

*UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
COMISSÃO DE GRADUAÇÃO DO CURSO DE ENGENHARIA CIVIL*

Mathias Perondi

*ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA DA IMPLANTAÇÃO
DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE EM
UM PRÉDIO DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE
DO SUL*

Porto Alegre
Dezembro de 2019

MATHIAS PERONDI

***ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA DA IMPLANTAÇÃO
DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE EM
UM PRÉDIO DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE
DO SUL***

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à Comissão de Graduação do Curso de Engenharia Civil da Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para obtenção do título de Engenheiro Civil

Orientadora: Joana Siqueira de Souza

Porto Alegre
Dezembro de 2019

MATHIAS PERONDI

***ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA DA IMPLANTAÇÃO
DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE EM
UM PRÉDIO DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE
DO SUL***

Este Trabalho de Diplomação foi julgado adequado como pré-requisito para a obtenção do título de ENGENHEIRO CIVIL e aprovado em sua forma final pela Banca Examinadora, pelo/a Professor/a Orientador/a e pela Comissão de Graduação do Curso de Engenharia Civil da Universidade Federal do Rio Grande do Sul.

Porto Alegre, dezembro de 2019

BANCA EXAMINADORA

Joana Siqueira de Souza (UFRGS)

Dra. pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul
Orientadora

Bernardo Martim Beck da Silva Etges

Mestre pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul

Natália Eloísa Sander

Engenheira de Produção pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul

RESUMO

A homologação da resolução normativa nº 482 da ANEEL em 2012 alavancou o crescimento do mercado fotovoltaico. Paralelo a este cenário, nos últimos anos, as instituições públicas vêm passando por cortes no seu orçamento, tornando urgente a necessidade de contenção de custos de operação. Assim, este trabalho buscou verificar a viabilidade econômica da implantação de um sistema fotovoltaico conectado à rede (SFCCR) no prédio da UFRGS intitulado Engenharia Nova. Baseado na área do telhado disponível e no consumo energético na edificação, definiu-se a potência do sistema a ser instalado. Os custos de aquisição e manutenção do sistema foram definidos a partir de uma pesquisa de mercado com empresas especialistas do setor. As receitas geradas foram calculadas a partir da produção energética do sistema e da projeção para a inflação tarifária ao longo da vida útil do projeto. O fluxo de caixa para o cenário base foi projetado durante 25 anos, com base na Taxa Mínima de Atratividade (TMA), definida como a média da taxa SELIC durante a vigência da resolução normativa. Assim, foi possível analisar a atratividade do investimento a partir do Valor Presente Líquido (VPL), Valor Anual Uniforme Equivalente (VAUE), Taxa Interna de Retorno (TIR) e *Payback* descontado. Posteriormente, foram simulados cenários distintos, com diferentes definições para a TMA e para a inflação energética. O projeto se mostrou viável em todos os cenários propostos, sendo que para o cenário base definido, apresentou VPL de R\$ 239.419,59, VAUE de R\$ 63.813,59, TIR de 18,77% a.a. e *Payback* descontado de 7,6 anos.

Palavras-chave: Estudo de Viabilidade Econômica.

Energia Fotovoltaica. Investimento público

ABSTRACT

The approval of ANEEL Normative Resolution No. 482 in 2012 leveraged the growth of the photovoltaic market. Parallel to this scenario, in recent years, public institutions have been cutting their budget, making urgent the need to contain operating costs. Thus, this work aimed to verify the economic feasibility of the implementation of a grid connected photovoltaic system (GCPS) in the UFRGS building entitled Engenharia Nova. Based on the available roof area and energy consumption in the building, the power of the system to be installed was defined. The costs of system acquisition and maintenance were defined based on market research with industry experts. The revenues generated were calculated from the system's energy production and the projection for tariff inflation over the project's useful life. The cash flow for the base case scenario was projected over 25 years, based on the Minimum Attractiveness Rate (MAR), defined as the average SELIC rate over the life of the regulatory resolution. Thus, it was possible to analyze the attractiveness of the investment from the Net Present Value (NPV), Equivalent Annual Uniform Value (EAUV), Internal Rate of Return (IRR) and discounted Payback. Subsequently, different scenarios were simulated, with different definitions for TMA and energy inflation. The project proved to be viable in all proposed scenarios, and for the defined base scenario, presented NPV of R\$ 239,419.59, EUAV of R\$ 63,813.59, IRR of 18.77% and discounted Payback of 7.6 years.

Keywords: Economic Feasibility Study.

Photovoltaic Energy. Public Investments

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Fluxograma do estudo.....	19
Figura 2. Sistema fotovoltaico considerado no estudo.....	23
Figura 3. Produção energética do sistema (kWh)	24
Figura 4. Variação da taxa SELIC	27
Figura 5. Fluxo de caixa acumulado	30

LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Consumo energético na edificação	21
Tabela 2. Custo inicial do investimento	25
Tabela 3. VPL nos cenários analisados	31
Tabela 4. VAUE nos cenários analisados	31
Tabela 5. TIR líquida nos cenários analisados (% a.a.)	31
Tabela 6. Payback descontado nos cenários analisados	32

LISTA DE SIGLAS

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica
BEN – Balanço Energético Nacional
CEEE – Companhia Estadual de Energia Elétrica
CIP – Contribuição para Iluminação Pública
CMPC – Custo Médio Ponderado de Capital
COFINS – Contribuição para Financiamento da Seguridade Social
COPEL – Companhia Paranaense de Energia
CPFL – Companhia Paulista de Força e Luz
CSLL – Contribuição Social sobre o Lucro Líquido
GWh – Gigawatt-hora
ICMS – Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
IPCA – Índice de Preços ao Consumidor Amplo
IR – Imposto de Renda
kWh – Kilowatt-hora
kWp – Kilowatt-pico
PIS/PASEP – Programas de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público
SEIA – Solar Energy Industries Association
SELIC – Sistema Especial de Liquidação e de Custódia
SFCR – Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede
SUINFRAEE – Superintendência de Infraestrutura da Escola de Engenharia
TIR – Taxa Interna de Retorno
TMA – Taxa Mínima de Atratividade
UFPR – Universidade Federal do Paraná
UFRGS – Universidade Federal do Rio Grande do Sul
Unicamp – Universidade Estadual de Campinas
VAUE – Valor Anual Uniforme Equivalente
VPL – Valor Presente Líquido
W – Watt
WACC – Weighted Average Cost of Capital

SUMÁRIO

1 Introdução.....	10
2 Referencial Teórico	12
2.1 Sistemas fotovoltaico conectados à rede (SFCR)	12
2.2 Energia elétrica e tarifa de energia	13
2.3 Análise de viabilidade econômica de investimentos.....	14
2.3.1 Taxa Mínima de Atratividade (TMA).....	14
2.3.2 Métodos de avaliação de viabilidade econômica	16
3 Método.....	19
4 Resultados e discussões	21
4.1 Definição do projeto.....	21
4.1.1 Consumo energético no prédio da Engenharia Nova	21
4.1.2 Potência do SFCR	22
4.1.3 Investimentos e custos do projeto	25
4.2 Análise econômica	26
4.2.1 Definição da TMA	26
4.2.2 Estruturação do fluxo de caixa e indicadores econômicos.....	27
4.2.3 Análise de cenários.....	30
5 Considerações finais.....	34
Referências	35
Apêndice A	38

1 Introdução

Com o aumento populacional e o desenvolvimento tecnológico e econômico, a sociedade passou a precisar de mais energia para sustentar sua qualidade de vida. No entanto, há uma necessidade de desenvolver tecnologias referentes às energias renováveis, com o intuito de lidar com os desafios políticos, econômicos e ambientais que envolvem o atual modelo de geração de energia (Sampaio & Gonzáles, 2017). Segundo o Balanço Energético Nacional (2019), 66,6% da energia elétrica consumida no Brasil é oriunda de hidrelétricas, o que representa uma profunda dependência da matriz elétrica brasileira quanto ao ciclo hidrológico do país. Além do impacto socioambiental causado pelas áreas alagadas, durante períodos de ciclos hidrológicos deficitários, torna-se necessário o acionamento de termelétricas que, além de serem grandes emissoras de gás carbônico, possuem um elevado custo de operação.

Em países de mercados mais maduros, a geração distribuída é tida como alternativa à expansão de parques centralizados e de grande porte, os quais apresentam grandes impactos socioambientais. Há diversas opções tecnológicas para a exploração da geração distribuída. Dentre essas, uma das que mais vêm se destacando é o aproveitamento energético através de sistemas fotovoltaicos, principalmente pela facilidade na instalação e pela simplicidade de operação e manutenção (Freitas & Holanda, 2015).

Em 2012, a ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica – homologou a resolução normativa 482, a qual estabelece as condições gerais para o acesso de micro e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica e o sistema de compensação de energia elétrica (ANEEL, 2012). De forma geral, a resolução permite que o excedente de produção energética seja injetado na rede local e contabilizado para o recebimento de créditos, que podem ser descontados em outras ocasiões. Desde então, a busca por uma opção de geração de energia mais sustentável e que, adicionalmente, traga retorno financeiro vem crescendo exponencialmente. Somente no último ano, 2018, a capacidade instalada em geração distribuída aumentou 131%, atingindo a produção de 828 GWh, dos quais 63,5% são oriundos de fontes solares (BEN, 2019).

Apesar do elevado custo inicial para implementação de sistemas fotovoltaicos, o investimento tem ganhado destaque devido à sua elevada taxa de retorno financeiro quando comparado a outros investimentos de mesmo risco (WA Solar, 2019). Ao se fazer um

investimento deste porte, é fundamental lançar mão, de forma prévia, de um estudo de viabilidade econômica com o intuito de garantir a correta aplicação do capital.

Recentemente, as universidades públicas passaram por um contingenciamento de gastos. O reitor da Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS) afirmou que um corte de mais 30% do orçamento de custeio e de capital implica a impossibilidade de arcar com pagamentos de despesas básicas de funcionamento, como energia elétrica, água e telecomunicações, além de serviços de terceiros variados, incluindo segurança, limpeza laboratorial e hospitalar, bem como de suporte a atividades de pesquisa e ensino (Jornal da Universidade, 2019).

