

# Análise da viabilidade econômica de geração distribuída com armazenamento para consumidores faturados pela tarifa branca

1<sup>st</sup> Ana Alice Timm Gorette  
Curso de Engenharia Elétrica  
UFSM  
Cachoeira do Sul, Brasil  
ana.timm@acad.ufsm.br

2<sup>nd</sup> Jovana dos Santos Argenta  
Curso de Engenharia Elétrica  
UFSM  
Cachoeira do Sul, Brasil  
jovana.com12@gmail.com

3<sup>rd</sup> Laura L. C. dos Santos  
Curso de Engenharia Elétrica  
UFSM  
Cachoeira do Sul, Brasil  
laura.santos@ufsm.br

4<sup>th</sup> Paulo César Vargas Luz  
Curso de Engenharia Elétrica  
UFSM  
Cachoeira do Sul, Brasil  
paulo.c.luz@ufsm.br

**Resumo** — Este trabalho tem como objetivo realizar uma análise econômica de unidades consumidoras (UCs) pertencentes ao grupo de Baixa Tensão (BT). A análise visa determinar a viabilidade econômica em uma UC que adere a um sistema fotovoltaico híbrido com armazenamento por meio de banco de baterias, juntamente com a adesão da Tarifa Branca. A proposta deste trabalho é que o sistema fotovoltaico recarregue o banco de baterias e atenda a energia demandada da UC no período de geração, levando a diminuição da fatura de energia elétrica. O dimensionamento do sistema e determinação dos indicadores econômicos Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e Payback são realizados através do software Excel, juntamente com uma interface desenvolvida em Visual Basic for Applications (VBA). Através dessa metodologia é possível obter uma maior assertividade no momento do investimento, visto que o investidor já sabe alguns dados como o tempo de recuperação, taxa de juros obtida, entre outros.

**Palavras-chaves** — Viabilidade econômica, Geração Distribuída, Tarifa Branca, Gerenciamento, Payback, Valor Presente Líquido, Taxa Interna de Retorno.

## I. INTRODUÇÃO

A matriz energética brasileira possui grande dependência das fontes hidrelétricas. Segundo [4], tendo como ano base o ano de 2020, 65,9% da matriz corresponde a fontes hidrelétricas. Levando em consideração a crise hídrica que o Brasil enfrenta em determinadas épocas do ano, se faz necessário o uso de fontes termoelétricas para atender a energia demanda, o que implica em custos mais altos para todo o setor elétrico quando comparado a geração hidrelétrica [15].

Devido a isso, a geração fotovoltaica se apresenta como uma fonte mais barata e com impactos ambientais reduzidos, principalmente quando comparada a geração termoelétrica. Logo, a geração fotovoltaica se mostra como uma opção para os consumidores e para o setor elétrico, diminuindo gastos, descentralizando a geração e diversificando a matriz energética.

Em paralelo a este cenário, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) incluiu como opção tarifária para os consumidores do grupo B a opção da adesão a tarifa branca, a qual possui o valor da sua tarifa de acordo com o horário de consumo. Ela possui três postos tarifários, chamado de ponta, intermediário e fora ponta. O posto ponta é o posto mais caro

de kWh do grupo B, o posto intermediário é o segundo mais caro e o fora ponta é o posto mais barato [3].

Devido a essa característica, a tarifa branca se torna atrativa apenas se o consumidor concentrar seus hábitos de consumo no horário fora ponta, podendo causar uma grande mudança de hábitos [5]. Em razão destes fatores, esse trabalho propõe a adoção da Tarifa Branca juntamente com a geração fotovoltaica híbrida, a qual possui dois objetivos. O primeiro é recarregar o banco de baterias para ser utilizado em horário de ponta e intermediário e o segundo é suprir a energia demandada pela unidade consumidora (UC) durante o período da geração, não havendo necessidade de mudança de hábitos.

Nota-se que para aderir e implementar o sistema proposto é necessário realizar um investimento expressivo e por este motivo se faz necessário uma análise de viabilidade econômica. Logo, é proposta uma interface gráfica de fácil acesso para consumidores que gostariam de determinar se o sistema proposto é viável economicamente para a sua UC. A interface gráfica solicita como dados de entrada a faixa de consumo da UC, localização, concessionária e a Taxa Mínima de Atratividade (TMA), que corresponde aos juros mínimos que o investidor espera obter com aquele investimento. Com essas informações são gerados os dados de saída, que correspondem ao valor de Payback, Taxa Interna de Retorno (TIR) e Valor Presente Líquido (VPL), juntamente com os dados referentes ao dimensionamento do sistema fotovoltaico híbrido, investimento inicial e total sob um horizonte de 20 anos. Assim, é possível concluir se o sistema proposto é viável economicamente para a UC.

