

## **Análise de Viabilidade Econômica de Sistema Fotovoltaico com armazenamento aliado a Tarifa Branca**

**Ana Alice Timm Goretti\*. Jovana dos Santos Argenta\*\*  
Laura L. C. dos Santos\*\*\*Paulo César Vargas Luz\*\*\*\***

\**Universidade Federal de Santa Maria Campus Cachoeira do Sul (ana.timm@acad.ufsm.br)*

\*\**Universidade Federal de Santa Maria Campus Cachoeira do Sul (jovana.argenta@acad.ufsm.br)*

\*\*\**Universidade Federal de Santa Maria Campus Cachoeira do Sul (laura.santos@ufsm.br)*

\*\*\*\**Universidade Federal de Santa Maria Campus Cachoeira do Sul (paulo.c.luz@ufsm.br)*

---

**Abstract:** The present work consists in performing an economic feasibility analysis using the economic indicators Internal Rate of Return (IRR), Net Present Value (NPV) and Payback for Low Voltage (LV) consumers that have a photovoltaic system with storage in a battery bank connected to the distribution network. The consumer unit (CU) is charged by means of the White Tariff, which has three tariff stations, called peak, off-peak, and intermediate. The photovoltaic system has two functions, the first is to recharge the battery bank to be used later in peak and intermediate hours, and the second is to supply the energy demand of the UC between the hours of 12 noon and 4:59 pm. The scaling and calculation of the economic indicators are performed by programming code via GNU Octave Software. The results obtained show that the proposed system is economically feasible for consumers belonging to the largest typical load curves.

**Resumo:** O presente trabalho consiste em realizar uma análise de viabilidade econômica por meio dos indicadores econômicos Taxa Interna de Retorno (TIR), Valor Presente Líquido (VPL) e *Payback* para consumidores de Baixa Tensão (BT) que possuem sistema fotovoltaico com armazenamento em banco de baterias conectado a rede de distribuição. A unidade consumidora (UC) é tarifada por meio da Tarifa Branca, a qual possui três postos de tarifação denominados postos ponta, fora ponta e intermediário. O sistema fotovoltaico possui duas funções, a primeira é recarregar o banco de baterias para ser utilizado posteriormente em horário ponta e intermediário e a segunda é suprir a demanda de energia da UC entre os horários das 12h às 16h:59min. O dimensionamento e cálculo dos indicadores econômicos são realizados por código de programação via *Software GNU Octave*. Os resultados obtidos mostram que o sistema proposto é viável economicamente para consumidores com maiores consumo.

**Keywords:** Economic Viability. White Tariff. Photovoltaic generation. Payback. Net Present Value. Internal Rate of Return.

**Palavras-chaves:** Viabilidade Econômica. Tarifa Branca. Geração Fotovoltaica. *Payback*. Valor Presente Líquido. Taxa Interna de Retorno.

---

### 1. INTRODUÇÃO

Segundo o Balanço Energético Nacional ano base 2020, dos 621.198 GWh gerados, 396.327 GWh são provenientes de hidrelétricas. Levando em consideração a crescente crise hídrica que o Brasil enfrenta, fato este que causa a redução da capacidade de geração, fazendo-se necessário a utilização de geração termoeletrica, (GALVÃO; BERMANN, 2015) implicando em maiores gastos que incidem sobre todo o setor elétrico até o consumidor final (FALÇÃO *et. al.*, 2019). Devido a tais fatores a geração fotovoltaica se apresenta como uma fonte barata e com impactos ambientais reduzidos, mostrando crescimento significativo, no ano de 2019 correspondia a 6.655 GWh já no ano de 2020 esse valor chegou a um total de 10.750 GWh (EPE, 2021).

Em paralelo a este cenário a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) incluiu como opção para os consumidores do grupo B que compreende as unidades consumidoras atendidas com tensão menor que 2,3 kV (ANEEL, 2010) a

opção de aderir a Tarifa Branca, a qual possui três postos tarifários chamados ponta, intermediário e fora ponta.

Esses postos variam de acordo com o horário de consumo, o que torna a adesão da Tarifa Branca atrativa apenas para o consumidor que conseguir evitar o consumo em horários mais onerosos, que é o caso do horário ponta e intermediário. Tornando necessária a mudança de hábitos por parte do consumidor, o qual deve evitar o consumo nos horários correspondentes aos postos ponta e intermediário, caso contrário, a conta de energia elétrica torna-se mais cara do que utilizando a Tarifa Convencional Monômnia.