Desta forma, aliando o crescente mercado da energia solar fotovoltaica no Brasil com a atual - e urgente - necessidade das instituições públicas no que tange a contenção de gastos, o presente trabalho tem como objetivo analisar a viabilidade econômica da implementação de um sistema de energia solar fotovoltaica conectado à rede no prédio da Escola de Engenharia, chamado prédio da Engenharia Nova da UFRGS. Com base no custo do investimento para implementação de um gerador fotovoltaico conectado à rede no prédio em questão, será feita a definição do custo de capital, a estruturação do fluxo de caixa e a avaliação econômica a partir de tradicionais indicadores econômicos, como Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR), Valor Anual Uniforme Equivalente (VAUE) e *Payback*.

O estudo se propõe a analisar somente a viabilidade econômica do projeto, considerando o atual cenário energético praticado pela Companhia Estadual de Energia Elétrica (CEEE) do Rio Grande do Sul, sem levar em consideração aspectos técnicos de forma detalhada, imprescindíveis para o desenvolvimento de projetos deste porte. Para tanto, o estudo limita-se às informações de consumo energético do prédio da Engenharia Nova fornecidos pelo Setor de Infraestrutura da Escola de Engenharia – SUINFRAEE. Além disso, será utilizado como fator limitante para o porte do sistema o espaço de cobertura disponível no prédio em estudo.

2 Referencial Teórico

Nas subseções a seguir, serão apresentados alguns conceitos básicos referentes à sistemas fotovoltaicos conectados à rede, bem como conceitos fundamentais da engenharia econômica, sobre os quais está embasada a análise da viabilidade econômica do investimento objeto deste estudo

2.1 Sistemas fotovoltaico conectados à rede (SFCR)

Sampaio & González (2017) afirmam que transformar energia solar em energia elétrica através de painéis fotovoltaicos é considerado um dos mercados mais promissores no setor das energias renováveis. De acordo com Dantas & Pompermayer (2018), os avanços tecnológicos recentes na área de semicondutores e o aumento da produção de células solares ajudaram a diminuir o preço de sistemas fotovoltaicos, sendo este um dos principais fatores que impulsionaram o crescimento deste mercado. De 2017 para 2018, a geração de energia elétrica a partir de fonte solar fotovoltaica cresceu 316,1% (BEN, 2019), com perspectiva de crescimento de 300% para o ano de 2019 (Portal Solar, 2019b). No entanto, apesar desse crescimento significativo, esta parcela ainda representa muito pouco no cenário nacional, visto que em 2018, apenas 0,5% da matriz energética brasileira era composta pela energia solar (BEN, 2019).

A configuração dos SFCRs no Brasil é muito simples: painéis solares conectados à um inversor de frequência e um relógio bidirecional. Segundo Parida et al. (2011), os painéis solares são compostos por células solares, que absorvem os fótons emitidos pelo sol e geram elétrons livres em corrente contínua, através do efeito fotovoltaico. A corrente gerada pelo movimento dos elétrons flui para o inversor que transforma a corrente contínua em corrente alternada, a qual é passível de ser injetada na rede. Já o medidor bidirecional atua medindo o fluxo de entrada e saída de energia na unidade consumidora.

Segundo Freitas & Hollanda (2015), as inovações tecnológicas e as mudanças econômicas, aliadas à regulação ambiental mais restritiva da última década, resultaram em uma renovação do interesse pela geração distribuída. Esta, embora não possua uma definição convergente, é definida, de acordo com Nakabayashi (2015), como a produção de energia próxima ao seu centro de consumo, ou seja, sem a necessidade de uso de longas redes de transmissão. A geração distribuída apresenta diversos benefícios ao sistema elétrico, como o

baixo impacto ambiental, a redução das cargas na rede, a diversificação da matriz energética e a diminuição das perdas (Dantas & Pompermayer, 2018).

No Brasil, a regulamentação dos acessos de geração distribuída foi homologada em 2012, através da Resolução Normativa nº 482/2012 da ANEEL. Esta definiu um sistema de compensação de energia elétrica internacionalmente conhecido como *net energy metering*, definido pelo SEIA – *Solar Energy Industries Association*, como um arranjo no qual a energia excedente produzida por uma unidade consumidora é injetada na rede local, gerando créditos que são descontados da conta de energia em outras ocasiões (ANEEL, 2012).

Em 2015, a ANEEL publicou a Resolução Normativa nº 687/2015, que alterou e complementou a Resolução Normativa nº 482/2012. De forma geral, a nova resolução prolongou o prazo de validade dos créditos, que passou de 36 para 60 meses, permitiu que os créditos excedentes de uma unidade consumidora fossem utilizados em outra, desde que ambas estivessem sob mesmo titular e que façam parte da mesma área de concessão e simplificou o processo de adesão de uma unidade consumidora à geração distribuída (ANEEL, 2015). Desde então, a produção de energia elétrica anual através da geração distribuída aumentou de 34,9 GWh para 828,1 GWh, sendo 526 GWh oriundos de fonte solar fotovoltaica (BEN, 2019).

2.2 Energia elétrica e tarifa de energia

De modo geral, o valor da tarifa cobrada pelas concessionárias de energia elétrica visa cobrir os custos operacionais da energia, além de remunerar investimentos necessários para expandir a capacidade e garantir o atendimento com qualidade (ANEEL, 2019). Desta forma, a tarifa considera três custos distintos: o valor da energia, os custos de transmissão e distribuição de energia, além dos encargos e tributos, como PIS/COFINS e ICMS (ANEEL, 2019).

O valor de aquisição de energia está relacionado à sua origem. Segundo dados apresentados pelo BEN (2019), o setor elétrico brasileiro se mostra extremamente dependente do ciclo hidrológico, visto que a maior parcela da energia gerada provém de fontes hídricas. Por conta disso, desde 2015, as contas de energia passaram a contar com o sistema de bandeiras tarifárias, que compreendem um acréscimo no valor da energia em função das condições de geração de eletricidade (ANEEL, 2019).

A parcela referente ao transporte de energia é composta pela transmissão e pela distribuição da energia. A transmissão corresponde ao transporte da energia entre o seu local de geração até a distribuidora. A distribuição corresponde ao trecho que leva a energia da distribuidora até as unidades consumidoras (ANEEL, 2019).

Os encargos setoriais possuem objetivos pré-definidos e são recolhidos pelas distribuidoras através de leis aprovadas pelo Congresso Nacional. Já os tributos são pagamentos compulsórios devidos ao poder público, assegurando recursos para que o Governo desenvolva suas atividades. Na conta de energia, estão incluídos tributos federais (PIS/COFINS), estaduais (ICMS) e municipais (CIP).

No entanto, apesar de bem definida, a tarifa de energia cobrada pelas concessionárias é bastante variável. Esta variação ocorre principalmente devido aos tributos federais (PIS/COFINS), que são atualizados mensalmente. Somente em 2018, estes tributos tiveram uma variação de três pontos percentuais, variando entre 2,42% e 5,56% (CEEE, 2019). Além disso, o valor das tarifas referentes à aquisição, transmissão e distribuição de energia, além dos encargos setoriais, passam por reajustes anuais, conforme data de vencimento do contrato da distribuidora, por reajustes periódicos, que ocorrem a cada quatro anos, além de ajustes extraordinários, caso se justifique um desequilíbrio econômico-financeiro da concessão.

Apesar de uma estruturação bem definida, a tarifa cobrada pelas concessionárias varia conforme o grupo e a classe da unidade consumidora. Para as unidades do grupo B, uma única tarifa é cobrada pela energia, independente da hora do consumo. Já no grupo A, cobra-se uma tarifa mais elevada no período de ponta, compreendido entre as 18:00hs e as 21:00hs e uma tarifa mais barata no período fora da ponta (CEEE, 2019).

2.3 Análise de viabilidade econômica de investimentos

A tomada de decisões financeiras é uma atitude recorrente na vida de pessoas e empresas. Segundo Galesne et al. (1999), a decisão de investir deve ser a etapa final de uma série de estudos que permitem que se racionalize a utilização dos recursos de capital.

A fim de se analisar a viabilidade econômica de um investimento, o tomador de decisão deve lançar mão de diferentes métodos de avaliação que determinem a atratividade do investimento a ser realizado e compará-lo com os demais investimentos de mesmo risco associado disponíveis.

2.3.1 Taxa Mínima de Atratividade (TMA)

Casarotto Filho & Kopittke (2010) afirmam que, ao se analisar uma proposta de investimento, deve ser considerado o fato de se estar perdendo a oportunidade de se obter retornos pela aplicação do mesmo capital em outros projetos. Desta forma, segundo Galesne et

al. (1999), existe uma taxa mínima de rentabilidade exigida em todo projeto, chamada de Taxa Mínima de Atratividade (TMA), ou ainda, custo de oportunidade de capital.

O custo de oportunidade de capital pode ser entendido como a expectativa mínima de retorno médio exigido, ou seja, serve de padrão para avaliar a aceitabilidade de uma decisão financeira (Assaf et al., 2008). No caso de pessoas físicas, a TMA costuma ser igual à rentabilidade de poupanças ou de aplicações de renda fixa em bancos de primeira linha, apresentando baixo risco e alta liquidez; no caso de empresas, no entanto, a determinação da TMA é um pouco mais complexa (Casarotto Filho & Kopittke, 2010).

De acordo com Assaf et al. (2008), o custo de capital de uma empresa é definido de acordo com as condições com que a empresa adquire seus recursos financeiros no mercado de capital, ou seja, a partir de uma média dos custos de capital próprio e capital de terceiros, ponderados por suas respectivas proporções na estrutura de capital da empresa. Na literatura financeira, é conhecido como Custo Médio Ponderado de Capital (CMPC), ou ainda *Weighted Average Cost of Capital* (WACC). O CMPC é obtido a partir da Equação (1).

$$CMPC = \frac{E}{E+D} \times r_e + \frac{D}{E+D} \times r_d \times (1 - T_c) \quad (1)$$

Onde:

E = montante de capital próprio da empresa;

D = montante de endividamento da empresa;

r_e = custo do capital próprio;

r_d = custo do capital de terceiros;

T_c = alíquota de tributação marginal.

Assaf et al. (2008) afirmam que a inexistência de um modelo definitivo para a previsão da incerteza associada a cada decisão dificulta análises envolvendo o CMPC. Por conta disso, quando a implantação de um projeto exigir a mobilização de recursos da empresa, para que o custo de capital da mesma seja utilizado como TMA, tal custo deve ser ajustado ao risco do projeto (Galesne et al., 1999). Assaf et al. (2008) e Galesne et al. (1999) afirmam ainda que o custo de capital próprio possui elevada relevância na incerteza associada à determinação do CMPC de uma instituição, sendo este responsável por grande parte do risco associado à decisão de investir.

