75,92% mais barato para o sistema de 3,74 kWp.

## 5 CONCLUSÃO

O presente trabalho de conclusão de curso objetivou a realização de um estudo de viabilidade econômica de um sistema fotovoltaico que visa a geração de energia elétrica para abastecer o consumo da área comum de um condomínio na cidade de Santa Maria. Vale ressaltar que o mesmo estudo pode ser aplicado a qualquer condomínio, independentemente da demanda dessa área comum.

Na execução do trabalho, foram utilizados métodos de análise VPL, TIR e *Payback* Descontado, como também o método de nivelamento do custo de energia (LCOE), indicador que, conforme Kozlovski e Bawah (2015) e Gómez, Tellez e Silveira (2014), se mostra consistente para a tomada de decisão de um investimento em energia fotovoltaica. Aplicando-se os métodos de viabilidade e utilizando-se de algumas variáveis importantes trazidas por Haegermark, Kovacs e Dalenback (2017), foram desenvolvidos 12 cenários de cálculos que envolvem as potências instaladas dos sistemas e os valores de tarifas vigentes.

Das respostas obtidas para os 12 cenários simulados e analisados, os cenários 2, 5, 8 e 11 trazem o melhor resultado econômico em comparação aos demais. Esses cenários são constituídos pelo sistema de 2,38 kWp, que atende 100% da demanda da área comum do condomínio e não excedem a projeção de consumo médio de energia elétrica. Os cenários 3, 6, 9 e 12, apesar de possuírem os melhores resultados para o VPL, são compostos por um sistema fotovoltaico que transpõe em 50% a demanda exigida. Pelo motivo desse excedente não se traduzir em retorno econômico, os cenários acima citados não se tornam atrativos para os moradores do condomínio. Finalmente, os cenários 1, 4, 7 e 10 obtiveram o menor VPL e também o maior custo nivelado de energia dentro do período de 25 anos, não sendo assim considerados economicamente atrativos, apesar de se mostrarem viáveis.

Diante do cenário animador para a geração distribuída, ainda no ano de 2019, estava prevista uma revisão da Normativa nº 687/2015. A proposta em consulta publicada sugere aperfeiçoamentos ao modelo do sistema de compensação de créditos, considerando que os avanços da geração distribuída nos últimos anos tenham sido bastante significativos. A publicação da nova norma está esperada para 2021 e sugere um equilíbrio na regra para que custos referentes ao uso da rede de distribuição e os encargos sejam pagos pelos consumidores que possuem geração distribuída. Sendo assim, haverá um período de transição para as alterações, ou seja, consumidores que atualmente possuem o sistema ficarão isentos dos encargos propostos até o ano de 2030 ou até o país atingir uma quantidade de geração

distribuída de 5,9 MW de potência instalada, sendo que para cada distribuidora há um valor diferente.

Para concluir, este trabalho cumpriu o objetivo inicial proposto, revelando que os sistemas fotovoltaicos, com as atuais políticas, são uma solução consistente para a geração alternativa e limpa de energia elétrica. A aquisição desses sistemas se torna economicamente viável na cidade de Santa Maria, em qualquer tipo de cenário, mesmo para sistemas que não contemplam 100% da demanda da unidade consumidora, tendo assim apenas um menor grau de atratividade. Finalmente, é necessário destacar que as limitações do trabalho, como o gradativo aumento da tarifa de energia e diferentes preços de componentes não comprometem os resultados. Sendo assim, pesquisas futuras, principalmente após a discussão sobre a nova revisão das regras de geração distribuída, serão de grande contribuição e irão aprimorar a análise que fora desempenhada.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AHMAD, S.; et al. Public acceptance of residential solar photovoltaic technology in Malaysia. **International Journal of Crowd Science**, v. 1(3), p. 242-254, 2017.

AL-SOUD, M.; HRAYSHAT, E. A 50 MW concentrating solar power plant for Jordan. **Journal of Cleaner Production**, v. 17, n. 6, p. 625 – 635, 2009.

BAKOS, G. Distributed power generation: A case study of small scale PV power plant in Greece. **Applied Energy**, v. 86, n. 9, p. 1757 – 1766, 2009.

BANCO CENTRAL DO BRASIL. **Calculadora do Cidadão**. 2018. Disponível em: <<https://www3.bcb.gov.br/CALCIDADA0/publico/exibirFormCorrecaoValores.do?method=exibirFormCorrecaoValores>>. Acesso em: 28 de abr. de 2018.

