

MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ENGENHARIA DE ENERGIA

**ANÁLISE ECONÔMICA DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS COM BATERIAS CONECTADOS
À REDE**

por

Tulio Pinto Neto

Monografia apresentada à Comissão de Graduação do Curso de Engenharia de Energia da Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para obtenção do diploma de Bacharel em Engenharia de Energia.

Porto Alegre, dezembro de 2020



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
ENGENHARIA DE ENERGIA

ANÁLISE ECONÔMICA DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS COM BATERIAS
CONECTADOS À REDE

por

Tulio Pinto Neto

ESTA MONOGRAFIA FOI JULGADA ADEQUADA COMO PARTE DOS
REQUISITOS PARA A OBTENÇÃO DO TÍTULO DE
BACHAREL EM ENGENHARIA DE ENERGIA.
APROVADA EM SUA FORMA FINAL PELA BANCA EXAMINADORA

Prof.^a Letícia Jenisch Rodrigues
Coordenadora do Curso de Engenharia de Energia

Orientador: Prof. Dr. Roberto Chouhy Leborgne

Banca examinadora:

Prof.^a Dr.^a Juliana Klas – DICLN / UFRGS

Prof.^a Dr.^a Letícia Jenisch Rodrigues – DEMEC / UFRGS

Prof. Dr. Sérgio Luís Haffner – DELAE / UFRGS

Porto Alegre, 06 de dezembro de 2020.

DEDICATÓRIA

À minha companheira Luiza, que me apoiou e ajudou durante esses últimos 3 anos, sem ela este trabalho não existiria.

Ao mestre Lauro Telles, que me ensinou a ter disciplina e paciência, virtudes que foram essenciais nesses anos de graduação e serão essenciais a minha formação.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a minha mãe e minhas duas irmãs, que participaram da minha criação até a metade de minha faculdade, vocês foram aquelas que criaram as condições iniciais para que eu pudesse trilhar meu próprio caminho.

Agradeço minha companheira Luiza, que é quem eu não esperava encontrar na vida, possui todas as virtudes que eu admiro, é uma verdadeira guerreira.

Agradeço ao meu mestre Lauro Telles por indicar os caminhos e me ensinar como superar os obstáculos, o que eu aprendi me moldou.

Agradeço aos meus amigos, antigos amigos, irmãos de treino e antigos membros de banda, em especial ao Bino, Gabriel, Gedson, Greg, Gustavo, Heloisa, Lauren, Magnus, Nenê e Roger, sem poder dar risada eu teria desistido a muito tempo atrás. Quem me conhece sabe o quanto eu valorizo a música e o kung fu.

Agradeço ao meu orientador Roberto Leborgne pela paciência com todas as vezes que eu precisei adiar a entrega do andamento deste trabalho, pelos conselhos de vida e por toda a contribuição no meu trabalho.

Agradeço a todos os professores e alunos da UFRGS e a universidade em si. Sei que de formas diferentes todos contribuem para a instituição me proporcionar a experiência única que eu tive ao longo dos anos. Foi difícil, houve obstáculos, mas sei que as condições extremas que me fizeram evoluir e adquirir conhecimento.

/

NETO, T. P. **Análise econômica de sistemas fotovoltaicos com baterias conectados à rede**. 2020. 22 folhas. Monografia (Trabalho de Conclusão do Curso em Engenharia de Energia) – Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2020.

RESUMO

Tendo em vista a menor rentabilidade de sistemas fotovoltaicos em consumidores conectados à rede elétrica em média tensão, em comparação a baixa tensão, e o elevado custo de aquisição de baterias, o presente trabalho objetivou analisar a viabilidade econômica de sistemas fotovoltaicos com baterias para unidades consumidoras do subgrupo A4, comparando entre os modos de tarifação horosazonal. Para tanto, foram avaliados quais são as variáveis presentes nesta análise econômica, realizando ajustes nas mesmas de forma a determinar seu impacto nos resultados. Para a tarifa de energia elétrica, foram analisadas formas de prever a mesma para os próximos anos, testando o modelo para verificar se a previsão de 2019 era condizente. Ao avaliar a variabilidade da taxa de desempenho dos sistemas fotovoltaicos, verificou-se que os limites recomendados pela bibliografia deste parâmetro não produzem efeitos tão significativos no retorno do investimento quanto a forma de previsão da tarifa. Apesar de utilizado pela bibliografia, observou-se que o IPCA não representa bem o comportamento da tarifa ao longo dos últimos anos, não sendo a melhor forma de a prever. O modelo definido por este trabalho utiliza regressão linear para a previsão da taxa de energia e a média harmônica dos reajustes para a previsão da TUSD. Por fim, concluiu-se que a não utilização do reajuste da tarifa pode influenciar significativamente os resultados e que, da forma como foi definido o modelo, verificou-se que o sistema é viável para a modalidade horosazonal verde, e inviável para azul.

PALAVRAS-CHAVE: modelo de previsão de tarifa, análise econômica, sistema fotovoltaico, baterias

NETO, T. P. **Economic analysis of grid-connected photovoltaic-battery storage systems**. 2020. 22 sheets. Monography (Undergraduate thesis in Energy Engineering) – Engineering School, Federal University of Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2020.

ABSTRACT

Considering the lower profitability of photovoltaic systems on consumers connected to the medium voltage power grid, compared to low tension, and the high cost of purchasing batteries, the present study aimed at analyzing the financial viability of battery-based photovoltaic systems for consumer units of the A4 subgroup, comparing different horoseasonal pricing modes. For this purpose, the variables present in this financial analysis were evaluated and adjusted in order to determine their impact on the results. For the electricity tariff, means of forecasting the tariff for the next years were analyzed, testing the model to verify whether the 2019 forecast was consistent. When evaluating the performance rate variability of photovoltaic systems, it was found that the limits recommended by the literature for this parameter do not produce effects as significant as the way of forecasting the tariff on the investment return. Although used by the literature, it was observed that the IPCA does not represent well the behavior of the tariff over the last few years and it is not the best way to predict it. The model defined by the present work use linear regression to forecast the energy rate and the harmonic mean of the readjustments for the TUSD forecast. Finally, it was concluded that the non-use of the tariff readjustment can significantly impact the results and that the model defined, demonstrated that the system is viable for the green horoseasonal modality, and not viable for blue.

KEYWORDS: tariff forecast model, financial analysis, photovoltaic systems, batteries

SUMÁRIO

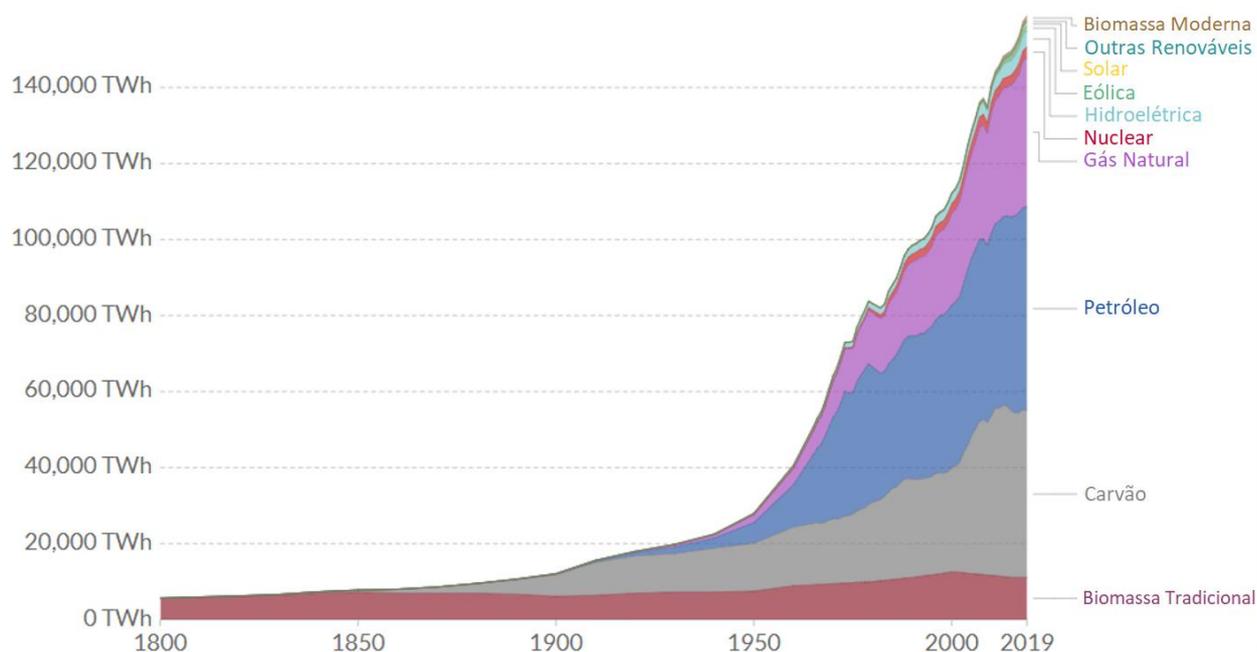
1	INTRODUÇÃO	1
1.1	Motivação.....	1
1.2	Objetivo.....	3
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	3
2.1	Geração Solar Estimada	4
2.2	Tarifação e Parâmetros Financeiros	5
3	METODOLOGIA	6
3.1	Modelo de fluxo de caixa	6
3.2	Parâmetros iniciais e premissas	7
3.3	Reajustes dos parâmetros e premissas	8
3.4	Reajuste da tarifa.....	8
3.5	Avaliação do reajuste da tarifa	8
3.6	Operação do sistema.....	10
4	ESTUDO DE CASO E RESULTADOS	10
4.1	Definição do sistema	10
4.2	Parâmetros iniciais	12
4.3	Reajustes dos parâmetros	12
4.4	Variações da tarifa e o IPCA	13
4.5	Reajuste por variação percentual.....	15
4.6	Média harmônica e IPCA	16
4.7	Regressão linear	18
4.8	Modelo de reajuste da tarifa	19
4.9	Resultados financeiros.....	19
5	CONCLUSÃO	20
6	REFERÊNCIAS	21

1 INTRODUÇÃO

1.1 Motivação

Mundialmente, observa-se um crescente aumento no consumo de energia, causado principalmente pelo desenvolvimento econômico de nações subdesenvolvidas e pelo processo de aumento da população global. Nesse sentido, segundo dados da *Our World in Data*, como pode se visualizar na Figura 1.1, estima-se que entre os anos de 1965 e 2017 houve um aumento de 203,3% no consumo de energia global (RITCHIE; ROSER, 2018). Além disso, segundo a publicação *World Energy Outlook* (WEO), a previsão de aumento no consumo de energia mundial é de 26,8% até o ano de 2040 (WEO, 2018). Em decorrência disso, órgãos mundiais vêm discutindo a necessidade de incentivar fontes energéticas renováveis. Em 1970, a matriz energética mundial era aproximadamente 83,3% de carvão, gás natural e derivados de petróleo (RITCHIE; ROSER, 2018). Porém, em 1972 com a Conferência de Estocolmo, ocorre a primeira manifestação mundial de preocupação em relação a sustentabilidade, dando origem a “Declaração da Conferência das Nações Unidas sobre o Meio Ambiente Humano”, documento que aborda tópicos ambientais, sendo um deles a gestão de recursos naturais, de forma a evitar seu esgotamento (ONU, 1972). Ainda assim, desde 1990 até 2014 a matriz elétrica mundial é composta por mais de 60% de combustíveis fósseis (RITCHIE; ROSER, 2018).