Diante deste cenário, este trabalho propõe aliar a geração fotovoltaica à Tarifa Branca, evitando assim a necessidade de mudança de hábitos de consumo. O sistema proposto é a geração através de um sistema fotovoltaico com armazenamento em banco de baterias, esse sistema está conectado com a rede de distribuição. O manejo de carga será realizado por um interruptor eletrônico, de forma pré-definida,

desenvolvido por Lima (2020), denominado “Disjuntor Inteligente”. Esta proposta visa que a adesão à tarifa branca se torne atrativa economicamente para o consumidor, sem que este tenha que alterar seus hábitos de consumo.

A geração fotovoltaica tem duas finalidades, a primeira é recarregar o banco de baterias para utilização no horário ponta e intermediário e a segunda é suprir a demanda da Unidade Consumidora (UC) dos horários com maior irradiação solar, sendo das 12h às 16h59min, compreendendo um período de 5 horas diárias. Esse período foi determinado de acordo com Centro de Referência para Energia Solar e Eólica (CRESESB), no qual o tempo de irradiação média no sul do Brasil é 4,69 horas.

Neste contexto, o trabalho apresenta uma metodologia para análise da viabilidade econômica através do Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e *Payback*, de um sistema fotovoltaico com armazenamento aliado a tarifa branca para um horizonte de estudo, para curvas de carga típicas de BT, objetivando estudar para quais curvas típicas de carga o sistema proposto se torna atrativo economicamente. Os cálculos foram realizados via código de programação no *software GNU Octave*

## 2. ESTRUTURAS TARIFÁRIAS DO GRUPO B

De acordo com a resolução normativa N° 414 o grupo B possui duas opções tarifárias sendo a Modalidade Convencional Monômnia e Modalidade Horária Branca.

### 2.1 Modalidade Convencional Monômnia

A Modalidade Convencional Monômnia era até 2018 a única modalidade tarifária existente no Grupo B, ela é caracterizada pelo mesmo valor tarifário independentemente do horário de consumo (ANEEL, 2010). O cálculo da Modalidade Convencional Monômnia é realizado conforme (1) (ANEEL, 2016).

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

Em que:

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

A segunda modalidade disponível no Grupo B é a Modalidade Horária Branca.

### 2.2 Modalidade Horária Branca

A Modalidade Horária Branca é uma opção para o Grupo B desde de o dia primeiro de janeiro de 2018. Ela apenas não pode ser aderida pelos consumidores pertencentes do Grupo B classificados como iluminação pública e UC's que são tarifadas como baixa renda. Esta modalidade tarifária possui três postos tarifários que variam conforme o horário de consumo, sendo chamados de tarifa ponta, tarifa intermediária e tarifa fora ponta (ANEEL, 2020):

Tarifa ponta: compreende a um período de 3 horas consecutivas diárias, possui o valor tarifário mais elevado

entre os três postos tarifários da Tarifa Branca e o valor tarifário da Tarifa Convencional.

Tarifa intermediária: compreende um intervalo de tempo de 1 hora a 1 hora e 30 minutos 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: corresponde aos demais horários do dia, finais de semana e feriados. A tarifa fora ponta por sua vez mostra-se 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) (ANEEL, 2016).

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

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

$$PCFP = TAFP * CMFP \quad (4)$$

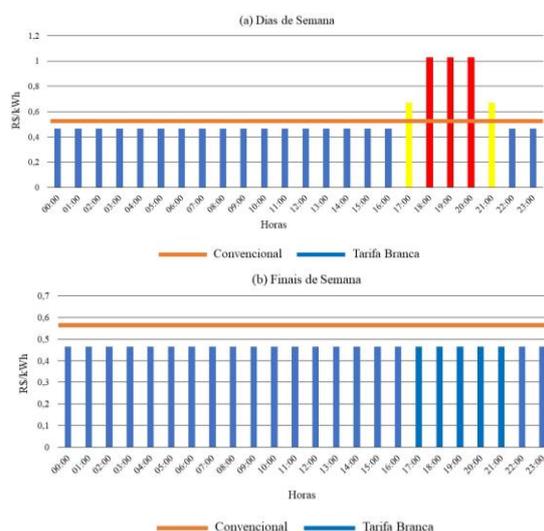
$$TB = PCP + PCI + PCFP \quad (5)$$

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\$]; TAFP: Tarifa de energia em horário fora ponta [R\$/kWh]; CMFP: Consumo em horário fora ponta [kWh]; TB: Valor tarifário da Modalidade Horária Branca [R\$].

A distribuidora de energia que atende a UC é que determina o período e valor tarifário dos postos ponta, fora ponta e intermediário (ANEEL, 2016). Na Fig. 1 é realizada uma comparação entre os postos tarifários da Modalidade Horária Branca e Modalidade Convencional Monômnia.