Outra abordagem utilizada é a definição da TMA como sendo a expectativa de mercado para a taxa SELIC (Sistema Especial de Liquidação e de Custódia), a taxa básica de juros da economia. A taxa SELIC, segundo o Banco Central do Brasil (2019b), refere-se à taxa de juros apurada nas operações de empréstimos de um dia entre as instituições financeiras que utilizam títulos públicos federais como garantia, ou seja, uma taxa praticamente livre de riscos. Autores como Freitas & Hollanda (2015) e Anzanello & Werner (2018) utilizaram esta abordagem em suas publicações sobre a viabilidade econômica de sistemas fotovoltaicos. A TMA, além de servir como a taxa mínima de rentabilidade exigida em um projeto, pode ser utilizada como a taxa de desconto do fluxo de caixa (Galesne et al., 1999), responsável por trazer os valores considerados ao valor presente. Desta forma, independente do caminho a ser tomado em sua definição, a TMA possui grande relevância no cálculo dos indicadores econômicos apresentados na seção a seguir.

2.3.2 Métodos de avaliação de viabilidade econômica

A análise de investimentos sob a óptica dos indicadores econômicos busca responder se o investimento é rentável, ou seja, é capaz de produzir rendimento financeiro de forma satisfatória. Embora a análise de viabilidade financeira de um investimento não seja o único fator a ser ponderado em uma tomada de decisão (Casarotto Filho & Kopittke, 2010), é largamente utilizada em estudos de viabilidade de SFCRs.

Alguns métodos de avaliação econômica para análise de investimentos são embasados em teorias de fluxos de caixa descontados. Por um lado, eles supõem tanto a consideração de fluxos positivos quanto negativos, enquanto por outro, consideram o valor do capital ao longo do tempo (Galesne et al., 1999). Entre esses critérios, serão abordados o Valor Presente Líquido (VPL), o Valor Anual Uniforme Equivalente (VAUE) e a Taxa Interna de Retorno (TIR).

O método do VPL é um dos critérios mais utilizados para avaliação de projetos. Segundo Anzanello & Werner (2018), o VPL quantifica o valor presente dos fluxos de caixa gerados pelo projeto ao longo da vida útil estabelecida. Galesne et al. (1999) definem o VPL como o valor presente das entradas líquidas de caixa decrescido do investimento inicial necessário. Para isso, o fluxo de caixa é descontado a uma taxa equivalente à TMA (Casarotto Filho & Kopittke, 2010). O VPL pode ser calculado através da Equação (2).

$$VPL = \sum_{t=1}^T \frac{FC_t}{(1+k)^t} - I_0 \quad (2)$$

Onde:

FC_t = fluxo de caixa no período t ;

t = vida útil do projeto;

k = Taxa Mínima de Atratividade (TMA);

I_0 = investimento inicial.

O lucro econômico proposto pelo projeto está associado ao valor calculado do VPL e, portanto, além de avaliar se um investimento é rentável, o VPL pode ser utilizado como forma de comparação entre investimento distintos. Deste modo, Gomes (2014) afirma que, se em um determinado projeto de investimento, o VPL tiver um valor maior do que zero, o investimento é atrativo; se o VPL for inferior a zero, o investimento não é atrativo; e se, porventura, o VPL for igual a zero, é indiferente.

O Valor Anual Uniforme Equivalente (VAUE) é um método alternativo ao VPL que distribui o fluxo de caixa em parcelas uniformes anuais (Gomes, 2014). Segundo Casarotto Filho & Kopittke (2010), o método consiste em encontrar uma série uniforme anual que seja equivalente ao fluxo de caixa dos investimentos, levando em consideração a TMA do projeto.

Outra forma de mensurar a atratividade de um investimento é a partir de sua TIR. Casarotto Filho & Kopittke (2010) afirmam que a TIR é a taxa de juros para a qual o VPL de um investimento é nulo. Em outras palavras, é a taxa para a qual o ponto de equilíbrio do investimento é atingido, visto que não há criação nem destruição de valor (Ross et al., 2013). Desta forma, para a determinação da TIR, basta encontrar o valor de k , na Equação (2), para o qual o VPL é igual à zero.

Segundo Galesne et al. (1999), a rentabilidade de um investimento depende dos critérios adotados pela empresa, assim, a partir da análise da TIR, um projeto se mostrará rentável sempre que a TIR for superior à TMA exigida pelos dirigentes para seus investimentos. Embora seja um bom indicador para mensurar a rentabilidade de um investimento, Ross et al. (2013) afirmam que a metodologia para cálculo da TIR se mostra falha na comparação entre dois investimentos distintos ou quando os fluxos de caixa não são convencionais.

Os métodos de avaliação econômica para análise de investimentos apresentados são amplamente utilizados na literatura para analisar diferentes tipos de investimentos. Anzanello & Werner (2018) utilizaram o VPL e a TIR como metodologia para análise de SFCRs em imóveis residenciais na cidade de Porto Alegre. De forma semelhante, Cascaes (2016) e Dassi et al. (2015) utilizaram os indicadores para analisar economicamente a implementação de

SFRCs em suas respectivas universidades. Ainda, Faria et al. (2017) utilizaram os métodos para verificar a atratividade do sistema em habitações populares.

Existem ainda outros métodos populares na análise de investimentos, como o *Payback* e o *Payback* descontado. Segundo Gomes (2014), o *Payback*, ou tempo de retorno do capital, é o período necessário para que os benefícios trazidos pelo investimento se igualem ao seu custo, ou seja, é a razão entre o custo do investimento inicial e o benefício líquido periódico esperado. Galesne et al. (1999) afirmam que, embora muito utilizado, o critério apresenta algumas falhas. Uma delas é o fato de que o *Payback* deveria ser utilizado como um critério de liquidez e não de rentabilidade, visto que não considera os fluxos de caixa associados aos períodos posteriores ao retorno do investimento.

Outra fragilidade apresentada pelo método do *Payback*, segundo Gaslene et al. (1999), é o fato de que ele não leva em consideração as datas de encaixe dos fluxos de caixa, ou seja, as taxas de juros atribuídas a cada período. Para corrigir esta falha, desenvolveu-se o método conhecido como *Payback* descontado, que leva em conta as taxas de juros e de aumento das parcelas incidentes no fluxo de caixa, ou seja, calcula o número de períodos necessários para zerar o valor presente líquido do investimento (Gomes, 2014).

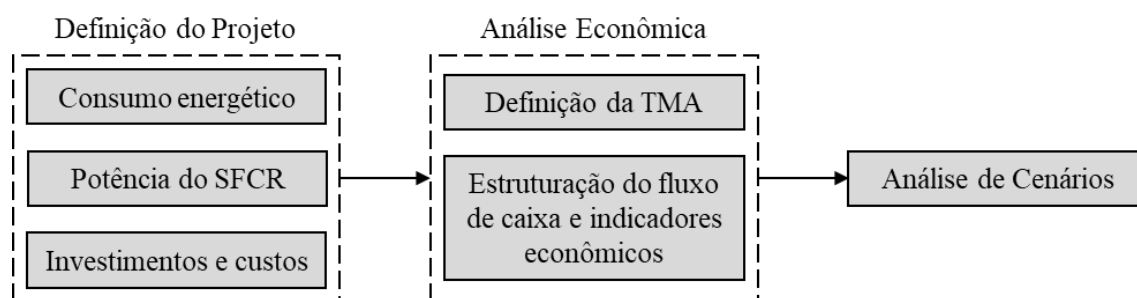
Assim como os demais métodos, a avaliação do tempo de retorno do investimento em energia fotovoltaica é muito utilizada para analisar a atratividade deste tipo de investimento. Pscheidt (2017) utilizou o método para avaliar economicamente a implantação de um SFCR em um condomínio vertical em Joinville/SC. Da mesma maneira, Nakabayashi (2015) lançou mão do método para avaliar o tempo de retorno do investimento em energia fotovoltaica nas 27 capitais brasileiras.

Segundo Blank & Tarquin (2008), as análises baseadas em engenharia econômica apresentam uma estimativa do que se espera que ocorra, mas, devido à natureza estocástica das estimativas, o valor observado no futuro provavelmente será diferente do valor estimado. Assim, mesmo com a utilização de diversos indicadores para analisar a viabilidade econômica do investimento em um SFCR, diversos autores apontam ser necessário lançar mão de diferentes cenários de análise principalmente devido à instabilidade econômica no Brasil e possíveis variações no que tange o principal parâmetro da análise: a tarifa energética cobrada pela concessionária. Desta forma, Anzanello & Werner (2018) utilizaram a Simulação de Monte Carlo para simular 100 cenários compostos por diferentes consumos energéticos e variações tarifárias. De forma semelhante, Nakabayashi (2015) compôs 12 cenários distintos, além do cenário padrão, para avaliar a atratividade do investimento em energia fotovoltaica.

3 Método

A análise de viabilidade econômica do projeto seguiu o fluxograma da Figura 1. Os procedimentos realizados em cada uma das etapas estão detalhados nos parágrafos a seguir.

Figura 1. Fluxograma do estudo



Fonte: elaborado pelo autor

O estudo inicia com a definição e as delimitações do objeto de estudo. O prédio em análise é chamado de prédio da Engenharia Nova, uma edificação da Escola de Engenharia da UFRGS localizado na Avenida Osvaldo Aranha, 99, Bairro Centro Histórico, na cidade de Porto Alegre, RS. O prédio possui 8 pavimentos, compostos por biblioteca, salas de aula, salas de docentes, auditórios, laboratórios, banheiros e salas para atividades extracurriculares.

A energia elétrica consumida mensalmente nas instalações da edificação é cobrada de forma unificada com as demais edificações instaladas no quarteirão compreendido entre a Avenida Osvaldo Aranha, a Avenida João Pessoa e a Rua Sarmento Leite. Embora não possua medidor de consumo de energia elétrica próprio vinculado à concessionária, o controle de energia consumida no prédio da Engenharia Nova é realizado, desde janeiro de 2019, pelo Setor de Infraestrutura da Escola de Engenharia – SUINFRAEE, a partir da medição da potência utilizada no prédio a cada quinze minutos.