Figura 1.1 - Consumo de energia ao longo dos anos.



Fonte: RITCHIE; ROSER, 2018, tradução do autor

No Brasil, no ano de 1970, a principal fonte de geração de energia elétrica era a de usinas hidrelétricas, representando 87% da matriz elétrica brasileira (BEN, 2018), entretanto, o impacto socioambiental causado pelo alagamento e contenção de fluxo das centrais de grande geração dificulta o surgimento de nova usinas hidrelétricas. Dessa forma, fontes renováveis como a biomassa, pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), eólica e solar passam a ser mais incentivadas em programas como o Luz para Todos, no qual energia elétrica é levada a comunidades remotas na Amazônia. (BRASIL, 2015). Até o ano de 2012 a geração de energia era, na sua maioria, centralizada, isto é, encontrava-se em grandes usinas, localizadas fora dos centros urbanos. O marco regulatório para a geração descentralizada de energia com fontes alternativas se dá com a entrada da Resolução Normativa (REN) 482 da ANEEL, 2012, que regulamenta a geração de energia com fontes renováveis em unidades consumidoras (UC).

Desde então, observa-se um grande crescimento da energia solar fotovoltaica no Brasil, com uma variação de 467,5% de potência instalada entre os anos de 2012 e 2017 (BEN, 2018). Crescimento esse

que vem sendo impulsionado por incentivos fiscais (BRASIL, 2018), diminuição nos custos dos sistemas (INSTITUTO IDEAL, 2019) e produção de normas técnicas que englobam a área (ABNT, 2017).

A inserção de sistemas fotovoltaicos na rede elétrica, porém, traz uma série de preocupações dos órgãos reguladores do setor elétrico, como observado na audiência pública 001/2019, gerando um movimento de desincentivo fiscal de sistemas conectados à rede, devido ao aumento nos custos das distribuidoras e, por consequência, no valor da tarifa repassada a todos os consumidores, independente de possuírem ou não sistemas de geração própria (ANEEL, 2019a).

Um dos problemas causados no sistema elétrico pela inserção de fontes fotovoltaicas é a indisponibilidade destes sistemas condicionada ao clima e a não possibilidade no controle de geração. Além disso, com o aumento da penetração do sistema fotovoltaico na rede elétrica, outro problema que vem sendo observado é a variação de potência durante poucos segundos em período nublados. Segundo Lopes (2015), uma variação de até 80% da potência elétrica pode ocorrer em poucos segundos, o que impacta negativamente o sistema elétrico.

Uma solução possível para ambos os problemas citados é a utilização de baterias conjuntamente com sistemas fotovoltaicos. Entretanto, baterias possuem preço de aquisição relativamente elevado, o que faz com que uma análise econômica seja necessária em torno do tema, de forma a verificar a viabilidade desses sistemas.

Os investimentos de energia solar em UC de média tensão possuem menor rentabilidade que os de baixa tensão, isto se dá devido as diferentes tarifas que são aplicadas ao sistema de média e ao sistema de baixa tensão. Além disso, há uma significativa diferenciação no valor da taxa de energia (TE) no horário fora ponta (FP) e horário ponta (P). Desta forma, a atratividade econômica de investimento dos sistemas fotovoltaicos com baterias é maior em UC de média tensão, devido a possibilidade de utilização das baterias com o fim de armazenar energia em horários de baixo valor de tarifa, e injetar energia na rede em horários de elevado valor de tarifa.

Por fim, para uma adequada análise da viabilidade econômica de sistemas fotovoltaicos com baterias, a definição de alguns parâmetros do estudo de caso necessita ser analisada, como por exemplo, o percentual de reajuste da tarifa de energia nos próximos anos ou a eficiência dos componentes do sistema. Enquanto parâmetros como a eficiência afetam de forma direta o sistema, onde um erro de 10% na eficiência representará 10% de erro na geração durante todo o horizonte de tempo analisado, parâmetros como o reajuste percentual da tarifa possuem propagação no erro, onde o erro aumenta a cada nova medida. Ainda, o que se observa na bibliografia é a ausência de métodos para reajuste da tarifa de energia, como mostra a Tabela 1.1.

Tabela 1.1 – Utilização do reajuste da tarifa de energia em artigos, dissertações, teses e trabalhos.

Ano	Título	Tipo de Trabalho	Reajuste
Dassi, J.A. (2015)	ANÁLISE DA VIABILIDADE ECONÔMICO-FINANCEIRA DA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA EM UMA INSTITUIÇÃO DE ENSINO SUPERIOR DO SUL DO BRASIL	Artigo	Não utiliza/define
Amaral, R. C. (2016)	IMPACTO TÉCNICO E ECONÔMICO DA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA EM PRÉDIOS PÚBLICOS ATRAVÉS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	Dissertação	Não utiliza/define
Thomé, M. H. C. (2017)	ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA DA IMPLANTAÇÃO DE SISTEMAS DE BATERIAS DE LÍTIO-ÍON EM UNIDADES CONSUMIDORAS CONECTADAS NA MÉDIA TENSÃO	Trabalho de Conclusão de Curso	4,1% - Base na projeção de inflação do banco central para os próximos 3 anos

Farias, H. E. O. (2018)	ANÁLISE TÉCNICA DO IMPACTO DO USO DE BATERIAS EM SISTEMAS CONECTADOS À REDE APLICADO EM DIFERENTES CLASSES DE CONSUMO	Trabalho de Conclusão do Curso	2% - Não justifica a taxa utilizada
Silva, M. R. (2018)	DIMENSIONAMENTO E VIABILIDADE ECONÔMICA DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE PARA UMA UNIDADE EDUCACIONAL PÚBLICA DO MUNICÍPIO DE PAULO AFONSO -BA	Artigo	Não utiliza/define
Filho, M. A. (2018)	ESTUDO DA VIABILIDADE ECONOMICA DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DOS CONSUMIDORES DO GRUPO A	Artigo	6% - Não justifica a taxa utilizada
Finotti, A. S. (2018)	SIMULAÇÃO DO USO DE BATERIAS ADOTANDO A TARIFA BRANCA PARA MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA DE CLASSE RESIDENCIAL	Artigo	5,8% - Não justifica a taxa utilizada

Fonte: Elaborado pelo autor

1.2 Objetivo

O presente estudo objetiva analisar a viabilidade econômica dos sistemas fotovoltaicos com baterias em UC de média tensão conectados à rede em diferentes modalidades tarifárias, sendo elas a horosazonal azul e verde, entre as possíveis tarifação de ICMS devido ao tipo de consumidor, bem como avaliar a influência de parâmetros financeiros nesta análise. Ainda, este trabalho busca:

- Definir um modelo de previsão da tarifa de energia elétrica;
- Avaliar se há viabilidade econômica no uso de baterias em conjunto com sistemas fotovoltaicos para consumidores do grupo A4;
- Verificar se há uma maior rentabilidade com o consumidor tarifado como horosazonal verde ou azul com variações no ICMS;
- Definir como se dá o impacto dos parâmetros nos resultados financeiros da análise.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Silva et al. (2018) apresentam um estudo de dimensionamento fotovoltaico para a escola Centro Educacional Municipal de Paulo Afonso, baseando-se em métodos da bibliografia e *softwares* para o cálculo da potência necessária de forma a suprir o consumo anual da edificação. O referido estudo possuiu um retorno do investimento em sete anos e sete meses. A verificação por software provém uma maior confiabilidade nos métodos utilizados. Os softwares utilizados nesse estudo foram o RADIASOL 2, PVsyst e SunData.

Dassi et al. (2015) utilizam-se de um tempo de retorno descontado, ou seja, consideram uma desvalorização da moeda de forma a recuperar o investimento arbitrando contra uma taxa de reajuste. O estudo em questão avaliou o sistema com 13,5 anos para recuperar o valor investido reajustado a uma taxa de 10%.

Filho e Santos (2019) desenvolveram um estudo de viabilidade econômica voltado para consumidores do grupo A, os quais possuem uma tarifa relativa ao consumo de energia inferior aos do grupo B (o que acaba por impactar na viabilidade do sistema fotovoltaico). Foi analisado ainda a possibilidade de mudança da cobrança tarifária destes consumidores para a mesma modalidade tarifária do grupo B, mudança regulada pelo artigo 100 da REN 414 (ANEEL, 2010).

Um estudo Norte-americano utilizou-se do software SAM para analisar múltiplos cenários de sistemas fotovoltaicos conectados com bateria de forma a reduzir a demanda na cidade de Los Angeles. Conforme o cenário foi possível encontrar valores presentes líquidos positivos, o que mostra que alguns

estudos integrados com baterias já são viáveis fora do Brasil. Também foram analisados nesse estudo a redução de demanda sem o sistema fotovoltaico, mas somente armazenando energia da rede com baterias, o que também possuiu valor de retorno positivo (DIORIO; DOBOS; JANZOU, 2015).

Finotti, Almeida e Zilles (2018), fizeram uma análise da utilização de sistemas fotovoltaicos com baterias para consumidores de baixa tensão utilizando-se da tarifa branca como forma de remuneração para as baterias. Com a diferença encontrada entre as tarifas de cada horário, mostrou-se que esse cenário em baixa tensão não é viável.

Thomé (2017) realizou um estudo de implementação de baterias em média tensão supondo três *cases*, onde avaliou que a implementação do sistema nas concessionárias Light (Rio de Janeiro) e CEMIG (Minas Gerais) não são viáveis. Entretanto o mesmo encontrou viabilidade na concessionária Coelba (Bahia). Este estudo utilizou-se de análise de retorno em fluxo de caixa descontado, e de valor presente líquido para analisar a viabilidade.

Grande parte dos métodos de dimensionamento utilizados pela bibliografia brasileira são embasados pelo Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos (CRESESB, 2014). Trata-se de uma iniciativa do Grupo de Trabalho de Energia Solar (GTES) com o apoio de órgãos governamentais e contribuições de diversos professores da área.

Tendo estudos anteriores relacionados com o assunto para a realização do presente trabalho, seguiremos com as fundamentações teóricas necessárias para compreensão dos aspectos técnicos e econômicos, que formarão a estrutura do estudo de caso a ser abordado nas seções seguintes.

