

**Análises de viabilidades econômicas para alternativas de utilização da energia solar em  
residência do Estado de Minas Gerais, Brasil**

**Economic feasibility analysis for alternatives to use solar energy in homes in the State of  
Minas Gerais, Brazil**

**Análisis de viabilidad económica para alternativas de uso de energía solar en hogares en  
el Estado de Minas Gerais, Brasil**

Recebido: 01/07/2020 | Revisado: 15/07/2020 | Aceito: 17/07/2020 | Publicado: 31/07/2020

**Filipe Pires Maimoni**

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-4564-3486>

Universidade Federal de Itajubá, Brasil

E-mail: [Filipemaimoni@hotmail.com](mailto:Filipemaimoni@hotmail.com)

**Rafael Balbino Cardoso**

ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-4239-3108>

Universidade Federal de Itajubá, Brasil

E-mail: [cardosorb@unifei.ed.br](mailto:cardosorb@unifei.ed.br)

**Resumo**

O presente estudo consiste em avaliar a viabilidade econômica em cenários de instalação de sistemas fotovoltaicos. O Cenário 1 discorre da instalação de um sistema fotovoltaico *on grid* para atendimento total do consumo energético da residência do estudo de caso e o Cenário 2 aborda a instalação de um sistema híbrido (fotovoltaico e solar térmico) para atendimento do consumo total da mesma residência e por fim, comparar e escolher a melhor opção para o investidor, do ponto de vista econômico. Efetuou-se o estudo de caso em uma residência, localizada no município de Sobrália-MG, onde a partir do histórico de consumo energético obtido através da conta de luz da residência e algumas informações técnicas e financeiras a respeito do uso da energia fotovoltaica, foi dimensionado um sistema fotovoltaico *on grid* e um sistema híbrido ( sistema fotovoltaico *on grid* e solar térmico) e, baseado neles, uma análise financeira, para cada cenário de atendimento da demanda de energia da residência, por meio dos indicadores Taxa Interna de Retorno, *Payback* e Valor Líquido Presente sobre uma Taxa Mínima de Atratividade de 4,31% ao ano. Os resultados evidenciaram a viabilidade econômica do Cenário 1 e 2 propostos e, por fim, constatou-se que o Cenário 2, por apresentar uma Taxa de Interna de Retorno maior que a do Cenário 1, um *Payback* menor que

o do Cenário 1 e também um custo de investimento menor, é a melhor opção para o investidor do ponto de vista econômico.

**Palavras-chave:** Sistema Solar *on grid*; Sistema híbrido; Energia solar; Viabilidade econômica.

### **Abstract**

The present study consists of evaluating the economic feasibility in installation configurations for photovoltaic systems. Scenario 1 discards the installation of a photovoltaic system in the grid to fully meet the energy consumption of the case study residence and Scenario 2 addresses the installation of a hybrid system (photovoltaic and solar thermal) to meet the total consumption of the same residence and finally, compare and choose the best option for the investor, make the economic point of view. Conduct a case study in a residence, located in the municipality of Sobrália-MG, where from the history of energy consumption will use the electricity bill of the residence and some technical and financial information and respect for the use of photovoltaic energy, was dimensioned in a photovoltaic system in the grid and a hybrid system (photovoltaic system in the grid and solar thermal) and, based on them, a financial analysis, for each scenario of meeting the energy demand of the residence, through the indicators Internal rate of return, Payback and Net Present Value over a Minimum Attractiveness Rate of 4.31% per year. The results show the economic feasibility of the proposed Scenarios 1 and 2 and, finally, found in Scenario 2, for an internal rate of return higher than in Scenario 1, in a lower return than in Scenario 1 and also a lower investment cost, it is the best option for the investor from an economic point of view.

**Keywords:** On grid solar system; Hybrid system; Solar energy; Economic viability.

### **Resumen**

El presente estudio consiste en evaluar la viabilidad económica en configuraciones de instalación para sistemas fotovoltaicos. El escenario 1 descarta la instalación de un sistema fotovoltaico en la red para satisfacer completamente el consumo de energía de la residencia del estudio de caso y el escenario 2 aborda la instalación de un sistema híbrido (fotovoltaico y solar térmico) para satisfacer el consumo total de la misma residencia y finalmente, compare y elija la mejor opción para el inversionista, haga el punto de vista económico. Llevar a cabo un estudio de caso en una residencia, ubicada en el municipio de Sobrália-MG, donde a partir de la historia del consumo de energía se utilizará la factura de electricidad de la residencia y alguna información técnica y financiera y el respeto por el uso de energía fotovoltaica, se

dimensionó en un sistema fotovoltaico en la red y un sistema híbrido (sistema fotovoltaico en la red y termosolar) y, en base a ellos, un análisis financiero, para cada escenario de satisfacer la demanda energética de la residencia, a través de los indicadores Tasa interna de retorno, Payback y Valor actual neto sobre una tasa de atracción mínima de 4.31% por año. Los resultados muestran la viabilidad económica de los Escenarios 1 y 2 propuestos y, finalmente, se encuentran en el Escenario 2, para una tasa de rendimiento interna más alta que en el Escenario 1, en un rendimiento más bajo que en el Escenario 1 y también un menor costo de inversión, Es la mejor opción para el inversor desde un punto de vista económico.

**Palabras clave:** Sistema solar en red; Sistema híbrido; Energía solar; Viabilidad económica.

## 1. Introdução

A crescente preocupação com a preservação do meio ambiente e a busca pela diversificação da matriz elétrica, associado com o aumento na demanda por energia e desenvolvimento da indústria, motivaram os países a buscarem várias maneiras para produção de energia elétrica, que degradem menos o meio ambiente e que busquem, principalmente, a sustentabilidade. Dessa forma, impulsionou-se a geração de energia elétrica no mundo a partir de fontes renováveis, como a fonte solar (Bicalho et al., 2018 como citado em Cardoso & Campos, 2017).

No Brasil, conforme o Balanço Energético Nacional de 2019 (EPE, 2019), a geração fotovoltaica ainda é muito pequena comparada à matriz elétrica nacional, correspondendo à apenas 0,54% da geração do país, a maior parte da geração de energia elétrica provém das hidrelétricas, que são responsáveis por 66,6%, em função da riqueza existente dos recursos hídricos. Porém, o país possui expressivo potencial para geração de energia elétrica a partir de fonte solar, dada sua grande extensão territorial, incidência de irradiação média e pouca variabilidade interanual na maioria de suas regiões. Contando com níveis de irradiação solar superiores aos de países onde projetos para aproveitamento de energia solar são amplamente disseminados, como Alemanha, França e Espanha (Tiepolo, 2014).

Diante das vantagens da utilização da energia solar no país, o governo tomou algumas medidas de incentivo à geração fotovoltaica. O crescimento da geração solar fotovoltaica tem sido favorecido e impulsionado graças à iniciativa da ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, por meio da criação da Resolução Normativa 482 de 17/04/2012, que foi atualizada em 2015, passando para a Resolução Normativa nº 687/2015, que estimula a geração distribuída, possibilitando a compensação de energia com a instalação de pequenos geradores

na unidade consumidora. Com esta Resolução Normativa, houve diminuição nos impostos e a possibilidade do crédito de energia, que agora passa a valer por 60 meses (ANEEL, 2015).

Os sistemas fotovoltaicos, que geram energia limpa e renovável através da conversão direta de luz em eletricidade, podem ser de dois tipos: sistemas isolados ou conectados à rede. Os sistemas fotovoltaicos isolados (SFI), também chamados de sistemas *off grid*, utilizam alguma forma para armazenar a energia, o que pode ser feito através de baterias. Esse sistema é recomendado para projetos em condições especiais, como área rural e projetos em local remoto. Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCCR), também chamados de sistemas *on grid*, são sistemas nos quais o que é gerado é entregue diretamente à rede e sendo nesta convertida em créditos de energia para a mesma residência. Esse sistema não necessita de alguma forma de armazenamento (baterias), e é recomendado para instalações residenciais e empresariais, pois possui instalação simplificada e baixa manutenção (Boso et al., 2015). Diante do exposto, o que será usado no decorrer do estudo é o conectado à rede devido a Resolução Normativa nº 687 que visa a compensação de energia.

Além da energia solar fotovoltaica, existem outras formas de aproveitamento da energia solar, como a energia solar térmica. É uma forma de energia alternativa, e uma tecnologia, que nos permitem a conversão de energia solar em térmica, para uso em residências ou indústrias. Os chamados “Sistemas de aquecimento solar” (SAS) que são caracterizados pelo emprego de coletores solares e reservatórios térmicos para o uso da energia solar para aquecimento de água. Os SAS de água são os que atualmente possuem maiores possibilidades de aplicações, como exemplo, o aquecimento de piscinas, água para banho em residências, aquecimento de ambientes e aquecimento para processos industriais. Em aplicações residenciais e comerciais este tipo de sistema pode contribuir com diminuições significativas na demanda de energia do sistema elétrico (Pereira et al., 2012). Existem diversos tipos de utilização deste tipo de energia, no entanto o que será abordado dentro deste tema será a utilização do calor do sol para o aquecimento de água para uso residencial.

Dessa forma, os aproveitamentos com sistemas híbridos solar fotovoltaico e solar térmico podem ser interessantes do ponto de vista econômico, uma vez que, o consumo de energia elétrica de uma residência pode sofrer uma redução significativa devido a não utilização do chuveiro elétrico, responsável por grande parte do consumo de energia elétrica, sendo este substituído pelo SAS. Esta redução no consumo de energia elétrica, porventura, pode implicar na redução do custo do sistema fotovoltaico de tal maneira, que a viabilidade econômica do sistema híbrido solar fotovoltaico e solar térmico poderá ser melhor, para o investidor, do que apenas utilização do sistema fotovoltaico.



Como é possível observar na Figura 1, o estado apresenta um potencial fotovoltaico elevado, tendo uma incidência de radiação solar direta diária acima 5,0 kWh/m<sup>2</sup> compreendendo uma vasta região do Estado. Segundo Reis et al. (2016) de uma forma geral, o estado possui uma média anual de 1354 kWh / kWp e 0,79 de rendimento global médio, demonstrando ser um estado de grandes oportunidades para aplicação das tecnologias fotovoltaicas e das demais tecnologias solares.

A produtividade apresentada no mapa, representa a quantidade de energia elétrica total anual estimada gerada por um SFCR de 1kWp nas condições ideais de geração, isto é, com orientação do painel fotovoltaico voltado para o Equador, inclinação igual a latitude do local e taxa de desempenho do sistema de 88% (*performance ratio*).