Fig. 1 - Comparação valores Modalidade Tarifária Branca *versus* Modalidade Tarifária Monômnia em (a) dias de semana (b) finais de semana e feriados



Fonte: adaptado de ANEEL (2020)

Pode-se analisar de acordo com a Fig. 1 que 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 uma solução para esse problema.

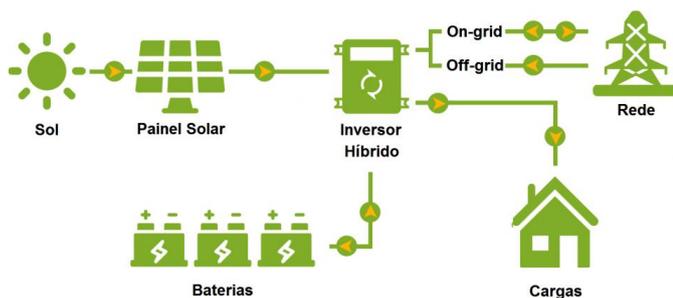
### 3. SISTEMA FOTOVOLTAICO

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 (SILVA, 2019), 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) e devido as vantagens apresentadas na utilização desse tipo de fonte, normas regulamentadoras passaram a vigorar no Brasil, como o caso da Resolução Normativa (REN) N° 482 da ANEEL, de novembro de 2012, a qual estabelece as condições gerais para a utilização de mini e microgeração distribuída, incluindo o sistema de compensação e distribuição de energia elétrica. Posteriormente a REN N° 482 sofreu algumas modificações e passou a vigorar a REN N° 687, na qual se encontra as definições de mini e microgeração de energia, definições sobre o sistema de compensação de energia, entre outras.

Os sistemas fotovoltaicos podem ser ligados com a distribuidora de três maneiras distintas, existindo a opção *on-grid*, *off-grid* (BENEDITO, 2009) 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 (SOUZA, 2020). O modo de ligação do sistema fotovoltaico utilizado neste estudo é o modo híbrido sendo composto por painéis fotovoltaicos, inversor e banco de baterias, conforme Fig. 2.

Fig. 2 – Ligação fotovoltaica híbrida



Fonte: Energy Shop (2021)

Pode-se analisar de acordo com a Fig. 2 que para um sistema fotovoltaico são necessários diversos equipamentos, entre eles o painel fotovoltaico que é onde ocorre a transformação de energia proveniente do sol em energia elétrica.

#### 3.1 Painéis Fotovoltaicos

As células solares consistem em dispositivos semicondutores fabricados a partir de silício (Si) os quais produzem corrente elétrica quando expostos a luz solar (PENNING; TIMM;

FINKLER, 2019). Mas apenas uma única célula apresenta uma pequena capacidade de produção de energia, fazendo-se necessário arranjos em série/paralelo, formando assim um módulo fotovoltaico (SEGUEL, 2009).

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 (CAMPOS, 2020). O segundo é a temperatura que em 25°C se encontra o pico máximo de geração (SEGUEL, 2009). O cálculo de potência produzida para um módulo fotovoltaico é realizado conforme (6) (FERREIRA, 2019).

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

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 [%].

Após determinar a energia que o módulo pode gerar é necessário saber quantos módulos atendem à demanda 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].

Para poder implementar um sistema fotovoltaico é necessário um estudo de valores de mercado de alguns modelos de módulos fotovoltaicos. Os tipos e valores de módulos solares utilizado nesse trabalho são apresentados na Tabela 1.

Tabela 1. Modelos de módulos fotovoltaicos disponíveis no mercado

Modelo	Loja	Potência (Wp)	Valor (R\$)
RS6E-155M	Neo Solar	155	439,00
RS7E-210M	Neo Solar	210	579,00
RS6C 280P	Minha Casa Solar	280	718,50
UP-M340P	Neo Solar	340	889,00
ODA400-36-MH	Neo Solar	400	1.049,00
CS3W	Minha Casa Solar	450	1.398,02

Fonte: Autora

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

### 3.2 Inversor

A principal função de um inversor é a transformação de CC em CA (CUNHA, 2016). 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 (GAZOLI; VILALVA; GUERRA., 2012).

Existem dois tipos de inversores os *on-grid* ou *grid-tie* e os *off-grid*. O primeiro tipo faz a conversão de energia dos painéis fotovoltaicos ou banco de baterias e mantém a unidade consumidora conectada à rede elétrica da distribuidora, já o segundo tipo trabalha de forma isolada, pois estão somente conectados aos painéis fotovoltaicos ou banco de baterias, não possuindo conexão alguma com a rede de distribuição (ÁVILA, 2017).