## II. ESTRUTURAS TARIFÁRIAS DO GRUPO B

De acordo com a resolução normativa N° 1000 [8], o grupo B possui duas opções tarifárias: Modalidade Convencional Monômnia e Modalidade Horária Branca.

### A. Modalidade Convencional Monômnia

A Modalidade Convencional Monômnia é caracterizada pelo mesmo valor faturado independentemente do horário de consumo [8]. O cálculo da Modalidade Convencional Monômnia é realizado conforme (1) [3].

$$TC=TEC\times CMT \quad (1)$$

Em que:

TC: Valor faturado da Modalidade Convencional Monômnia [R\$]; TEC: Tarifa de energia Convencional Monômnia [R\$/kWh]; CMT: Consumo total da residência [kWh].

### B. Modalidade Horária Branca

A Modalidade Horária Branca é uma opção para o Grupo B desde o dia primeiro de janeiro de 2018. Ela surgiu como um incentivo para os consumidores reduzirem ou transferirem seus hábitos de consumo, que normalmente acontecem em horários de pico de demanda, onde a energia é mais cara, para períodos em que a demanda é menor e o custo de energia é mais barato. Esta modalidade possui três postos tarifários que variam conforme o horário de consumo, sendo eles [3]:

Tarifa ponta: Período de 3h consecutivas diárias. Possui o valor faturado mais elevado entre os três postos tarifários da Tarifa Branca e o valor faturado da Tarifa Convencional.

Tarifa intermediária: Intervalo de tempo de 1h a 1h30m antes e depois dos horários considerados ponta. Possui o segundo valor mais alto em comparação com os demais postos tarifários e Tarifa Convencional.

Tarifa fora ponta: Demais horários do dia, finais de semana e feriados. A tarifa fora ponta é a mais barata entre os postos tarifários da Tarifa Branca e Tarifa Convencional.

A tarifação da Modalidade Horária Branca é realizada conforme (2), (3), (4) e (5) [3].

$$PCP = TEP \times CMP \quad (2)$$

$$PCI = TEI \times CMI \quad (3)$$

$$PCFP = TEFP \times CMFP \quad (4)$$

$$TB = PCP + PCI + PCFP \quad (5)$$

Em que:

PCP: Preço referente ao montante de energia consumido em horário de ponta [R\$]; TEP: Tarifa de energia em horário ponta [R\$/kWh]; CMP: Consumo em horário ponta [kWh]; PCI: Preço referente ao montante de energia consumido em horário intermediário [R\$]; TEI: Tarifa de energia em horário intermediário [R\$/kWh]; CMI: Consumo em horário intermediário [kWh]; PCFP: Preço referente ao montante de energia consumido em horário fora ponta [R\$]; TEFP: Tarifa de energia em horário fora ponta [R\$/kWh]; CMFP: Consumo em horário fora ponta [kWh]; TB: Valor faturado da Modalidade Horária Branca [R\$].

A distribuidora de energia que atende a UC é que determina o período e valor faturado dos postos ponta, fora ponta e intermediário [3]. A Tarifa Branca se mostra como uma opção para UC que possui a possibilidade de mudança de hábitos para horários diferentes dos correspondentes a ponta e intermediário. Entretanto, nem todo consumidor pode ou deseja realizar essa mudança, tornando o investimento em sistemas de geração fotovoltaica com armazenamento uma solução para esse problema.

## III. SISTEMA FOTOVOLTAICO

Os sistemas de geração fotovoltaica se apresentam como uma opção quando o tema é a geração da própria energia, apresentando grande versatilidade devido a possibilidade de

diversos arranjos [25], atendendo desde uma casa em um lugar de difícil acesso até uma UC em um grande centro comercial.

A geração solar fotovoltaica de pequeno porte é classificada como Geração Distribuída (GD). Devido as vantagens apresentadas na utilização desse tipo de fonte, normas regulamentadoras passaram a vigorar no Brasil, como é o caso da Resolução Normativa (RN) n° 482 da ANEEL [9], de novembro de 2012. Posteriormente a RN n° 482 sofreu modificações e passou a vigorar a RN n° 687 [10].