Com base nos dados de consumo energético fornecidos pela SUINFRAEE, foi dimensionado um sistema fotovoltaico conectado à rede que suprisse a demanda energética do prédio. No entanto, como o estudo se restringe à análise do prédio da Engenharia Nova, utilizou-se a área de telhado disponível no mesmo como fator delimitante para o tamanho do sistema, levando em consideração características que inviabilizassem a instalação de painéis fotovoltaicos, como áreas de sombreamento em momentos de pico de incidência solar por

exemplo. A análise da área disponível foi feita com base nas plantas baixas e de corte da edificação, também disponibilizadas pela SUINFRAEE. A partir das plantas fornecidas, a edificação foi reproduzida no software *SketchUp*, através do qual foi feita a análise das áreas sombreadas e a definição da área útil disponível para instalação dos painéis fotovoltaicos.

Definida a quantidade de módulos fotovoltaicos do sistema frente às delimitações física e geográficas estabelecidas, utilizou-se o software *Radiasol 2*, desenvolvido pelo Laboratório de Energia Solar da UFRGS, para determinar a capacidade de geração de energia elétrica do sistema. Com base nas condições de instalação do sistema - localização geográfica da edificação e a inclinação e orientação do telhado -, o software informa a irradiação média incidida sobre as placas por metro quadrado por dia ao longo dos doze meses do ano. Assim, definidas a potência e a eficiência das placas utilizadas, bem como a taxa de desempenho global do sistema, foi possível calcular a produção de energia do sistema.

A próxima etapa consistiu em determinar o valor do investimento inicial do projeto, ou seja, definir os custos iniciais envolvidos na implementação de um SFCR. Devido à grande variedade de marcas disponíveis no mercado, com preços e qualidades distintas, o custo do investimento foi determinado com base em uma pesquisa de mercado. Foram consultadas cinco empresas especialistas no desenvolvimento de projetos fotovoltaicos conectados à rede com atuação no Rio Grande do Sul e definiu-se o custo do sistema como a média aritmética dos valores ofertados.

A definição da TMA foi feita levando em consideração o fato de que o investimento apresenta baixo risco e, portanto, a TMA também deve ser livre de riscos. Desta forma, definiu-se a TMA como a média da taxa SELIC no período compreendido entre abril de 2012, quando a resolução normativa 482 da ANEEL foi homologada, e outubro de 2019, data da análise.

Estabelecido o custo para implementação do SFCR no prédio da Engenharia Nova, foi feita a estruturação do fluxo de caixa do projeto durante 25 anos, período considerado como a vida útil do projeto, a partir do cenário base definido. Posteriormente, com a TMA também definida, foi possível fazer a análise de viabilidade econômica do investimento, a partir do cálculo do VPL, do VAUE, da TIR e do *Payback* descontado.

Por fim, foi realizada a análise de múltiplos cenários a partir da variação dos dois principais parâmetros de influência sobre a viabilidade econômica do investimento: a tarifa de energia cobrada pela concessionária e a TMA definida para o projeto. Assim, para as duas variáveis em questão, foram avaliadas variações otimistas e pessimistas performando isoladamente e em conjunto.

4 Resultados e discussões

As seções a seguir descrevem as etapas executadas para análise da viabilidade econômica da implementação de um SFCR no prédio da Engenharia Nova, bem como os resultados encontrados e discussões pertinentes.

4.1 Definição do projeto

A primeira etapa do estudo consistiu na determinação do projeto a ser executado na edificação. Para tanto, levou-se em consideração dois aspectos principais: a demanda energética na edificação e a restrição de espaço para a instalação do sistema.

4.1.1 Consumo energético no prédio da Engenharia Nova

Tendo como objetivo verificar a potência do sistema a ser instalado para produzir a quantidade de energia necessária para suprir o consumo energético no prédio da Engenharia Nova, o primeiro passo do estudo consistiu na análise dos dados de consumo fornecidos pela SUINFRAEE. Os dados foram fornecidos em formato de planilha, com os valores de potência, tensão e corrente totais medidos a cada quinze minutos na edificação.

Com base na potência medida a cada quinze minutos, foi possível calcular o consumo energético a cada quinze minutos e, conseqüentemente, o consumo energético mensal. Além disso, os consumos foram separados de acordo com o horário de ponta, definido como o horário de pico compreendido entre as 18:00 h e 21:00 h, e o horário fora de ponta.

Tabela 1. Consumo energético na edificação

Mês	Consumo (kWh)		
	Total	Ponta	Fora de ponta
jan/19	118.006	14.508	103.498
fev/19	92.532	9.989	82.543
mar/19	116.394	14.535	101.859
abr/19	110.481	14.280	96.201
mai/19	98.288	12.852	85.436
jun/19	92.037	11.830	80.207
jul/19	99.111	12.988	86.123
ago/19	91.247	11.796	79.452
média	102.262	12.847	89.415
anual estimado	1.227.144	154.166	1.072.978

Fonte: elaborado pelo autor

As informações disponibilizadas foram coletas no dia 14 de agosto de 2019 e possuem como primeira data de leitura o dia 01 de janeiro de 2019. Desta forma, a partir dos dados correspondentes a este período, calculou-se a média mensal de consumo energético nas instalações do prédio da Engenharia Nova e estimou-se seu consumo anual em 1.227.144 kWh, conforme mostra a Tabela 1.

4.1.2 Potência do SFCR

Com base nas plantas baixas e de corte fornecidas pela SUINFRAEE, a edificação foi reproduzida no software *SketchUp*, tomando como verdadeiras as dimensões informadas em planta. A edificação possui aproximadamente 34,5 metros de altura e sua cobertura possui aproximadamente 1.520 metros quadrados, sendo 1.244 metros quadrados em telhado de fibrocimento e o restante em laje impermeabilizada.

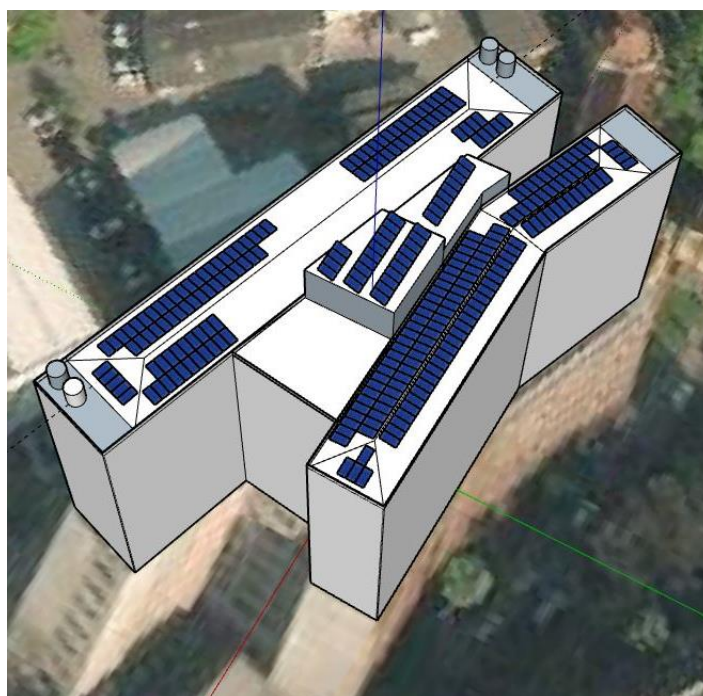
Em um SFCR, os módulos fotovoltaicos são conectados em série, ou seja, todos operam sob mesma potência. Isso significa que se um módulo estiver sombreado e reduzir sua produção energética, todos os demais que estiverem conectados a ele também reduzirão sua produção. Desta forma, durante o dimensionamento de um sistema fotovoltaico, busca-se otimizar o posicionamento dos módulos, evitando pontos de sombreamento durante os horários de pico ao longo do ano. No presente estudo, considerou-se como horário de pico o período compreendido entre as 10:00 h e as 17:00 h durante o verão, quando a incidência solar possui maior duração, e o período compreendido entre as 10:00 h e as 16:00 h durante o inverno. Ao se considerar essas duas estações, o outono e a primavera também estão contemplados, visto que o sol possui posições intermediárias quando comparadas às posições do inverno e do verão.

A partir da edificação reproduzida no *SketchUp*, simulou-se as posições de sombreamento no telhado ao longo do ano. Assim, a definição da potência do sistema a ser instalado no prédio da Engenharia Nova foi feita levando em consideração a disponibilidade de área útil de cobertura no mesmo, ou seja, a área de cobertura que não possui perdas significativas de eficiência devido ao sombreamento no local. Um aspecto observado é o fato de que, quando o estudo foi realizado, não existiam edificações próximas que interferissem, em termos de sombreamento, na área útil de cobertura do prédio da Engenharia Nova, ou seja, todas as interferências se deram devido à arquitetura da própria edificação.

Determinada a área útil de cobertura em aproximadamente 542 m², foram alocados painéis fotovoltaicos em toda sua extensão. O posicionamento dos painéis levou em consideração duas premissas: os painéis alocados sobre o telhado seguiram a orientação do

mesmo e os painéis na laje foram alocados voltados para o norte, com inclinação de 30 graus, a qual permite a otimização do desempenho dos painéis ao longo do ano. Para tanto, definiu-se como painel padrão o painel RSM72-6-340M, da marca Risen, o qual possui dimensões de 195,6 cm x 99,2 cm. Desta forma, foram alocados 271 painéis de 340 W, totalizando um sistema com 92,14 kWp de potência. O posicionamento considerado para os painéis encontra-se na Figura 2.

Figura 2. Sistema fotovoltaico considerado no estudo



Fonte: elaborado pelo autor.

O posicionamento das placas solares com inclinações e orientações diferentes da considerada ótima em termos de desempenho acarreta a perda de eficiência do sistema no que tange a produção energética anual. Com o intuito de analisar a real produção de energia do sistema proposto, utilizou-se o software Radasol 2. A partir da localização do SFCR e de informações a respeito da inclinação e orientação dos painéis fotovoltaicos, obtidas de forma geral a partir das plantas da edificação, o software informa a irradiação média incidida por metro quadrado ao longo dos doze meses do ano.