BELHAOUAS, N.; et al. PV array power output maximization under partial shading using new shifted PV array arrangements. **Applied Energy**, v.187, p. 326-337, 2017.

BHANDARI, K.; COLLIER, J.; ELLINGSON, R.; APUL, D. Energy payback time (EPBT) and energy return on energy invested (EROI) of solar photovoltaic systems: A systematic review and meta-analysis. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**. v.47, p 133-141, 2015.

BRASIL, ANEEL– AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Geração distribuída**, 2019. Disponível em: <<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiZjM4NjM0OWYtN2IwZS00YjViLTllMjltN2E5MzBkN2ZlMzVkIiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOiR9>>. Acesso em 03 ago. 2019.

BRASIL, ANEEL– AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa N°482/2012, Brasília**, 2012. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>> Acesso em 09 mai. 2018.

BRASIL, ANEEL– AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa N°687/2015, Brasília**, 2015. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>> Acesso em 05 jun. 2018.

BRASIL, ANEEL– AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa N°786/2017, Brasília**, 2017. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2017786.pdf>> Acesso em 02 fev. 2019.



BRASIL, ANEEL– AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Revisão das regras de geração distribuída**, 2019. Disponível em: <[https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao/-/asset\\_publisher/XGPXSqdMFHrE/content/revisao-das-regras-de-geracao-distribuida-entra-em-consulta-publica/656877](https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao/-/asset_publisher/XGPXSqdMFHrE/content/revisao-das-regras-de-geracao-distribuida-entra-em-consulta-publica/656877)>. Acesso em 15 out. 2019.

BRUNI, A. L. **Análise de investimentos com modelagem financeira no excel**. 2. Ed. São Paulo: Atlas, 2013.

BUSTOS, F. et al. Sensitivity analysis of a photovoltaic solar plant in Chile. **Renewable Energy**, v. 87, p. 145 – 153, 2016.

CAMILO, H. F.; et al. Assessment of photovoltaic distributed generation – Issues of grid connected systems through the consumer side applied to a case study of Brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 71, p. 712-719, 2017.

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

CELIK, B.; et al. Analysis of spatial fixed PV arrays configurations to maximize energy harvesting in BIPV applications. **Renewable Energy**, v. 75, p. 534-540, 2015.

CHUNS, L.; MCCULLOCH, M., D..Levelized cost of electricity for solar photovoltaic and electrical energy storage. **Applied Energy**, v. 190, p. 191-203, 2017.

CONNOLLY, D.; et al. A review of computer tools for analysing the integration of renewable energy into various energy systems. **Applied Energy**, v.87, p. 1059-1082, 2010.

CRESESB – CENTRO DE REFERENCIAS PARA AS ENERGIAS SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE S. BRITO. **Potencial Solar – SunData v 3.0**, 2018. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata&>> . Acesso em 15 mai. 2019.

DIAS, C., L., A. et al. Performance estimation of photovoltaic Technologies in Brazil. **Renewable Energy**, v. 114 p. 367-375, 2017.

EHRlich, P., J.; MORAES, E. A. **Engenharia econômica: avaliação e seleção de projetos de investimentos**. 6. ed. São Paulo: Atlas, 2013.

EIA – ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **International energy outlook**. 2017. Disponível em: < [https://www.eia.gov/outlooks/ieo/pdf/0484\(2017\).pdf](https://www.eia.gov/outlooks/ieo/pdf/0484(2017).pdf)>. Acesso em: 9 de maio de 2018.

EL-SHIMY, M. Viability analysis of PV power plants in Egypt. **Renewable Energy**, v. 34, n. 10, p. 2187-2196, 2009.

FERREIRA, A. et al. Economic overview of the use and production of photovoltaic solar energy in Brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 81, p. 181-191, 2018.

GHAFFOUR, N.; REDDY V, K.; ABU-ARABI, M. Technology development and application of solar energy in desalination: MEDRC contribution. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 15, p. 4410-4415, 2011.

Gil, A. **Como Elaborar Projetos de Pesquisa**. 5 ed. São Paulo: Atlas, 2016.

GÓMEZ, M., F.; TELLEZ, A.; SILVEIRA, S. Exploring the effect of subsidies on small-scale renewable energy solutions in the Brazilian Amazon. **Renewable energy**, v. 83, p. 9, 2014.

GOPAL, C.; et al. Renewable energy source water pumping systems—A literature review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 25, p. 351-370, 2013.