2.1 Geração Solar Estimada

O valor de energia gerada pelo sistema é variável com a irradiação solar esperada pela região e com a taxa de desempenho do sistema. Uma expressão para resolver a questão de geração é encontrada no Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos (PINHO; GALDINO, 2014):

$$P_{FV} = \frac{\left(\frac{E}{TD}\right)}{HSP_{MA}} \quad (2.1)$$

Onde:

E (kWh/dia) – Consumo diário médio anual da UC;

HSP_{MA} (h) – Média diária anual das horas de Sol pleno incidente no plano dos módulos fotovoltaicos;

P_{FV} (kWp) – Potência de pico total do sistema;

TD (adimensional) – Taxa de desempenho.

A variável média diária anual de horas de sol, é um parâmetro comum utilizado pela bibliografia, a qual, indica a quantidade de horas que um plano incidente recebe 1000 W de energia por metro quadrado

Esse método utiliza-se da energia consumida pela UC em questão para definir a potência de pico do sistema, entretanto, este trabalho utilizará a mesma no contexto inverso, onde se possui uma usina de determinada potência de pico e se utilizará equação para determinar a energia gerada pelo sistema como mostrado abaixo ao isolar a energia gerada:

$$E = P_{FV} TD HSP_{MA} \quad (2.2)$$

Um método simplificado de dimensionamento pode ser utilizado para determinar as perdas neste sistema, proposto por Egido e Lorenzo (1992), o mesmo descreve um fator de 1,2 como perdas nas conexões, controladores e como “margem de segurança”. Portanto neste estudo foi proposto a seguinte equação, de forma a contabilizar a energia perdida pelas baterias:

$$E = \frac{P_{FV} TD HSP_{MA}}{1,2} \quad (2.3)$$

2.2 Tarifação e Parâmetros Financeiros

A tarifa possui valor homologado pela ANEEL, composto pelo somatório da taxa de energia (TE) e da taxa de utilização do sistema de distribuição (TUSD), sendo cada valor definido para cada concessionária. O valor final por sua vez é o homologado, reajustado com o valor de impostos (CEEE, 2019).

$$T_f = \frac{T_h}{1 - Tr_p - Tr_c - Tr_I} \quad (2.4)$$

Onde:

T_f (R\$/kWh) – Tarifa final a ser praticada pela concessionária nos consumidores;

T_h (R\$/kWh) – Tarifa homologada pela ANEEL para a concessionária;

Tr_c – Tributo COFINS;

Tr_I – Tributo ICMS;

Tr_p – Tributo PIS;

Para períodos de fluxos de caixa, ainda é comum a utilização de parâmetros financeiros como o ROI (*Return Over Investment* - Retorno Sobre Investimento) e TIR (Taxa Interna de Retorno), que são bem consolidados em análises econômicas e para o mercado em geral. O ROI e a TIR são definidos nas equações a seguir.

$$ROI = \frac{(E_t - In)}{In} \quad (2.5)$$

Onde:

E_t (R\$) – Economia total no horizonte projetado;

In (R\$) – Valor investido no projeto.

ROI – Retorno do Investimento (*Return Over Investment*);

$$0 = -In_0 + \sum_{a=1}^t \frac{E_a}{(1 + TIR)^a} - \sum_{a=1}^t \frac{In_a}{(1 + TIR)^a} \quad (2.6)$$

Onde:

E_a (R\$) – Valor de economia no ano “a”;

In_0 (R\$) – Valor do investimento no ano zero;

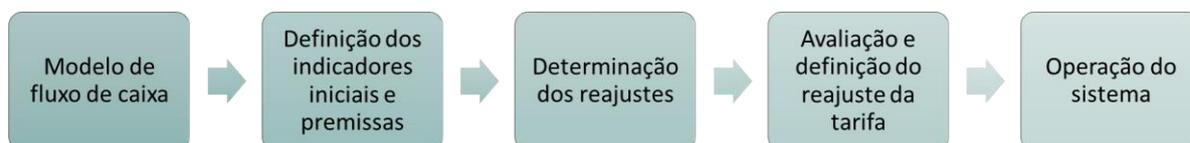
In_a (R\$) – Valor investido no ano “a”

TIR – Taxa interna de retorno;

3 METODOLOGIA

As Subseções seguintes seguiram o fluxograma da Figura 3.1, que mostra as principais etapas utilizadas na metodologia deste trabalho.

Figura 3.1 – Divisão de seções adotadas na metodologia.



Fonte: Elaborado pelo autor

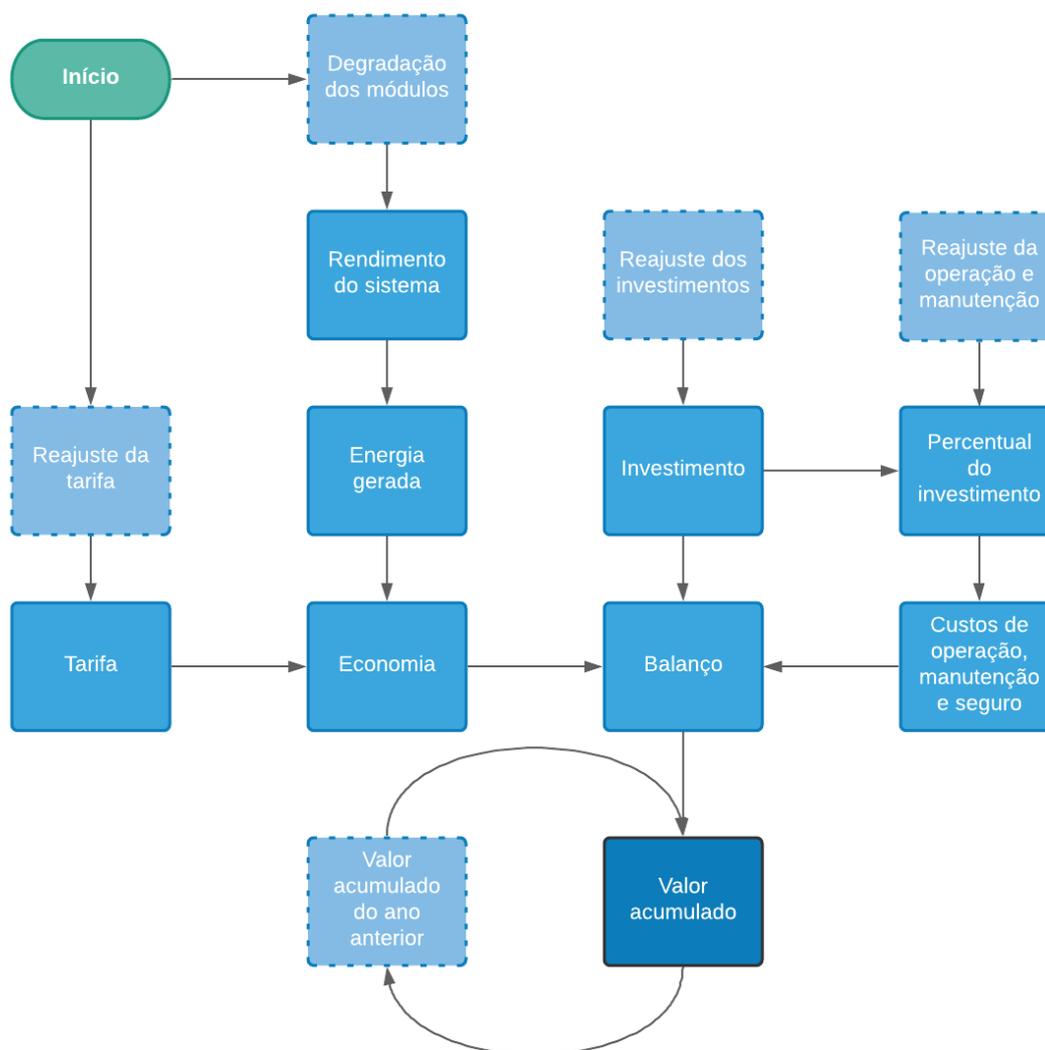
3.1 Modelo de fluxo de caixa

As etapas de cálculo a serem executadas são a utilização de um rendimento inicial do sistema, onde este rendimento é corrigido anualmente pela degradação dos módulos fotovoltaicos. Ambos os dados são fornecidos pelo fabricante. Com estas variações, reajusta-se a energia gerada a cada ano. A tarifa é reajustada por um método que será definido neste trabalho, e a utilização da energia produzida naquele ano pela tarifa fornecerá a economia do sistema.

O custo de operação, manutenção e seguro é baseado em um percentual do investimento realizado. Tanto estes custos anuais quanto o custo de investimentos posteriores serão reajustados a cada ano.

Por fim, a soma das entradas do fluxo de caixa subtraídos das saídas resultará no balanço anual, que ao ser somado ao valor acumulado do ano anterior, resultará no valor acumulado do ano atual. A Figura 3.2 mostra um esquema que estrutura todo o processo utilizado nesta subseção.

Figura 3.2 – Esquema apresentando as etapas do fluxo de caixa, é mostrado o início de cada ano em verde, os reajustes e valores de anos anteriores em azul claro com a borda tracejada, os valores consolidados estão em azul e em azul escuro o valor acumulado final.



Fonte: Elaborado pelo autor

3.2 Parâmetros iniciais e premissas

O transporte e instalação dos módulos fotovoltaicos pode causar pequenos danos nas células fotovoltaicas. O rendimento dos módulos fotovoltaicos no ano inicial é resultado deste processo natural, desta forma, os fabricantes fornecem o rendimento em que é dada garantia dos módulos no primeiro ano de utilização, os valores esperados para este rendimento inicial estão entre 96% a 98%. Diferenças de geração entre cada módulo gera o efeito de incompatibilidade (*mismatch*), e os componentes utilizados nos sistemas possuem suas próprias perdas. Todas as perdas podem ser computadas de uma forma única no que se chama a taxa de desempenho (TD) dos sistemas solares fotovoltaicos. Os valores recomendados de TD estão entre 0,7 a 0,85. Neste trabalho, ambos os extremos do TD foram avaliados, de forma a avaliar o impacto na possibilidade de erro no cálculo da geração destes sistemas.

Os tributos PIS e COFINS cobrados na tarifa possuem variações mensais ligadas a cada concessionária, e não apresentam tendência de crescimento ou decrescimento. Desta forma, foi utilizada a média dos últimos 36 meses para a concessionária que foi definida no trabalho. A tarifa de cada

concessionária é publicada pela ANEEL anualmente, o valor inicial considerado foi consultado na última resolução publicada, de 2019 (ANEEL, 2019).

O sistema precisará de investimentos conforme o fim da vida útil de cada componente do sistema. Na análise que foi proposta, utilizou-se o custo dos inversores e baterias para serem realizados no fim de suas vidas úteis. Os demais componentes do sistema de menor custo foram considerados como englobados pelos custos de operação e manutenção. O horizonte de análise considerado foi de 24 anos, a vida útil dos inversores e das baterias em 12 anos.

Conforme demonstrado por Thomé (2017), a irradiação solar pode impactar na análise a ponto de inviabilizar um estudo. Desta forma, torna-se indispensável a definição do local de análise da instalação anterior a toda a análise que será feita, sendo esta parte essencial da metodologia.