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) (PEREIRA e GONÇALVES, 2008).

$$PI = \frac{P}{NM} \quad (8)$$

Em que:

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

Para ser possível a implementação do sistema é necessário o estudo de valores de mercado de inversores *Grid-Tie*. Os tipos e valores de inversores *Grid-Tie* são apresentados na Tabela 2.

**Tabela 2. Modelos de inversores *Grid-Tie* disponíveis no mercado**

Modelo	Loja	Potência (Wp)	Valor (R\$)
Tech One 1000W	Connect Parts	1000	489,90
Kinverch 1500W	Amazon	1500	1.327,81
Kinverch 2000W	Amazon	2000	2.036,29
Min2500tl-x	Eletromalu	2500	2.690,71
Min5000tl-x	Eletromalu	5000	4.400,66
Min8000tl-x	Eletromalu	8000	6.121,66

Fonte: Autora

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.

### 3.3 Banco de Baterias

Das diversas maneiras de armazenar energia se destacam as baterias devido ao seu ótimo custo-benefício e versatilidade (SANTOS, 2014). Dentro da ampla faixa de tipos de baterias as de chumbo-ácido se mostram as mais utilizadas, sendo também as mais desenvolvidas, permitindo rápidas cargas e descargas (TOLEDO, 2012). Existem também variados tipos

construtivos de baterias chumbo-ácido para atender a demanda convencional, como por exemplo a bateria de arranque, também chamada de baterias automotiva, baterias de tração, destinadas a veículos de construção, baterias de UPS, destinadas a sistemas de alimentação ininterrupta, baterias para suporte da rede elétrica e baterias para sistemas fotovoltaicos (PAIXÃO, 2020). Tanto as baterias de UPS e baterias para sistemas fotovoltaicos, também 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 a autonomia da bateria, ou seja, o número de dias em que o banco de baterias atende determinada carga sem precisar ser recarregado (CHANG, 2012).

O segundo a profundidade de descarga (PAIXÃO, 2020), 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 (PAIXÃO, 2020) que de acordo com diversos fabricantes de baterias chumbo-ácidas estacionárias é 25°C (FERREIRA, 2021).

Com estes três parâmetros definidos é possível realizar o dimensionamento do banco de baterias. É necessário determinar qual a demanda diária que o banco de baterias deverá suprir, este cálculo é feito conforme (9).

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

Em que:

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

Com a demanda diária da UC definida é possível calcular a quantidade de Ah necessária para suprir a residência. Esse cálculo é realizado conforme (10) (ALVARENGA, 2018).

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

Em que:

N: Ah necessário para suprir a demanda [Ah]; Dd: Demanda 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 o sistema fotovoltaico híbrido se faz necessário um estudo de valores de mercado de baterias estacionárias. Os tipos e valores de baterias estacionárias são apresentadas na Tabela 3.

**Tabela 3. Modelos de baterias estacionárias disponíveis no mercado**

Modelo	Loja	Potência (Wp)	Valor (R\$)
DF300	Americanas	30	269,70
DF500	Americanas	40	331,45
DF700	Americanas	50	396,05
DF1500	Reis Baterias	93	526,41
DF2000	Magazine Luiza	115	683,10
DF2500	Magazine Luiza	165	1.030,50
DF3000	Magazine Luiza	185	1.305,90
DF4100	E-Usina	240	1.569,90

Fonte: Autora

Pode-se analisar que é realizado um investimento considerável quando se deseja implementar um sistema fotovoltaico, diante disto é necessário realizar uma análise econômica para saber se o sistema proposto é viável.

#### 4. ANÁLISE ECONÔMICA

O mercado mostra-se competitivo, em constante inovação, destacando-se novas tecnologias e equipamentos. Para adquirir estes meios se faz necessário uma mobilização de recursos, tendo em vista o melhor lucro para o investidor, sendo necessário o estabelecimento de critérios objetivos possibilitando assim a melhor análise (BORDEAUX-RÊGO, 2008). Diante disto alguns indicadores são recomendados para esta análise, destacam-se o *Payback*, Valor Presente Líquido (VPL) e a Taxa Interna de Retorno (TIR) (SILVÉRIO, 2012).

##### 4.1 Payback

Segundo Motta *et. al.*, (2019) o *Payback* é a quantidade de tempo que demora para recuperar uma aplicação. Logo, quanto maior o valor do *Payback* mais tempo o investidor demora para recuperar o valor investido e começa a obter lucros. O cálculo de *Payback* é realizado conforme (11) (OLIVEIRA, 2010).

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

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\$].

O segundo critério para análise de investimento é chamado Valor Presente Líquido.