Os sistemas fotovoltaicos podem ser conectados com a distribuidora de três maneiras distintas, existindo as opções *on-grid*, *off-grid* [6] e híbrido, que consiste na ligação *on-grid* e *off-grid* juntas, existindo a conexão com a rede da concessionária juntamente com um sistema de armazenamento [27]. Em um sistema híbrido são necessários alguns equipamentos, como o painel fotovoltaico que é onde ocorre a transformação de energia proveniente do sol em energia elétrica.

### A. Painéis Fotovoltaicos

Os módulos possuem dois importantes parâmetros para se obter a máxima potência gerada. O primeiro é a radiação solar incidente. Quanto maior a radiação, maior é a potência gerada [11]. O segundo é a temperatura, que em 25°C se encontra no pico máximo de geração [24]. O cálculo de potência produzida para um módulo fotovoltaico é realizado conforme (6) [16].

$$E = \frac{P \times T \times (1 - Pe)}{1000} \times 30 \quad (6)$$

Em que:

E: Energia gerada por um módulo durante o mês [kWh/mês]; P: Potência do modulo utilizado [Watts]; T: Tempo de irradiação incidente sobre os módulos [horas]; Pe: Perdas do sistema [%].

Vale lembrar que neste cálculo é levada em consideração a temperatura de 25°C e as perdas adotadas se referem às perdas intrínsecas do painel, sombreamento, capacidade de geração em diferentes estações, entre outros. Após determinar a energia que o módulo pode gerar é necessário saber quantos módulos atendem a demanda de energia da UC. Esse cálculo é realizado conforme (7).

$$NM = \frac{D}{E} \quad (7)$$

Em que:

NM: Número de módulos necessários para suprir a demanda de energia; D: Demanda mensal de energia da unidade consumidora [kWh]; E: Energia produzida por um módulo durante o mês [kWh/mês].

É no arranjo fotovoltaico que ocorre a transformação de energia solar em energia elétrica, entretanto essa energia é gerada em forma de corrente contínua (CC), sendo necessário um inversor para poder transformar a CC para corrente alternada (CA), alimentando a grande maioria das cargas das unidades consumidoras.

### B. Inversor

A principal função de um inversor é a transformação de CC em CA. Quando o inversor está conectado com a rede de distribuição ele se comporta como uma fonte de corrente, a qual injeta uma CA de baixo conteúdo harmônico e

sincronizada com a rede. O inversor também possui outras finalidades, como o rastreamento de ponto de máxima potência e detecção de ilhamento [18].

O presente trabalho utiliza a conexão fotovoltaica híbrida, portanto faz uso do inversor grid-tie. É possível calcular qual a mínima potência necessária do inversor conforme (8) [22].

$$PI = P \times NM \quad (8)$$

Em que:

PI: Potência mínima necessária do inversor [Watts]; P: Potência do módulo utilizado [Watts].

Outra parte fundamental da proposta é o sistema de armazenamento de energia. Este sistema tem por função armazenar a energia gerada pelos painéis no horário fora ponta e consumida nos horários de ponta e intermediário.

### C. Banco de Baterias

Dentre as diversas maneiras de armazenar energia se destacam as baterias, devido ao seu ótimo custo-benefício e versatilidade [23]. Dentro da ampla faixa de tipos de baterias, as de chumbo-ácido são as mais utilizadas, sendo também as mais desenvolvidas, permitindo rápidas cargas e descargas [28]. Existem também variados tipos construtivos de baterias chumbo-ácido para atender a demanda convencional, como por exemplo a bateria de arranque, baterias de tração, baterias de *Uninterruptible Power Supply* (UPS), baterias para suporte da rede elétrica e baterias para sistemas fotovoltaicos [21]. Tanto as baterias de UPS como as baterias para sistemas fotovoltaicos são chamadas de baterias estacionárias, logo, o tipo de bateria indicada para este trabalho é o tipo estacionária.

Para poder dimensionar um banco de baterias para um sistema fotovoltaico é necessário a definição de três parâmetros. O primeiro deles é a autonomia da bateria, ou seja, o número de dias em que o banco de baterias atende determinada carga sem precisar ser recarregado [12].

O segundo é a profundidade de descarga [21], que significa qual porcentagem da capacidade total será descarregado diariamente, sendo indicado de acordo com o Manual da Bateria estacionária *Freedom* uma porcentagem de descarga de 20%. O terceiro parâmetro é a temperatura ambiente ou de operação [21] que, de acordo com diversos fabricantes de baterias chumbo-ácidas estacionárias, é 25°C [17].