3.3 Reajustes dos parâmetros e premissas

Para realizar a análise econômica proposta, necessita-se a definição de um consumidor que servirá de modelo para este estudo, porém os consumidores do grupo A4 são provenientes de diversos setores, o que ocasiona em comportamentos da carga com relação ao horário de operação não previsíveis, dificultando a definição de um consumidor genérico. Portanto, de forma a se tornar abrangente, o estudo se propõe a atender somente parte da carga ponta do consumidor, considerando a mesma constante durante todo o período de alimentação do sistema pelas baterias. Essa metodologia permite aplicar os mesmos valores e resultados deste estudo a diversos consumidores, uma vez que não trata da particularidade envolvida na curva de carga de cada um.

A degradação dos módulos a cada ano é fornecida pelo fabricante, e encontram-se valores conforme cada fabricante e modelo podendo estar entre 0,4% e 0,8%. A Operação, manutenção, seguro e os custos de investimento são reajustados pela média do IPCA dos últimos 10 anos. O IPCA é o parâmetro oficial de inflação.

3.4 Reajuste da tarifa

Conforme levantado na revisão bibliográfica, estudos sugerem que os parâmetros econômicos e financeiros podem ser representados pela inflação. Neste estudo, entretanto, propõe-se a validação da utilização do IPCA como taxa para reajustar a tarifa, bem como outros métodos estatísticos, como a média, mediana, média harmônica e regressão linear.

Cada variação de tarifa de um ano para o outro pode ser representada em uma taxa, sendo comumente utilizada como o novo valor dividido do seu anterior. A partir de uma base de dados das tarifas consolidadas a cada ano, é possível então obter os reajustes efetivados a cada ano. A média é um dos parâmetros estatísticos mais comuns que se pode utilizar para prever os dados posteriores. Afinal, estatisticamente, é esperado que a média de longos períodos do passado aconteça novamente para longos períodos no futuro. Outros parâmetros que se podem utilizar são a variação da média pelo desvio padrão (que costuma representar um indicativo do erro das medidas), a mediana ou o 1º e 3º quartil (numa analogia semelhante a média e o desvio padrão) e a média harmônica.

O reajuste feito a partir de taxas fixas possuem crescimento exponencial, entretanto, pode ser que o crescimento exponencial não seja o mais adequado para reajustar a tarifa ao longo dos próximos 25 anos, podendo criar cenários com tarifas muito altas. Desta forma, podemos utilizar os valores absolutos, buscando uma reta que represente os valores da tarifa ao longo do tempo, minimizando os erros de cada valor. Para este fim, foi utilizado um modelo de regressão linear, aplicado como proposta ao longo deste trabalho.

No presente estudo foram utilizados os dados dos reajustes e revisões definitivas de 2013 a 2019. Os métodos de reajustes anteriores ao ano de 2013 seguiam outros critérios, portanto poderiam causar distorções nas previsões da tarifa para os próximos anos e por isso optou-se por não os considerar na presente análise.

3.5 Avaliação do reajuste da tarifa

É necessário avaliar cada modelo testado para se reajustar a tarifa de forma a se verificar se ele irá produzir resultados confiáveis. Quanto menor o erro gerado pelas medidas ao longo dos próximos anos, melhor será a exatidão do resultado econômico deste estudo, especialmente pelo impacto que o reajuste da tarifa possui sobre a análise. Uma forma de avaliar se o método proposto irá prever bem os próximos

resultados é reduzindo a quantidade de medidas que temos (retirando o último ou mesmo os últimos anos) e avaliando se o método proposto pode prever bem os valores que retiramos. Um exemplo é demonstrado na Figura 3.3, onde se utilizou os anos de 2013 até 2018 para se prever o ano de 2019, e é possível comparar o valor previsto com o valor homologado.

Figura 3.3 – Previsão da tarifa de energia no ano de 2019 utilizando-se a média harmônica dos reajustes do período de 2013 a 2018. É possível verificar que o resultado previsto foi maior que o homologado.



Fonte: Elaborado pelo autor

A partir dos valores previstos e homologados é possível então determinar o erro do modelo, utilizando a Equação (3.1).

$$e_i = \frac{T_p}{T_f} - 1 \quad (3.1)$$

Onde:

e_i – Erro na previsão realizada;

T_p – Tarifa prevista para o mesmo ano conforme o modelo;

T_f – Tarifa final a ser praticada pela concessionária nos consumidores.

Este método foi repetido para cada componente da tarifa (TE e TUSD) e para cada estrutura tarifária horosazonal, o que possibilita uma análise mais precisa do erro do método, uma vez que se utilizam mais dados para validar a precisão do modelo. Como cada medida de erro é feita para uma componente de uma estrutura tarifária horosazonal, é interessante computar todos estes erros em um único valor, para que possa se comparar entre os modelos. A Equação (3.2) explicita o cálculo do erro médio absoluto, parâmetro que foi utilizado como base para poder comparar cada modelo.

$$e_{med}^{abs} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n |e_i| \quad (3.2)$$

Onde:

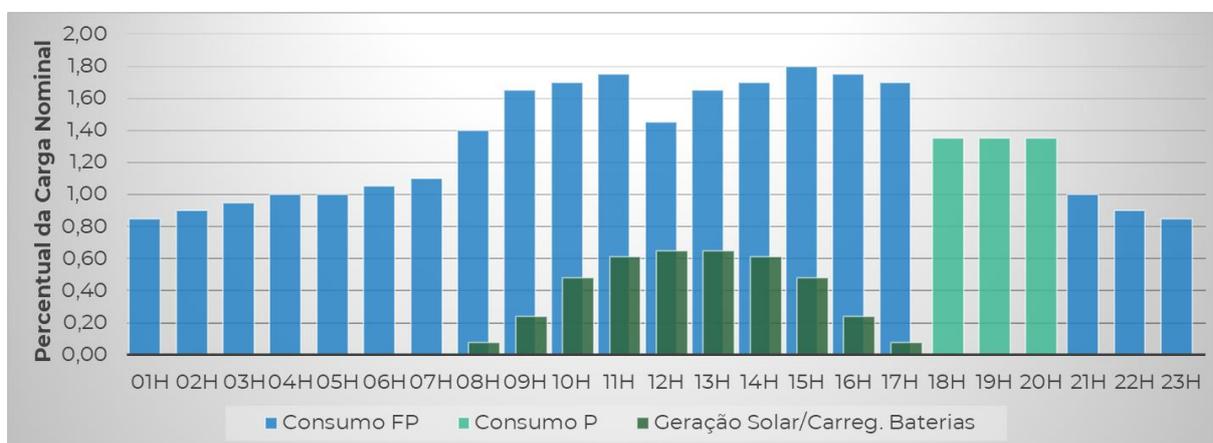
e_{med}^{abs} – Erro médio absoluto;

n – Quantidade de componentes de tarifa em cada modalidade tarifária horosazonal a serem previstas pelo modelo.

3.6 Operação do sistema

No presente estudo, para fins de simplificação, assumiu-se que a carga será constante no período ponta e que toda energia gerada pelo sistema fotovoltaico irá para o sistema de baterias, sendo assim, toda energia gerada pelo sistema solar terá um decréscimo devido a eficiência das baterias. Após o nível crítico da bateria, as cargas serão alimentadas pela rede elétrica da concessionária, e seguirão assim até o horário ponta novamente. Como um exemplo, a Figura 3.4 ilustra o consumo, geração e carga propostas neste trabalho, possui uma razão da carga nominal.

Figura 3.4 – Operação do conjunto carga, bateria e sistema fotovoltaico hora a hora conforme as premissas estipuladas neste trabalho.



Fonte: Elaborado pelo autor

Durante os finais de semana não há horário ponta. A possibilidade de não se utilizar energia do sistema fotovoltaico durante o final de semana possui a vantagem de se utilizar essa energia com a melhor rentabilidade e possivelmente aumente a vida útil dos componentes. Entretanto, ao se armazenar energia durante os finais de semana, necessitará de um banco de baterias que armazene três vezes a quantidade gerada do sistema fotovoltaico, o que aumentará os custos iniciais do sistema e de um sistema que possa identificar o tipo de dia que se está operando.

Este trabalho considerou que toda energia gerada em um dia será consumida no período de 18h-20h, mesmo nos finais de semana, o que acarretará que $\frac{5}{7}$ da energia possuirá economia com a tarifa do horário ponta e $\frac{2}{7}$ da energia possuirá economia com a tarifa do horário fora ponta.

4 ESTUDO DE CASO E RESULTADOS

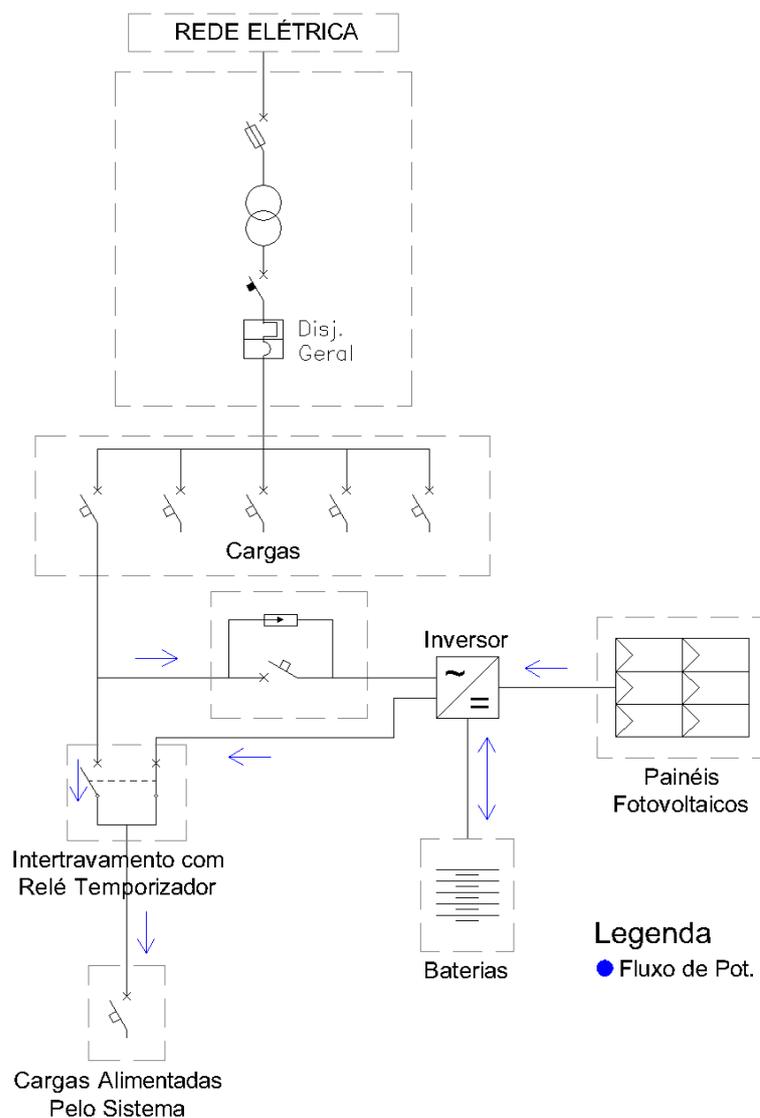
4.1 Definição do sistema

A fornecedora escolhida para consulta dos preços de equipamentos foi a Aldo Solar, pois a mesma possui tanto os preços de aquisições dos kits, que possuem preços menores do que o somatório dos preços individuais dos equipamentos, quanto dos equipamentos individuais, o que é interessante pela necessidade de substituição dos equipamentos ao longo da análise. Outro motivo é que esta fornecedora disponibiliza todos os preços abertamente, sem necessidade de cadastro na plataforma para obter os valores. Por fim, o motivo final de decisão foi de a fornecedora possuir equipamentos que viabilizam a análise da forma como ela foi proposta na metodologia, uma vez que os equipamentos possuem as configurações necessárias para isto.