Além da energia solar fotovoltaica, a energia solar térmica é outro tipo de energia proveniente do Sol, e baseia-se no princípio de utilizar o calor gerado pelo Sol para aquecer um fluido e transformá-lo em energia. Existem diversos tipos de utilização deste tipo de energia, como aquecimento de piscinas, água para banho, aquecimento de ambientes e aquecimento para processos industriais, no entanto o que será abordado dentro deste tema será a utilização do calor do Sol para o aquecimento de água para uso residencial.

Nesse contexto, se destaca a contribuição dos Sistemas de Aquecimento Solar (SAS) que pode substituir fontes energéticas tradicionais, possuindo vantagens nos aspectos energético, ambiental, social e econômico. O chuveiro elétrico consome 25% do total de energia elétrica consumida nas residências brasileiras, podendo aumentar mais 30% no inverno. Nas regiões Sul e Sudeste o chuveiro chega a responder por até 40% do consumo residencial no horário de pico (Themoteo et al., 2015). Dessa forma, a instalação de aquecedores solares para banho viabiliza muitos benefícios econômicos, tais como a redução do consumo de energia elétrica, redução do pico de demanda por eletricidade, além de economia na conta de energia.

Por conseguinte, o desenvolvimento do presente estudo se dará através o estudo de caso em uma residência, localizada no município de Sobrália-MG, onde a partir do histórico de consumo energético obtido através da conta de luz da residência e algumas informações técnicas e financeiras a respeito do uso da energia fotovoltaica, será dimensionado um sistema fotovoltaico *on grid*, representando o cenário 1, e um sistema híbrido ( sistema fotovoltaico *on grid* e solar térmico), representando o cenário 2, e, baseado neles, uma análise financeira, para cada cenário de atendimento da demanda de energia da residência, por meio dos indicadores Taxa Interna de Retorno, *Payback* e Valor Líquido Presente sobre uma Taxa

Mínima de Atratividade e por fim, comparar e escolher a melhor opção para o investidor, do ponto de vista econômico.

## **2.1 Caracterização da residência e dados climáticos**

No dimensionamento do sistema fotovoltaico e do sistema híbrido, será utilizada a média de consumo de energia elétrica de uma residência, localizada em localizada no município de Sobrália, Minas Gerais, situada a 3 Km da Rodovia Rio-Bahia, BR-116 e 5 km da cidade de Sobrália. A área total da fazenda é de aproximadamente 11 hectare, está posicionada na Latitude - 19,201° (19°12'34.7"S abaixo da linha do Equador) e Longitude - 42,149° (42°04'21.8"O sentido oeste em relação ao Meridiano de Greenwich). O proprietário pratica a agricultura familiar, sendo uma família de classe média com 5 moradores.

Para o dimensionamento será considerado o consumo de energia elétrica utilizado na residência no período compreendido de Janeiro de 2019 à Dezembro de 2019, obtido por meio do histórico da conta de Luz fornecido pela distribuidora de energia elétrica.

Por meio da ferramenta de cálculo do programa SunData v 3.0, disponibilizada no site do Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito (CRESESB), será possível obter os níveis de irradiação solar diária média mensal (kWh/m<sup>2</sup>.dia), sob o ângulo de inclinação ideal para os módulos de 19°N.

## **2.2 Coleta de dados tecnológicos, energéticos e econômicos**

Posteriormente será realizada a busca de informações tecnológicas, energéticas e econômicas dos módulos fotovoltaicos e dos coletores solar térmicos disponíveis no mercado.

A escolha por esses módulos e coletores levará em consideração as tecnologias utilizadas, coeficiente de temperatura, eficiência do módulo e do coletor, sua vida útil, entre outros parâmetros. Além disso, a sua disponibilidade no mercado e custo.

## **2.3 Dimensionamento de sistema fotovoltaico (Cenário 1)**

O sistema fotovoltaico gera energia limpa e renovável através da conversão direta de luz em eletricidade. Esse sistemas fotovoltaicos pode ser autônomo ( também chamados de *off grid* ou Isolado ) ou conectados à rede de energia ( também chamados de *on grid* ) , o primeiro é utilizado em regiões que não possuem conexão com a rede elétrica, tais como, as

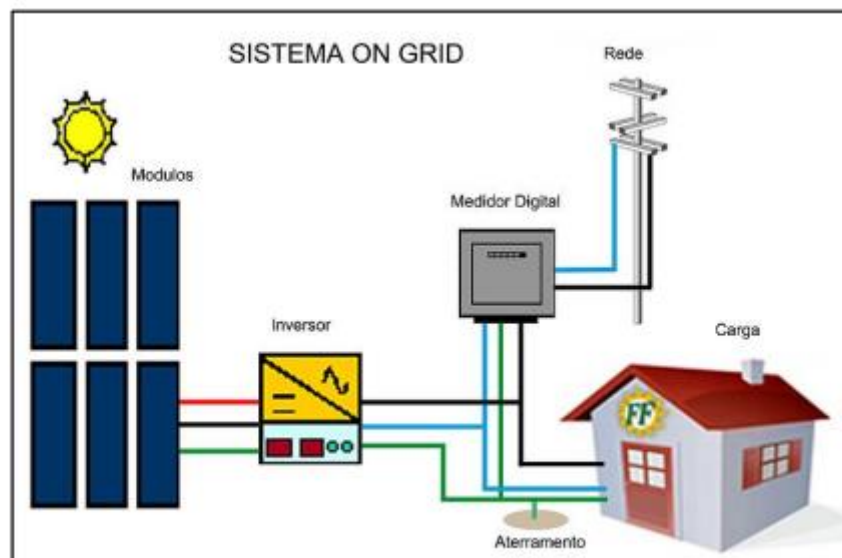


zonas rurais; já o segundo, opera em paralelo com a rede de distribuição de energia local e atende residências, empresas e outros estabelecimentos.

O sistema *off grid* é um sistema autônomo que necessita de baterias para armazenar a energia produzidas pelas placas fotovoltaicas. Nas zonas rurais, este tipo de sistema é utilizado para fornecer energia ao maquinário agrícola, veículos, sistemas de iluminação e residências. Porém, segundo Boso et al. (2015), esse sistema necessita de mais investimentos para produzir a mesma quantidade de kWh consumida por uma residência tal qual se esta fosse produzida pelas concessionárias de energia.

O sistema *on grid* é um sistema no qual o que é gerado é entregue diretamente à rede, por isso, o número de painéis fotovoltaicos deve ser maior e não há armazenamento de energia. Esse sistema permite que a energia produzida em excesso e que não for consumida pela residência seja injetada na rede de transmissão e sendo nesta convertida em créditos de energia para a mesma residência. Esta troca de energia entre as concessionárias e as residências que adquirem esse sistema, faz com que a redução dos custos com kWh seja percebida na conta de energia da residência (Villalva, 2015). Como pode ser observado na Figura 2. Esse sistema é recomendado para instalações residenciais e empresariais, pois possui instalação simplificada e baixa manutenção.

**Figura 2** - Sistema *on grid*.



Fonte: Boso et al (2015).

Basicamente, o sistema *on grid* é constituído dos módulos fotovoltaicos, estes responsáveis por produzir energia elétrica, de um inversor, cuja a função é a conversão da



corrente contínua gerada pelos módulos em corrente alternada e são importantes no sistema fotovoltaico, pois a maioria dos equipamentos eletrônicos são fabricados para funcionar de acordo com os níveis de tensão da rede elétrica, que é CA com tensão de 110 V ou 220 V e frequência de 60 Hz. E por fim o medidor digital ou medidor bidirecional encarregado de medir o que é injetado na rede pelo sistema *on grid* e o que é consumido pela residência.

Assim sendo, será dimensionado um sistema solar fotovoltaico *on grid* para atender toda a demanda de energia elétrica da residência.

O cálculo para obter o número de módulos foi realizado a partir do consumo médio de energia e a forma de distribuição da energia. Dessa forma, primeiramente, será calculada (Eq.1) a Energia de Compensação, ou seja, a Energia Média Mensal de Consumo (obtida por meio do histórico da conta de luz) descontada a Tarifa Mínima, está proporcional ao tipo de distribuição: Mono (30 kWh/mês), Bi (50 kWh/mês) ou Trifásico (100 kWh/mês).

#### Equação 1 - Cálculo da Energia de Compensação

$$E_c = E_{mmc} - TM$$

Onde:

$E_c$  = Energia de Compensação (kWh/mês);

$E_{mmc}$  = Energia Média Mensal de Consumo (kWh/mês);

TM = Tarifa Mínima (kWh/mês).

A partir da energia de compensação encontrada para 30 dias, busca-se o valor dessa energia diária. No qual divide o valor encontrado por 30, conforme mostrado na Equação 2 abaixo.

#### Equação 2 - Cálculo da Energia de Compensação Diária

$$E_{cd} = E_c/30$$

Onde:

$E_{cd}$  = Energia de Compensação diária (kWh/dia);

$E_c$  = Energia de Compensação (kWh/mês).

Pode-se determinar a potência aproximada do sistema fotovoltaico através da fórmula empírica adaptada (Pinho & Galdino, 2014) aplicada aos módulos escolhidos para elaboração do projeto.

### Equação 3 - Cálculo da Potência do Sistema Fotovoltaico

$$PF = Ecd / (HSP \times TD)$$

Onde:

PF = Potência de Pico do Sistema Fotovoltaico (kWp);

*Ecd* = Energia de Compensação diária (kWh/dia);

HSP = Horas de Sol Pleno, dada por (Irradiância local em kWh/m<sup>2</sup>) / (1 kW/m<sup>2</sup>);

TD = Taxa de Desempenho (adimensional).

A taxa de desempenho mensura a potência real de todo o sistema fotovoltaico, em condições de operação contabilizando todas as perdas, como queda de tensão devido à resistência do cabeamento e conectores, sombreamento, inversor (eficiência e carga), temperatura operacional, resposta espectral, entre outras. Comumente é utilizada uma TD de 75% (Pinho & Galdino, 2014), valor assumido para o presente trabalho.