A definição da irradiação incidida sobre os painéis fotovoltaicos se deu a partir da simulação de 13 diferentes grupos de painéis no Radasol 2, os quais representam painéis que estão sob mesmas condições, ou seja, inclinação e orientação solar. Isso foi possível devido ao

fato de que muitos painéis foram alocados com a mesma orientação solar, dada pela inclinação e orientação geográfica das águas do telhado da edificação. Conhecendo a incidência de irradiação, a área e eficiência dos painéis fotovoltaicos e a taxa de desempenho global do sistema, a produção energética é dada pela Equação (3).

$$P = I \times A \times \alpha \times \beta \quad (3)$$

Onde:

P = produção de energia do sistema (kWh)

I = irradiação média (kWh/m²)

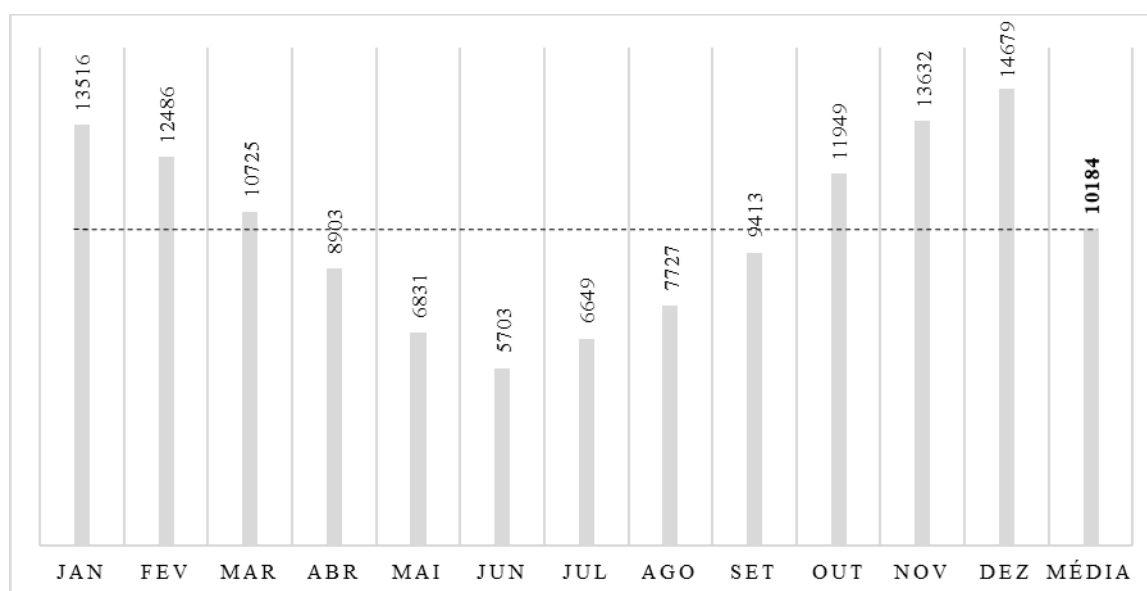
A = área do sistema (m²)

α = eficiência do painel RSM72-6-340M – 17,5%

β = taxa de desempenho global do sistema – 80%

Os valores encontrados pelo software estão representados na Figura 3. As informações representam uma produção anual de 122.213 kWh no primeiro ano de vida útil do sistema. Este valor equivale a 9,96% do atual consumo anual nas instalações da Engenharia Nova.

Figura 3. Produção energética do sistema (kWh)



Fonte: elaborado pelo autor

Segundo o Portal Solar (2019c), sistemas fotovoltaicos tendem a perder 3% de sua eficiência de produção energética após o primeiro ano e, depois, em média 0,7% ao ano, totalizando em torno de 19,1% de perda ao longo dos 25 anos de vida útil do sistema. Estes dados foram considerados neste estudo com o intuito de torná-lo o mais próximo possível de um cenário real. Assim, ao final dos 25 anos, considerou-se que o sistema teria uma produção energética anual de 98.871 kWh.

4.1.3 Investimentos e custos do projeto

O crescimento exponencial do mercado de energia fotovoltaica, constatado desde a homologação da normativa 482 da ANEEL em 2012, acarretou o aumento da diversidade de equipamentos disponíveis para o desenvolvimento de projetos no setor. Desta forma, devido à grande variedade de marcas, com qualidades e preços distintos, a determinação do preço exato de um SFCR se torna uma tarefa complexa.

Assim sendo, a fim de buscar o custo do investimento que melhor represente o atual cenário do setor fotovoltaico, realizou-se uma pesquisa de mercado. Para tanto, foram consultadas 5 empresas especializadas no desenvolvimento de SFCR com atuação no Rio Grande do Sul. Os preços fornecidos pelas empresas foram ajustados conforme a potência do sistema considerado para instalação no prédio da Engenharia Nova (92,14 kWp), visto que os valores informados pelas empresas nem sempre consideravam a utilização de placas com a mesma potência do painel padrão considerado neste trabalho. Os valores encontrados e devidamente ajustados se encontram na Tabela 2.

Tabela 2. Custo inicial do investimento

Empresa	Custo (R\$)	Potência (kWp)	Indicador (R\$/Wp)	Potência base (kWp)	Custo ajustado (R\$)
1	R\$ 317.000,00	90,44	3,51	92,14	R\$ 322.958,65
2	R\$ 340.000,00	91,80	3,70	92,14	R\$ 341.259,26
3	R\$ 343.360,00	91,80	3,74	92,14	R\$ 344.631,70
4	R\$ 315.000,00	91,80	3,43	92,14	R\$ 316.166,67
5	R\$ 315.000,00	97,20	3,24	92,14	R\$ 298.601,85

Fonte: elaborado pelo autor

Desta forma, o custo de aquisição de um SFCR para o prédio da Engenharia Nova foi considerado R\$ 324.723,63, ou seja, a média dos cinco valores apresentados pelas empresas, e o desvio-padrão dos valores foi R\$ 18.897,37.

No caso do investimento em um sistema de energia solar fotovoltaica, as despesas não estão vinculadas apenas à aquisição do SFCR. Ao longo dos seus 25 anos de vida útil, o sistema carece de manutenção preventiva. Desta forma, recomenda-se que seja realizada a limpeza dos painéis anualmente a fim de maximizar a produção energética do sistema. Embora não exista um preço estabelecido para o serviço, empresas especializadas do setor afirmam que sua execução pode custar entre 0,5% e 1,0% do valor do sistema. Desta forma, neste estudo, foi considerada uma limpeza anual do sistema com o custo de 0,75% do seu valor de aquisição, ou seja, R\$ 2.435,43.

Além disso, embora o sistema possua uma vida útil estimada em 25 anos e os painéis fotovoltaicos, de forma geral, estejam cobertos por garantias de produção de mesmo período, o mesmo não acontece com o inversor solar. As garantias básicas contra defeitos de fabricação do inversor variam entre 5 e 7 anos, mas é comum encontrar na bibliografia empresas que apontem a vida útil do equipamento como cerca de 10 anos, podendo chegar a 15 ou mais dependendo das condições de instalação do mesmo (Solar Volt, 2019; Sol Central, 2019). Desta forma, foi considerada a troca do inversor no 13º ano de vida útil do sistema. A fim de determinar o custo do inversor, foram considerados 3 inversores de 25 kW, suficientes para suportar a potência do sistema, os quais tiveram seu preço definido em R\$ 20.692,27 cada, segundo o site Minha Casa Solar (2019), um dos mais tradicionais sites do setor fotovoltaico no Brasil.

4.2 Análise econômica

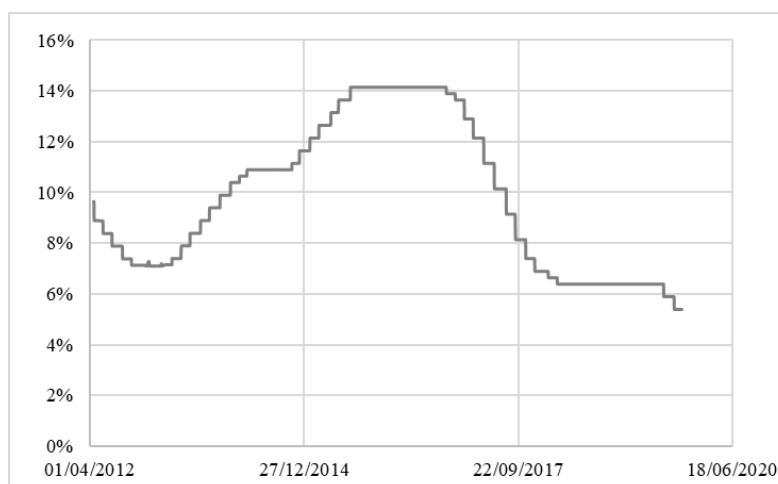
A análise da viabilidade econômica da implementação de um SFCR no prédio denominado Engenharia Nova se deu em duas partes. Inicialmente, definiu-se uma TMA satisfatória para a Universidade. Posteriormente, estruturou-se o fluxo de caixa e calcularam-se os indicadores econômicos, como mostram as subseções a seguir.

4.2.1 Definição da TMA

Para a definição da TMA do projeto, adotou-se a média da taxa SELIC durante o período de vigência da Resolução Normativa nº 482 da ANEEL. Durante este período, a taxa apresentou um comportamento oscilatório, tendo atingido o valor máximo de 14,15% a.a. durante o período entre julho de 2015 e outubro de 2016 e o valor mínimo de 5,4% a.a. no mês de outubro de 2019, período de análise deste estudo (Banco Central do Brasil, 2019a). É importante ressaltar que, dado o atual cenário de inflação controlada, a taxa SELIC tende a continuar diminuindo, o

que pode representar um cenário positivo para o estudo em questão. Desta forma, definiu-se a TMA do projeto em 9,79% a.a., que não representa o atual cenário, mas sim um cenário intermediário frente ao histórico de oscilações da taxa SELIC.

Figura 4. Variação da taxa SELIC



Fonte: elaborado pelo autor

Segundo Freitas & Hollanda (2015), ao se utilizar a taxa SELIC como TMA, compreende-se que não há risco adicional relativo ao projeto, uma hipótese simplificadora, mas satisfatória para o exemplo estudado. Esta simplificação é confirmada por Blank & Tarquin (2008), que afirmam que as taxas de desconto no setor público tendem a ser menores que as aplicadas em financiamentos de capital privado, fato que se dá pelo baixo risco associado a este tipo de investimento.

