

**UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
ESCOLA DE ENGENHARIA DE SÃO CARLOS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E DE COMPUTAÇÃO**

RAFAEL CUCULO BADIALE

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

**ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA DA INSTALAÇÃO DE GERAÇÃO
FOTOVOLTAICA EM RESIDÊNCIAS COM PADRÃO DE CONSUMO MENSAL DE
300 kWh**

São Carlos – SP

2018

RAFAEL CUCULO BADIALE

ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA DA INSTALAÇÃO DE GERAÇÃO
FOTOVOLTAICA EM RESIDÊNCIAS COM PADRÃO DE CONSUMO MENSAL DE
300 kWh

Monografia apresentada ao Curso de Engenharia Elétrica com ênfase em Automação e Sistemas de Energia da Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, como parte dos requisitos para obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Prof. Dr. José Carlos de Melo Vieira Junior

São Carlos – SP

2018

AUTORIZO A REPRODUÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTA TRABALHO,
POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRONICO, PARA FINS
DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca Prof. Dr. Sérgio Rodrigues Fontes da
EESC/USP com os dados inseridos pelo(a) autor(a).

Badiale, Rafael Cuculo
B136a Análise de viabilidade econômica da instalação de
geração fotovoltaica em residências com padrão de
consumo mensal de 300 kWh / Rafael Cuculo Badiale;
orientador José Carlos de Melo Vieira Junior. São
Carlos, 2018.

Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica com
ênfase em Sistemas de Energia e Automação) -- Escola de
Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo,
2018.

1. Energia fotovoltaica. 2. Viabilidade econômica.
3. Geração distribuída. 4. Homer Pro. I. Título.

Eduardo Graziosi Silva - CRB - 8/8907

FOLHA DE APROVAÇÃO

Nome: Rafael Cuculo Badiale

Título: "Análise de viabilidade econômica de painéis fotovoltaicos para instalação com padrão de consumo de 300 kWh"

Trabalho de Conclusão de Curso defendido e aprovado
em 30 / 11 / 2018,

com NOTA 8,0 (oito, zero), pela Comissão Julgadora:

*Prof. Associado José Carlos de Melo Vieira Júnior - Orientador -
SEL/EESC/USP*

Prof. Dr. Benvindo Rodrigues Pereira Junior - SEL/EESC/USP

*Mestre Gustavo Gonçalves dos Santos - Doutorando -
SEL/EESC/USP*

Coordenador da CoC-Engenharia Elétrica - EESC/USP:
Prof. Associado Rogério Andrade Flauzino

RESUMO

BADIALE, R. C. **Análise de viabilidade econômica da instalação de geração fotovoltaica em residências com padrão de consumo mensal de 300 kWh.** 2018. Monografia (Trabalho de Conclusão de Curso) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2018.

Com a introdução das bandeiras tarifárias e o constante aumento no custo da energia elétrica no Brasil, a possibilidade de independência energética e/ou a redução dos custos com energia tornou-se bastante interessante. Assim, este trabalho apresenta um estudo sobre a viabilidade econômica da instalação de um sistema de geração de energia solar *on-grid*, sem baterias, para consumidores com padrão de consumo em torno de 300 kWh/mês na cidade de Campinas - SP. Foram apresentados alguns métodos para determinação do local apropriado e como é definido a direção e o ângulo de inclinação para a instalação dos painéis solares. Para análise de viabilidade, foram levantados os dados de incidência solar, mapas Solarimétricos brasileiros, curvas de carga típicas de consumidores residenciais, custos de componentes diversos em algumas lojas e, por fim, informações sobre a manutenção dos componentes. Uma vez obtidos esses dados, foram definidos quatro casos de estudo baseado no custo benefício dos componentes, simulados e otimizados sem considerar a venda de energia no *software Homer PRO*®. O caso que apresentou a melhor relação de custo por capacidade de geração foi simulado novamente agora com a possibilidade de venda de energia excedente. O resultado da simulação apresentou um tempo de retorno de investimento descontado em 6 anos, o que indica a viabilidade do projeto.