Após a escolha e determinação da potência chega-se ao cálculo do número de módulos. Para tal fim será empregada a Eq. 4 (Silva et al., 2013):

### Equação 4 - Cálculo do número de módulos.

$$Nm = PF/Pm$$

Onde:

Nm = Número de módulos;

PF = Potência de Pico do Sistema Fotovoltaico (kWp);

Pm = Potência de Pico do Módulo, segundo o fabricante (kWp);

A partir disso se tem a área total ocupada pelos módulos obtida através da Eq. 5:

### Equação 5 - Cálculo da área total ocupada pelos módulos.

$$At = Nm \times Am$$

Onde:

At = Área Total (m<sup>2</sup>);

Am = Área de cada Módulo (m<sup>2</sup>).

Posteriormente, se faz necessário a escolha do Inversor, o inversor é responsável por converter a energia de corrente contínua, vinda dos painéis, para corrente alternada, conforme a rede de distribuição pública. O inversor deve possuir potência suficiente para o sistema, podendo ser igual a potência gerada pelo sistema ou superior.

Segundo Silva (2013), para a escolha do inversor, a potência nominal de módulos ligados ao inversor não pode ser maior que 110% da potência máxima de corrente contínua do inversor, dessa forma, podendo ser calculada pela Equação 6.

Equação 6 - Cálculo da Potência do Inversor.

$$P_{\text{inversor}} = PF \times 1,1$$

Onde:

$P_{\text{inversor}}$  = Potência máxima de corrente contínua do inversor (kW);

PF = Potência de Pico do Sistema Fotovoltaico (kWp).

Ainda de acordo com Silva (2013), os painéis só podem ser ligados em série quando a soma das tensões de curto circuito apresentar um valor menor que 90% da tensão de corrente contínua máxima do inversor.

## 2.4 Dimensionamento do sistema híbrido (Cenário 2)

Nesta etapa será realizado o dimensionamento do sistema híbrido, ou seja, será dimensionado um sistema de aquecimento solar e um sistema solar fotovoltaico.

Segundo Themoteo et al (2015), o chuveiro elétrico consome 25% do total de energia elétrica consumida nas residências brasileiras, podendo aumentar mais 30% no inverno. Nas regiões Sul e Sudeste o chuveiro chega a responder por até 40% do consumo residencial no horário de pico. Dessa forma, a instalação do SAS substituirá o chuveiro elétrico, o que implicará na redução da demanda de energia elétrica na residência.

O dimensionamento de instalações solares térmicas depende principalmente:

- Das condições climáticas locais
- Da demanda de calor
- Da fração solar desejada
- Rendimento da instalação e sua configuração

Para a avaliação da economia de energia elétrica obtida com a utilização do aquecimento solar, nas condições específicas de cada obra, utiliza-se, internacionalmente, o Método da Carta F. Este método avalia a contribuição da energia solar na demanda total de

energia elétrica para aquecimento de água, conhecida como fração solar (ELETROBRAS, 2014). A fração solar ( $F_i$ ) para um determinado mês do ano é definida como a razão entre a energia suprida pelo sistema de aquecimento solar ( $Q_{\text{solar}}$ ) e a demanda mensal de energia ( $Li$ ) para o aquecimento da água, calculada pela Equação 7:

Equação 7 - Cálculo da Fração Solar.

$$F_i = Q_{\text{solar}} / Li$$

Onde:

$F_i$  = Fração Solar;

$Q_{\text{solar}}$  = Energia suprida pelo sistema de aquecimento solar (kWh);

$Li$  = Demanda mensal de energia para aquecimento da água (kWh).

Neste estudo será considerado uma contribuição de 30% do chuveiro elétrico no consumo total de energia elétrica na residência, sendo assim, vale ressaltar que neste trabalho será considerado a fração solar igual a 1, ou seja, a área dos coletores solares térmicos a ser dimensionada para o sistema híbrido irá atender toda a demanda de energia para aquecimento da água (30% da energia média mensal consumida pela residência).

Diante disso, considerando que para o estudo em questão a razão entre a energia suprida pelo sistema de aquecimento solar ( $Q_{\text{solar}}$ ) e a demanda mensal de energia ( $Li$ ) para o aquecimento da água, calculada pela Equação 7, será igual a 1, ou seja, a Fração Solar igual 1 ( $Q_{\text{solar}} = Li$ ), primeiramente será calculada a demanda mensal de energia para aquecimento da água ou Energia de Compensação do SAS ( $E_{\text{c}_{\text{sas}}}$ ), a qual corresponde à 30% da Energia Média Mensal de Consumo ( $E_{\text{mmc}}$ ) da residência descontada a Tarifa Mínima (TM) (30 kWh/mês - monofásico). Para tal fim, será utilizada a Equação 8:

Equação 8 - Cálculo da Energia de Compensação do SAS

$$E_{\text{c}_{\text{sas}}} = (E_{\text{mmc}} - TM) \times 0,3$$

Onde:

$E_{\text{c}_{\text{sas}}}$  = Energia de Compensação do SAS (kWh/mês);

TM = Tarifa Mínima (kWh/mês);

$E_{\text{mmc}}$  = Energia Média Mensal de Consumo (kWh/mês).

Dimensionado o valor da Energia de Compensação do SAS, o próximo passo será verificar a tabela do Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia - INMETRO, a qual disponibiliza todos os fabricantes de sistemas e equipamentos para aquecimento solar de água credenciado no Programa Brasileiro de Etiquetagem, constando a produção média mensal de energia dos equipamentos por metro quadrado e por tipo de coletor.

À vista disso, o dimensionamento será realizado para uma residência com 5 moradores, onde será levado em conta o número de banhos diário de cada morador, o tempo de banho e sua duração. Além disso, será obtida a vazão do chuveiro, o que possibilitará, juntamente com os dados citados anteriormente, o calculado do volume de armazenamento do reservatório utilizando a Equação 9, a seguir:

Equação 9 - Cálculo do volume do reservatório

$$V_R = N_m \times N_b \times T_b \times Q$$

Onde:

$V_R$  = Volume do reservatório (litros);

$N_m$  = Número de moradores;

$N_b$  = Número de banhos no dia;

$T_b$  = Tempo de banho (min);

$Q$  = Vazão do chuveiro (l/min).

Seguidamente, após o cálculo do volume do reservatório, será feita a escolha da melhor tecnologia a ser empregada, baseado na tabela do INMETRO.

O dimensionamento do sistema solar fotovoltaico, será realizado da mesma forma descrita no item 2.3, porém, a demanda mensal de energia elétrica sofrerá uma redução, devido a utilização do SAS que substituiu o chuveiro elétrico, o que irá implicar em um sistema solar fotovoltaico de menores proporções.

Sendo assim, a Energia de Compensação para o dimensionamento do SFCR que compõe o sistema híbrido, será calculada da seguinte forma:

Equação 10 - Cálculo da Energia de Compensação para o SFCR do sistema híbrido

$$E_{SFCR} = E_{mmc} - TM - E_{c_{sas}}$$

Onde:

$Ec_{SFCR}$  = Energia de Compensação do SFCR (kWh/mês);

$Emmc$  = Energia Média Mensal de Consumo (kWh/mês);

TM = Tarifa Mínima (kWh/mês);

$Ec_{sas}$  = Energia de Compensação do SAS (kWh/mês).

## 2.5 Análises de viabilidade econômica e comparação

Na análise de viabilidade econômica de um projeto se recorre a utilização de indicadores econômicos. Estes indicadores nos permite saber quais os possíveis retornos sobre o investimento total, realizando um cálculo a partir de uma Taxa Mínima de Atratividade (TMA) o Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e o *Payback*, os quais avaliam as diferenças entre as receitas operacionais líquidas e os investimentos adicionais realizados com o projeto (Gitman, 2010)

A Taxa Mínima de Atratividade é identificada por Pilão (2003) como a representação do mínimo que um investidor se propõe a ganhar ao fazer um investimento ou o máximo que um tomador de dinheiro se propõe a pagar ao fazer um financiamento. Oliveira (2008) diz que TMA serve como parâmetro de aceitação ou rejeição de um determinado projeto de investimento. Assim, deve-se considerar a TMA como taxa de desconto a ser utilizada no cálculo do VPL.

Segundo Pilão (2003), o método do VPL permite que conheçamos as nossas necessidades de caixa ou os ganhos de certo projeto, em termos de moeda corrente ao longo do tempo. Isso porque essa técnica considera a somatória na data 0 (zero) existentes no fluxo de caixa como o seu valor atual a uma taxa especificada (TMA).

De acordo com Jiménez (2017), geralmente, o investimento inicial tem seus resultados líquidos percebidos a partir do segundo ano, sendo assim, VPL é definido pela Eq.11.

Equação 11 - Cálculo do Valor Presente Líquido (VPL).

$$VPL = -R_0 \pm (R_1/(1+i)^1) \pm (R_2/(1+i)^2) \pm (R_n/(1+i)^n)$$

Onde:

$R_0$  = É o investimento inicial;

$R_1, R_2, R_n$  = Valores do fluxo de caixa gerado pelo projeto (+ entradas e – saídas);

$i$  = É a taxa de juros (TMA).

Se o VPL for maior que R\$ 0, aceita-se o projeto. Neste caso, o investidor obterá um retorno maior do que o custo de seu capital. Quando VPL menor que \$0 rejeita-se o projeto (Gitman,2010).

O *Payback* é o tempo necessário para que a empresa ou investidor recupere o investimento inicial em um projeto, calculado a partir das entradas de caixa. Segundo Oliveira (2008), Apesar de ser um método de análise geral, é extremamente limitado. Nesse indicador não é considerado risco, correção monetária ou financiamento. Ele é simplesmente o valor onde o lucro líquido iguala ao valor aplicado no investimento analisado.

Para Gitman (2010), o *payback* é muito utilizado por considerar os fluxos de caixa e não o lucro contábil. É também, bastante difundido como critério para tomada de decisão ou complementar outras, por ser considerado um medidor de exposição ao risco. Quanto maior o tempo para recuperar o capital investido, maior também será a probabilidade de ocorrência de imprevistos, portanto, quanto menor for o tempo de *Payback*, menor será a exposição ao risco.

A TIR está ligada diretamente com o valor presente, é a taxa de desconto que iguala o VPL de uma oportunidade de investimento a zero. Constitui a taxa de retorno anual composta que o investidor obterá se empregar no projeto e receber as entradas de caixa previstas inicialmente. O cálculo manual da TIR é considerado por Gitman (2010) como complexo, pois, envolve técnica sofisticada de tentativa e erro que testa, logicamente, diversas taxas de desconto até encontrar aquela que faz com que o valor presente das entradas de caixa do projeto seja idêntico ao investimento inicial (ou seja, VPL igual a \$ 0), devido a isso, no cálculo da TIR, comumente ,utilizada a função TIR, específica para este fim da planilha eletrônica Microsoft Excel. Contudo, o projeto é tido como favorável se a TIR for maior que o custo do capital (TMA) e desfavorável se TIR for menor que o custo capital.