Com estes três parâmetros definidos é possível realizar o dimensionamento do banco de baterias. É necessário determinar qual a demanda de energia diária que o banco de baterias deverá suprir, levando em consideração o consumo de energia mensal nos períodos de ponta e intermediário, este cálculo é feito conforme (9).

$$Dd = \frac{Dm}{30} \quad (9)$$

Em que:

Dd: Demanda de energia diária [W/dia]; Dm: Demanda de energia mensal [W].

Com a demanda de energia diária da UC definida é possível calcular a quantidade de Ah necessária para suprir a residência em horários de ponta e intermediário. Esse cálculo é realizado conforme (10) [2].

$$N = \frac{(Dd \times A)}{(Tb \times Pd)} \quad (10)$$

Em que:

N: Ah necessário para suprir a demanda de energia [Ah]; Dd: Demanda de energia diária [W/dia]; A: Autonomia [Dias]; Tb: Tensão do banco de baterias [V]; Pd: Complemento da porcentagem de descarregamento do banco de baterias, ou seja, a porcentagem da bateria que deve permanecer carregada [%].

Com a quantidade de Ah calculada, decide-se como será o arranjo do banco de baterias. Vale ressaltar que a tensão de ligação do banco vai de acordo com o responsável pelo dimensionamento, podendo ser 12 V, 24 V e 48V.

Para implementar um sistema fotovoltaico é preciso fazer um investimento considerável. Por esse motivo se faz necessária a realização de uma análise econômica.

## IV. ANÁLISE ECONÔMICA

O mercado está cada vez mais competitivo e em constante inovação, onde se destacam, cada vez mais, novas tecnologias e equipamentos. Para adquirir estes meios se faz necessário uma mobilização de recursos, em busca da solução mais lucrativa para o investidor. Assim, é necessário o estabelecimento de critérios objetivos possibilitando uma melhor análise [7]. Diante disso, alguns indicadores são recomendados para esta análise, destacando-se entre eles o *Payback*, Valor Presente Líquido (VPL) e a Taxa Interna de Retorno (TIR) [26].

### A. Payback

Segundo [19], o *Payback* é a quantidade de tempo que demora para recuperar uma aplicação. O cálculo de *Payback* é realizado conforme (11) [20].

$$N = \frac{I(0)}{(RFCG)} \quad (11)$$

Em que:

PB: *Payback* [anos]; I(0): Investimento inicial ou investimento no ano 0 [R\$]; RFCG: Resultado do fluxo de caixa contento os ganhos [R\$].

### B. Valor Presente Líquido

O cálculo do VPL representa o potencial de criação de valor de um investimento. O cálculo de VPL é feito conforme (12) [20].

$$VPL = I_0 + \sum_{t=1}^N \frac{Ft}{(1+TMA)^t} \quad (12)$$

Em que:

VPL: Valor Presente Líquido [R\$]; I<sub>0</sub>: Investimento Inicial [R\$]; Ft: Fluxo de Caixa no período t [R\$]; TMA: Taxa mínima de atratividade [%]; t: Período de análise.

Um ponto importante sobre o cálculo do VPL é que as despesas assumem valores negativos, enquanto os lucros assumem valores positivos. Após a aplicação de (12), se o VPL for maior que zero, o valor investido será recuperado e haverá ganhos, apresentando viabilidade no projeto em questão. Se o VPL é menor que zero, indica que o valor

resgatado é menor que o valor investido, resultando em uma inviabilidade do projeto proposto.

### C. Taxa Interna de Retorno

A TIR é uma taxa exigida de retorno, que quando utilizada como uma taxa de desconto apresenta um VPL igual a zero. A TIR representa através de uma taxa de juros a rentabilidade do projeto e é calculada conforme (13) [1].

$$0 = \sum_{t=1}^N \frac{Ft}{(1+TIR)^t} \quad (13)$$

Em que:

Ft: Fluxo de caixa no período t [R\$]; TIR: Taxa Interna de Retorno [%].

O valor da TIR representa o ponto de equilíbrio econômico do projeto proposto, onde não ocorre nem ganho nem perda de capital. Logo, se o TMA aplicado for maior que a TIR, o projeto é inviável. Da mesma maneira, se o TMA aplicado for menor que a TIR calculado, o projeto é viável. Assim é possível analisar se vale ou não a pena investir em determinado projeto [20].

Conforme apresentado, são necessários diversos cálculos e definições para dimensionar um sistema fotovoltaico híbrido, juntamente da análise econômica. Diante deste cenário, é necessário o desenvolvimento de uma metodologia para a análise de viabilidade econômica do sistema proposto.