Para definirmos os equipamentos da análise, foi procurado o modelo de bateria com o menor custo pela quantidade de energia que pode armazenar ao longo da sua vida útil. Para isto foi considerado a menor quantidade de ciclos que o fabricante indica na folha de dados da bateria e a energia armazenada a cada ciclo. Para o caso da bateria definida, a profundidade de descarga dos testes realizados era de 80%. Buscou-se os kits que possuíssem menor quantidade de potência-pico do sistema fotovoltaico.

O inversor encontrado para esta análise, é o Growatt SPF 3000TLHVM-48, que possui conexão com a rede, com os módulos, com a bateria e com a carga a ser alimentada. Este inversor possui configuração que permite definir se a prioridade de alimentação da carga é através da rede elétrica, ou do conjunto sistema fotovoltaico e baterias. Para o estudo proposto, a configuração de prioridade do sistema fotovoltaico e baterias é acionada. Entretanto, como o inversor não possui configuração horária, a carga será alimentada no período FP, o que não é desejável, desta forma, foi inserido um sistema de relés temporizadores com contatos de intertravamento de forma a desconectar a carga do inversor e conectá-la na rede. A Figura 4.1 mostra como é feita essa conexão e as possíveis direções do fluxo de carga. Cabe salientar ainda, que o inversor não injeta energia para a concessionária.

Figura 4.1 – Diagrama Unifilar esquemático mostrando as conexões e o fluxo de carga do sistema proposto para a análise. O Diagrama Unifilar contemplado aplica-se para UC com demanda inferior a 300 kW, sendo que para potências superiores o disjuntor geral será na média tensão, o que não altera as configurações do sistema proposto.



Os custos do kit totalizam R\$ 49.409,00 e este é um valor sugerido para as empresas praticarem na venda final para os clientes, logo já inclui inclusive margem das empresas. O kit é composto por 12 módulos fotovoltaicos, inversor fotovoltaico, cabeamento para corrente-contínua, conectores MC4, proteções de corrente-contínua e um módulo de bateria lítio. O sistema de intertravamento com relé temporizador, entretanto, não está incluso no sistema, portanto foi cotado a parte e estima-se em R\$ 500,00. Totalizando um investimento inicial de R\$ 49.909,00. Já, o custo da operação, manutenção e seguro do sistema foi estimado no total de 5% do custo do investimento (R\$ 2.495,45). Para a troca de equipamento, entretanto, foi utilizado o custo do equipamento sem incluir os custos de margem entre outros, pois considera-se que a empresa contratada pela operação e manutenção irá cobrar o custo somente do equipamento, sendo o inversor em R\$ 3.149,00 e o módulo de baterias em R\$ 28.809,00.

4.2 Parâmetros iniciais

Conforme consultado na folha de dados do módulo BYD 335PHK-36, o rendimento inicial do módulo parte de 97,5% no primeiro ano. A média de 36 meses do PIS e COFINS para a CEEE é de 4,51%. Os dados da média mensal de horas de sol, para cada mês, podem ser consultados na Tabela 4.1. O valor de irradiação foi utilizado para Porto Alegre, coordenadas -51,2490 e -30,0005, conforme consultado no Atlas Brasileiro de Energia Solar.

Tabela 4.1 – Dados de irradiação em HSP_{MM} para Porto Alegre.

Mês	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
HSP_{MM} (h)	6,45	5,86	4,85	3,82	2,78	2,31	2,52	3,19	5,60	4,82	6,25	6,72

Fonte: Elaborado pelo autor

A tarifa homologada para a CEEE no ano de 2019 pela ANEEL para cada modalidade tarifária, com seus respectivos custos de ICMS constam na Tabela 4.2. Aqui já estão inclusos os tributos PIS e COFINS considerados neste trabalho.

Tabela 4.2 – Tarifa de cada um dos cenários de modalidade tarifária horosazonal e ICMS

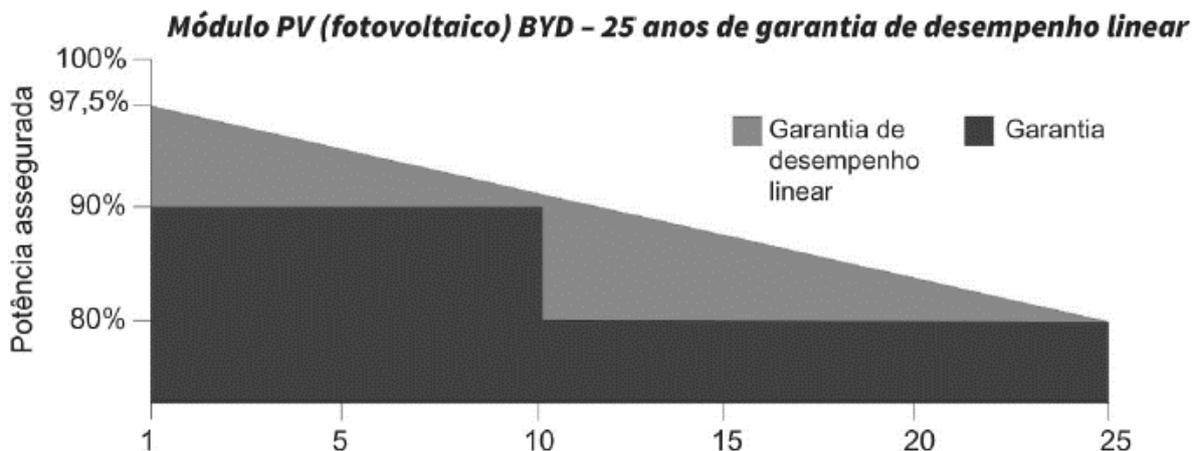
Horosazonal	ICMS	Tarifa – Ponta com Imposto
Azul	30%	R\$ 0,76
Azul	12%	R\$ 0,60
Verde	30%	R\$ 2,31
Verde	12%	R\$ 1,81

Fonte: Elaborado pelo autor

4.3 Reajustes dos parâmetros

Os módulos fotovoltaicos possuem garantia de produção linear para 25 anos, o que assegura que a sua degradação seguirá constante durante toda a análise deste trabalho. A Figura 4.2 ilustra que ao final dos 25 anos a produção deve estar em 80% dos dados fornecidos.

Figura 4.2 – Rendimento dos módulos fotovoltaicos ao longo dos anos.



Fonte: ALDO COMPONENTES, 2020

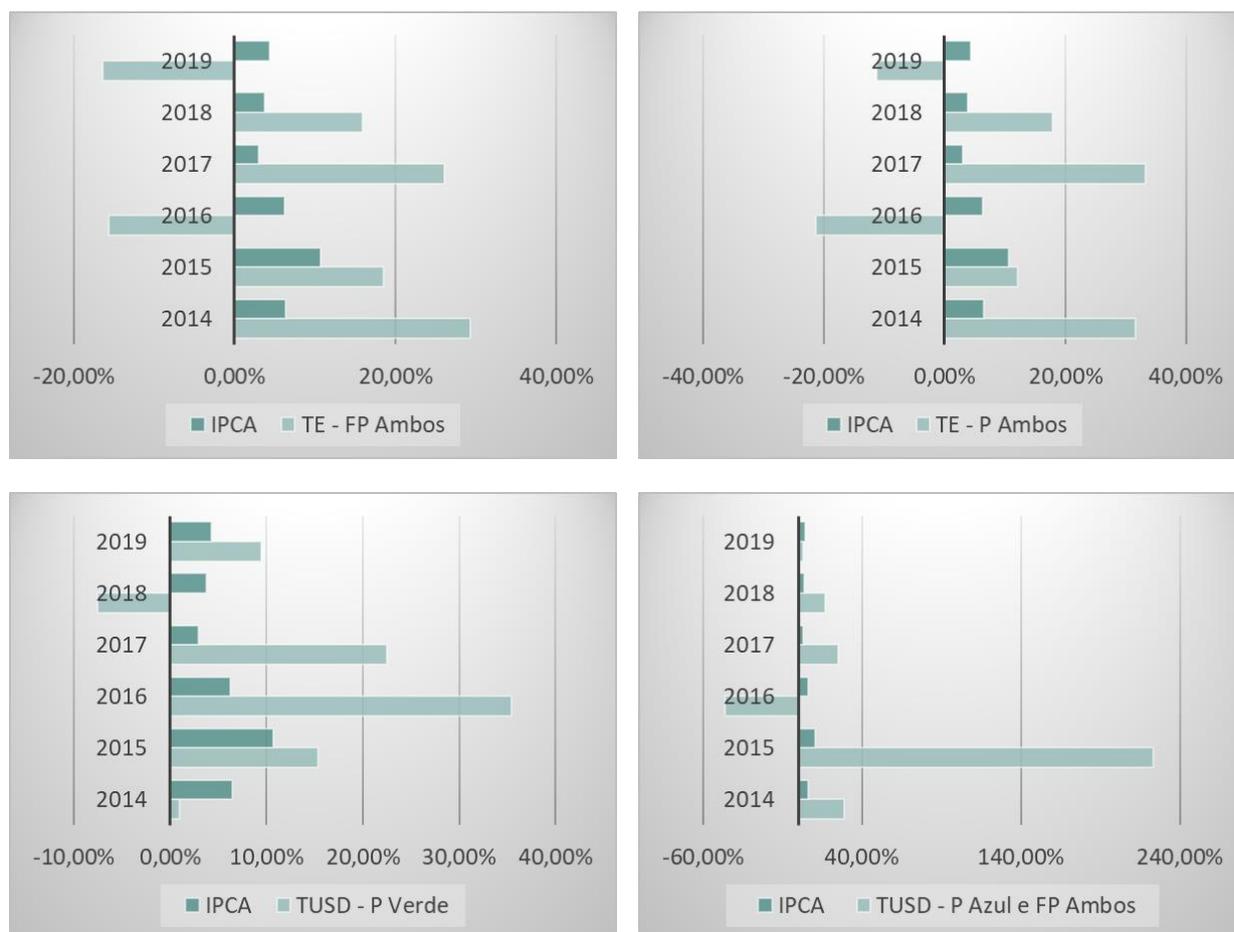
O reajuste da operação, manutenção, seguro e dos investimentos a serem realizados no 12º ano serão corrigidas pela média do IPCA dos últimos 10 anos, que está em 5,85%. É importante ressaltar que apesar de contratos de operação, manutenção e seguro serem fixados os valores de reajustes, os investimentos tendem a baixar de preço ao longo dos anos, devido a redução de custos que se há na tecnologia.