Palavras-chave: Energia fotovoltaica. Viabilidade econômica. Geração distribuída.

ABSTRACT

BADIALE, R. C. **Economic feasibility analysis of photovoltaic generation for residential installation with a monthly consumption standard of 300 kWh.** 2018. Monografia (Trabalho de Conclusão de Curso) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2018.

With the introduction of variable taxes and the constant increase of electrical energy costs in Brazil, the possibility of network power independence and/or cost reduction is very promising. Thus, this work presents a study on the economic feasibility of installing an on-grid solar power generation system, without batteries, for consumers with consumption patterns around 300 kWh per month in the city of Campinas, São Paulo, Brazil. A few methods are shown for choosing the appropriate location for the solar panels installation and how to define the panel direction and the panel slope. For the feasibility analysis, data were collected on solar incidence, Brazilian solarimetric maps, typical load profile for residential consumers, components costs in different stores and information on components' maintenance. Once the data were collected, four study cases were defined based on components cost-benefit. Simulated and optimized with software Homer PRO®, considering the price for electrical energy sale as zero. The study case with the best relation of cost per generation capacity was simulated again, now considering the possibility of selling the surplus energy. The simulation results presented return on investment of 6 years, the period of time indicate the project feasibility.

Keywords: Photovoltaic. Economic Feasibility. Distributed generation.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1: Primeira célula solar patenteada.....	21
Figura 2: Esquema de montagem de um painel solar moderno.	22
Figura 3: Esquema de ligação híbrido (<i>on-grid</i> com bateria).	24
Figura 4: Esquema de ligação <i>off-grid</i>	25
Figura 5: Localização das estações da base de dados do NCDC.	28
Figura 6: Radiação solar no plano inclinado (média anual).	30
Figura 7: Radiação solar no plano inclinado (média sazonal).	31
Figura 8: Diagrama de um <i>Solar Pathfinder</i>	32
Figura 9: Exemplo de diagrama de caminho solar.	33
Figura 10: Exemplo de aplicação do <i>Solar Pathfinder</i>	34
Figura 11: Exemplo de diagrama de caminho solar com o sombreamento delimitado.	34
Figura 12: Comparativo entre instalação típica (a) e instalação com micro inversor (b).	35
Figura 13: Esquema de inclinação do painel solar em relação a latitude.	36
Figura 14: Limites da cidade de Campinas, com latitude e longitude dos pontos extremo norte e sul	37
Figura 15: Características típicas de cargas residenciais em 2001.	39
Figura 16: Curva de carga típica em dias úteis de consumidor residencial para classe de 201 a 300 kWh/Mês.	40
Figura 17: Curva de carga típicas aos sábados de consumidor residencial para classe de 201 a 300 kWh/Mês.	40
Figura 18: Curva de carga típicas aos domingos de consumidor residencial para classe de 201 a 300 kWh/Mês.	41
Figura 19: Seleção das fontes de geração.	45
Figura 20: Seleção dos componentes do sistema de geração.	45
Figura 21: Seleção de cargas no sistema.	45
Figura 22: Esquemático de um exemplo de sistema disponível no software.	46
Figura 23: Resultados de otimização de um exemplo disponível no <i>software</i>	46
Figura 24: Resultado de fluxo de caixa simples do mesmo exemplo da figura 23.	47
Figura 25: Localização da instalação apresentada no software.	47
Figura 26: Parametrização dos dados de temperatura no software.	48
Figura 27: Parametrização dos dados de incidência solar.	48
Figura 28: Parametrização do inversor ecoSolys ECOS-1000.	50
Figura 29: Parametrização do inversor ecoSolys ECOS-2000.	50