4.2.2 Estruturação do fluxo de caixa e indicadores econômicos

A definição do cenário base da análise econômica buscou tornar o mais realista possível o cenário sob o qual o SFCR seria implantado. Para tanto, no primeiro ano de atividade do sistema, levou-se em consideração as tarifas pagas pela instituição em outubro de 2019. A instituição se enquadra no grupo A, subgrupo A4, onde as tarifas bases cobradas na ponta e fora da ponta foram R\$ 1,47/kWh e R\$ 0,37/kWh, respectivamente. Estas, sob incidência de ICMS (30%) e PIS/COFINS (4,79%), resultam em tarifas cobradas pela concessionária de R\$ 2,26/kWh na ponta e R\$ 0,57/kWh fora da ponta.

No entanto, sabendo-se do comportamento variável da tarifa ao longo do tempo, analisou-se a sua variação desde o início da vigência da resolução normativa nº 482 da ANEEL,

em abril de 2012, até o momento do presente estudo. Com base nos valores da tarifa encontrados, elaborou-se uma linha de tendência para seu comportamento e definiu-se o aumento da tarifa energética em 15,71% a.a.

Como o sistema proposto só atenderá a 9,96% da atual demanda da universidade, toda a energia produzida será consumida instantaneamente, ou seja, durante o período que compreende, sobretudo, os horários de pico de incidência solar. Durante este período, a tarifa cobrada pela concessionária é a tarifa fora da ponta, a qual foi utilizada para definir a economia, em termos financeiros, que o sistema proporcionará anualmente à instituição.

Ainda, embora a produção energética do sistema represente receitas para a Universidade a partir da economia na conta de energia, esta não pode ser calculada unicamente com base na tarifa cobrada pela concessionária. O subtotal cobrado na conta de energia diz respeito à energia consumida, à energia reativa e à demanda contratada. Sobre este valor, incide-se 5,8% de impostos, que são descontados no valor total cobrado da Universidade. Estes são compostos por 1,2% de IR, 0,6% de PIS/PASEP, 3,0% de COFINS e 1,0% de CSLL.

A consideração da inflação tarifária ao longo da vida útil do sistema tornou necessária a consideração da inflação para os demais itens do fluxo de caixa. Desta forma, para a manutenção ao longo dos 25 anos, assim como para o valor definido para os inversores, considerou-se a inflação registrada pelo IPCA, acumulada no ano até outubro de 2019 que, segundo o Portal de Finanças (2019), é 2,60% a.a.

Segundo Souza & Kliemann Neto (2012), quando diferentes elementos do fluxo de caixa são afetados por diferentes índices de inflação, é necessário considerar a existência desta inflação heterogênea e fazer algumas considerações na análise econômica. Para tanto, considera-se uma inflação média calculada a partir da média ponderada das inflações incidentes sobre cada componente do fluxo de caixa. Esta inflação média deverá incidir sobre a TMA definida para o projeto, conforme Equação (4), resultando em uma taxa nominal, ou TMA global, que deverá ser a taxa utilizada para trazer os valores do fluxo de caixa ao valor presente.

$$i_n = (1 + TMA) \times (1 + i_{inf}) - 1 \quad (4)$$

Onde:

i_n = taxa nominal;

TMA = taxa mínima de atratividade;

i_{inf} = inflação média

Assim, considerou-se uma inflação média de 15,29% a.a., que resulta em uma taxa nominal de 26,58% a.a.

Conhecidas as despesas associadas ao investimento (aquisição do SFCR, troca do inversor e limpeza anual) e as receitas geradas anualmente, bem como as inflações incididas sobre cada um dos componentes, foi possível elaborar o fluxo de caixa do investimento durante os 25 anos de vida útil do sistema, apresentado no Apêndice A. Os valores do retorno do investimento em cada ano foram calculados com base na equação 5.

$$R_i = (1 - 5,8\%) \times T_i \times P_i \quad (5)$$

Onde:

R_i = retorno do investimento no ano i (R\$);

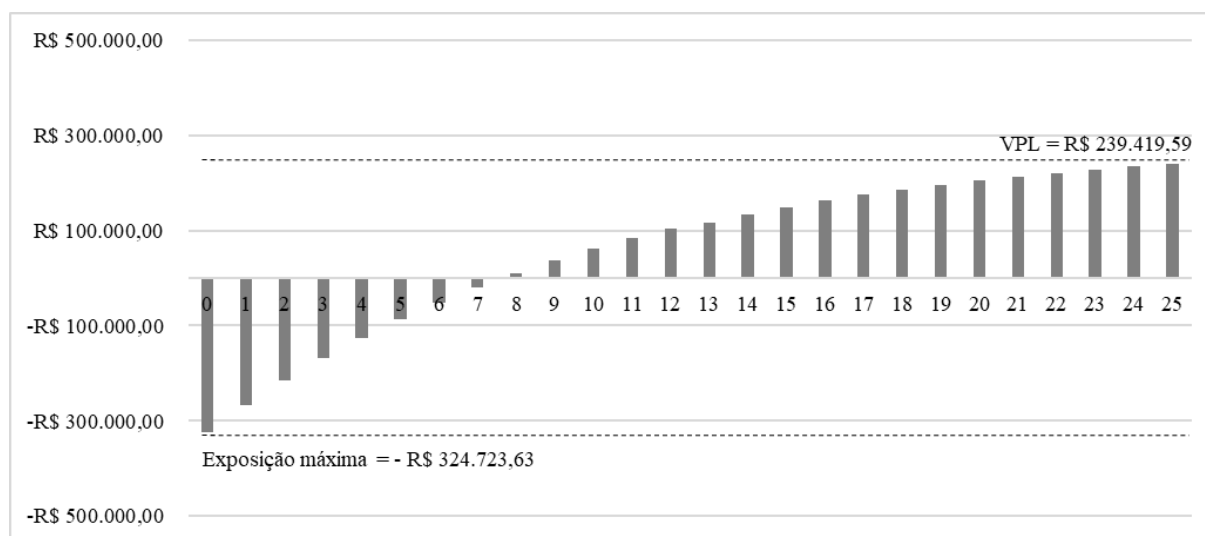
T_i = tarifa energética fora da ponta cobrada pela concessionária no ano i (R\$/kWh);

P_i = produção energética do sistema no ano i (kWh).

Um aspecto importante a ser ressaltado é que não foi considerada a depreciação do sistema ao longo de sua vida útil para a estruturação do fluxo de caixa. Por se tratar de um investimento em uma instituição pública, a depreciação do equipamento não traz nenhum impacto econômico, devido à isenção de impostos da Universidade, que retira este benefício fiscal.

Assim, definida a taxa nominal, os valores foram trazidos ao valor presente e calcularam-se os indicadores econômicos do projeto. O investimento em um sistema fotovoltaico conectado à rede no prédio da Engenharia Nova apresentou um VPL de R\$ 239.419,59, o que significa que o investimento é atrativo economicamente. Este valor representa um VAUE de R\$ 63.813,59 e uma TIR líquida de 18,77% a.a., superior aos 9,79% a.a. considerados para a TMA. O *Payback* descontado do investimento ocorre em 7,6 anos, ou seja, em aproximadamente 30% da vida útil do projeto.

A partir da análise do fluxo de caixa acumulado, apresentado na Figura 5, percebe-se que a exposição máxima do caixa ocorre justamente no momento da aquisição do sistema. Nos demais períodos, as receitas sempre superam as despesas, inclusive no 13º ano, onde ocorre uma despesa extra com a troca do inversor.

Figura 5. Fluxo de caixa acumulado

Fonte: elaborado pelo autor

4.2.3 Análise de cenários

Em investimentos caracterizados como de longo prazo, a incerteza associada a alguns de seus parâmetros torna mais complexa a verificação de sua viabilidade econômica. No estudo de implementação de um SFCR, considera-se a vida útil do sistema em 25 anos, tempo suficiente para que as diretrizes econômicas de um país passem por mudanças capazes de alterar as conclusões sobre a atratividade do investimento.

Deste modo, a fim de verificar a viabilidade do projeto sob diferentes ópticas, além do cenário base apresentado na seção 4.2, simularam-se diversos cenários a partir da variação dos dois principais parâmetros do investimento: a inflação da tarifa energética cobrada pela concessionária e a TMA, que influenciam diretamente no retorno do investimento.

Para a variação da TMA, considerou-se como valor mínimo o menor valor registrado para a taxa SELIC no período de vigência da resolução normativa nº 482 da ANEEL, ou seja, 5,40% a.a. De forma semelhante, definiu-se o maior valor em 14,15% a.a. Além disso, foram considerados os valores intermediários entre o valor definido no cenário base e os valores máximo e mínimo.

As variações na inflação energética foram feitas considerando um acréscimo e um decréscimo de 25% na projeção utilizada na análise do cenário base. Desta forma, foram analisados os aumentos tarifários de 19,64% a.a. e 11,78% a.a. e ainda os valores intermediários de 17,67% a.a. e 13,75% a.a.

Assim, foram recalculados os indicadores econômicos para os outros 24 cenários, compostos pelas combinações dos diferentes valores propostos para a TMA e para a inflação energética. Os resultados encontrados se encontram nas tabelas a seguir, as quais foram formatadas de forma que a cor verde escura indica os cenários mais atrativos economicamente, enquanto a verde clara indica os cenários menos atrativos.

Tabela 3. VPL nos cenários analisados

VPL (R\$)		Inflação da tarifa energética (a.a.)				
		11,78%	13,75%	15,71%	17,67%	19,64%
TMA (a.a.)	5,40%	R\$ 483.365,27	R\$ 491.210,84	R\$ 498.012,64	R\$ 503.997,30	R\$ 509.331,88
	7,60%	R\$ 337.609,75	R\$ 343.587,15	R\$ 348.774,48	R\$ 353.341,60	R\$ 357.414,22
	9,79%	R\$ 230.739,41	R\$ 235.383,31	R\$ 239.419,59	R\$ 242.977,53	R\$ 246.153,15
	11,97%	R\$ 150.436,07	R\$ 154.109,97	R\$ 157.309,57	R\$ 160.134,69	R\$ 162.659,74
	14,15%	R\$ 88.452,64	R\$ 91.405,52	R\$ 93.983,41	R\$ 96.264,30	R\$ 98.306,58

Fonte: elaborado pelo autor

Tabela 4. VAUE nos cenários analisados

VAUE (R\$)		Inflação da tarifa energética (a.a.)				
		11,78%	13,75%	15,71%	17,67%	19,64%
TMA (a.a.)	5,40%	R\$ 86.106,40	R\$ 96.971,62	R\$ 107.991,74	R\$ 119.179,98	R\$ 130.561,89
	7,60%	R\$ 68.074,88	R\$ 76.139,72	R\$ 84.282,58	R\$ 92.520,85	R\$ 100.879,07
	9,79%	R\$ 51.999,00	R\$ 57.887,62	R\$ 63.813,59	R\$ 69.793,86	R\$ 75.849,39
	11,97%	R\$ 37.487,69	R\$ 41.657,59	R\$ 45.843,90	R\$ 50.060,89	R\$ 54.324,98
	14,15%	R\$ 24.163,54	R\$ 26.946,69	R\$ 29.736,01	R\$ 32.542,16	R\$ 35.376,88

Fonte: elaborado pelo autor

Tabela 5. TIR líquida nos cenários analisados (% a.a.)