GRENEER. **Estudo Estratégico: Mercado Fotovoltaico de Geração Distribuída**, 2018. Disponível em: <<http://www.greener.com.br/pesquisas-de-mercado/>>. Acesso em 29 jun. 2019.

HAEGEMARK, M.; KOVACS, P.; DALENBACK, J. Economic feasibility of solar photovoltaic rooftop systems in a complex setting: A Swedish case study. **Energy**, v. 127, p. 18-29, 2017.

HARDER, E.; GIBSON, J. The costs and benefits of large-scale solar photovoltaic power production in Abu Dhabi, United Arab Emirates. **Renewable Energy**, v. 36, n. 2, p. 789 – 796, 2011.

HIRSCHFELD, H. **Engenharia econômica e análise de custos: aplicações práticas para economistas, engenheiros, analistas de investimento e administradores**. 7 ed. São Paulo: Atlas, 2016.

HONG, G.; NAOYA, A. Sustainability assessment of renewable energy projects for off-grid rural electrification: The pangan-an island case in the philippines. **Renewable and Sustainable Energy**, v. 16, p. 54-64, 2011.

IEA – INTERNACIONAL ENERGY AGENCY. **Renewables 2017**. 2017. Disponível em: <<https://www.iea.org/publications/renewables2017/>>. Acesso em: 15 de maio de 2018.

KANNAN, N.; VAKEESAN, D. Solar energy for future world: - A review. **Renewable and KEBEDE, K. Viability study of grid-connected solar PV system in Ethiopia. Sustainable Energy Technologies and Assessments**, v. 10, p. 63 – 70, 2015.

KHAN, G.; ARSALAN, M. 2015.Solar power technologies for sustainable electricity generation – A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 55, p. 414-425, 2015.

KOZLOVSKI, E.; BAWAH, U. A financial decision support framework for the appraisal of renewable energy infrastructures in developing economies. **International Journal of Energy Sector Management**, v. 9, p. 176 – 203, 2015.

LEE, J.; et al. Economic feasibility of campus-wide photovoltaic systems in New England. **Renewable energy**, v, 99, p.452-464, 2016.

LEE, K.; et al..Preliminary determination of optimal size for renewable energy resources in buildings using RETScreen. **Renewable Energy**, v. 99, p. 452-464, 2012.

MATIAS-PEREIRA, J. **Manual da metodologia da pesquisa científica**. 3. ed. São Paulo: Atlas, 2012.

MEKHILEF, S.; SAIDUR, R.; SAFARI, A. A review on solar energy use in industries. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v.15, p. 1777-1790, 2010.

MIGUEL, P. (Org.). **Metodologia de pesquisa em engenharia de produção e gestão de operações**. 2 ed. Rio de Janeiro: Elsevier: ABEPRO, 2012.

MONDAL, A.; ISLAM, S. Potential and viability of grid-connected solar PV system in Bangladesh. **Renewable Energy**, v. 36, n. 6, p. 1869 – 1874, 2011.

ONU – ORGANIZAÇÃO MUNDIAL DAS NAÇÕES UNIDAS. **ONU news**. 2018. Disponível em:<<https://news.un.org/pt/story/2018/05/1621302>>. Acesso em: 5 de maio de 2018.

Pereira, E. B., Martins, F. R., Abreu, S. L., Rüther, R. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. São José dos Campos: INPE, 2006. v. 1. 66p.

PETTER JELLE, B.; BREIVIK, C.; ROKENES, H., D. Building integrated photovoltaic products: A state-of-the-art review and future research opportunities. **Solar Energy Materials & Solar Cells**, v.100, p. 69-96, 2012.

PINHEIRO, J. **Da Iniciação Científica ao TCC: Uma Abordagem para os cursos de Tecnologia**. Rio de Janeiro: Ciência Moderna, 2010.

RASHWAN, S., S.; SHAABAN, A., N.; AL-SULIMAN, F.2017.A comparative study of a small-scale solar PV power plant in Saudi Arabia. **Renewable and Sustainable Energies Reviews** v. 80, p. 313-318, 2017.

RECA, J.; et al. Feasibility analysis of a standalone direct pumping photovoltaic system for irrigation in Mediterranean greenhouses. **Renewable Energy**, v. 85, p. 1143-1154, 2016.

REHMAN, S.; BADER, M.; AL-MOALLEM, S. Cost of solar energy generated using PV panels. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 11, n. 8, p. 1843 – 1857, 2007.