Figura 30: Esquemáticos dos sistemas simulados de 1 a 4 sequencialmente.	51
Figura 31: Curvas de carga utilizadas para a simulação escaladas para uma média de 10 kWh/dia, que resulta em 300 kWh/mês.....	52
Figura 32: Parâmetros de rede simplificados, apresentando o custo de compra de 0,551 R\$/kWh e de venda de 0,00 R\$/kWh.	53
Figura 33: Curva de consumo mensal médio.....	55
Figura 34: Curva de geração mensal média (cenários um e três).	56
Figura 35: Curva de geração mensal média (cenários dois e quatro).	56
Figura 36: Curva de energia excedente mensal média.	57
Figura 37: Fluxo de caixa acumulado simulado do primeiro cenário.	58
Figura 38: Gráfico comparativo do fluxo de caixa da primeira e segunda avaliação do terceiro cenário.	60

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Custos de painéis solares.	42
Tabela 2: Custos de inversores de potência.	42
Tabela 3: Custos de baterias estacionárias.	43
Tabela 4: Preços das opções de painéis solares levantadas, seus preços por kWp e o custo para uma capacidade de geração de 2,4 kWp.....	49
Tabela 5: Componentes utilizados para cada cenário simulado.....	51
Tabela 6: Topologia otimizada para o primeiro cenário.....	54
Tabela 7: Topologia otimizada para o segundo cenário.	54
Tabela 8: Topologia otimizada para o terceiro cenário.....	54
Tabela 9: Topologia otimizada para o quarto cenário.....	55
Tabela 10: Investimento inicial e tempo de retorno de cada cenário.	58
Tabela 11: Comparativo entre os casos simulados para definição de qual apresenta maior custo-benefício.....	59

SUMÁRIO

Capítulo 1 – Introdução	17
1.1 Contextualização	17
1.2 Objetivos.....	18
1.3 Organização do Trabalho.....	19
Capítulo 2 – Sistemas fotovoltaicos	21
2.1 História e funcionamento das células fotovoltaicas	21
2.2 Inversor.....	23
2.3 Baterias.....	24
2.4 Definições do Sistema Elétrico de Potência (SEP).....	25
2.4.1 Demanda.....	25
2.4.2 Unidades consumidoras do grupo B.....	25
2.4.3 Modalidade tarifária	26
2.4.3.1 Modalidade tarifária convencional monômia	26
2.4.3.2 Modalidade tarifária horária branca	26
2.4.3.3 Horários de ponta e fora de ponta	26
Capítulo 3 – Características da instalação de painéis fotovoltaicos	27
3.1 Disponibilidade de energia solar no Brasil.....	27
3.2 Local de Instalação	32
3.3 Ângulo de inclinação e direcionamento dos painéis fotovoltaicos.....	36
Capítulo 4 – Especificações do projeto de geração fotovoltaica	37
4.1 Projeto proposto.....	37
4.2 Curva de carga residencial.....	39
4.3 Custos dos equipamentos do projeto	42
4.4 Manutenção e garantia dos equipamentos.....	43
Capítulo 5 – Simulações e Resultados	45
5.1 Apresentação do <i>software HOMER Pro</i> ®	45
5.2 Apresentação dos cenários simulados	47
5.3 Resultados das simulações.....	54

5.3.1 Arquiteturas e capital inicial	54
5.3.2 Curvas de consumo, geração e venda de energia.....	55
5.3.3 Fluxo de caixa e retorno de investimento.....	57
5.3.4 Análise dos resultados e definição do melhor caso	59
5.3.5 Resultado da simulação considerando créditos de energia	59
Capítulo 6 - Conclusão	61
Referências bibliográficas.....	63

Capítulo 1 – Introdução

1.1 Contextualização

Ao longo dos anos, a matriz energética mundial vem apresentando aumento da geração de energia por meios renováveis (RITCHIE, ROSER, 2018). Historicamente as grandes crises energéticas que ocorreram no mundo, como a crise do petróleo na década de 70 e o acidente nuclear em Fukushima, no Japão, em 11 de março de 2011, que até hoje deixa resquícios de destruição na região (GRINBAUM, 2018), motivaram esse aumento.