##### 4.2 Valor Presente Líquido

O cálculo do VPL representa o potencial de criação de valor de um investimento (BRASIL, 2002). Este indicador é obtido subtraindo do investimento inicial os valores de entrada do caixa, descontados a uma taxa, chamada de custo de oportunidade, explicitando assim o valor do dinheiro no tempo, trazendo as entradas e saídas do fluxo de caixa para o valor monetário atual, o cálculo de VPL é feito conforme (12) (OLIVEIRA, 2010).

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

Em que:

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

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.

O terceiro e último critério para análise de um investimento utilizado nesse trabalho é a Taxa Interna de Retorno.

##### 4.3 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) (FILHO, 2003).

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

Em que:

F<sub>t</sub>: Fluxo de caixa no período t [R\$]; TIR: Taxa Interna de Retorno [%].

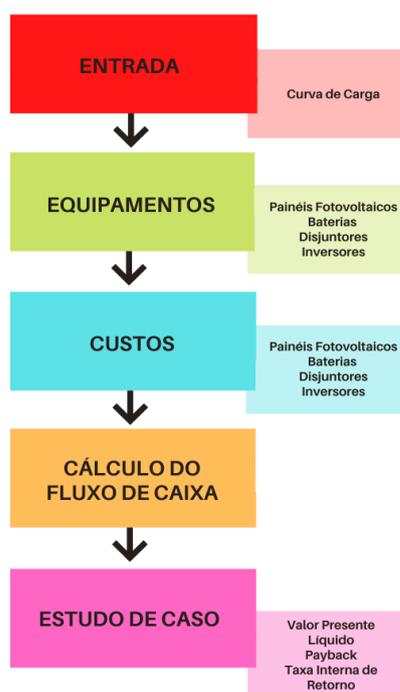
O valor de TIR representa o ponto de equilíbrio econômico do projeto proposto, onde não ocorre nem ganho e nem perda de capital. Logo se o TMA aplicado for maior que a TIR o projeto é inviável, e de mesma maneira, se o TMA aplicado for menor que a TIR calculado o projeto é viável. Podendo assim analisar se vale ou não a pena investir em determinado projeto (OLIVEIRA, 2010).

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

#### 5. METODOLOGIA

A metodologia proposta para este trabalho consiste no dimensionamento um sistema fotovoltaico com armazenamento em banco de baterias aliado a tarifa branca. O sistema fotovoltaico possui duas funções a primeira é realizar o carregamento do banco de baterias que será usado nos horários ponta e intermediário, e segunda é suprir e demanda da UC durante o horário das 12h às 16h59min, período onde ocorre a geração de energia. A metodologia dos cálculos dos indicadores econômicos, os quais retornam para o usuário, concluindo desta maneira se o projeto é viável ou não para a UC em questão, foi desenvolvida no Software GNU Octave. A Fig. 3 apresenta o Fluxograma da metodologia proposta.

Fig. 3 – Fluxograma



Fonte: Autora

Pode-se analisar de acordo com a Fig. 3 que o usuário deve definir a curva de carga da UC. Após esta definição o código realiza o dimensionamento dos equipamentos, dimensionando os painéis fotovoltaicos de acordo com (6) e (7), inversor de potência de acordo com (8) e banco de baterias de acordo com (9) e (10).

O sistema eletrônico, também chamado de “disjuntor inteligente”, o qual maneja a alimentação da carga é dimensionado de acordo com a corrente necessária para atender a UC, variando sua quantidade conforme curva típica de carga, possuindo um valor unitário de R\$ 365,27, nas curvas típicas de carga menores, abaixo de 50 kWh/mês, é necessário apenas um “disjuntor inteligente” visto que a corrente consumida pela UC é menor, já no caso do consumidor de 400 a 500 kWh/mês são necessários três “disjuntores inteligentes” devido a demanda maior de corrente elétrica que atende a UC.

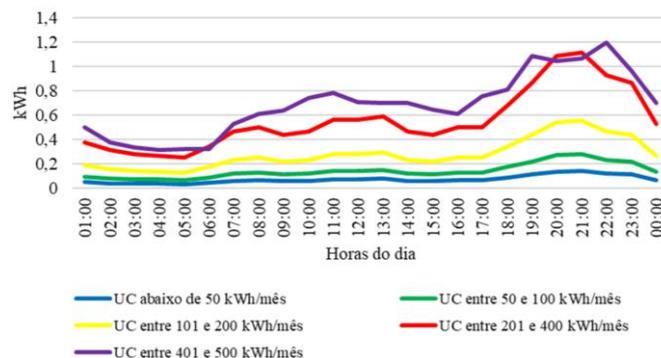
Conforme Figura 3, a próxima etapa é a determinação dos custos dos equipamentos tendo como base os equipamentos indicados nas Tabelas 1, 2 e 3, então é realizado o cálculo do fluxo de caixa levando em consideração a economia gerada comparando a Tarifa Convencional Monômnia, o qual é calculada de acordo com (1), com a Tarifa Branca, calculada de acordo com (2), (3), (4) e (5). Por fim, com o fluxo de caixa definido é determinado os indicadores econômicos de acordo com (11) (*Payback*), (12) (VPL) e (13) (TIR), retornando-os para o usuário. Para validação da metodologia proposta, é apresentado um estudo de caso.