## V. METODOLOGIA

A metodologia proposta neste trabalho consiste no dimensionamento de um sistema fotovoltaico com armazenamento em banco de baterias aliado a tarifa branca. O sistema fotovoltaico possui duas funções. A primeira delas é recarregar o banco de baterias que será utilizado, posteriormente, no horário de ponta e intermediário. A segunda é atender a demanda de energia da residência no período de geração. A Fig. 1 apresenta o Fluxograma da metodologia proposta.

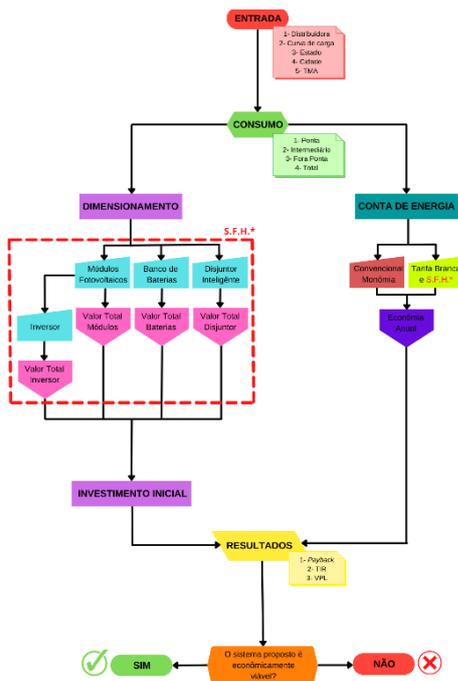


Fig 1. Metodologia

De acordo com a Fig. 1, o usuário deve inserir como dados de entrada a concessionária que atende a UC, curva de carga, estado, cidade e TMA. Depois, com os dados de entrada definidos é estimado o consumo em período ponta, intermediário e fora ponta. Neste momento a metodologia se divide em duas partes. A primeira realiza o dimensionamento dos equipamentos e a segunda calcula a fatura de energia elétrica.

O dimensionamento dos equipamentos é feito de acordo com as equações (6), (7), (8), (9) e (10). Com o dimensionamento realizado, é determinado o investimento inicial. A segunda parte, que está em paralelo com a primeira, trata-se do cálculo da fatura de energia elétrica. Nessa etapa são realizados dois cálculos, levando em consideração dois cenários. O primeiro cenário é a UC com a tarifa convencional monômnia, calculada de acordo com a Equação (1), e o segundo é considerando a tarifa branca com o sistema fotovoltaico híbrido, calculado segundo as Equações (2), (3), (4) e (5). Comparando os dois cenários obtém-se a economia anual gerada pelo sistema. Com a economia anual e o investimento inicial é possível determinar o fluxo de caixa em um horizonte de 20 anos, com os quais obtém-se os dados de saída, que são o Payback, TIR e VPL, determinando se o sistema é economicamente viável para a UC.

São necessários diversos cálculos para determinar os parâmetros de saída. Para auxiliar na determinação desses parâmetros, foi desenvolvido no Excel, juntamente com a programação em VBA, uma interface gráfica de fácil acesso. A interface gráfica desenvolvida neste trabalho é apresentada na Fig. 2.



Fig 2. Interface gráfica

Conforme a Fig. 2, existem cinco campos para a inserção dos dados de entrada. O primeiro dado a ser inserido é a concessionária que atende a UC, que está classificada de acordo com os valores tarifários, compreendendo as concessionárias com as tarifas mais caras primeiro. O segundo dado é a faixa de consumo em que esta UC se encaixa, tendo as opções: abaixo de 50 kWh/mês; entre 50 e 100 kWh/mês; entre 101 e 200 kWh/mês; entre 201 a 400 kWh/mês; entre 401 a 500 kWh/mês; e a opção de inserção manual da curva de carga diária da UC.

Depois, são inseridos os dados referentes a localização da UC, onde o usuário deve escolher o estado e a cidade da sua UC. Por fim é inserida a TMA, para a qual é sugerida o valor

de 15%, sendo esse valor editável, podendo ser inserido de acordo com o usuário.

Com os dados definidos, o usuário tem três opções. A primeira delas é a opção de calcular os indicadores econômicos, retornando a tela da Fig. 3 ao usuário. Vale lembrar que, quando é realizado o cálculo dos indicadores econômicos, o programa determina os valores faturados considerando a tarifa convencional monômnia e considerando o sistema proposto, que consiste na tarifa branca e o sistema fotovoltaico híbrido. Comparando as duas situações, se obtém os indicadores econômicos. Além da opção do cálculo dos indicadores econômicos existem mais duas opções, uma de limpar os campos preenchidos e a outra de cancelar a análise, fechando a interface.