Tendo em vista este cenário, questiona-se a disponibilidade, a confiabilidade, os impactos ambientais e a viabilidade em continuar utilizando meios não renováveis de geração de energia. Com estes questionamentos em todo o mundo, há uma busca por tecnologia que viabilizem a exploração de fontes renováveis de energia.

Devido ao avanço de tecnologias de geração renovável, verifica-se o desenvolvimento e consolidação desse tipo de energia, como a energia hidrelétrica, já bem difundida no Brasil, a energia eólica, que apresenta os Estados Unidos da América e a China como maiores produtores do mundo em 2016, e a energia solar, que apresenta a China e o Japão como maiores produtores do mundo em 2015 (WORLD ENERGY COUNCIL, 2017).

Da mesma forma, a tecnologia de geração fotovoltaica evoluiu apresentando redução do custo de aproximadamente 20% do investimento inicial em 2018, quando comparado ao valor desde a sua regulamentação pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) em 2012 (VIALLI, 2018).

No Brasil, somente em 2017 a geração fotovoltaica saiu de 0,2 GW para 1,1 GW, tornando o Brasil um dos dez países com maior crescimento na potência de geração fotovoltaica no mundo (VIALLI, 2018). Recentemente, a geração distribuída (GD), caracterizada pela descentralização da geração de energia, e, por sua vez, pela geração própria do consumidor, apresenta grande crescimento no Brasil, alcançando 355 MW em agosto de 2018, o que representa um aumento de 94% em relação a 2017 (VIALLI, 2018).

Esse aumento no Brasil se dá grande parte devido à instalações por consumidores residenciais, representando 76,7% das novas instalações, seguida por comércio e serviços, representando 16,3% (VIALLI, 2018). Por isso, há uma necessidade de estudos de viabilidade como o que será apresentado neste trabalho.

1.2 Objetivos

Este trabalho tem como objetivo analisar a viabilidade de instalação de sistemas de geração de energia fotovoltaica na cidade de Campinas por consumidores residenciais que apresentem uma média de consumo mensal de 300 kWh.

Para tanto, será utilizado o *software HOMER Pro*®, produzido pela *Homer Energy*®, que é um *software* completo para análises de microrredes, além de ser utilizado mundialmente por empresas como a *ABB* (Austrália), a *TDX Power* (EUA), *Tittman Solar GmbH* (Alemanha), *Interwind AG* (Suíça), entre outras (HOMER ENERGY, 2018).

A análise será embasada em diferentes tipos de dados, como incidência de radiação solar na cidade de Campinas, curvas características de consumo, investimento inicial de instalação, como preços de diferentes painéis solares, conversores de energia, baterias, mão de obra especializada, manutenção, cálculos de tempo de retorno de investimento, entre outros dados pertinentes, será também utilizado o *software Microsoft*® *Excel* para avaliação dos resultados.

1.3 Organização do Trabalho

O trabalho é dividido em cinco capítulos, os quais serão tratados da seguinte maneira:

No capítulo dois será tratado o funcionamento de sistemas fotovoltaicos, incluindo desde uma breve apresentação de como e quando foram criadas as células fotovoltaicas, até uma explicação de como elas são feitas atualmente, além de detalhar o funcionamento do sistema completo e de seus componentes. Será apresentado também o conceito de geração distribuída com suas vantagens e desvantagens e, por fim, alguns conceitos básicos que são utilizados pelas distribuidoras de energia, de forma a esclarecer alguns pontos tratados nos capítulos subsequentes.

No capítulo três serão apresentados os métodos de determinação do local apropriado, do ângulo de inclinação dos painéis solares e a determinação do sistema inicial e as suposições que serão utilizadas posteriormente nas simulações.

No capítulo quatro serão expostos os dados pertinentes à análise de viabilidade técnico-econômica, sendo estes os custos dos componentes, alguns dados sobre a manutenção dos mesmos, dados sobre a incidência solar da região tratada e curvas de consumo características.

No capítulo cinco serão então demonstrados o *software*, os diferentes cenários a serem simulados, os parâmetros utilizados nas simulações e os resultados das simulações.