Será realizada a análise de viabilidade econômica para os dois cenários propostos:

- Cenário 1: atendimento total da demanda energética da residência por meio de um sistema solar fotovoltaico.
- Cenário 2: atendimento total da demanda energética da residência por meio de um sistema híbrido.

Através da utilização de indicadores econômicos, estes que nos permite saber quais os possíveis retornos sobre o investimento total, será realizado um cálculo a partir de uma Taxa Mínima de Atratividade (TMA) o Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno



(TIR) e o *Payback*, os quais avaliam as diferenças entre as receitas operacionais líquidas e os investimentos adicionais realizados com o projeto em cada cenário.

Posteriormente, será feita a comparação da viabilidade econômica dos dois cenários, e escolhido a melhor opção para o investidor, do ponto de vista econômico.

## 2.6 Redução de Gases de Efeito Estufa

No âmbito ambiental, como já visto, o uso de sistema solar fotovoltaico, assim como o de aquecedores solares, contribui positivamente por ser uma fonte inesgotável, natural, que não agride o meio ambiente. Nesta etapa será calculada a Redução de Gases de Efeitos Estufa proporcionada pela Economia de Energia Anual, proporcionada pelo uso do sistema solar fotovoltaico e sistema híbrido, e o Fator de Emissão do Sistema Interligado Nacional (SIN) (tCO<sub>2</sub>/MWh). O benefício ambiental será estimado em massa de CO<sub>2</sub> que deixarão de ser emitidas anualmente, em termos de redução de gases do efeito estufa. Para tal fim será empregada a seguinte equação:

Equação 12 - Cálculo da Redução da Emissão de Gases de Efeito.

$$R_{GEE} = E_{EA} \times FE$$

Onde:

R<sub>GEE</sub> = Redução da Emissão de Gases de Efeito (tCO<sub>2</sub>/MWh):

E<sub>EA</sub> = Economia de Energia Anual (MWh/ano).

## 3. Resultados e Discussão

Nesta etapa serão descritos os resultados obtidos após o levantamento de informações e aplicação das técnicas descritas na metodologia.

### 3.1 Dados do local

No dimensionamento do sistema fotovoltaico e do sistema híbrido, foi utilizada a média de consumo de energia elétrica de uma residência, localizada no município de Sobrália, Minas Gerais, situada a 3 Km da Rodovia Rio-Bahia, BR-116 e 5 km da cidade de Sobrália. A área total da fazenda é de aproximadamente 11 hectare, está posicionada na Latitude - 19,201° (19°12'34.7"S abaixo da linha do Equador) e Longitude - 42,149° (42°04'21.8"O sentido oeste

em relação ao Meridiano de Greenwich). O proprietário pratica a agricultura familiar, sendo uma família de classe média com 5 moradores.

Para o dimensionamento será considerado o consumo de energia elétrica utilizado na residência no período compreendido de janeiro de 2019 à dezembro de 2019, obtido por meio do histórico da conta de Luz da residência, como segue na Tabela 1.

**Tabela 1** - Consumo Anual de energia elétrica.

Mês/Ano	Consumo (kWh)
Jan/2019	211,00
Fev/2019	235,00
Mar/2019	230,00
Abr/2019	359,00
Mai/2019	241,00
Jun/2019	241,00
Jul/2019	190,00
Ago/2019	244,00
Set/2019	238,00
Out/2019	203,00
Nov/2019	242,00
Dez/2019	302,00

Fonte: Produzida pelos autores com base nos dados do histórico da conta de luz.

Através da conta de energia elétrica paga da residência ao longo de 12 meses, representada na Tabela 1, foi possível obter a demanda energética do sistema e os períodos de maior e menor consumo de energia, registrando uma média mensal de 244,67 kWh/mês.

No Brasil, as unidades consumidoras são classificadas em dois grupos tarifários: Grupo A e Grupo B. O agrupamento é definido, principalmente, em função do nível de tensão disponibilizada e considerando a demanda do cliente.

As unidades consumidoras atendidas em tensão abaixo de 2.300 volts estão inseridas no Grupo B (baixa tensão). O Grupo B é dividido em subgrupos, de acordo com a atividade do consumidor, sendo: subgrupo B1 – residencial e residencial baixa renda, subgrupo B2 – rural e cooperativa de eletrificação rural, subgrupo B3 – demais classes, e subgrupo B4 – iluminação pública (MME, 2011).

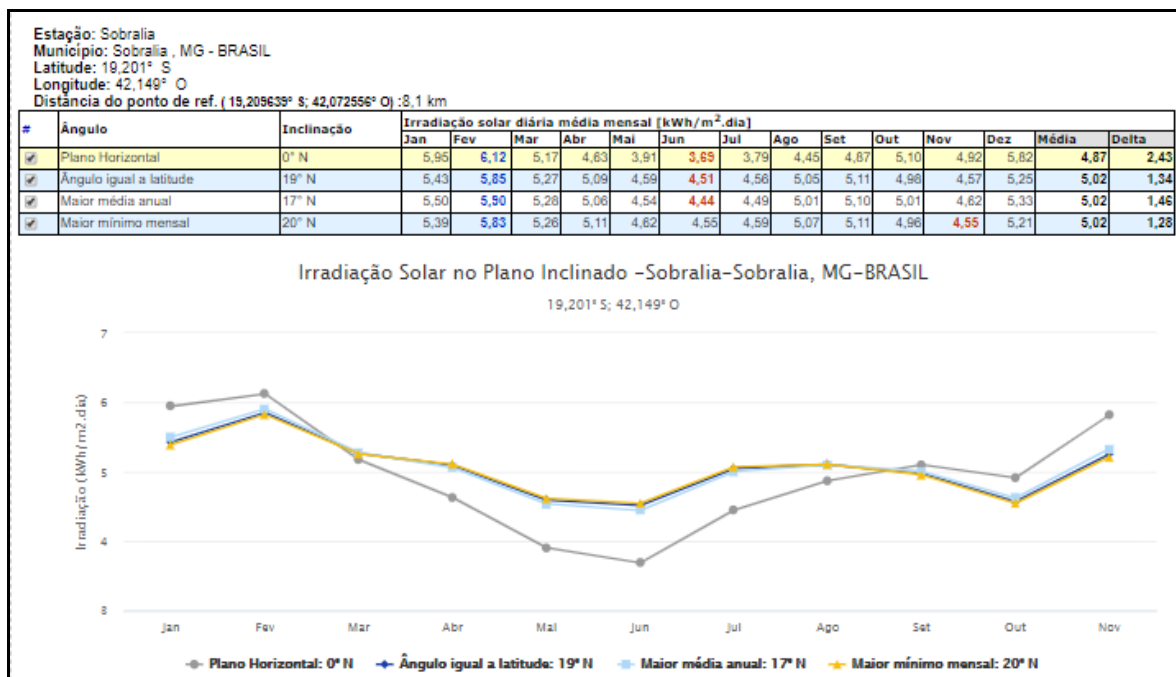
Para os fins deste trabalho, foi analisado o custo da energia elétrica para o grupo tarifário B, no subgrupo B2. Para o caso tarifa Rural - Normal, de acordo com a Resolução

Homologatória Aneel 2189 de 13/12/2016 e Resolução 2248 de 23/05/2017. O preço da tarifa de energia utilizada no estudo foi o preço médio da tarifa no ano de 2019 para o grupo tarifário em questão, o qual corresponde a aproximadamente R\$ 0,64.

Os módulos fotovoltaicos devem ser posicionados em um local com boa incidência de ventos e voltados para o Norte geográfico com a inclinação mais próxima à latitude do local, esses cuidados objetivam minimizar ao máximo as perdas de energia e a aumentar a eficiência do equipamento (Pinho & Galdino, 2014).

Por meio da ferramenta de cálculo do programa SunData v 3.0, disponibilizada no site do Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito (CRESESB), foi possível obter os níveis de irradiação solar diária média mensal (kWh/m<sup>2</sup>.dia), na cidade onde esta localizada a residência, como mostrado na Figura 1.

**Figura 3** - Dados estimados de irradiação solar diária média mensal (kWh/m<sup>2</sup>.dia) na cidade de Sobralia.



Fonte: CRESESB (2020).

A ferramenta de cálculo do programa SunData v 3.0, disponibiliza a irradiação solar média mensal (kWh/m<sup>2</sup>.dia) em diferentes inclinações, bem como a irradiação solar média anual, baseada nas médias mensais, para cada ângulo ou inclinação disponíveis. Desta forma, foi escolhido sob o ângulo de inclinação ideal para os módulos de 19°N, a irradiação de interesse, que corresponde à 5,02 kWh/m<sup>2</sup>.dia.

### **3.2 Cenário 1**

O cenário 1 refere-se ao atendimento total da demanda energética da residência por meio de um sistema solar fotovoltaico *on grid*.

#### **3.2.1 Dimensionamento do Sistema Solar fotovoltaico**

O módulo fotovoltaico é a unidade básica para o sistema de geração de energia elétrica. Segundo Villalva (2015), o módulo consiste em uma estrutura montada em um quadro, de alumínio, o qual é composto por células fotovoltaicas em paralelo e em série, coberta geralmente por vidro/ plástico, para evitar das ações do tempo e possíveis impactos.

Adotou-se como referência no presente estudo os módulos fotovoltaicos da Canadian Solar, modelo CS6U - 330P, de Si- Poly (Silício Policristalino). A Tabela 2 a seguir traz as informações mais detalhadas de cada módulo fotovoltaico de acordo com as especificações do fabricante.

**Tabela 2** - Especificações do módulo fotovoltaico estudado.

Módulo Fotovoltaico <u>Canadian Solar CS6U - 330P</u>	
Especificação	Dados
Potência Máxima Nominal, <u>P<sub>max</sub></u>	330Wp
Tipo de Célula Policristalina	6 polegadas
Arranjo Celular	72 (6 × 12)
Dimensões	1960 × 992 × 40 mm
Tensão Máxima de Operação, VMP a 25°C	37,2 V
Corrente Máxima de Operação, IMP a 25°C	8,88 A
Tensão de Circuito Aberto, VOC	45,6 V
Corrente de Curto-Circuito, ISC	9,45 A
Tensão Máxima do Sistema	1000 V
Eficiência do Módulo, $\eta$	16,97%
Temperatura de Operação, <u>T<sub>o</sub></u>	-40°C ~ + 85°C
Coefficiente de Temperatura da Potência, TP	-0,41% / °C
Coefficiente de Temperatura da Tensão	-0,31% / °C
Coefficiente de Temperatura da Corrente de Curto-Circuito, TISC	0,05% / °C
Temperatura Nominal de Operação do Módulo, TNOM/ NOCT	43 ± 2 °C
Tempo mínimo de Garantia de Desempenho	25 anos

Fonte: Produzida pelos autores com base nos dados de (Canadian Solar, 2020).