ROCHA, L., C., S.; et al. Photovoltaic electricity production in Brazil: A stochastic economic viability analysis for small systems in the face of net metering and tax incentives. **Journal of Cleaner Production**, v. 168, p. 1448-1462, 2017.

RODRIGUES, S.; et al. Economic feasibility analysis of small scale PV systems in different countries. **Solar Energy**, v.131, p. 81-95, 2016.

ROSS, S.; WESTERFIELD, R.; JORDAN, B. **Fundamentals of Corporate Finance**. 9 Ed. Nova Iorque: New York: The McGraw-Hill, 2013.

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

SAMANEZ, CARLOS. P. **Engenharia Econômica**. São Paulo: Pearson, 2009.

SAMPAIO, P.; GONZÁLEZ, M. Photovoltaic solar energy: Conceptual framework. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 74, p. 590-601, 2017.

SANSANIWAL, S., K.; SHARMA V.; MATHUR, J. Energy and exergy analyses of various typical solar energy applications: A comprehensive review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 82, p 1575-1601, 2018.

SILVEIRA, J.; TUNA, C.; LAMAS, W. The need of subsidy for the implementation of photovoltaic solar energy as supporting of decentralized electrical power generation in Brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 20, p, 133-141, 2012.

SINDHUA, S.; NEHRAA, V.; LUTHRA, S. Investigation of feasibility study of solar farms deployment using hybrid AHP-TOPSIS analysis: Case study of India. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 73, p. 496-511, 2017.

VERMA, J., K.; DONDAPATI, R., S. **Techno-economic Sizing Analysis of Solar PV System for Domestic Refrigerators**. Energy Procedia, v. 109, p, 286-292, 2017.

VILLALVA, M. **Energia solar fotovoltaica: Conceitos e aplicações**. 2 ed. São Paulo: Érica, 2015.

YAHYAOI, I.; et al. Energetic and economic sensitivity analysis for photovoltaic water pumping systems. **Solar Energy**, v. 144, p. 376-391, 2017.

ZANDI, M.; et al. Evaluation and comparison of economic policies to increase distributed generation capacity in the Iranian household consumption sector using photovoltaic systems and RETScreen software. **Renewable Energy**, v. 107, p. 215-222, 2017.