Por fim, no sexto capítulo serão explicitadas as conclusões observadas a partir dos resultados obtidos ao término do estudo realizado.

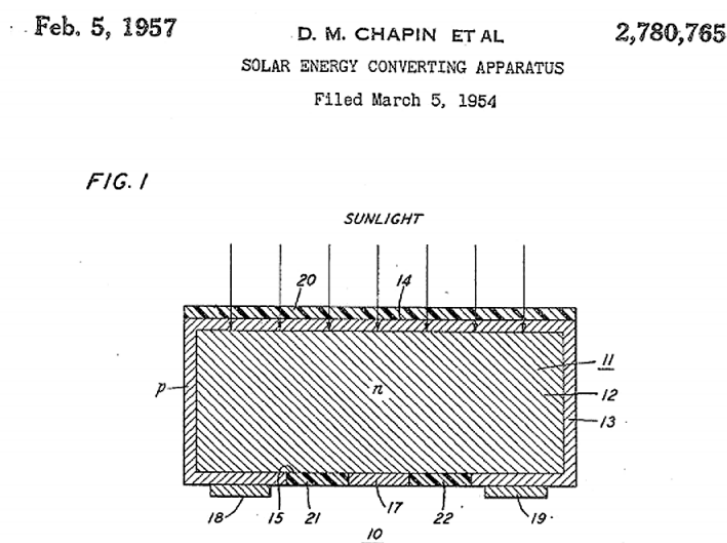
Capítulo 2 – Sistemas fotovoltaicos

2.1 História e funcionamento das células fotovoltaicas

Em março de 1953 foi criada a primeira célula solar de silício, por Calvin Fuller e Gerald Pearson. Fuller foi responsável pelo processo de *dopagem* do silício, caracterizado pela introdução de impurezas no silício de forma a modificar as características elétricas no mesmo. Ele utilizou uma barra de silício dopando-a com gálio e gerou um silício tipo p, com excesso de cargas positivas. Em seguida, Pearson mergulhou tal barra em um banho de lítio, constituindo então uma camada de silício tipo n, com excesso de elétrons livres. Após esses processos, na região onde o silício tipo p e o silício tipo n se tocam é criada uma região de junção pn na amostra, a qual eles perceberam que ao ser exposta a luz solar gerava corrente elétrica, sendo essa então a primeira célula solar de silício. Essa apresentava uma eficiência de conversão de aproximadamente 4% e muitos outros problemas construtivos, como a dificuldade em se soldar contatos a célula e o fato do lítio penetrar cada vez mais ao silício, levando a junção pn a ficar muito profunda em relação à superfície, o que impedia a geração de energia, uma vez que a irradiação de luz não atingia a junção (VALLÊRA, 2006).

Após superar parte das dificuldades construtivas observadas até então e obter um aumento da eficiência de conversão de 4% para 6%, foi registrada a primeira patente de célula solar, apresentada na figura 1 (VALLÊRA, 2006).

Figura 1: Primeira célula solar patenteada.