Este modelo de módulo fotovoltaico escolhido, é um dos mais comumente utilizados para geração de energia. Os Módulos são regulamentados pelo Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia – INMETRO, possuidor do número de registro do objeto 006292 e com a eficiência energética enquadrada na categoria “A”. Sua potência de pico, segundo o fabricante, é de 330 Wp sob condições de teste padrão (CTP) de irradiância de 1000 W/m<sup>2</sup> e temperatura da célula de 25°C. Sua vida útil está em pelo menos 25 anos.

A fim de maximizar a geração fotovoltaica no decorrer do ano, é importante verificar a orientação dos módulos que, para o hemisfério sul devem estar voltados para o norte geográfico e seu ângulo de inclinação deve ser igual ao da latitude do local onde o sistema será instalado (PINHO & GALDINO, 2014). No presente estudo o ângulo de referência foi de 19°.

Através da conta de energia elétrica paga da residência ao longo de 12 meses, representada na Tabela 1, foi possível obter a demanda energética do sistema e os períodos de maior e menor consumo de energia, registrando uma média mensal de 244,67 kWh/mês.

Conforme a Equação 1, foi calculada a Energia de Compensação, vale ressaltar que a Tarifa Mínima descontada foi proporcional ao tipo de distribuição: Mono (30 kWh/mês):

$$E_c = E_{mmc} - TM$$

$$E_c = 244,67 - 30$$

$$E_c = 214,67 \text{ kWh/mês}$$

O valor que se obteve acima foi da energia mensal, contudo, o que é procurado é o valor da energia de compensação diária. Logo, divide-se o valor encontrado por 30 dias (conforme Equação 4), o que resulta em aproximadamente 7,16 kWh/dia.

De acordo com o CRESESB, a média de radiação solar diária em Sobrália-MG é de aproximadamente 5,02 kWh/m<sup>2</sup>. Então, a partir do consumo diário, da radiação média diária em Sobrália e utilizando uma TD de 75%, encontra-se a potência gerada pelos painéis no decorrer do dia, conforme Equação 3:

$$PF = E_{cd} / (HSP \times TD)$$

$$PF = 7,16 / (5,02 \times 0,75)$$

$$PF = 1,90 \text{ kWp}$$

Para o cálculo do número de módulos usa-se a Equação 4:

$$N_m = PF/P_m$$

$$N_m = 1,90/0,33$$

$$N_m = 5,76$$

Tendo como base o número de 5,76 foi feita a ratificação para 6 módulos a fim de atender 100% de demanda, dessa maneira se fez necessária a correção da potência instalada, partindo de 6 unidades com 0,33 kWp (6\*0,33) obteve-se assim 1,98 kWp. Ao manipularmos a Eq.5, com as 5,02 HSP e 0,75 de eficiência, encontramos a produção diária de 7,45 kWh/dia e conseqüentemente a geração anual 2720,96 kWh/ano.

A partir disso tem se a área total ocupada pelos módulos obtida através da Eq. 5:

$$A_t = N_m \times A_m$$

$$A_t = 6 \times 1,94$$

$$A_t = 11,64 \text{ m}^2$$

Como a instalação apresenta 6 módulos de 330 Wp e a potência instalada são 1,98 kWp. Como já mencionado por Silva (2013), a potência nominal de módulos ligados ao inversor não pode ser maior que a potência máxima de corrente contínua do inversor, então pode-se concluir a partir da Equação 6:

$$P_{\text{inverso}} = PF \times 1,1$$

$$P_{\text{inverso}} = 1,98 \times 1,1$$

$$P_{\text{inverso}} = 2,18 \text{ kWp}$$

Devido a disponibilidade do fabricante, decidiu-se instalar um inversor com potência nominal de 2 kWp, que é suficiente para o sistema, salvo que a potência de 2,18 kWp se trata da potência de pico, que na prática, dificilmente será alcançada. O inversor escolhido foi o Ecosolys Ecos-2000 Plus, com as características expostas na Tabela 3.

**Tabela 3** - Detalhes do Inversor estudado.

<u>Inversor Ecosolys Ecos-2000 Plus</u>	
Especificações	Dados
Quantidade de MPP Tracker	1
Potência Nominal	2,0 kW ou 2000W
Tensão nominal de entrada CC	480,0 V
Corrente Curto Circuito Mpp	11,5 A
Faixa de tensão de entrada CC ( <u>U<sub>cc</sub> mín</u> - <u>U<sub>cc</sub> máx</u> )	180 - 480 V
Grau de Eficiência Máx.	96,6 %

Fonte: Produzida pelos autores com base nos dados de (Ecosolys, 2020).

Como cada módulo apresenta potência máxima de 330 W, quando se divide a potência total do inversor pela potência máxima de cada módulo, encontra-se o número de módulos que podem ser ligados ao inversor, portanto, os 6 módulos podem ser ligados em apenas um inversor.



Ainda de acordo com Silva (2013), como mencionado anteriormente, os módulos, para serem ligados em série, têm que apresentar a soma das tensões de curto circuito menor que 90% da tensão de corrente contínua máxima do inversor. Portanto, como a tensão máxima do inversor usado é de 480 V (Tabela 3) e cada módulo usado apresenta tensão de curto circuito igual a 37,2 V (conforme Tabela 2), logo, foram utilizados 6 módulos, o que resultou em 223,20 V, o que corresponde a 46,50% da tensão do inversor. Concluiu-se, assim, que os 6 módulos podem ser ligados em série.

O painel deve ser fixado pelo mesmo valor da latitude local, no caso 19°, levando em consideração a inclinação da residência. Ademais, o Brasil está localizado no Hemisfério Sul, os painéis irão apresentar a face orientada para o Norte.

### **3.2.2 Estudo da Viabilidade Economia**

O estudo da viabilidade econômica é de fundamental importância pois a utilização de um sistema solar fotovoltaico faz sentido se a instalação do sistema for economicamente viável. Através da utilização de indicadores econômicos, estes que nos permite saber quais os possíveis retornos sobre o investimento total. Assim sendo, foram realizados os cálculos, com o emprego do *software Excel*, a partir de uma Taxa Mínima de Atratividade (TMA), a fim de estimar o Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e o *Payback*. Já o tempo de análise do retorno econômico foi o tempo de vida útil dos equipamentos do SFCR, que corresponde a 25 anos.

Para o presente trabalho adotou-se TMA igual a taxa de inflação do ano de 2019, a qual foi de 4,31% (Tesouro, 2020).

Para 6 módulos de células de silício policristalino, do fabricante Canadian Solar, com potência de 330W, foram consultados dois fornecedores, sendo obtido, entre eles, o preço mais acessível de R\$ 700,00, chegando a um total de R\$ 4.200,00 para os 6 módulos.

Para a conversão de corrente contínua em alternada, empregou-se 1 inversor de 2000W. Foram consultados também dois fornecedores e o preço mais acessível foi de aproximadamente R\$ 2.300,00. Além disso, foi considerado que o custo de instalação de um sistema de 2 kW é de aproximadamente R\$ 4500,00 (Portal Solar, 2020). Concluiu-se, então, que o gasto total do projeto do sistema conectado à rede é de aproximadamente R\$ 11.000,00.

A partir disso, foi feita uma projeção direcionada aos próximos 25 anos (tempo de vida útil do sistema) como visto Tabela 4 a seguir.

**Tabela 4** - Fluxo de Caixa com projeção de 25 anos.

Ano	Fluxo de Caixa	<u>Payback</u>
0	R\$ -11.000,00	R\$ -11.000,00
1	R\$ 1.741,41	R\$ -9.258,59
2	R\$ 1.741,41	R\$ -7.517,17
3	R\$ 1.741,41	R\$ -5.775,76
4	R\$ 1.741,41	R\$ -4.034,34
5	R\$ 1.741,41	R\$ -2.292,93
6	R\$ 1.741,41	R\$ -551,51
7	R\$ 1.741,41	R\$ 1.189,90
8	R\$ 1.741,41	R\$ 2.931,32
9	R\$ 1.741,41	R\$ 4.672,73
10	R\$ 1.741,41	R\$ 6.414,14
11	R\$ 1.741,41	R\$ 8.155,56
12	R\$ 1.741,41	R\$ 9.896,97
13	R\$ 1.741,41	R\$ 11.638,39
14	R\$ 1.741,41	R\$ 13.379,80
15	R\$ 1.741,41	R\$ 15.121,22
16	R\$ 1.741,41	R\$ 16.862,63
17	R\$ 1.741,41	R\$ 18.604,04
18	R\$ 1.741,41	R\$ 20.345,46
19	R\$ 1.741,41	R\$ 22.086,87
20	R\$ 1.741,41	R\$ 23.828,29
21	R\$ 1.741,41	R\$ 25.569,70
22	R\$ 1.741,41	R\$ 27.311,12
23	R\$ 1.741,41	R\$ 29.052,53
24	R\$ 1.741,41	R\$ 30.793,95
25	R\$ 1.741,41	R\$ 32.535,36
VPL		R\$ 15334,63
TIR		15,39% a.a.
<u>Payback</u>		7,53 anos

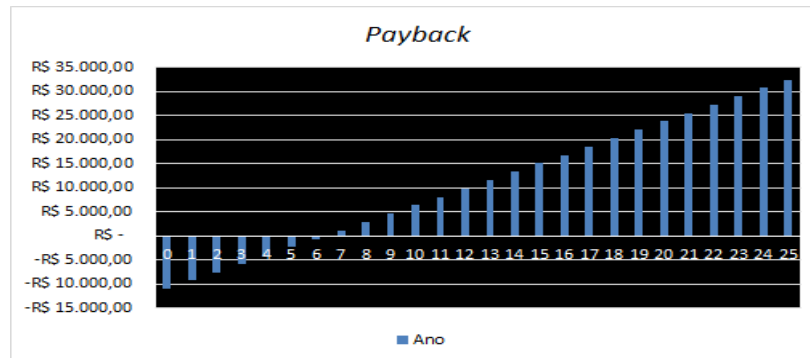
Fonte: Produzida pelos autores (2020).