**RESULTADOS**

**Dimensionamento**

	Módulos Fotovoltaicos	Banco de Baterias	Disjuntor Inteligente	Inversor
Potência	340 W	93ah	-	1500W
Quantidade	3	2	3	1
Valor Unitário	R\$889	R\$526,41	R\$365,27	R\$1327,81
Valor Total	R\$2667	R\$1052,82	R\$1095,81	R\$1327,81

**Investimento**

Investimento inicial (ANO 0) R\$6143,44 Investimento Total (ANO 20) R\$10629,71

**Indicadores Econômicos**

Valor Presente Líquido (VPL) R\$216,33

**O resultado apresentado é positivo, indicando viabilidade econômica.**

Taxa Interna de Retorno (TIR) 15,7%

**A TIR foi maior do que a TMA, indicando viabilidade econômica.**

Payback 6 anos

**O Payback foi inferior a 20 anos, indicando viabilidade econômica.**

OK Gerar relatório em PDF

Fig 3. Resultados

De acordo com Fig. 3, o usuário recebe como dados de saída o dimensionamento do sistema, contendo os dados de quantidade, potência, valor unitário e valor total dos equipamentos, bem como os dados referentes ao investimento inicial e total no horizonte de análise de 20 anos, juntamente com os indicadores econômicos, contendo uma breve explicação sobre os resultados.

Além disso, o usuário tem a opção de gerar um relatório em .PDF, onde são expostos os dados de entrada inseridos pelo usuário, um gráfico contendo a curva de carga selecionada, as informações referentes ao dimensionamento, o investimento total no ano zero e no ano vinte, além dos indicadores econômicos VPL, TIR e Payback. Para validação da metodologia proposta, são apresentados dois estudos de caso.

## VI. ESTUDO DE CASO

Para validação da metodologia proposta na Fig. 1, serão realizados dois estudos de caso, onde serão mantidos os dados de entrada de concessionária, localização e TMA, e serão variadas as faixas de consumo.

### A. Estudo de Caso I

Para o estudo de Caso I foi definida a concessionária Coopera, sendo a concessionária com os valores tarifários mais baratos dentre todos as concessionárias utilizadas neste

trabalho. Para a localização foi definido o estado de Santa Catarina e a cidade de Nova Veneza, em virtude da área de concessão da Coopera. A TMA utilizada foi de 15%. A partir dessas definições foi realizada a variação da faixa de consumo, analisando os dados obtidos para o consumidor: abaixo de 50 kWh/mês; entre 50 e 100 kWh/mês; entre 101 e 200 kWh/mês, entre 201 a 400 kWh/mês; e entre 401 a 500 kWh/mês, obtendo os indicadores econômicos apresentados na Tabela 1.

TABELA 1. RESULTADOS OBTIDOS NO ESTUDO DE CASO I

Curvas de carga típica	Payback (anos)	VPL (R\$)	TIR (%)
Abaixo de 50 kWh/mês	>20 anos	-1.888	-12,6
Entre 50 e 100 kWh/mês	>20 anos	-2.447	-1,52
Entre 101 e 200 kWh/mês	>20 anos	-4.442	-1,23
Entre 201 e 400 kWh/mês	>20 anos	-7.740	-0,28
Entre 401 e 500 kWh/mês	>20 anos	-9.432	-0,15

É possível notar que em nenhuma curva de carga foi apresentada viabilidade econômica, tendo Payback acima de 20 anos em todos os casos.

### B. Estudo de Caso II

Para o estudo de Caso II foi definida a concessionária Ceral Araruama, sendo a concessionária com os valores tarifários mais caros. Como localização, foi definido o estado do Rio de Janeiro e a cidade do Rio de Janeiro. A TMA utilizada foi 15%. A partir destas definições foi realizada a variação da faixa de consumo, obtendo os indicadores econômicos apresentados na Tabela 2.

TABELA 2. RESULTADOS OBTIDOS NO ESTUDO DE CASO II

Curvas de carga típica	Payback (anos)	VPL (R\$)	TIR (%)
Abaixo de 50 kWh/mês	6	-8	14,9
Entre 50 e 100 kWh/mês	5	1.065	20,48
Entre 101 e 200 kWh/mês	4	3.085	23,71
Entre 201 e 400 kWh/mês	4	7.317	26,21
Entre 401 e 500 kWh/mês	4	8.918	26,14

De acordo com a Tabela 2, apenas o consumidor abaixo de 50 kWh/mês não apresentou viabilidade econômica.