## APÊNDICE A – PLANILHA PARCIAL DE CÁLCULOS PARA O CENÁRIO 1

VERDE														
Período (meses)	Período (anos)	Cenário 1												
		Manutenção		Receita		Líquido		PD		Payback		TIR	VPL	
0	0			-R\$	11.500,00	-R\$	11.500,00	-R\$	11.500,00		-R\$	11.500,00		
1	0	R\$	-	R\$	230,41	R\$	230,41	-R\$	11.270,98	-R\$	11.269,59	-98,00%	-R\$	11.270,98
2	0	R\$	-	R\$	230,25	R\$	230,25	-R\$	11.043,51	-R\$	11.039,34	-84,81%	-R\$	11.043,51
3	0	R\$	-	R\$	230,10	R\$	230,10	-R\$	10.817,55	-R\$	10.809,24	-69,66%	-R\$	10.817,55
4	0	R\$	-	R\$	229,95	R\$	229,95	-R\$	10.593,11	-R\$	10.579,29	-57,11%	-R\$	10.593,11
5	0	R\$	-	R\$	229,79	R\$	229,79	-R\$	10.370,18	-R\$	10.349,50	-47,33%	-R\$	10.370,18
40	3	R\$	-	R\$	270,45	R\$	270,45	-R\$	3.162,96	-R\$	2.050,49	-0,90%	-R\$	3.162,96
41	3	R\$	-	R\$	270,27	R\$	270,27	-R\$	2.952,17	-R\$	1.780,22	-0,76%	-R\$	2.952,17
42	3	R\$	68,16	R\$	270,09	R\$	270,09	-R\$	2.795,63	-R\$	1.578,29	-0,65%	-R\$	2.795,63
43	3	R\$	-	R\$	269,91	R\$	269,91	-R\$	2.587,65	-R\$	1.308,37	-0,52%	-R\$	2.587,65
44	3	R\$	-	R\$	269,73	R\$	269,73	-R\$	2.381,07	-R\$	1.038,64	-0,40%	-R\$	2.381,07
45	3	R\$	-	R\$	269,55	R\$	269,55	-R\$	2.175,88	-R\$	769,09	-0,29%	-R\$	2.175,88
46	3	R\$	-	R\$	269,37	R\$	269,37	-R\$	1.972,06	-R\$	499,71	-0,18%	-R\$	1.972,06
47	3	R\$	-	R\$	269,20	R\$	269,20	-R\$	1.769,60	-R\$	230,52	-0,08%	-R\$	1.769,60
48	3	R\$	68,16	R\$	269,02	R\$	200,85	-R\$	1.619,46	-R\$	29,66	-0,01%	-R\$	1.619,46
49	4	R\$	-	R\$	286,06	R\$	286,06	-R\$	1.406,92	R\$	256,39	0,09%	-R\$	1.406,92
50	4	R\$	-	R\$	285,87	R\$	285,87	-R\$	1.195,81	R\$	542,26	0,18%	-R\$	1.195,81
51	4	R\$	-	R\$	285,68	R\$	285,68	-R\$	986,11	R\$	827,93	0,26%	-R\$	986,11
52	4	R\$	-	R\$	285,48	R\$	285,48	-R\$	777,81	R\$	1.113,42	0,34%	-R\$	777,81
53	4	R\$	-	R\$	285,29	R\$	285,29	-R\$	570,92	R\$	1.398,71	0,42%	-R\$	570,92
54	4	R\$	72,14	R\$	285,10	R\$	212,96	-R\$	417,41	R\$	1.611,68	0,47%	-R\$	417,41
55	4	R\$	-	R\$	284,91	R\$	284,91	-R\$	213,28	R\$	1.896,59	0,54%	-R\$	213,28
56	4	R\$	-	R\$	284,72	R\$	284,72	-R\$	10,52	R\$	2.181,31	0,60%	-R\$	10,52
57	4	R\$	-	R\$	284,53	R\$	284,53	R\$	190,89	R\$	2.465,85	0,67%	R\$	190,89
58	4	R\$	-	R\$	284,34	R\$	284,34	R\$	390,94	R\$	2.750,19	0,72%	R\$	390,94
59	4	R\$	-	R\$	284,16	R\$	284,16	R\$	589,65	R\$	3.034,35	0,78%	R\$	589,65
60	4	R\$	335,62	R\$	283,97	-R\$	51,65	R\$	553,75	R\$	2.982,70	0,77%	R\$	553,75
114	9	R\$	95,79	R\$	373,63	R\$	277,84	R\$	10.643,19	R\$	20.155,85	1,98%	R\$	10.643,19
115	9	R\$	-	R\$	373,39	R\$	373,39	R\$	10.829,13	R\$	20.529,24	1,99%	R\$	10.829,13
116	9	R\$	-	R\$	373,14	R\$	373,14	R\$	11.013,83	R\$	20.902,38	1,99%	R\$	11.013,83
117	9	R\$	-	R\$	372,89	R\$	372,89	R\$	11.197,28	R\$	21.275,27	2,00%	R\$	11.197,28
118	9	R\$	-	R\$	372,64	R\$	372,64	R\$	11.379,51	R\$	21.647,91	2,01%	R\$	11.379,51
119	9	R\$	-	R\$	372,39	R\$	372,39	R\$	11.560,52	R\$	22.020,30	2,02%	R\$	11.560,52
120	9	R\$	7.942,55	R\$	372,14	-R\$	7.570,41	R\$	7.903,06	R\$	14.449,89	-4,13%	R\$	7.903,06
121	10	R\$	-	R\$	395,72	R\$	395,72	R\$	8.093,09	R\$	14.845,60	-4,40%	R\$	8.093,09