A partir dos cálculos efetuados e expostos na Tabela 4, constata-se que o VPL obtido ao final do fluxo de caixa e depois de todas as despesas debitadas, foi maior que zero (VPL > \$0), ou seja, proporciona ao investidor um ganho e/ou economia de R\$ 15334,63 sobre o investimento ao final dos 25 anos, tornando, assim, a instalação economicamente viável. .

O *Payback* calculado acima, indica a recuperação do investimento inicial de R\$ 11000 num período de 7,53 anos ou 7 anos e 6 meses, o que é algo positivo por se tratar de um período relativamente curto se comparado com o tempo de vida útil do projeto. Portanto, se

estima que a partir de 7 anos e 6 meses até o fim da vida útil do projeto, o SFCR traz ganhos financeiros ao investidor. É possível elucidar melhor essa informação no Gráfico 1.

**Gráfico 1** - *Payback*, sobre uma projeção de 25 anos.



Fonte: Produzido pelos autores (2020)

Por conseguinte, se complementou o estudo com o cálculo da TIR - Taxa Interna de Retorno. Sempre que a TIR for maior que a taxa de juros ou TMA utilizada, neste caso 4,31%, o projeto é viável. Desta forma, se confirmou a viabilidade econômica do projeto ao se estimar um TIR de 15,39%, superior a TMA utilizada.

### 3.2.3 Redução de Gases de Efeito Estufa

Além da parte financeira devemos analisar também os ganhos ambientais diretos e indiretos provocados pelo sistema. Os benefícios diretos se dão através da geração de energia limpa, renovável, por um recurso natural infinito e abundante em nosso planeta. Os indiretos se apresentam na redução de impacto ambiental com o decaimento no avanço de novas áreas hídricas, desapropriações, metano e construção de linhas de transmissão e principalmente a redução de gases de efeito estufa, como a redução nas emissões de CO<sub>2</sub>.

Nesta etapa foi calculada a Redução de Gases de Efeitos Estufa proporcionada pela Economia de Energia Anual, proporcionada pelo uso do sistema solar fotovoltaico, com o emprego da Equação 12, tendo calculada a geração anual do sistema, que corresponde a 2720,96 kWh/ano ou 2,72 MWh/ano e assumindo o Fator Emissões Médio Anual de aproximadamente 0,075 tCO<sub>2</sub>/MWh (MCTIC, 2020).

$$R_{GEE} = E_{EA} \times FE$$

$$R_{GEE} = 2,72 \times 0,075$$

$$R_{GEE} = 0,204 \text{ tCO}_2$$

O benefício ambiental estimado em massa de CO<sub>2</sub> que deixarão de ser emitidas anualmente, em termos de redução de gases do efeito estufa é de 0,204 tCO<sub>2</sub>.

### 3.3 Cenário 2

O cenário 2 refere-se ao atendimento total da demanda energética da residência por meio de um sistema híbrido.

#### 3.3.1 Dimensionamento do Sistema Híbrido

Nesta etapa será realizado o dimensionamento do sistema híbrido, ou seja, será dimensionado um sistema de aquecimento solar e um sistema solar fotovoltaico *on grid*.

O Sistema de Aquecimento de Água - SAS, para este estudo, foi dimensionado com o propósito de substituir o chuveiro elétrico. Foi considerado uma contribuição de 30% do chuveiro elétrico no consumo total de energia elétrica na residência, sendo assim, temos a fração solar igual a 1, ou seja, a área dos coletores solares térmicos dimensionada para o sistema híbrido irá atender toda a demanda de energia para aquecimento da água (30% da energia média consumida pela residência).

Diante disso, primeiramente foi calculada a demanda mensal de energia para aquecimento da água ou Energia de Compensação do SAS ( $E_{C_{sas}}$ ), a qual corresponde à 30% da Energia Média Mensal de Consumo ( $E_{mmc}$ ) da residência descontada a Tarifa Mínima (TM) (30 kWh/mês - monofásico). Para tal fim, utilizou-se a Equação 8:

$$E_{C_{sas}} = (E_{mmc} - TM) \times 0,3$$

$$E_{C_{sas}} = (244,67 - 30) \times 0,3$$

$$E_{C_{sas}} = 64,40 \text{ kWh/mês}$$

Dimensionado o valor da Energia de Compensação do SAS, o próximo passo é verificar a tabela do Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia - INMETRO (2020), a qual disponibiliza todos os fabricantes de sistemas e equipamentos para

aquecimento solar de água credenciado no Programa Brasileiro de Etiquetagem, constando a produção média mensal de energia dos equipamentos por metro quadrado e por tipo de coletor.

Para dimensionamento da área coletora utilizou-se, no estudo de caso, os coletor solar tipo plano do fabricante e marca Unisol Aquecedores Solares Ltda - epp, modelo Turbo 1000 1,00 m<sup>2</sup>, como mostrado na Tabela 5, pressão de funcionamento 392 KPa e produção média mensal de energia por coletor de 81,3 KW. Sendo assim para a demanda de água do estudo de caso, será preciso uma área de 1 m<sup>2</sup>, que será suprida por apenas 1 placa de 1m<sup>2</sup>.

**Tabela 5** - Especificações do coletor solar.

Especificações	Dados
Fornecedor	<u>Unisol</u> Aquecedores Solares LTDA - EPP
Marca	<u>Unisol</u> Aquecedores Solares
Modelo	TURBO 1000
Aplicação	Banho
Pressão de funcionamento (kPa)	392
Área externa do coletor (m <sup>2</sup> )	1
Produção média mensal de energia (kWh/mês)	81,3
Eficiência energética média (%)	59,6
Classificação	A
Material da superfície absorvedora	Alumínio

Fonte: Produzida pelos autores com base nos dados de (INMETRO, 2020)

O dimensionamento foi realizado para uma residência com 5 moradores, cujo chuveiro apresenta as seguintes especificações, como mostrado no Tabela 6.

**Tabela 6** - Especificações do chuveiro.

Marca	Marca Vazão (l/min)	Potência (kW)
Ducha Maxi Lorenzetti	4,8	5,5

Fonte: Produzida pelos autores (2020).

Levando-se em conta que cada morador toma dois banhos por dia com uma duração de 12 minutos no dia, foi calculado o volume de armazenamento do reservatório utilizando a Equação 9, chegando assim, a uma demanda de 576 litros por dia.

$$V_R = N_m \times N_b \times T_b \times Q$$

$$V_R = 5 \times 2 \times 12 \times 4,8$$

$$V_R = 576 \text{ litros}$$

Seguidamente, do cálculo do volume do reservatório, realizou-se a escolha da melhor tecnologia a ser empregada, baseado na tabela do INMETRO, foi selecionado do fabricante Bosch Termotecnologia, marca HELIOTEK e modelo K2MKP600, cujo volume é de 600 litros, atendendo assim o volume demandado pela residência.

**Tabela 7** - Especificações do reservatório.

Especificações	Dados
Fornecedor	BOSCH TERMOTECNOLOGIA
Marca	HELIOTEK
Modelo	K2MKP600
Opções de seleção: Alta pressão/ Baixa Pressão	AP
Volume (litros)	600
Potência da resistência (kW)	2,5
Perda específica de energia mensal (kWh/mês/l)	0,13
Pressão de funcionamento (kPa)	392
Dimensões externas (mm): Comprimento/diâmetro	2300/680
Material do corpo interno	Aço Inox

Fonte: Produzida pelos autores com base nos dados de (INMETRO, 2020).

O dimensionamento do sistema solar fotovoltaico foi realizado da mesma forma descrita na Etapa 03, porém, como a demanda mensal de energia elétrica sofreu uma redução, devido a utilização do SAS que substituiu o chuveiro elétrico, temos assim, um novo valor

para energia de compensação a ser empregada no dimensionamento. Além disso, foi considerado o mesmo modelo de módulo fotovoltaico utilizado no dimensionamento do item 5.2.1 (especificações do módulo na Tabela 2).

A Energia de Compensação para o dimensionamento do sistema fotovoltaico que compõe o sistema híbrido, foi calculada empregando a Equação 10:

$$\begin{aligned} E_{CSFCR} &= E_{mmc} - TM - E_{C_{sas}} \\ E_{CSFCR} &= 244,67 - 30 - 64,40 \\ E_{CSFCR} &= 150,27 \text{ kWh/mês} \end{aligned}$$

O valor que obtido acima foi da energia mensal, após isso, foi calculado o valor da energia de compensação diária. Logo, divide-se o valor encontrado por 30 dias (conforme Equação 4), o que resulta em aproximadamente 5,01 kWh/dia.

De acordo com o CRESESB, a média de radiação solar diária em Sobrália-MG é de aproximadamente 5,02 kWh/m<sup>2</sup>. Então, a partir do consumo diário, da radiação média diária em Sobrália e utilizando uma TD de 75%, encontra-se a potência gerada pelos painéis no decorrer do dia, conforme Equação 3:

$$\begin{aligned} PF &= E_{cd} / (HSP \times TD) \\ PF &= 5,01 / (5,02 \times 0,75) \\ PF &= 1,33 \text{ kWp} \end{aligned}$$

Para o cálculo do número de módulos usa-se a Equação 4:

$$\begin{aligned} N_m &= PF/P_m \\ N_m &= 1,33/0,33 \\ N_m &= 4,03 \end{aligned}$$

Tendo como base o número de 4,03 foi feita a ratificação para 4 módulos, devido a pequena diferença do valor calculado e o retificado, acredita-se que será atendido 100% da demanda, dessa maneira se fez necessária a correção da potência instalada, partindo de 4 unidades com 0,33 kWp (4\*0,33) obteve-se assim 1,33 kWp. Ao manipularmos a Equação 3, com as 5,02 HSP e 0,75 de eficiência, encontramos a produção diária de 5,00 kWh/dia e consequentemente a geração anual 1825,00 kWh/ano.



A partir disso tem-se a área total ocupada pelos módulos obtida através da Equação 5:

$$A_t = N_m \times A_m$$

$$A_t = 4 \times 1,94$$

$$A_t = 7,76 \text{ m}^2$$

Como a instalação apresenta 4 módulos de 330 Wp e a potência instalada são 1,33 kWp. Como já mencionado por Silva (2013), a potência nominal de módulos ligados ao inversor não pode ser maior que a potência máxima de corrente contínua do inversor, então pode-se concluir a partir da Equação 6:

$$P_{\text{inverso}} = PF \times 1,1$$

$$P_{\text{inverso}} = 1,33 \times 1,1$$

$$P_{\text{inverso}} = 1,46 \text{ kWp}$$

Devido a disponibilidade do fabricante, decidiu-se instalar um inversor com potência nominal de 1,5 kWp, sendo esperado ser suficiente para o sistema. O inversor escolhido foi o GW1500-NS, com as características expostas na Tabela 8.