## VII. CONCLUSÃO

Este trabalho apresenta uma metodologia para análise de viabilidade econômica de UCs que aderiram um sistema fotovoltaico com armazenamento em banco de baterias juntamente com a Modalidade Horária Branca. Através desta metodologia o consumidor concluirá se o investimento no sistema proposto com Tarifa Branca é viável economicamente para a UC.

Diante das análises realizadas para os dois estudos de caso, o sistema proposto não se mostra viável economicamente para nenhuma curva de carga do Estudo de Caso I e para a curva de carga abaixo de 50 kWh/mês no Estudo de Caso II. Para as demais curvas de carga no Estudo de Caso II, o sistema não apenas se mostra viável economicamente, como apresenta

uma TMA de 26,14% e um VPL de R\$ 8.918,46 para a curva de carga entre 401 e 500 kWh/mês.

Outro ponto analisado é que para os consumidores atendidos por concessionárias com valores tarifários mais amenos, o sistema não se apresenta viável. Já quando realizada a mesma comparação, mas para concessionárias com valores tarifários mais caros, juntamente com uma curva de carga mais elevada, o sistema se mostra viável. Logo, o primeiro fator determinante para o sistema ser viável economicamente são os valores tarifários que atendem a UC, juntamente com a curva de carga desta UC.