TIR líquida (% a.a.)		Inflação da tarifa energética (a.a.)				
		11,78%	13,75%	15,71%	17,67%	19,64%
TMA (a.a.)	5,40%	18,54%	18,66%	18,77%	18,86%	18,95%
	7,60%	18,54%	18,66%	18,77%	18,86%	18,95%
	9,79%	18,54%	18,66%	18,77%	18,86%	18,95%
	11,97%	18,54%	18,66%	18,77%	18,86%	18,95%
	14,15%	18,54%	18,66%	18,77%	18,86%	18,95%

Fonte: elaborado pelo autor

Tabela 6. *Payback* descontado nos cenários analisados

Payback descontado (anos)		Inflação da tarifa energética (a.a.)				
		11,78%	13,75%	15,71%	17,67%	19,64%
TMA (a.a.)	5,40%	6,3	6,3	6,3	6,3	6,2
	7,60%	6,9	6,9	6,9	6,8	6,8
	9,79%	7,7	7,7	7,6	7,6	7,6
	11,97%	8,7	8,7	8,6	8,6	8,6
	14,15%	10,3	10,2	10,1	10,0	10,0

Fonte: elaborado pelo autor

A análise das Tabela 3, 4, 5 e 6 aponta que o VPL e o VAUE são sempre positivos e, conseqüentemente, a TIR é sempre maior do que a TMA considerada. Assim, para os cenários analisados, o investimento sempre se mostra atrativo economicamente, mesmo com as duas variáveis de análise performando de forma pessimista.

As Tabelas 3 e 4 apontam que a quantificação do retorno financeiro do investimento está mais relacionada à TMA do projeto do que à inflação da tarifa energética considerada, visto que o VPL e o VAUE possuem valores significativamente mais atraentes quanto menor a TMA considerada.

De forma oposta, observando a Tabela 5, a TIR do projeto não apresenta mudanças com a variação da TMA, visto que a TIR é calculada a partir do fluxo de caixa não descontado. Ainda, a TIR performa de maneira otimista, mostrando um investimento mais atrativo quanto maior for a inflação tarifária considerada, ou seja, quanto mais caro for o custo de consumo da energia fornecida pela concessionária.

O *payback* descontado, mostrado na Tabela 6, não apresenta variações significativas com a variação da inflação tarifária, mas apresenta uma diferença de aproximadamente 4 anos conforme a TMA considerada. Isso mostra que, embora alguns projetos possam apresentar tempos de retorno similares, possuem retornos financeiros diferentes, conforme mostrado nas Tabelas 3 e 4.

Considerando constante a inflação tarifária constatada no período de vigência da resolução normativa nº 482 da ANEEL, analisou-se também qual deveria ser a TMA máxima do projeto para que o investimento se mostre atrativo economicamente. Desta forma, com base na inflação de 15,71% a.a., a TMA deveria ser no máximo igual a TIR do cenário base, ou seja, 18,77%, valor indexado pela taxa SELIC pela última vez no ano de 2005 (Banco Central do Brasil, 2019).

Ainda, foram realizadas análises complementares buscando compreender os limites da atratividade do investimento frente à inflação tarifária. Considerando a TMA em 9,79% a.a., seria necessária uma deflação da tarifa energética maior do que 10,72% a.a. para que o investimento se mostrasse inviável economicamente. Da mesma forma, para a TMA de 14,15% a.a., a deflação precisaria ser no mínimo 7,6% a.a., enquanto para a TMA de 5,4% a.a., no mínimo 11,58% a.a. Desde a homologação da resolução normativa nº 482 da ANEEL, a deflação tarifária ocorreu de forma pontual em novembro de 2016, com deflação de 20,4% quando comparado ao mês anterior. A tendência de crescimento da tarifa energética foi retomada cerca de 1 ano depois, em dezembro de 2017, quando a tarifa energética foi inflacionada em cerca de 30,0% quando comparada ao mês de novembro de 2017.

Comprovada a viabilidade econômica do investimento, que mostrou trazer retornos financeiros significativos para a Instituição mesmo com as variáveis performando de forma pessimista, é fundamental saber se o projeto é viável do ponto de vista financeiro, ou seja, se existe a possibilidade de a Universidade arcar com os custos de implantação do sistema, frente às suas restrições de caixa. Segundo o site da UFRGS (2019), o congelamento de cerca de 30% do orçamento de custeio da Universidade em março de 2019 poderá prejudicar o funcionamento da Universidade, inviabilizando o pagamento de despesas básicas de funcionamento e manutenção operacional. Desta forma, fica evidente a impossibilidade de arcar com um investimento tão dispendioso quanto a implantação de um SFCR, sendo necessário verificar a possibilidade de financiamentos ou parcerias para tornar o projeto viável financeiramente.

Uma das alternativas para se viabilizar o projeto é através do disposto na Lei nº 9991/2000, que obriga as concessionárias de energia a investirem 0,75% de sua receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico e 0,25% em programas de eficiência energética (Brasil, 2000). A partir desta lei, viabilizou-se a implantação de uma usina fotovoltaica de 534 kWp na Unicamp, financiada pela Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL), e a instalação da maior usina fotovoltaica do Paraná na UFPR, financiada pela Companhia Paranaense de Eletricidade (COPEL).

Poderia ainda ser abordada a possibilidade de uma parceria com empresas privadas que financiassem o investimento. Recentemente, em Porto Alegre, uma tradicional instituição filantrópica – a Casa do Menino Jesus de Praga – implantou um SFCR a partir de doações da empresa Braskem, através da Lei da Solidariedade, que concede incentivo fiscal para o financiamento de iniciativas sociais no Rio Grande do Sul (Portal Solar, 2019a).

5 Considerações finais

A realização da análise acerca da implantação de um SFCR em um prédio da UFRGS permitiu o entendimento dos custos e das receitas envolvidos em investimentos no setor fotovoltaico, assim como o entendimento dos diferentes parâmetros que tangenciam estudos de engenharia econômica. A análise teve início com a definição da potência do projeto e com a descrição dos custos envolvidos no mesmo, definidos, sobretudo, por valores informados por empresas especialistas no setor. A partir da inflação tarifária analisada nos dados históricos e na produção energética do sistema, calculou-se as receitas geradas pelo projeto, com as quais estruturou-se seu fluxo de caixa. Definida a TMA para investimentos no setor público, lançou-se mão de tradicionais métodos de engenharia econômica para analisar a atratividade do investimento. Além disso, sabendo da incerteza associada às projeções futuras, foi feita uma análise de diferentes cenários, buscando compreender o impacto causado por erros nas projeções definidas.

Independente do cenário analisado, o investimento se mostrou viável economicamente, justificando o expoente crescimento do setor fotovoltaico e alcançando o objetivo deste estudo. No entanto, devido à disponibilidade de área utilizada como restrição nesta análise, o investimento se mostrou pouco significativo no cenário macro, visto que ele representa uma economia de apenas 10% no consumo energético da edificação, que se transforma em uma parcela muito reduzida se analisado o contexto da Instituição de forma geral.

Além disso, apesar de viável economicamente, o projeto se mostrou inviável do ponto de vista financeiro, visto que a Universidade não possui recursos próprios para financiar o investimento. Assim, sugere-se o aprofundamento na busca por parceiras que permitam a continuidade e concretização do projeto.

Desta forma, comprovada a viabilidade econômica de projetos fotovoltaicos para a Universidade, sugere-se a trabalhos futuros analisar a implantação de uma usina fotovoltaica capaz de produzir energia elétrica suficiente para abater o consumo energético de todos os *campi* da Instituição. Ainda, sugere-se a ampliação da análise de múltiplos cenários a partir de metodologias com maior embasamento estatístico a partir de uma base de dados mais sólida, como a Simulação de Monte Carlo por exemplo.

Referências

- ANEEL (2019). *A tarifa de energia elétrica*. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/tarifas>>. Acesso em: 01 out. 2019.
- ANEEL. (2012, 17 de abril). Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012. *Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências*.
- ANEEL. (2015, 24 de novembro). Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015. *Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST*.
- Anzanello, J.D., & Werner, L. (2018). Análise de viabilidade econômica da implantação de sistemas de geração de energia solar fotovoltaica na cidade de Porto Alegre. *VIII Congresso Brasileiro de Engenharia de Produção, Ponta Grossa*
- Assaf Neto, A., Lima, F.G., & Araújo, A.M.P. (2008). Uma proposta metodológica para o cálculo do custo de capital no Brasil. *R.Adm., São Paulo, v.43, n.1, p.72-83*,
- Balanço Energético Nacional (2019). *Relatório Síntese Ano Base 2018, Rio de Janeiro*.
- Banco Central do Brasil (2019a). *Dados diários do SELIC*. Disponível em: <<https://www.bcb.gov.br/estabilidadefinanceira/selicedadosdiarios>>. Acesso em: 20 out. 2019.
- Banco Central do Brasil (2019b). *Taxa Selic*. Disponível em: <<https://www.bcb.gov.br/controleinflacao/taxaselic>>. Acesso em: 20 set. 2019.
- Blank, L., & Tarquin, A. (2008). *Engenharia Econômica (6ª edição)*. São Paulo: McGraw-Hill.
- BRASIL (2000, 24 de junho). Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000. *Dispõe sobre realização de investimentos em pesquisa e desenvolvimento e em eficiência energética por parte das empresas concessionárias, permissionárias e autorizadas do setor de energia elétrica, e dá outras providências*.
- Casarotto Filho, N., & Koppitke, B.H. (2010). *Análise de Investimentos: Matemática Financeira, Engenharia Econômica, Tomada de Decisão e Estratégia Empresarial (11ª edição)*. São Paulo: Atlas, 2010.
- Cascaes, B.P. (2016). *Avaliação do potencial de utilização de SFCR em uma Universidade no sul do país* (Trabalho de Conclusão de Curso). Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre.
- CEEE (2019). *Custos e Tarifas*. Disponível em: <<http://www.cee.com.br/pportal/cee/Component/Controller.aspx?CC=1782>>. Acesso em: 29 set. 2019.