**Tabela 8** - Detalhes do Inversor estudado.

<u>Inversor GW1500-NS</u>	
<b>Especificações</b>	<b>Dados</b>
Quantidade de MPP Tracker	1
Potência Nominal	1,5 kW ou 1500W
Tensão nominal de entrada CC	500,0 V
Corrente máxima de entrada CC	7,5 A
Faixa de tensão de entrada CC ( <u>U<sub>cc</sub> mín</u> - <u>U<sub>cc</sub> máx</u> )	80 - 450 V
Grau de Eficiência Máx.	97 %

Fonte: Produzida pelos autores com base nos dados de (Ecosolys, 2020).

Como cada módulo apresenta potência máxima de 330 W, quando se divide a potência total do inversor pela potência máxima de cada módulo, encontra-se o número de módulos

que podem ser ligados ao inversor, portanto, os 4 módulos podem ser ligados em apenas um inversor.

Sobre o arranjo dos módulos, de acordo com Silva (2013) e mencionado anteriormente, os módulos, para serem ligados em série, têm que apresentar a soma das tensões de curto circuito menor que 90% da tensão de corrente contínua máxima do inversor. Portanto, como a tensão máxima do inversor usado é de 500 V (Tabela 8) e cada módulo usado apresenta tensão de curto circuito igual a 37,2 V (conforme Tabela 2), logo, foram utilizados 4 módulos, o que resultou em 148,80 V, o que corresponde a 29,76 % da tensão do inversor. Concluiu-se, assim, que os 4 módulos podem ser ligados em série.

### 3.3.2 Estudo da Viabilidade Economia

No estudo da viabilidade econômica do sistema híbrido foi considerado para sua realização, assim como no estudo da viabilidade econômica do Cenário 1 (item 5.2.2), os mesmos indicadores econômicos ( VPL, TIR e *Payback* ) e também o emprego do *software Excel*.

A Taxa Mínima de Atratividade (TMA) considera corresponde ao valor de 4,31%, sendo a mesma adotada para o Cenário 1. Já o tempo de análise do retorno econômico foi o tempo de vida útil dos equipamentos do SAS, que corresponde a 20 anos, devido ao seu tempo de vida útil ser inferior ao do SFCR (25 anos).

A Tabela 9 demonstra os valores estimados para implantação do sistema híbrido na residência. Os valores foram obtidos a partir de uma pesquisa feita no mercado. Os valores utilizados para cálculo estimado de implantação, será um valor médio dos equipamentos.

**Tabela 9** - Estimativa de preços para implantação do sistema híbrido.

Descrição	Quantidade	Preço médio (R\$)
Coletor solar plano 1m <sup>2</sup>	1	650,00
Reservatório	1	1800,00
Módulo fotovoltaico	4	2800,00
Inversor	1	1800,00
Custo de instalação	-	3000,00
<b>Total</b>		<b>1050,00</b>

Fonte: Produzida pelos autores (2020).

Concluiu-se, então, que o gasto total do projeto do sistema híbrido é de aproximadamente R\$ 10050,00.

Por conseguinte, foi feita projeção direcionada aos próximos 20 anos para o sistema híbrido, como mostrado na Tabela 10 a seguir.

**Tabela 10** - Fluxo de Caixa com projeção de 20 anos.

Ano	Fluxo de Caixa	<i>Payback</i>
0	R\$ -10.050,00	R\$ -10.050,00
1	R\$ 1.792,38	R\$ -8.257,62
2	R\$ 1.792,38	R\$ -6.465,23
3	R\$ 1.792,38	R\$ -4.672,85
4	R\$ 1.792,38	R\$ -2.880,46
5	R\$ 1.792,38	R\$ -1.088,08
6	R\$ 1.792,38	R\$ 704,30
7	R\$ 1.792,38	R\$ 2.496,69
8	R\$ 1.792,38	R\$ 4.289,07
9	R\$ 1.792,38	R\$ 6.081,46
10	R\$ 1.792,38	R\$ 7.873,84
11	R\$ 1.792,38	R\$ 9.666,22
12	R\$ 1.792,38	R\$ 11.458,61
13	R\$ 1.792,38	R\$ 13.250,99
14	R\$ 1.792,38	R\$ 15.043,38
15	R\$ 1.792,38	R\$ 16.835,76
16	R\$ 1.792,38	R\$ 18.628,14
17	R\$ 1.792,38	R\$ 20.420,53
18	R\$ 1.792,38	R\$ 22.212,91
19	R\$ 1.792,38	R\$ 24.005,30
20	R\$ 1.792,38	R\$ 25.797,68
VPL	R\$ 13653,86	
TIR	17,07% a.a.	
<i>Payback</i>	6,56 anos	

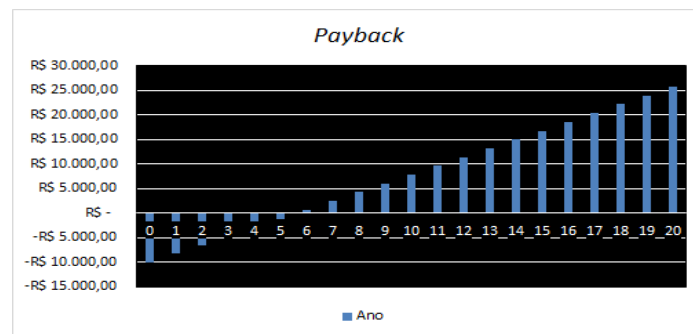
Fonte: Produzida pelos autores (2020)

A partir dos cálculos efetuados e expostos na Tabela 10, constata-se que o VPL obtido ao final do fluxo de caixa e depois de todas as despesas debitadas, foi maior que zero (VPL > \$0), ou seja, proporciona ao investidor um ganho e/ou economia de R\$ 13653,86 sobre o investimento ao final dos 20 anos, tornando, assim, a instalação do sistema híbrido economicamente viável.

O *Payback* calculado acima, indica a recuperação do investimento inicial de R\$ 10050,00 num período de 6,56 anos ou 6 anos e 6 meses, o que é algo positivo por se tratar de

um período relativamente curto se comparado com o tempo de vida útil do projeto. Portanto, se estima que a partir de 6 anos e 6 meses até o fim da vida útil do projeto, o Sistema Híbrido traga ganhos financeiros ao investidor. O Gráfico 2 a seguir, ajudar a elucidar esta informação.

**Gráfico 2** - Payback, sobre uma projeção de 20 anos.



Fonte: Produzido pelos autores (2020).

À vista disso, se complementou o estudo com o cálculo da TIR - Taxa Interna de Retorno, esta que corresponde a 17,07%, sendo maior que a taxa de juros ou TMA utilizada, neste caso 4,31%. Desta forma, se confirmou a viabilidade econômica do projeto.

### 3.3.3 Redução de Gases de Efeito Estufa

Nesta etapa foi calculada a Redução de Gases de Efeitos Estufa proporcionada pela Economia de Energia Anual, proporcionada pelo uso do sistema híbrido, com o emprego da Equação 12, tendo calculada a geração anual do sistema híbrido, que corresponde a 2800,60 kWh/ano ou 2,80 MWh/ano e assumindo o Fator Emissões Médio Anual de aproximadamente 0,075 tCO<sub>2</sub>/MWh (MCTIC, 2020).

$$\begin{aligned}R_{GEE} &= E_{EA} \times FE \\R_{GEE} &= 2,8 \times 0,075 \\R_{GEE} &= 0,21 \text{ tCO}_2\end{aligned}$$

O benefício ambiental estimado em massa de CO<sub>2</sub> que deixarão de ser emitidas anualmente, em termos de redução de gases do efeito estufa é de 0,21 tCO<sub>2</sub>.

### 3.4 Comparação da viabilidade econômica dos cenários 1 e 2

Conforme proposto anteriormente, através da utilização de indicadores econômicos para os dois cenários se torna possível estabelecer uma comparação a fim de escolher a melhor opção para o investidor do ponto de vista econômico. A Tabela 11 apresenta os indicadores utilizados para comparação da viabilidade econômica dos cenários 1 e 2, bem como os resultados obtidos para estes indicadores: Taxa Interna de Retorno (TIR) e o *Payback*.

**Tabela 11** - Resultados obtidos para a TIR e *Payback* em cada cenário.

Cenário	TIR	<i>Payback</i>
1	15,39 %	7,53 anos
2	17,07 %	6,56 anos

Fonte: Produzida pelos autores (2020).

Através do estudo de viabilidade econômica do Cenário 1 (Sistema Solar fotovoltaico) e do Cenário 2 (Sistema híbrido) realizado nas etapas anteriores pode-se atestar a viabilidade econômica dos dois cenários, ou seja, tanto um quanto o outro são viáveis economicamente.

Para um investimento ser justificado, deseja-se que seu retorno financeiro supere o valor de seu investimento no menor prazo possível, pois, assim, o investidor tem maior segurança para investir seu patrimônio em um projeto com valor futuro maior de retorno. A vista disso, vemos que o Cenário 2, apresenta um maior percentual de retorno, ou seja, uma maior TIR em comparação ao Cenário 1, conseqüentemente, apresentando também um menor tempo de retorno (*Payback*), ou seja, o investidor terá o retorno de seu investimento em um menor tempo, como pode ser visto na Tabela 11. Para Gitman (2010), o *payback* é bastante difundido como critério para tomada de decisão ou complementar outras, por ser considerado um medidor de exposição ao risco. Quanto maior o tempo para recuperar o capital investido, maior também será a probabilidade de ocorrência de imprevistos, portanto, quanto menor for o tempo de *Payback*, menor será a exposição ao risco, sendo assim, o Cenário 2 se mostra menos arriscado para o investidor se comparado ao Cenário 1.

Outro ponto importante a ser analisado se trata do custo total de investimento para cada cenário, o Cenário 1 apresentou um custo total de investimento de R\$ 11.000,00 e o Cenário 2 apresentou um custo total de investimento de R\$ 10.050,00.

Portanto, devido aos valores estimados para os indicadores econômicos e também o custo total de investimento para os cenários estudados, conclui-se que o Cenário 2 (Sistema Híbrido) é a melhor opção para o investidor, do ponto de vista econômico.