4.4 Variações da tarifa e o IPCA

Tendo como base o histórico de 2013 a 2019 tanto da tarifa quanto do IPCA, podemos analisar se o IPCA teria sido um bom parâmetro para ter reajustado a tarifa neste período. Primeiramente, realizou-se uma comparação visual entre o IPCA e as variações de cada uma das tarifas. A Figura 4.3 mostra as diferenças entre o IPCA e as variações da tarifa, onde, em anos como 2019 e 2016, a variação da tarifa é negativa (com exceção da TUSD no P Verde), enquanto o IPCA em todos os anos é positivo. Ao mesmo tempo, em 2017 a variação da tarifa é muito maior do que o IPCA do ano. Em alguns casos a variação da tarifa de um ano para o outro é maior, entretanto o IPCA no mesmo período é menor. Ainda, na Figura 4.3 podemos visualizar que mesmo a TUSD possui grandes variações entre modalidades tarifárias, o que nos indica que uma única taxa pode não prever corretamente o comportamento das diferentes composições das tarifas.

As figuras e tabelas a seguir, serão referentes a componente tarifária (TE ou TUSD), modalidade horária (FP ou P) e modalidade tarifária (verde ou azul). A referência à “ambos”, significa que a componente da tarifa possui o mesmo valor tanto para a modalidade verde quanto para a modalidade azul.

Figura 4.3 – IPCA consolidado e variação da tarifa ao longo dos últimos 6 anos.

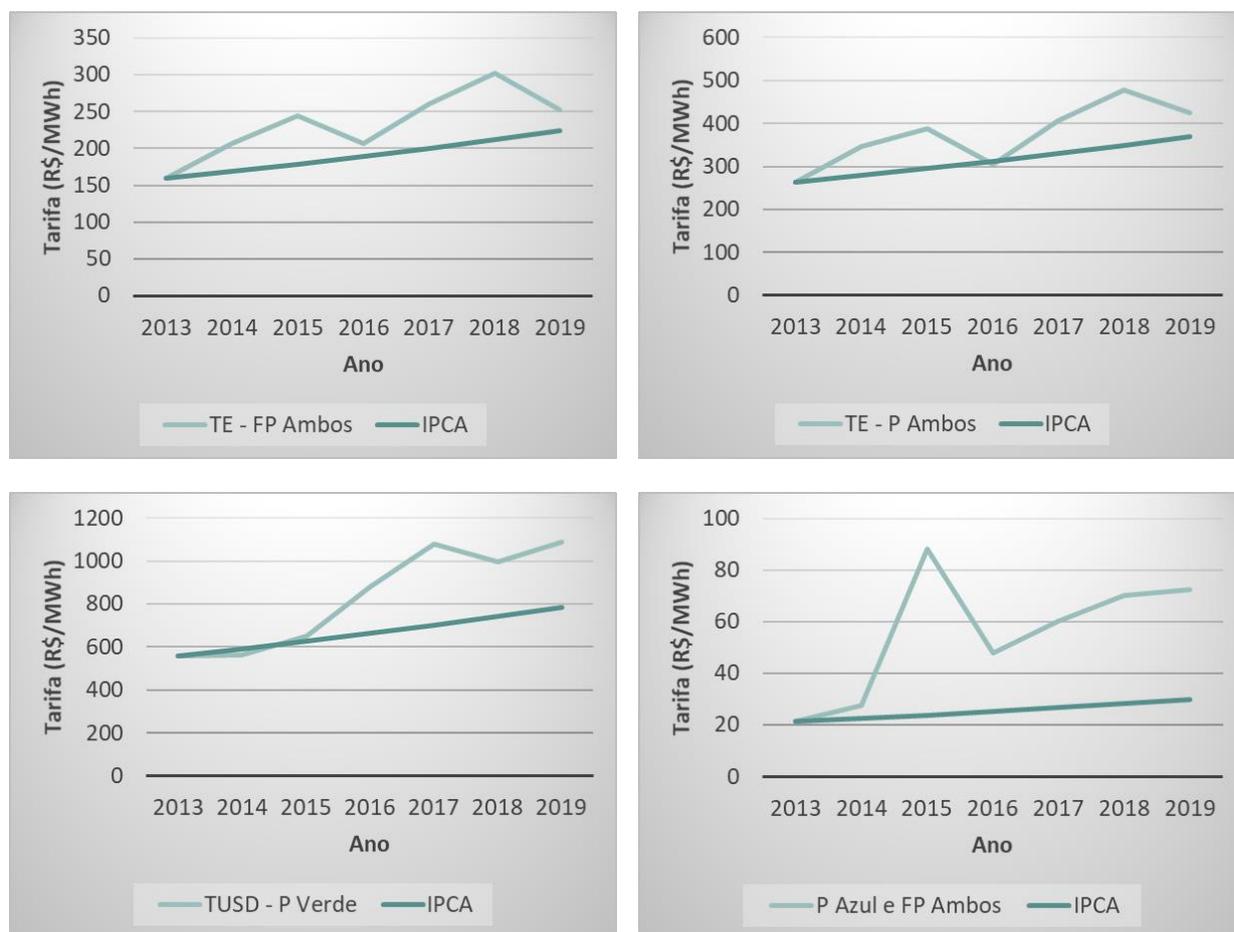


Fonte: Elaborado pelo autor

Ainda com as diferentes variações da tarifa, pode ser que o IPCA represente bem a tendência dos valores, porém não comportando as variações mais extremas desta tendência. Portanto, decidiu-se utilizar a média dos últimos 10 anos do IPCA para reajustar a tarifa desde 2013 e comparar com a variação da tarifa no mesmo período, o que pode ser observado na Figura 4.4. Observa-se que o erro é crescente, aumentando com o passar dos anos e o IPCA em si não acompanha as variações específicas de cada ano, o que já era esperado. Entretanto, é necessário a comparação com outros métodos para avaliar se existem formas mais precisas de reajustar a tarifa.

A utilização da tarifa do período FP auxilia na definição de um método mais preciso para reajuste da tarifa, uma vez que acrescenta mais dados para análise na previsão das diferentes componentes tarifárias.

Figura 4.4 – Tarifa corrigida a partir de 2013 pela média dos últimos 10 anos do IPCA em comparação com a tarifa praticada no mesmo período.



Fonte: Elaborado pelo autor

4.5 Reajuste por variação percentual

Conforme apresentado anteriormente, cada variação anual da tarifa pode ser interpretada como um percentual. A Tabela 4.3 mostra a média, mediana, média – desvio padrão, 1º quartil e média harmônica para cada tarifa de interesse. É possível visualizar que variações muito distantes de uma tendência são visíveis na TUSD para P Azul e FP Ambos, o que acaba prejudicando tanto a média quanto o desvio padrão. A mediana apesar de trazer um resultado menos sujeito a variação, apresenta valores muito altos de reajuste para cada período. A utilização da média subtraída do desvio padrão e do 1º quartil, em uma tentativa de diminuir os valores encontrados na média e na mediana, apresentam resultados negativos de reajuste de tarifa, o que contradiz a tendência da tarifa. Por fim a média harmônica possui resultados mais próximos das taxas de correção que são habitualmente utilizadas.

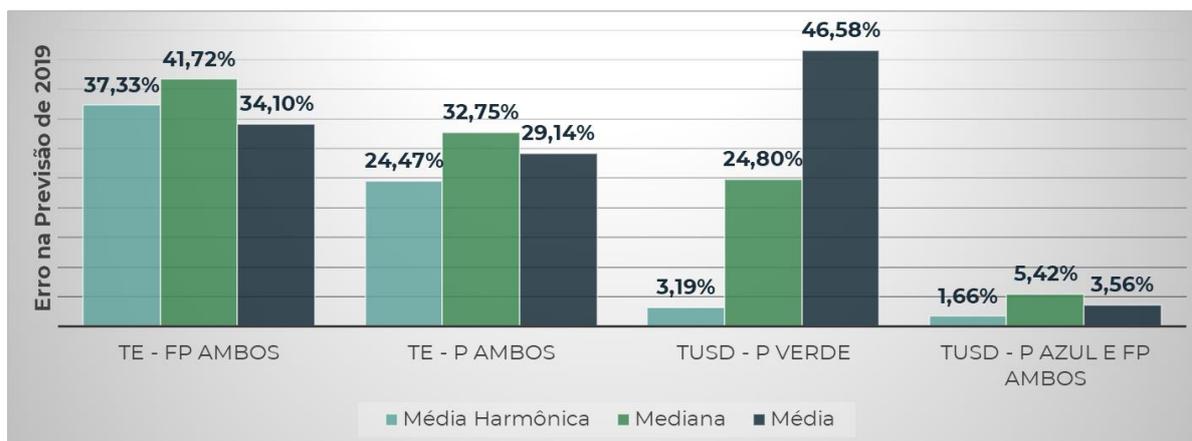
Tabela 4.3 – Principais parâmetros estatísticos para cada componente tarifária, em cada modalidade tarifária. A componente tarifária em alguns casos possui o mesmo valor, sendo representada no mesmo campo.

Parâmetro	TE – FP Ambos	TE – P Ambos	TUSD – P Verde	TUSD – P Azul e FP Ambos
Média	9,67%	10,36%	12,67%	41,96%
Mediana	17,24%	14,96%	12,39%	21,10%
Média – Desvio Padrão	-10,77%	-12,05%	-2,67%	-50,92%
1º Quartil	-15,76%	-13,76%	-1,18%	-9,02%
Média Harmônica	6,16%	6,19%	10,94%	8,11%

Fonte: Elaborado pelo autor

Apesar de possuir resultados elevados, pode ser que a média e a mediana façam previsão da tarifa de uma forma mais precisa do que a média harmônica. Portanto, reduzindo a quantidade de dados para até o ano de 2018 e utilizando novamente os mesmos métodos para se definir qual seria o reajuste em cada componente da tarifa para cada modalidade tarifária, verificou-se o erro para a previsão de 2019 em cada caso, bem como o erro médio absoluto, ambos são apresentados na Figura 4.5. É possível visualizar que, além de a média harmônica ser a mais conservadora dos métodos, ela possui um reajuste mais preciso para a tarifa de 2019.

Figura 4.5 - Erros na previsão de 2019 a partir dos métodos de variação percentual para cada tarifa.