122	10	R\$	-	R\$	395,45	R\$	395,45	R\$	8.281,84	R\$	15.241,06	-4,72%	R\$	8.281,84
123	10	R\$	-	R\$	395,19	R\$	395,19	R\$	8.469,32	R\$	15.636,24	-5,10%	R\$	8.469,32
124	10	R\$	-	R\$	394,93	R\$	394,93	R\$	8.655,55	R\$	16.031,17	-5,58%	R\$	8.655,55
125	10	R\$	-	R\$	394,66	R\$	394,66	R\$	8.840,53	R\$	16.425,83	-6,22%	R\$	8.840,53
126	10	R\$	101,38	R\$	394,40	R\$	293,02	R\$	8.977,04	R\$	16.718,85	-6,90%	R\$	8.977,04
179	14	R\$	-	R\$	488,03	R\$	488,03	R\$	17.923,88	R\$	39.385,82	2,12%	R\$	17.923,88
180	14	R\$	591,76	R\$	487,70	-R\$	104,06	R\$	17.888,94	R\$	39.281,76	2,12%	R\$	17.888,94
181	15	R\$	-	R\$	518,59	R\$	518,59	R\$	18.062,03	R\$	39.800,35	2,13%	R\$	18.062,03
182	15	R\$	-	R\$	518,25	R\$	518,25	R\$	18.233,97	R\$	40.318,60	2,13%	R\$	18.233,97
183	15	R\$	-	R\$	517,90	R\$	517,90	R\$	18.404,75	R\$	40.836,51	2,13%	R\$	18.404,75
184	15	R\$	-	R\$	517,56	R\$	517,56	R\$	18.574,38	R\$	41.354,06	2,13%	R\$	18.574,38
185	15	R\$	-	R\$	517,21	R\$	517,21	R\$	18.742,88	R\$	41.871,28	2,13%	R\$	18.742,88
186	15	R\$	134,62	R\$	516,87	R\$	382,25	R\$	18.866,66	R\$	42.253,52	2,14%	R\$	18.866,66
229	19	R\$	-	R\$	643,85	R\$	643,85	R\$	25.504,59	R\$	65.697,23	2,19%	R\$	25.504,59
230	19	R\$	-	R\$	643,42	R\$	643,42	R\$	25.664,15	R\$	66.340,65	2,19%	R\$	25.664,15
231	19	R\$	-	R\$	642,99	R\$	642,99	R\$	25.822,65	R\$	66.983,64	2,19%	R\$	25.822,65
232	19	R\$	-	R\$	642,56	R\$	642,56	R\$	25.980,08	R\$	67.626,20	2,19%	R\$	25.980,08
233	19	R\$	-	R\$	642,13	R\$	642,13	R\$	26.136,46	R\$	68.268,33	2,19%	R\$	26.136,46
234	19	R\$	168,90	R\$	641,70	R\$	472,80	R\$	26.250,90	R\$	68.741,13	2,19%	R\$	26.250,90
235	19	R\$	-	R\$	641,28	R\$	641,28	R\$	26.405,19	R\$	69.382,41	2,19%	R\$	26.405,19
236	19	R\$	-	R\$	640,85	R\$	640,85	R\$	26.558,44	R\$	70.023,26	2,19%	R\$	26.558,44
237	19	R\$	-	R\$	640,42	R\$	640,42	R\$	26.710,66	R\$	70.663,68	2,19%	R\$	26.710,66
238	19	R\$	-	R\$	639,99	R\$	639,99	R\$	26.861,87	R\$	71.303,67	2,19%	R\$	26.861,87
239	19	R\$	-	R\$	639,57	R\$	639,57	R\$	27.012,06	R\$	71.943,24	2,19%	R\$	27.012,06
289	24	R\$	-	R\$	843,77	R\$	843,77	R\$	30.825,62	R\$	93.175,77	2,20%	R\$	30.825,62
290	24	R\$	-	R\$	843,21	R\$	843,21	R\$	30.970,97	R\$	94.018,98	2,20%	R\$	30.970,97
291	24	R\$	-	R\$	842,65	R\$	842,65	R\$	31.115,34	R\$	94.861,63	2,20%	R\$	31.115,34
292	24	R\$	-	R\$	842,09	R\$	842,09	R\$	31.258,75	R\$	95.703,71	2,20%	R\$	31.258,75
293	24	R\$	-	R\$	841,53	R\$	841,53	R\$	31.401,19	R\$	96.545,24	2,20%	R\$	31.401,19
294	24	R\$	224,28	R\$	840,96	R\$	616,69	R\$	31.504,95	R\$	97.161,93	2,20%	R\$	31.504,95
295	24	R\$	-	R\$	840,40	R\$	840,40	R\$	31.645,49	R\$	98.002,33	2,20%	R\$	31.645,49
296	24	R\$	-	R\$	839,84	R\$	839,84	R\$	31.785,08	R\$	98.842,18	2,20%	R\$	31.785,08
297	24	R\$	-	R\$	839,28	R\$	839,28	R\$	31.923,75	R\$	99.681,46	2,20%	R\$	31.923,75
298	24	R\$	-	R\$	838,72	R\$	838,72	R\$	32.061,48	R\$	100.520,18	2,20%	R\$	32.061,48
299	24	R\$	-	R\$	838,17	R\$	838,17	R\$	32.198,29	R\$	101.358,35	2,20%	R\$	32.198,29
300	24	R\$	-	R\$	837,61	R\$	837,61	R\$	32.334,18	R\$	102.195,96	2,20%	R\$	32.334,18