## 6. ESTUDO DE CASO

Para validação da metodologia proposta, Fig. 3, são realizados estudos de caso. Usando o *software GNU Octave* são analisadas UC's com curvas de carga típicas: abaixo de 50 kWh/mês, entre 50 e 100 kWh/mês, entre 101 e 200 kWh/mês,

entre 201 e 400 kWh/mês e entre 401 e 500 kWh/mês, representadas na Fig. 4.

Fig. 4 – Curvas de carga típicas



Fonte: adaptado de SANTOS (2014)

Pode-se analisar de acordo com a Fig. 4, que para todas as curvas de carga típicas o pico de consumo ocorre entre as 18h e as 23h.

A distribuidora definida para a análise é a Rio Grande Energia Sul (RGE Sul), a qual é considerado horário de ponta das 19h às 21h possuindo um valor tarifário de 1,3148775 R\$/kWh, horário intermediário das 18h às 19h e 21h às 22h possuindo um valor tarifário de 0,9592875 R\$/kWh, horário fora ponta correspondente aos demais horários e finais de semana possuindo um valor tarifário de 0,7741775 R\$/kWh e tarifa convencional possuindo um valor de 0,8809380 R\$/kWh.

Vale ressaltar que as curvas de carga típicas se tratam da média das amostras reais de consumo de diversas UC pertencentes a cada curva. Os estudos de caso são realizados para um horizonte de 20 anos e a Taxa Mínima de atratividade utilizada é 15%. Os resultados obtidos são apresentados no Tabela 4.

Tabela 4. Resultados obtidos para cada curva de carga típica

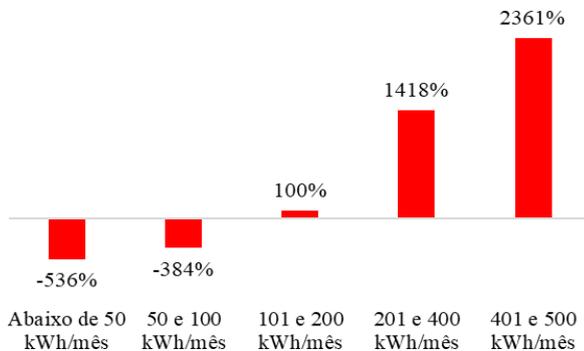
Curvas de carga típica	Payback (anos)	VPL (R\$)	TIR (%)
Abaixo de 50 kWh/mês	14	-904,85	6
Entre 50 e 100 kWh/mês	7	-648,47	12
Entre 101 e 200 kWh/mês	6	168,91	16
Entre 201 e 400 kWh/mês	5	2.394,30	20
Entre 401 e 500 kWh/mês	5	3.988,00	22

Fonte: Autora

Analisa-se de acordo com o Tabela 4, que para os consumidores acima de 101 kWh/mês todos os indicadores se mostraram favoráveis, o *Payback* fica entre 5 e 6 anos, o VPL é positivo indicando lucro e a TIR fica de 16 a 22%, sendo maior que o TMA aplicado. O mesmo não é apresentado para os consumidores abaixo de 100 kWh/mês, apresentando valores de VPL negativos, indicando prejuízo e valores de TIR menores que 15%, no caso do *Payback* para a curva de carga típicas de abaixo de 50 kWh/mês chega a 14 anos. Adotando

como base o consumidor de 101 a 200 kWh/mês e realizando uma análise percentual do indicador VPL, obtém-se os dados expressos na Fig. 4.

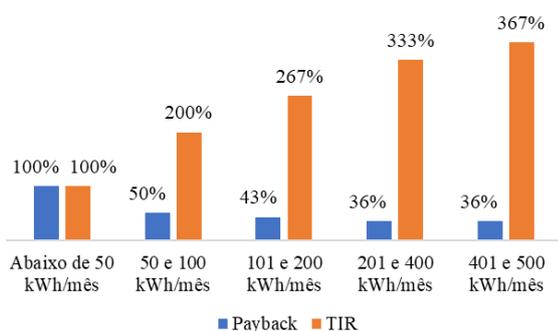
Fig. 4 – Comparação percentual do parâmetro VPL entre o consumidor 101 a 200 kWh/mês e os demais consumidores



Fonte: Autora

O indicador VPL apresenta valores negativos para os consumidores abaixo de 50 kWh/mês e de 50 a 100 kWh/mês, devido a isso, para fins de comparação foi adotado o primeiro valor positivo de VPL como base. Já nos indicadores *Payback* e TIR, foi adotado como base o consumidor abaixo de 50 kWh/mês, obtendo os dados expressos na Fig. 5.