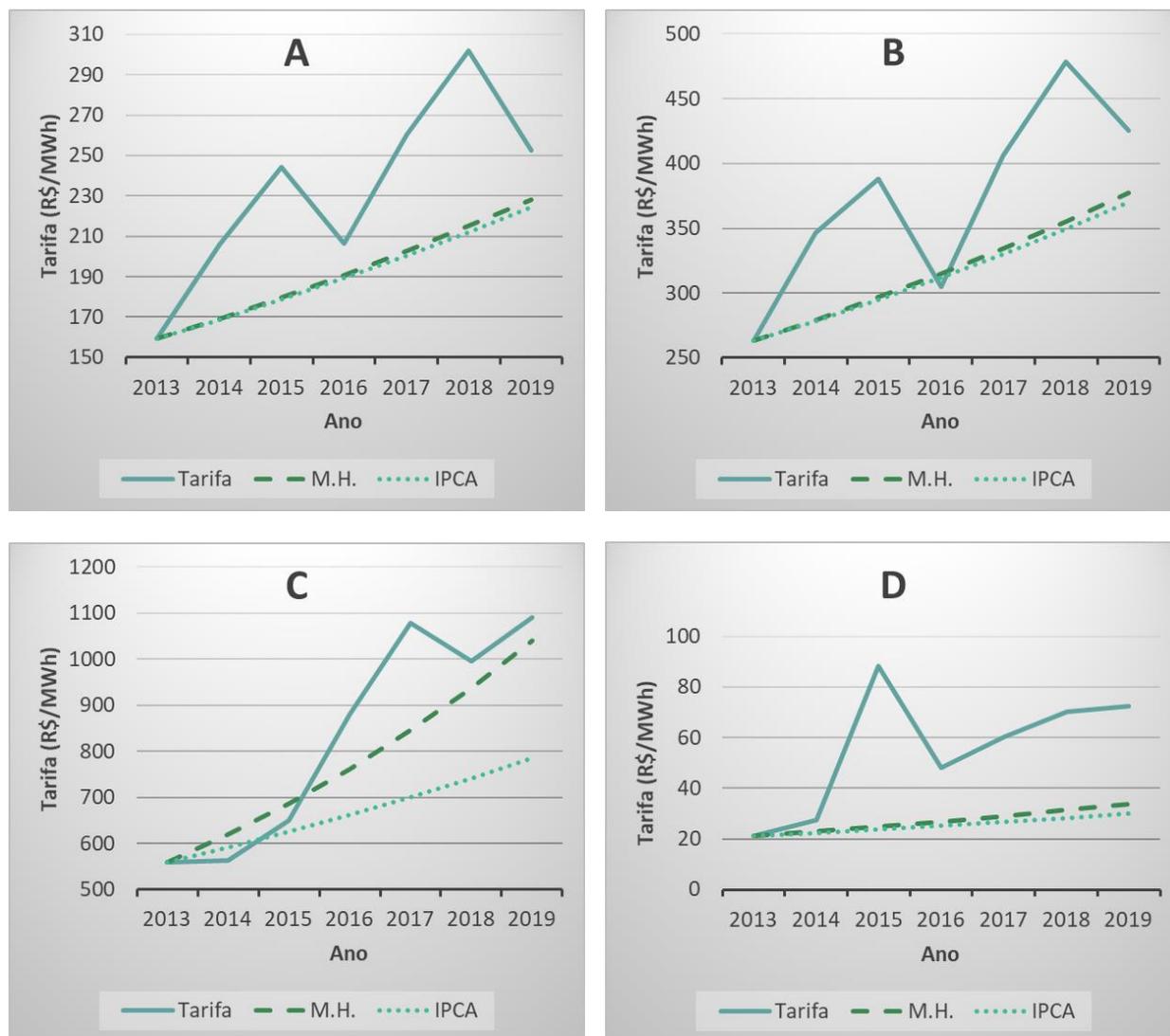


Fonte: Elaborado pelo autor

4.6 Média harmônica e IPCA

No ano de 2019, a TE possuiu uma variação negativa com relação a TUSD. Pelo motivo do IPCA ser um reajuste menor que a média harmônica em todas as previsões, é esperado que ela possua para esse ano em específico uma precisão maior. Entretanto, se formos utilizar a média do IPCA dos últimos 10 anos e a média harmônica dos reajustes de 2013 a 2019 para reajustar a tarifa desde 2013, de forma a avaliar qual método aproxima mais a curva ao longo desses anos, o resultado que temos é o da Figura 4.6.

Figura 4.6 – Variação de cada tarifa ao longo do ano (azul petróleo contínuo), reajuste da tarifa desde 2013 pela média harmônica (verde tracejado), e reajuste pelo IPCA (azul turquesa pontilhado). (A) TE – FP Ambos; (B) TE – P Ambos; (C) TUSD – P Verde; (D) TUSD – P Azul e FP Ambos.

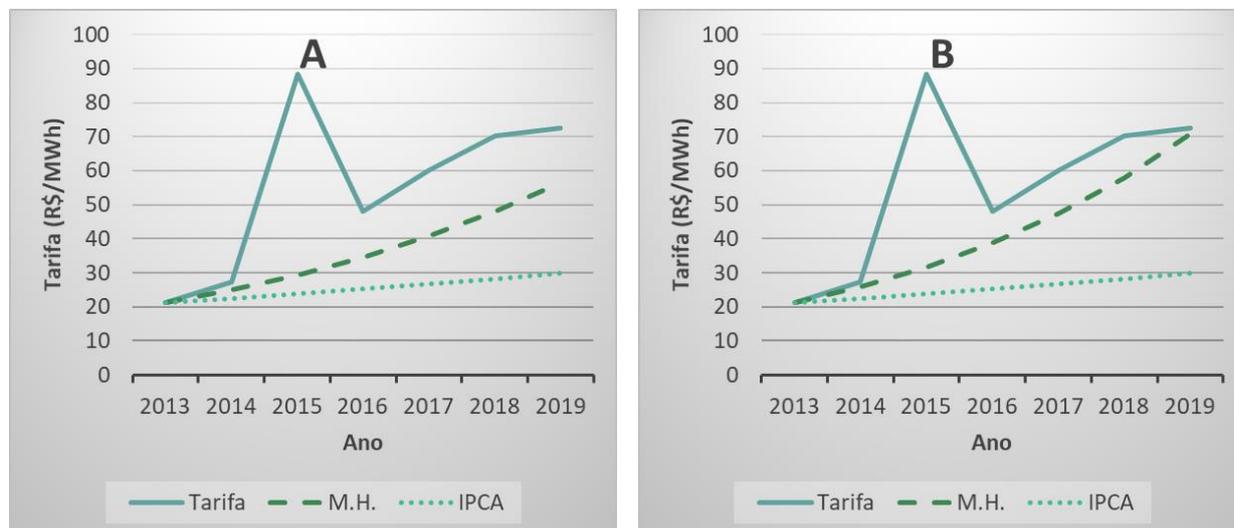


Fonte: Elaborado pelo autor

O que se observa na Figura 4.6 (C) é que a média harmônica reajusta bem a TUSD. Entretanto, esse comportamento não se mantém na Figura 4.6 (D), onde a média harmônica não representa bem a TUSD. Analisando a curva da tarifa ao longo do ano, percebe-se que 2015 é um ano com valor muito discrepante de sua própria tendência, podendo ser considerado um *outlier*. Por isso, este valor foi retirado dos dados utilizados na média harmônica para obter um valor mais adequado para a previsão da tarifa. Existem duas formas de se retirar esse valor, a primeira delas é avaliada na Figura 4.7 (A), onde não foram considerados os reajustes de 2014-2015 e 2015-2016 para ser calculada a média harmônica, resultando num reajuste de 17,68%. A outra forma foi inserir um ponto médio utilizando os valores de 2014 e 2016, cujos valores são 27,33 e 47,98, e o ponto médio 37,66. Ao inserir o ponto médio, considerou-se novamente os reajustes de todos os períodos para calcular a média harmônica, resultando em um reajuste de 22,21%, como pode ser visto na Figura 4.7 (B).

Ainda pode ser verificado que o ano inicial da análise possui impacto nos resultados. Se utilizarmos a mesma taxa a partir de anos diferentes, os resultados serão consideravelmente diferentes.

Figura 4.7 – Reajuste da tarifa a partir da média harmônica removendo completamente o ano de 2015 das medidas (A) e inserindo um ponto médio entre os anos de 2014 e 2016 (B).



Fonte: Elaborado pelo autor

Apesar de a inserção do ponto médio produzir uma quantidade de erros inferiores na representação da variação da tarifa, a impressão imediata da tendência deste modelo parece que ultrapassará a curva da tarifa. Para o restante do trabalho, portanto, utilizou-se a remoção do ano de 2015 das medidas, de forma a se tornar um cenário inclusive mais conservador entre estas duas medidas.

4.7 Regressão linear

A média harmônica dos reajustes parece adequar bem a curva, bem como é o melhor dos métodos por reajustes avaliados para prever o ano de 2019. Entretanto seus erros quanto a TE ainda são elevados. Uma análise visual dos gráficos sugere que TE possui muitas variações positivas e negativas, o que acaba sendo prejudicial pela média harmônica, uma vez que os valores negativos impactam fortemente a mesma.

Desta forma, a regressão linear foi avaliada para todas as 4 tarifas, avaliando se o erro para a previsão de 2019 era maior ou menor do que da média harmônica para a previsão do mesmo período. A Tabela 4.4 mostra que a regressão linear apresenta erros menores na previsão da TE, enquanto a média harmônica apresenta erros menores na previsão da TUSD.

Tabela 4.4 – Erros na previsão de 2019 a partir da média harmônica e da regressão linear para cada tarifa.

Parâmetro	TE – FP Ambos	TE – P Ambos	TUSD – P Verde	TUSD – P Azul e FP Ambos	e_{med}^{abs}
Média Harmônica	34,1%	24,5%	1,7%	5,8%	16,51%
Regressão Linear	24,1%	13,4%	14,3%	8,6%	15,10%

Fonte: Elaborado pelo autor

4.8 Modelo de reajuste da tarifa

Por fim, uma vez que métodos diferentes possuem maior precisão para TE ou TUSD, decidiu-se por definir o modelo de reajuste da tarifa por componentes, utilizando a média harmônica para se reajustar a TUSD e a regressão linear para se ajustar a TE, o que pode ser visualizado abaixo.

$$Tarifa_{m,n} = a_{1,m} (n + 2012) + a_{0,m} + TUSD_{2019,m} (1 + MH_m)^n \quad (4.1)$$

Onde:

a_1, a_0 (adimensional) – Coeficientes de cálculo da regressão linear;

m (azul ou verde) – Modalidade tarifária;

n (ano) – Contagem do ano a partir do investimento (1 até 24);

MH – Média Harmônica dos reajustes desde 2013.

4.9 Resultados financeiros

Por fim, após utilizar o reajuste da tarifa proposto chegam-se aos resultados financeiros, os quais são mostrados na Tabela 4.5, indo do cenário mais otimista, com maior taxa de desempenho e com a maior tarifa e indo nos cenários menos viáveis conforme os resultados obtidos. Pode-se visualizar que a análise proposta em consumidores da modalidade horosazonal azul não possui viabilidade econômica.