#### 4. Considerações Finais

Conforme estabelecido inicialmente, este trabalho teve como objetivos avaliar a viabilidade econômica de cada cenário proposto no estudo, sendo o Cenário 1 a instalação de um sistema fotovoltaico *on grid* para atendimento total do consumo energético da residência do estudo de caso e o Cenário 2 a instalação de um sistema híbrido (fotovoltaico *on grid* e solar térmico) para atendimento do consumo total da mesma residência e por fim, comparar e escolher a melhor opção para o investidor, do ponto de vista econômico.

Assim sendo, após o dimensionamento dos sistemas propostos para cada cenário e o levantamento das informações necessárias, foi possível, através dos resultados obtidos para os indicadores econômicos utilizados: VPL, TIR e *Payback*, atestar que tanto o projeto do Cenário 1, quanto o projeto do Cenário 2, são viáveis economicamente.

Posteriormente, a comparação da viabilidade econômica dos dois cenários através do emprego dos indicadores econômicos (TIR e *Payback*), somado a análise e comparação do custo total de investimento apresentado por cada cenário, pode-se concluir que o Cenário 2 mostrou ser a melhor opção para o investidor do ponto de vista econômico ao apresentar uma TIR de 17,07%, maior que a apresentada pelo Cenário 1 (15,39%), e um *Payback* de 6,56 anos, sendo menor que o apresentado pelo Cenário 1 (7,53 anos).

Dessa forma, o Cenário 2, além de oferecer um menor risco para o investidor, devido ao seu menor tempo de retorno, o que implica em uma menor probabilidade de ocorrência de imprevistos, apresentar um menor valor de investimento para o investidor, algo de grande relevância.

Atualmente, os consumidores da energia solar levam em consideração os aspectos ambientais que comprovam que este tipo de energia é verde, alguns desses aspectos foram mostrados no último capítulo, tal como, a Redução de Gases de Efeito Estufa - RGEE, calculada para os dois cenários estudados, onde o Cenário 2 mostrou uma maior RGEE, aproximadamente 0,201 tCO<sub>2</sub>, frente à 0,204 tCO<sub>2</sub> do Cenário 1.

Como sugestão de trabalhos futuros pode ser incluído uma análise de desempenho dos módulos, analisando o efeito da temperatura no desempenho dos módulos, o que poderia afetar consideravelmente a produção de energia elétrica destes módulos.

## Referências

ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), *Resolução Normativa nº 482*. 17 de Abril de 2012, Recuperado de <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>.

ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), *Resolução Normativa nº 687*. 24 de Novembro de 2015, Recuperado de <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>.

Bicalho, M. S., & Araujo, T. P., & Cardoso, R. B. (2018). *Análise de Desempenho do Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede da Universidade Federal de Itajubá – Campus Itabira*. XII Seminário de Meio Ambiente e Energias Renováveis, Itajubá, Minas Gerais, Brasil, 12. Doi: <http://dx.doi.org/10.5380/rber.v7i1.57971>

Boso, A. C. M. R., et al. (2015). *Análise de Custos dos Sistemas Fotovoltaicos On-grid e Off-grid no Brasil*. *Revista ANAP Brasil*, 8(12), 57-66.

CEMIG. (2020). Valores de Tarifas e Serviços. 2020. Website da Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG). Disponível em: <[http://www.cemig.com.br/pt-br/atendimento/Paginas/valores\\_de\\_tarifa\\_e\\_servicos.aspx](http://www.cemig.com.br/pt-br/atendimento/Paginas/valores_de_tarifa_e_servicos.aspx)> Acesso em: 06 mai 2020.

CRESESB. (2020). Programa SunData v 3.0. 2020. Website do Centro de Referência Para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito. Potencial Solar (CRESESB). Recuperado de <<http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata>>

ECOSOLYS. (2020). Inversores. 2020. Website da ECOSOLYS. Recuperado de <<https://ecosolys.com.br/produto/inversor-ecos2000-plus/#1575258927739-bcabd3e3-6c4d9676-068e>>.

ELETROBRAS. *Sistemas de Aquecimento solar de Água- Manual do Professor*. 2014. 101f. Curso de capacitação em aquecimento solar. Equipe REDE Eletrobras Solar, Rio de Janeiro, 2014.

Empresa de Pesquisa Energética - EPE. (2019). *Balanco Energético Nacional 2019.: Ano base: 2018 - relatório final*. Rio de Janeiro, Brasil, 2019. Recuperado de

<<http://epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2019>>.

European Photovoltaic Industry Association. (2019) *Global market outlook for solar power: 2015-2019*. Relatório final, Bruxelas, 2015.

Galdino, M. A., & Lima, J. H. G. (2002). PRODEEM - *O Programa Nacional de Eletrificação Rural Baseado em Energia Solar Fotovoltaica*. In: IX Congresso Brasileiro de Energia. Hotel Glória. Anais. Rio de Janeiro: COPPE/UFRJ, 2002.

Gitman, L. J. (2010). *Princípios de administração financeira*. 12. ed. São Paulo: Pearson Education do Brasil, 2010.

GOODWE. (2020). Aquecedores solares. 2020. Website da GOODWE. Recuperado de <[https://br.goodwe.com/aplicacao-residencial/linha-ns-265\\_2.asp](https://br.goodwe.com/aplicacao-residencial/linha-ns-265_2.asp)>.

HELIOTEK. (2020). Reservatórios térmicos. 2020. Website da HELIOTEK. Recuperado de <<http://www.heliotek.com.br/orcamento>>. Acesso em: 12 mai 2020.

INMETRO. (2020). Sistemas e equipamentos para aquecimento solar de água – coletores solares. 2020. Website do Instituto Nacional de Meteorologia, Qualidade e Tecnologia (INMETRO). Recuperado de <<http://www.inmetro.gov.br/consumidor/pbe/Coletor-Solar-Banho-PBE-2018.pdf>>.

INMETRO. (2020). Sistemas e equipamentos para aquecimento solar de água – coletores solares – reservatórios de baixa pressão. 2020. Website do Instituto Nacional de Meteorologia, Qualidade e Tecnologia (INMETRO). Recuperado de <<http://www.inmetro.gov.br/consumidor/pbe/PBE-Solar-2018-Reservatorios-Baixa-Pressao.pdf>>.

INMETRO. (2020). Sistemas e equipamentos para aquecimento solar de água – coletores solares – reservatórios de alta pressão. 2020. Website do Instituto Nacional de Meteorologia, Qualidade e Tecnologia (INMETRO). Recuperado de <[http://www.inmetro.gov.br/consumidor/pbe/PBE-Solar\\_2018\\_-\\_Reservatorios\\_Alta\\_Pressao.pdf](http://www.inmetro.gov.br/consumidor/pbe/PBE-Solar_2018_-_Reservatorios_Alta_Pressao.pdf)>.



Jiménez. J. P. V. (2017). *Projeto E Dimensionamento De Um Sistema Fotovoltaico Isolado/Conectado À Rede Para Atender A Demanda De Irrigação De Uva* (Trabalho de Conclusão de Curso). Instituto Latino-Americano de Tecnologia. Foz do Iguaçu, Brasil. Recuperado de <https://repositorio.ufu.br/bitstream/123456789/22328/3/ViabilidadeSistemaFotovoltaico.pdf>

Oliveira, M. H. F. (2008). *A avaliação econômico-financeira de investimentos sob condição de incerteza: uma comparação entre o método de Monte Carlo e o VPL Fuzzy* (Dissertação de Mestrado). Escola de Engenharia de São Carlos, da Universidade de São Paulo, São Paulo, SP, Brasil. Recuperado de <http://livros01.livrosgratis.com.br/cp131250.pdf>

Pereira, E. M. D., & Souza, S. V. & Silva, S. M. (2012). *Aquecimento Solar: panorama da evolução do mercado*. In: Vasconcellos, L. E. M., & Limberger, M. A. C. (Org.), *Energia Solar para aquecimento de água no Brasil: Contribuições da Eletrobrás, Procel e Parceiros* Cap. 13, 17-26. Rio de Janeiro: Eletrobrás.

Pilão, N. E. (2003). *Matemática financeira e engenharia econômica: a teoria e a prática da análise de projetos de investimentos*. São Paulo.

Pinho, J. T., & Galdino. M. A. (2014). *Manual de Engenharia Para Sistemas Fotovoltaicos*. CEPTEL – CRESESB, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

Portal Solar. (2020). *Custo de instalação para energia solar*. 2020. Website do Portal Solar. Recuperado de <https://www.portalsolar.com.br/quanto-custa-para-instalar-energia-solar.html>

Reis, R. J. (2016). *Atlas Solarimétrico de Minas Gerais*, 2(125).

Silva, J. V. C. (2013). *Pré-dimensionamento de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica para a universidade do sudoeste da Bahia* (Dissertação de mestrado). Universidade de Lavras, Lavras, Brasil.

Tesouro Direto. (2020). Taxa de todos os títulos do Tesouro Direto. 2020. Website do Tesouro Direto. Recuperado de <<https://www.tesourodireto.com.br/titulos/precos-e-taxas.htm>>

Themoteo, R. J., Dane, F., Martins, E. R., Anastasia, F., Dantas, H., Moisés, J. A., Carneiro, J. M. B., Avelar, L., & Krause, S. (2015). *Eficiência energética*. Fundação Konrad Adenauer, 3(55), 1-128. Recuperado de [https://www.kas.de/c/document\\_library/get\\_file?uuid=f2bc326f-b297-3d16-f281-8b6eadc7cd39&groupId=265553](https://www.kas.de/c/document_library/get_file?uuid=f2bc326f-b297-3d16-f281-8b6eadc7cd39&groupId=265553)

Tiepolo, G. M., Júnior, O. C., Júnior, J. U., Viana, T., & Pereira, E. B. (2014, abril). *Comparação entre o Potencial de Geração Fotovoltaica no Estado do Paraná com Alemanha, Itália e Espanha*. V Congresso Brasileiro de Energia Solar. Recife, Pernambuco, 5.

Villalva M. G. (2015). Sistemas solares *on grid e off grid*. In Villalva, M. G.. *Energia Solar Fotovoltaica: Conceitos e Aplicações*, 2, 42- 79). São Paulo: Érica.

#### **Porcentagem de contribuição de cada autor no manuscrito**

Filipe Pires Maimoni – 50 %

Rafael Balbino Cardoso – 50 %