## REFERÊNCIAS

- [1] A. Filho, *Finanças corporativas*. Rio de Janeiro: FGV, 2003.
- [2] Alvarenga, C. A., (2018). *COMO DIMENSIONAR UM GERADOR FOTOVOLTAICO COM BATERIAS*. Belo Horizonte.
- [3] ANEEL. "Tarifas Consumidores". [https://www.aneel.gov.br/tarifas-consumidores/-/asset\\_publisher/zNaRbjCLDgbE/content/alta-tensao/654800?inheritRedirect=false](https://www.aneel.gov.br/tarifas-consumidores/-/asset_publisher/zNaRbjCLDgbE/content/alta-tensao/654800?inheritRedirect=false) (consult. 2022-01-22).
- [4] EPE. "Balanço Energético Nacional 2021". Empresa de Pesquisa Energética. <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2021> (consult. 2022-01-22).
- [5] D. F. Baptista, "Estrutura da tarifa branca de Energia Elétrica no Brasil: Análise crítica e proposição metodológica", Dissertação de Mestrado, Pontifícia Universidade Católica, Rio de Janeiro, 2016.
- [6] R. d. S. Benedito, "Caracterização da geração distribuída de eletricidade por meio de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, no Brasil, sob os aspectos técnico, econômico e regulatório", publishedVersion, Universidade de São Paulo, 2009. Consult. 2022-10-23. [Em linha]. Disponível: <http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/86/86131/tde-12082010-142848/>
- [7] R. Bordeaux-Rego, *Viabilidade econômica-financeira de projetos*, 4a ed. Rio de Janeiro: FGV, 2015.
- [8] Brasil, AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. (2021-12-07). *RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 1.000, DE 7 DE DEZEMBRO DE 2021 n.º 1000, Estabelece as Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica; revoga as Resoluções Normativas ANEEL nº 414, de 9 de setembro de 2010; nº 470, de 13 de dezembro de 2011; nº 901, de 8 de dezembro de 2020 e dá outras providências.*
- [9] Brasil, AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. (2012-04-17). *RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482, DE 17 DE ABRIL DE 2012 n.º 482, Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências.*
- [10] Brasil, AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. (2015-11-24). *RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 687, DE 24 DE NOVEMBRO DE 2015. n.º 687, Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST.*
- [11] L. C. C. Campos, "MOTOR DE INDUÇÃO COM CONVERSOR DE FREQUÊNCIA CONVENCIONAL ACOPLADO EM SISTEMA FOTOVOLTAICO OFF-GRID PARA IRRIGAÇÃO", Dissertação de Mestrado, Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia Goiano, Rio Verde, 2020.
- [12] C. A. Chang, "Otimização Técnico Econômica de um Sistema Híbrido Fotovoltaico-Diesel com Banco de Baterias", Dissertação de Mestrado, Pontifícia Universidade Católica, Rio de Janeiro, 2012.
- [13] CRESESB. "Potencial Solar - SunData v 3.0". Centro de Referência para Energia Solar e Eólica. <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata&> (consult. 2022-07-15).
- [14] M. V. d. Cunha, "Estratégias de gerenciamento pelo lado da demanda aplicadas aos consumidores de BT considerando a tarifa branca e a geração distribuída", publishedVersion, Universidade Federal de Santa Maria, 2016. Consult. 2022-08-23. [Em linha]. Disponível: <http://repositorio.ufsm.br/handle/1/8587>
- [15] Â. W. D. S. Falcão, R. V. Nunes, C. W. C. De Assis, N. D. A. Adriano e A. A. Siebra, "OS REFLEXOS DA CRISE HÍDRICA BRASILEIRA NA ESTRUTURA DE CUSTOS DAS EMPRESAS DO SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA", *ABCustos*, vol. 14, n.º 2, agosto de 2019. Consult. 2022-10-23. [Em linha]. Disponível: <https://doi.org/10.47179/abcustos.v14i2.475>
- [16] A. F. Ferreira e G. Pereira Rosa, "Geração De Energia Elétrica Através De Sistemas Fotovoltaicos Para Consumidores Comerciais De Pequeno Porte.", *Revista Eletrônica TECEN*, vol. 12, n.º 2, pp. 83–93, dezembro de 2019. Consult. 2022-10-23. [Em linha]. Disponível: <https://doi.org/10.21727/teccen.v12i2.1893>
- [17] R. T. FERREIRA, "Análise da Viabilidade Econômica da Substituição de Banco de Baterias: Chumbo-Ácido x Ni-Cd, Considerando Diferentes Temperaturas Ambiente", in *Seminar on Power Electronics and Control (SEPOC 2021)*. sepoc, 2021. Consult. 2022-10-23. [Em linha]. Disponível: <https://doi.org/10.53316/sepoc2021.042>
- [18] J. R. Gazoli, M. G. Villalva e J. Guerra, "Sistemas conectados à rede elétrica: requisitos para a conexão e proteções", *O setor elétrico*, pp. 34–42, 2013.
- [19] R. Motta, R. P. Costa, C. Neves, G. Calôba, A. Gonçalves e M. Nakagawa, *Engenharia Econômica e Finanças*. Rio de Janeiro: Elsevier, 2008.
- [20] U. R. Oliveira, *Gestão Financeira de Empresas*, 2a ed. Resende: UES, 2010.
- [21] B. A. L. Paixão, "COMPARAÇÃO DE VIDA ÚTIL ENTRE BANCOS DE BATERIAS DE ÍON-LÍTIO E CHUMBO-ÁCIDO NO CONTEXTO DA COMPENSAÇÃO DE ENERGIA COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA E TARIFA BRANCA", Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2020.
- [22] O. L. S. Pereira e F. F. Gonçalves, "DIMENSIONAMENTO DE INVERSORES PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE ELÉTRICA: ESTUDO DE CASO DO SISTEMA DE TUBARÃO – SC", *Revista Brasileira de Energia*, vol. 14, n.º 1, pp. 25–45, 2008.
- [23] L. L. C. Santos, "METODOLOGIA PARA ANÁLISE DA TARIFA BRANCA E DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA DE PEQUENO PORTE NOS CONSUMIDORES RESIDENCIAIS DE BAIXA TENSÃO", Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2014.
- [24] J. I. L. Seguel, "Projeto de um sistema fotovoltaico autônomo de suprimento de energia usando técnica MPPT e controle digital", Dissertação de Mestrado, a Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2009.
- [25] R. Silva, "Trabalho de Qualificação de Mestrado", MICRO-INVERSOR TIPO OFF GRID APLICADO EM SISTEMA DE ENERGIA RENOVAVEL FOTOVOLTAICO, UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA, JOINVILLE, 2019.
- [26] A. A. SILVÉRIO, "SELEÇÃO DE PROJETOS DE INVESTIMENTO A PARTIR DO MÉTODO MULTICRITÉRIO AHP: UM CASO DO SETOR DE ENERGIA", Dissertação de Mestrado, UNIVERSIDADE NOVE DE JULHO, São Paulo, 2012.
- [27] A. C. d. Souza, "SISTEMAS FOTOVOLTAICOS TRIFÁSICOS COM COMPENSAÇÃO DE REATIVO, ARMAZENAMENTO INTERNO DE ENERGIA E INÉRCIA VIRTUAL", Tese de doutorado, UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA, UBERLÂNDIA, 2020.
- [28] F. Toledo, *Desvendando as Redes Elétricas Inteligentes*. Rio de Janeiro: BRASPORT, 2012.