Tabela 4.5 – Resultados financeiros da análise.

	TD85 Verde 30%	TD70 Verde 30%	TD70 Verde 12%	TD 70 Azul 30%
Payback	5 anos e 11 meses	7 anos e 3 meses	8 anos e 5 meses	Não há
TIR	19,91%	15,38%	11,21%	-
ROI	189,38%	138,31%	86,93%	-

Fonte: Elaborado pelo autor

Ao utilizar o mesmo modelo, mas removendo-se o reajuste da tarifa, todos os estudos deixam de ter viabilidade, o que mostra a influência do reajuste da tarifa nos resultados deste estudo. A tributação incidente sobre a tarifa também tem peso considerável sobre o estudo, como podem ser visualizados nas diferentes análises realizadas.

5 CONCLUSÃO

Este trabalho apresentou uma avaliação econômica de sistemas fotovoltaicos com baterias. Analisou-se diferentes cenários de consumidores do subgrupo A4, onde se buscou identificar os principais impactos de cada parâmetro financeiro na análise. Cada cenário por si só constituiu a avaliação dos impactos da tributação neste estudo.

Foi avaliado que parâmetros como a média e a mediana dos reajustes podem produzir uma tarifa muito alta, devido à grande variabilidade desta ao longo dos últimos anos. Em comparação, o IPCA não produz tantos desvios. Porém, o próprio não possui boa representação das curvas de TE e TUSD. Portanto não é a taxa mais adequada para previsão de tarifa. Entretanto, de acordo com análises realizadas, o modelo que se utiliza de média harmônica em conjunto com regressão linear é o mais preciso. Por fim, a não utilização de nenhum método de reajuste da tarifa inviabiliza o estudo em todos os cenários, o que mostra que a escolha de determinados parâmetros financeiros pode influenciar significativamente os resultados.

O estudo mostrou que diversos cenários possuem viabilidade econômica, e que o impacto do reajuste da tarifa e da não utilização da tributação pode ser mais significativo do que a variação na precisão da taxa de desempenho do sistema. O modelo ainda utiliza dados de Porto Alegre, que possui uma irradiação muito inferior às demais capitais brasileiras, o que mostra que a utilização de outros locais na análise pode melhorar ainda mais os resultados da análise.

Sugere-se ainda para trabalhos futuros relacionados a este tema: a) uma avaliação hora a hora do fluxo de carga do sistema, uma vez que podem existir variações da carga tanto nas horas do dia, quanto nos meses, o que impactará em especial a vida útil das baterias, bem como a análise econômica em si; b) utilização de modelos mais precisos no cálculo das perdas do sistema; c) verificar se há a possibilidade de se reduzir custos do sistema pela diminuição da contratação de demanda no horário ponta.

6 REFERÊNCIAS

- ABNT. **ABNT: Coletânea Eletrônica de Normas Técnicas - Sistemas fotovoltaicos**. 2017. Disponível em: <<https://www.abntcatalogo.com.br/pub.aspx?ID=2974>>. Acesso em: 11 out. 2019.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **ANEEL abre audiência pública para analisar revisão de regras para geração distribuída**. 2019a. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao/-/asset_publisher/XGPXSqdMFHrE/content/aneel-abre-audiencia-publica-para-analisar-revisao-de-regras-para-geracao-distribuida/656877>. Acesso em: 11 out. 2019.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Outorgas e Registros de Geração**. 2019b. Disponível em: <<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrljoiZjM4NjM0OWYtN2IwZS00YjViLTllMjItN2E5MzBkN2ZlMzVkIiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYjYtNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOiJR9>>. Acesso em: 18 nov. 2019.
- ALDO COMPONENTES. **ENERGIA SOLAR - Aldo Componentes**. 2020. Disponível em: <<https://www.aldo.com.br/>>. Acesso em: 4 maio. 2020.
- ANEEL. **Resultado dos Processos Tarifários de Distribuição**. 2016. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/resultado-dos-processos-tarifarios-de-distribuicao>>. Acesso em: 4 maio. 2020.
- ANTONIO DASSI, J. et al. **Análise da viabilidade econômico-financeira da energia solar fotovoltaica em uma Instituição de Ensino Superior do Sul do Brasil**. [s.l.: s.n.]. Disponível em: <www.tcpdf.org>. Acesso em: 2 dez. 2019.
- BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL - BEN. **BEN - Séries Históricas Completas: Capítulo 5 (balanço dos centros de transformação 1970-2018)**. 2018. Disponível em: <<http://epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/BEN-Series-Historicas-Completas>>. Acesso em: 11 out. 2019.
- BRASIL: MINISTÉRIO DA ECONOMIA, INDÚSTRIA, C. exterior e S. **Energia Solar Fotovoltaica**. 2018. Disponível em: <<http://www.mdic.gov.br/index.php/competitividade-industrial/sustentabilidade/energia-renovavel>>. Acesso em: 11 out. 2019.
- BRASIL. **Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA | IBGE**. 2020. Disponível em: <https://www.ibge.gov.br/estatisticas/economicas/precos-e-custos/9256-indice-nacional-de-precos-ao-consumidor-amplo.html?t=series-historicas&utm_source=landing&utm_medium=explica&utm_campaign=inflacao#plano-real>. Acesso em: 4 maio. 2020.
- BRASIL - MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA. **Luz para Todos completa 12 anos com 15,6 milhões de brasileiros beneficiados**. 2015. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/web/guest/pagina-inicial/outras-noticias/-/asset_publisher/32hLrOzMKwWb/content/luz-para-todos-completa-12-anos-com-15-6-milhoes-de-brasileiros-beneficiados>. Acesso em: 11 out. 2019.
- CEEE. **PIS e COFINS - Companhia Estadual de Energia Elétrica**. 2020. Disponível em: <http://www.cee.com.br/pportal/cee/Component/BTFormService_PisCofins.aspx>. Acesso em: 4 maio. 2020.
- COMPANHIA ESTADUAL DE ENERGIA ELÉTRICA - CEEE. **Tabela de Tarifas - Grupo A**. 2019. Disponível em: <http://www.cee.com.br/pportal/cee/Archives/Upload/Folder Grupo A_2019_5508.pdf>. Acesso em: 2 dez. 2019.
- DIORIO, N.; DOBOS, A.; JANZOU, S. **Economic Analysis Case Studies of Battery Energy Storage with SAM**. Golden, CO (United States). Disponível em: <<http://www.osti.gov/servlets/purl/1226239/>>. Acesso em: 2 dez. 2019.
- ECORI ENERGIA SOLAR. **Oversizing e Clipping: Você está dimensionando da maneira correta seu sistema fotovoltaico?** 2019. Disponível em: <<http://www.ecorienergiasolar.com.br/site/artigo/oversizing-e-clipping:-voce-esta-dimensionando-da-maneira-correta-seu-sistema-fotovoltaico>>. Acesso em: 18 nov. 2019.
- EGIDO, M.; LORENZO, E. The sizing of stand alone PV-system: A review and a proposed new method. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, [s. l.], v. 26, n. 1–2, p. 51–69, 1992.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (BRASIL). **Balço Energético Nacional 2018: Ano base 2017**. Rio de Janeiro. Disponível em: <http://epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-303/topico-419/BEN2018_Int.pdf>. Acesso em: 11 out. 2019.

FILHO, M. A.; SANTOS, K. E. **ESTUDO DA VIABILIDADE ECONÔMICA DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DOS CONSUMIDORES DO GRUPO A | VII Congresso Brasileiro de Energia Solar - CBENS 2018**. 2019. Disponível em: <<https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/563>>. Acesso em: 2 dez. 2019.

FINOTTI, A. S.; ALMEIDA, M. P.; ZILLES, R. **SIMULAÇÃO DO USO DE BATERIAS ADOTANDO A TARIFA BRANCA PARA MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA DE CLASSE RESIDENCIAL**. 2018. Disponível em: <<https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/523/523>>. Acesso em: 2 dez. 2019.

HOWES COIMBRA THOMÉ, M. **ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA DA IMPLANTAÇÃO DE SISTEMAS DE BATERIAS DE LÍTIO-ÍON EM UNIDADES CONSUMIDORAS CONECTADAS NA MÉDIA TENSÃO**. [s. l.], 2017.

INSTITUTO IDEAL. **O Mercado Brasileiro de Geração Distribuída FV - Edição 2019**. 2019. Disponível em: <https://issuu.com/idealeco_logicas/docs/o_mercado_brasileiro_de_gera_o_distribu_da_fv_-_e>. Acesso em: 11 out. 2019.

KUMAR, N. M. et al. Performance analysis of 100 kWp grid connected Si-poly photovoltaic system using PVsyst simulation tool. In: ENERGY PROCEDIA 2017, **Anais...** : Elsevier Ltd, 2017. Disponível em: <<https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1876610217323287>>. Acesso em: 29 mar. 2020.

LOPES, M. G. **ANÁLISE DOS IMPACTOS TÉCNICOS RESULTANTES DA VARIABILIDADE DE GERAÇÃO DE CURTO PRAZO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS**, Dissertação de Mestrado - Universidade Estadual de Campinas, 2015. Disponível em: <http://repositorio.unicamp.br/jspui/bitstream/REPOSIP/259049/1/Lopes_MarianaGranzoto_M.pdf>. Acesso em: 11 out. 2019.

MACÊDO, W. N. **INVERSOR APLICADO A SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A REDE**. [s.l: s.n.].

MURILO RIBEIRO DA SILVA et al. DIMENSIONAMENTO E VIABILIDADE ECONÔMICA DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE PARA UMA UNIDADE EDUCACIONAL PÚBLICA DO MUNICÍPIO DE PAULO AFONSO -BA. **Anais do VI Congresso Brasileiro de Energia Solar**, [s. l.], 2018.

ORGANIZAÇÃO DAS NAÇÕES UNIDAS. **Declaração da Conferência das Nações Unidas sobre o Meio Ambiente Humano – 1972**, In: Anais Conferência das Nações Unidas sobre Meio Ambiente Humano., 1972. Disponível em: <https://apambiente.pt/_zdata/Políticas/DesenvolvimentoSustentavel/1972_Declaracao_Estocolmo.pdf>. Acesso em: 11 out. 2019.

PEREIRA, E. B. et al. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. [s.l: s.n.]. Disponível em: <http://sonda.ccst.inpe.br/publicacoes/livros/brazil_solar_atlas_R1.pdf>. Acesso em: 31 mar. 2020.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. **Manual de Sistemas Fotovoltaicos: CEPEL - CRESESB**. [s.l: s.n.]. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf>. Acesso em: 2 dez. 2019.

RITCHIE, H.; ROSER, M. **Energy Production & Changing Energy Sources**, OurWorldInData.org, 2018. Disponível em: <<https://ourworldindata.org/energy-production-and-changing-energy-sources>>. Acesso em: 11 out. 2019.

WEO. **World Energy Outlook - WEO**. 2018. Disponível em: <<https://www.iea.org/weo/>>. Acesso em: 11 out. 2019.