Dantas, S.G., & Pompermayer, F.M. (2018). Viabilidade Econômica de Sistemas Fotovoltaicos no Brasil e Possíveis Efeitos no Setor Elétrico. *Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada*.

Dassi, J.A., Zanin, A., Bagatini, F.M., Tibola, A., Barichello, R., & Moura, G.D. (2015). Análise da viabilidade econômico-financeira da energia solar fotovoltaica em uma Instituição de Ensino Superior do Sul do Brasil. *XXII Congresso Brasileiro de Custos*

Faria, M.C.R., Da Silva, R.L., & Da Silva, R.L. (2017). *Estudo de viabilidade econômica para implementação de sistema fotovoltaicos em habitações populares* (Trabalho de Conclusão de Curso). Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba.

Freitas, B.M.R., & Hollanda, L. (2015). Micro e Minigeração no Brasil: Viabilidade Econômica e Entraves do Setor. *FGV Energia, White Paper nº 1*

Galesne, A., Fensterseifer, J.E., & Lamb, R. (1999). Decisões de Investimentos da Empresa. *São Paulo: Atlas*.

Gomes, H.B. (2014). *Avaliação econômica: eficiência energética*. João Pessoa: Editora da UFPB.

Jornal da Universidade, UFRGS (2019). *Cerco à Universidade Pública | Edição 223. 2019*. Disponível em: <<https://www.ufrgs.br/jornal/cerco-a-universidade-publica-edicao-223/>>. Acesso em: 08 set. 2019.

Minha Casa Solar (2019). Disponível em: <<https://www.minhacasasolar.com.br/inversor/inversor-on-grid/inversor-grid-tie?busca=&ordenacao=precoPor%3Adecrecente&filtro=>>>. Acesso em 20 out. 2019.

Nakabayashi, R. (2015). Microgeração fotovoltaica no Brasil: viabilidade econômica (Dissertação de Mestrado). *Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo, São Paulo*

NHS Solar (2019). *Unicamp inaugura usina de energia solar e economia pode chegar a 2 milhões por ano*. Disponível em: <<https://nhssolar.com.br/unicamp-inaugura-usina-de-energia-solar-e-economia-pode-chegar-a-2-milhoes-por-ano/>>. Acesso em: 23 nov. 2019

Parida, B., Iniyan, S., & Goic, R. (2011). A review of solar photovoltaic technologies. *Renewable and Sustainable Energy Review 15 1625–1636*

Portal de Finanças. *Inflação registrada pelo IPCA/IBGE*. 2019. Disponível em: <http://www.portaldefinancas.com/ipca_ibge.htm>. Acesso em: 03 nov. 2019

Portal Solar (2019a). *Doação permite geração de energia solar em instituição de assistência social de Porto Alegre*. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/blog-solar/energia-solar/doacao-permite-geracao-de-energia-solar-em-instituicao-de-assistencia-social-de-porto-alegre.html>>. Acesso em: 23 nov. 2019.

Portal Solar (2019b). *Mercado de Energia Solar no Brasil*. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/mercado-de-energia-solar-no-brasil.html>>. Acesso em: 06 de set. de 2019.

Portal Solar (2019c). *Quanto tempo duram os painéis solares*. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/blog-solar/painel-solar/quanto-tempo-duram-os-paineis-solares-.html>>. Acesso em: 03 out. 2019.

Pscheidt, C.E. (2017). *Análise da viabilidade econômica e dimensionamento associado à implantação de painéis fotovoltaicos em uma edificação vertical em Joinville* (Trabalho de Conclusão de Curso). Universidade Federal de Santa Catarina, Joinville.

Risen Energy CO. Ltd. (2018). Datasheet: RSM72-6-340M

Ross, S.A., Westerfield, R.W., Jordan, B.D., & Lamb, R. (2013). *Fundamentos de Administração Financeira (9ª edição)*. Porto Alegre: AMGH, 2013.

Sampaio, P.G.V., & Gonzáles, M.O.A. (2017) Photovoltaic solar energy: Conceptual framework. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 74 (2017) 590–601

Sol Central (2019). *Garantias e tempo de vida útil*. Disponível em: <http://www.solcentral.com.br/faconc_cat/garantias-e-tempo-de-vida-util/>. Acesso em: 05 nov. 2019.

Solar Energy Industries Association (2019). *What is Net Metering*. Disponível em: <<https://www.seia.org/initiatives/net-metering>>. Acesso em: 11 de set. de 2019.

Solar Volt Energia (2019). *Qual a vida útil dos equipamentos*. Disponível em: <<https://www.solarvoltenergia.com.br/blog/kit-de-energia-solar-vida-util/>>. Acesso em: 05 nov. 2019.

Souza, J.S., & Kliemann Neto, F.J. (2012). O impacto da incorporação da inflação na análise de projetos de investimentos. *Produção*, v. 22, n. 4, p. 709-717.

UFPR (2017). *UFPR terá a maior usina solar fotovoltaica do Paraná*. Disponível em: <<https://www.ufpr.br/portafulpr/noticias/ufpr-tera-a-maior-usina-solar-fotovoltaica-do-parana/>>. Acesso em: 23 nov. 2019

UFRGS (2019). *Situação orçamentária da UFRGS atinge níveis críticos*. Disponível em: <<http://www.ufrgs.br/ufrgs/noticias/situacao-orcamentaria-da-ufrgs-atinge-niveis-criticos>>. Acesso em: 23 nov. 2019.

WA Solar (2019). *Tempo de retorno do investimento em energia solar*. Disponível em: <<http://www.wasolar.com.br/tempo-de-retorno-do-investimento-em-energia-solar>>. Acesso em: 02 set. 2019.

Apêndice A

Fluxo de caixa simplificado

Ano	Despesas				Receitas		Fluxo
	Aquisição	Troca do Inversor	Manutenção	Economia			
0	-R\$ 324.723,63	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	-R\$ -	R\$ 324.723,63
1	R\$ -	R\$ -	-R\$ 2.498,75	R\$ 76.009,65	R\$ -	R\$ -	R\$ 73.510,90
2	R\$ -	R\$ -	-R\$ 2.563,72	R\$ 85.312,24	R\$ -	R\$ -	R\$ 82.748,53
3	R\$ -	R\$ -	-R\$ 2.630,37	R\$ 98.002,42	R\$ -	R\$ -	R\$ 95.372,05
4	R\$ -	R\$ -	-R\$ 2.698,76	R\$ 112.574,31	R\$ -	R\$ -	R\$ 109.875,55
5	R\$ -	R\$ -	-R\$ 2.768,93	R\$ 129.305,95	R\$ -	R\$ -	R\$ 126.537,02
6	R\$ -	R\$ -	-R\$ 2.840,92	R\$ 148.516,29	R\$ -	R\$ -	R\$ 145.675,37
7	R\$ -	R\$ -	-R\$ 2.914,79	R\$ 170.571,20	R\$ -	R\$ -	R\$ 167.656,41
8	R\$ -	R\$ -	-R\$ 2.990,57	R\$ 195.890,31	R\$ -	R\$ -	R\$ 192.899,74
9	R\$ -	R\$ -	-R\$ 3.068,33	R\$ 224.954,93	R\$ -	R\$ -	R\$ 221.886,60
10	R\$ -	R\$ -	-R\$ 3.148,10	R\$ 258.316,99	R\$ -	R\$ -	R\$ 255.168,89
11	R\$ -	R\$ -	-R\$ 3.229,95	R\$ 296.609,43	R\$ -	R\$ -	R\$ 293.379,48
12	R\$ -	R\$ -	-R\$ 3.313,93	R\$ 340.557,99	R\$ -	R\$ -	R\$ 337.244,06
13	R\$ -	-R\$ 86.665,27	-R\$ 3.400,09	R\$ 390.994,74	R\$ -	R\$ -	R\$ 300.929,38
14	R\$ -	R\$ -	-R\$ 3.488,50	R\$ 448.873,61	R\$ -	R\$ -	R\$ 445.385,11
15	R\$ -	R\$ -	-R\$ 3.579,20	R\$ 515.288,10	R\$ -	R\$ -	R\$ 511.708,91
16	R\$ -	R\$ -	-R\$ 3.672,26	R\$ 591.491,65	R\$ -	R\$ -	R\$ 587.819,40
17	R\$ -	R\$ -	-R\$ 3.767,73	R\$ 678.920,83	R\$ -	R\$ -	R\$ 675.153,10
18	R\$ -	R\$ -	-R\$ 3.865,70	R\$ 779.222,01	R\$ -	R\$ -	R\$ 775.356,31
19	R\$ -	R\$ -	-R\$ 3.966,20	R\$ 894.281,76	R\$ -	R\$ -	R\$ 890.315,56
20	R\$ -	R\$ -	-R\$ 4.069,32	R\$ 1.026.261,78	R\$ -	R\$ -	R\$ 1.022.192,45
21	R\$ -	R\$ -	-R\$ 4.175,13	R\$ 1.177.638,68	R\$ -	R\$ -	R\$ 1.173.463,55
22	R\$ -	R\$ -	-R\$ 4.283,68	R\$ 1.351.249,63	R\$ -	R\$ -	R\$ 1.346.965,95
23	R\$ -	R\$ -	-R\$ 4.395,06	R\$ 1.550.344,54	R\$ -	R\$ -	R\$ 1.545.949,48
24	R\$ -	R\$ -	-R\$ 4.509,33	R\$ 1.778.645,68	R\$ -	R\$ -	R\$ 1.774.136,35
25	R\$ -	R\$ -	-R\$ 4.626,57	R\$ 2.040.415,89	R\$ -	R\$ -	R\$ 2.035.789,32