Fig. 5 – Comparação percentual dos indicadores *Payback* e TIR entre o consumidor de abaixo de 50 kWh/mês e os demais consumidores



Fonte: Autora

Nota-se de acordo com a Fig. 4 que o consumidor entre 401 e 500 kWh/mês em comparação ao consumidor de 101 a 200 kWh/mês apresenta um aumento de 2261%. Já quando analisada a Fig. 5 o consumidor entre 401 e 500 kWh/mês em comparação com abaixo de 50 kWh/mês apresenta no indicador *Payback* uma queda de 64% e no indicador TIR um aumento de 267%.

## 7. CONCLUSÃO

Este artigo apresenta uma metodologia para análise de viabilidade econômica de UC's 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 + Tarifa Branca é viável economicamente para a UC.

Diante das análises realizadas para cinco curvas de cargas típicas o sistema proposto se mostra viável economicamente para curvas de carga com maiores consumos, no caso das curvas de 401 a 500 kWh/mês, é obtido um tempo de recuperação de investimento (*Payback*) de 5 anos, sendo 64% menor do que o resultado apresentado para o consumidor abaixo de 50 kWh/mês.

No indicador Valor Presente Líquido, o consumidor de 401 a 500 kWh/mês obteve como resultado R\$ 3.988,00, sendo 2261% maior do que o consumidor de 101 a 200 kWh/mês. Para os consumidores abaixo de 50 kWh/mês e de 50 a 100 kWh/mês o indicador VPL apresenta resultados negativos. No caso da Taxa Interna de Retorno, o consumidor de 401 a 500 kWh/mês apresenta como resultado 22%, sendo 267% maior do que o consumidor abaixo de 50 kWh/mês.

Assim, para os consumidores com maiores faixas de consumo, é possível aderir a tarifa branca juntamente com o sistema fotovoltaico e banco de baterias e obter retorno financeiro, sem que seja necessária a mudança nos hábitos de consumo.

## AGRADECIMENTOS

A Pró-Reitoria de Pós-Graduação e Pesquisa da Universidade Federal de Santa Maria (PRPGP-UFSM) via edital 004/2021, pelo auxílio à pesquisa de recém-doutores (FIPE ARD).

## REFERÊNCIAS

- Abreu Filho, J. C. F., (2003). *Finanças corporativas*. Rio de Janeiro: FGV.
- Alvarenga, C. A., (2018). *COMO DIMENSIONAR UM GERADOR FOTOVOLTAICO COM BATERIAS*. Belo Horizonte.
- ANEEL, (2016). *Tarifas Consumidores* [em linha]. [Consultado em 22 de janeiro de 2022]. Disponível em: [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)
- Ávila, L. R. d., (2017). *Sistema para Dimensionamento de Geração de Energia Fotovoltaica para Aquecimento de Tanques de Criação de Camarões*. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Rio Grande.
- Balanco Energético Nacional 2021 [em linha]. (2021). EPE. [Consultado em 22 de janeiro de 2022]. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2021>
- Benedito, R. S., (2009). *Caracterização da Geração Distribuída de Eletricidade por Meio de Sistemas Fotovoltaicos conectados à rede, no Brasil, sob os aspectos Técnico, Econômico e Regulatório*. Dissertação de Mestrado, Universidade de São Paulo.
- Bordeux-rêgo, R., (2008). *Viabilidade econômica-financeira de projetos*. 2a ed. Rio de Janeiro: FGV.
- Brasil, H. G., (2002). *Avaliação Moderna de Investimentos*. Rio de Janeiro: Qualitymark.

- Brasil. ANEEL, (2010). Nº 414, DE 9 DE SETEMBRO DE 2010 *RESOLUÇÃO NORMATIVA n.º 414*, 9 de setembro de 2010.
- Brasil. ANEEL, (2012). Nº 482, DE 17 DE ABRIL DE 2012 *RESOLUÇÃO NORMATIVA n.º 482*, 17 de abril de 2012.
- Brasil. ANEEL, (2015). Nº 687, DE 24 DE NOVEMBRO DE 2015 *RESOLUÇÃO NORMATIVA n.º 687*, 24 de novembro de 2015.
- Campos, L. C. C., (2020). *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.
- Chang, C. A., (2012). *Otimização Técnico Econômica de um Sistema Híbrido Fotovoltaico-Diesel com Banco de Baterias*. Dissertação de Mestrado, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.
- CRESESB, (2018). *Potencial Solar* [em linha]. [Consultado em 22 de janeiro de 2022]. Disponível em: <http://cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata>
- Cunha, M. V. D., (2016). *ESTRATÉGIAS DE GERENCIAMENTO PELO LADO DA DEMANDA APLICADAS AOS CONSUMIDORES DE BT CONSIDERANDO A TARIFA BRANCA E A GERAÇÃO DISTRIBUÍDA*. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Santa Maria.
- ENERGY SHOP. Inversor Híbrido Off-Grid. 20 maio 2021. Disponível em: <https://blog.energyshop.com.br/categorias/guia-da-energia-solar/inversor-hibrido-off-grid/>. Acesso em: 2 fev. 2022.
- Falcão, Â. W. D. S., Nunes, R. V., De Assis, C. W. C., Adriano, N. D. A. e Siebra, A. A., (2019). OS REFLEXOS DA CRISE HÍDRICA BRASILEIRA NA ESTRUTURA DE CUSTOS DAS EMPRESAS DO SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA. *ABCustos* [em linha]. 14(2). [Consultado em 23 de janeiro de 2022]. Disponível em: doi: 10.47179/abcustos.v14i2.475
- Ferreira, A. F. e Pereira Rosa, G., (2019). Geração De Energia Elétrica Através De Sistemas Fotovoltaicos Para Consumidores Comerciais De Pequeno Porte. *Revista Eletrônica TECEN* [em linha]. 12(2), 83–93. [Consultado em 23 de janeiro de 2022]. Disponível em: doi: 10.21727/teccen.v12i2.1893
- Galvão, J. e Bermann, C., (2015). Crise hídrica e energia: conflitos no uso múltiplo das águas. *Estudos Avançados* [em linha]. 29(84), 43–68. [Consultado em 23 de janeiro de 2022]. Disponível em: doi: 10.1590/s0103-40142015000200004
- Gazoli, J. R., Villalva, M. G. e Guerra, J., (2012). Energia solar fotovoltaica – sistemas conectados à rede elétrica. *O setor Elétrico*.
- Lima, A. d. C., (2020). *METODOLOGIA PARA GERENCIAMENTO, PREVISÃO E MANEJO DE CARGA APLICADA A CONSUMIDORES RESIDENCIAIS COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA*. Trabalho de Conclusão de Curso, Universidade Federal de Santa Maria.
- Motta, R. D. R., Gonçalves, A., Neves, C., Calôba, G., Nakagawa, M. e Costa, R. P., (2019). *Engenharia econômica e finanças*. Rio de Janeiro: Elsevier.
- OLIVEIRA, U. R., (2010). *GESTÃO FINANCEIRA DE EMPRESAS*. 2a ed. Resende: UES.
- Paixão, B. A., (2020). *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.
- Penning, J. A., Timm, A. U. e Finkler, R., (2019). ENERGIA SOLAR: ESTUDO DE CASO DE UMA RESIDÊNCIA NA CIDADE DE CAXIAS DO SUL/RS. *11º Simpósio Internacional de Qualidade Ambiental*.
- Pereira, O. L. S. e Gonçalves, F. F., (2008). DIMENSIONAMENTO DE INVERSORES PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE ELÉTRICA: ESTUDO DE CASO DO SISTEMA DE TUBARÃO – SC. *Revista Brasileira de Energia*. 14(1), 25–45.
- Santos, L. L. C., (2014). *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.
- Seguel, J. I. L., (2009). *Projeto de um sistema fotovoltaico autônomo de suprimento de energia usando técnica MPPT e controle digital*. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Minas Gerais.
- Silva, R. d., (2019). *MICRO-INVERSOR TIPO OFF GRID APLICADO EM SISTEMA DE ENERGIA RENOVAVEL FOTOVOLTAICO*. Trabalho de Qualificação de Mestrado, UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA.
- Silvério, A. A., (2012). *Seleção de projetos de investimento a partir do método multicritério AHP: Um caso do setor de energia*. Dissertação de Mestrado, Universidade Nove de Julho.
- Souza, A. C. d., (2020). *SISTEMAS FOTOVOLTAICOS TRIFÁSICOS COM COMPENSAÇÃO DE REATIVO, ARMAZENAMENTO INTERNO DE ENERGIA E INÉRCIA VIRTUAL*. Tese de Doutorado, Universidade Federal de Uberlândia.
- Toledo, F., (2012). *Desvendando as redes elétricas inteligentes*. Rio de Janeiro: BRASPORT.