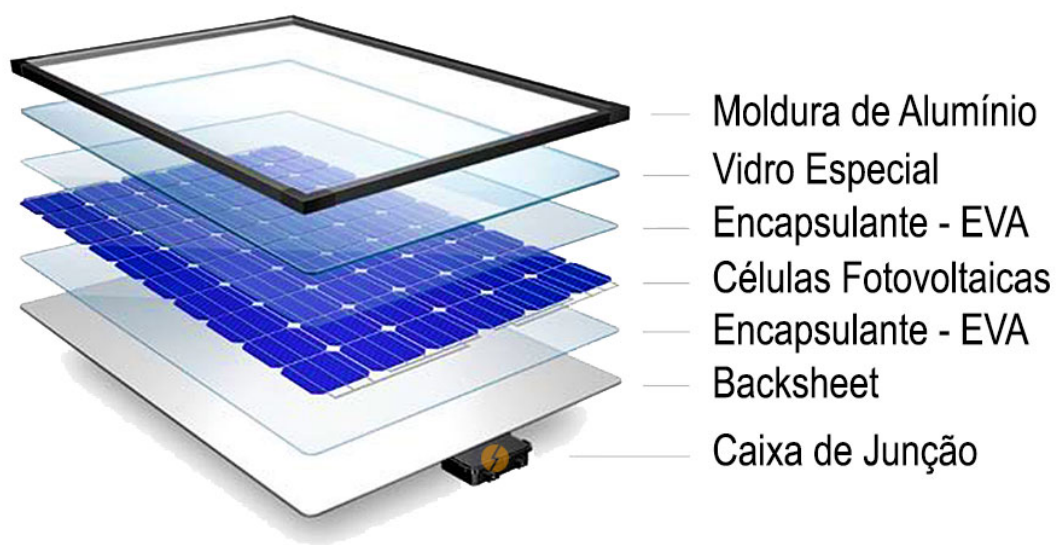


Fonte: Vallêra (2006).

O resultado observado por eles foi chamado de efeito fotovoltaico, que, de forma simplificada, é causado pela incidência de luz sobre um conjunto de dois materiais diferentes, causando excitação dos elétrons, similarmente ao efeito fotoelétrico, no qual os elétrons escapam de uma placa metálica, e, conseqüentemente, geram corrente elétrica (HALLYDAY; RESNICK; WALKER, 2016).

Atualmente, as células solares modernas, com eficiência entre 15% e 19%, são compostas por lâminas de silício tipo n, dopado por fósforo, e de silício tipo p, dopado por boro, as quais formam um “sanduiche”, conhecido também como *waffer*. Essas células são então arranjadas em módulos, associados em série e/ou paralelo de forma a atingir valores adequados de corrente e tensão. Em seguida, esses módulos são colocados entre filmes encapsulantes (EVA) e fechados por uma lâmina (*backsheet*), um vidro temperado e uma moldura por cima, deixando as células expostas à luz, ainda, há uma caixa de junção que contém os contatos do sistema, conforme montagem apresentada na figura 2 (PORTAL SOLAR, 2017).

Figura 2: Esquema de montagem de um painel solar moderno.



Fonte: Portal solar (2018).

A evolução da tecnologia dos painéis solares e de sua fabricação tem causado uma grande redução no custo dos mesmos. Os painéis solares produzidos em 1977 eram vendidos a um preço de 76,67 dólares por watt, já em 2015 os painéis solares produzidos eram vendidos a 0,61 dólares por watt (SHAHAN, 2018).

2.2 Inversor

Uma vez que a energia elétrica gerada pelo painel solar apresenta corrente contínua e o sistema elétrico de potência (SEP) é todo composto por corrente alternada, faz-se necessária a utilização de um inversor de potência, o qual consiste de um circuito eletrônico de potência responsável por tal conversão elétrica e deve ser dimensionado adequadamente para o sistema a ser instalado.

Um inversor próprio para geração de energia elétrica solar possui módulos secundários com o intuito de garantir a segurança do sistema fotovoltaico, além do monitoramento do desempenho do sistema.

Alguns pontos devem ser considerados na definição e dimensionamento do inversor a ser instalado no sistema, como a presença de transformador no inversor, o grau de proteção contra água e poeira, a eficiência, a capacidade de comunicação e de operação em paralelo (PORTAL SOLAR).

Inversor solar sem transformador é composto de circuitos eletrônicos de chaveamento, apresentam maior eficiência em relação aos com transformador, são mais compactos e podem gerar harmônicos no sistema. Já o inversor solar com transformador é mais robusto, pois possui um transformador de potência em seu circuito, assim sendo capaz de eliminar a presença de alguns harmônicos no sistema.

O grau de proteção contra água e poeira do inversor é um índice que define se a construção do inversor é adequada para ficar exposta ao clima ou não. Para locais abertos é indicado índice de no mínimo IP55 (PORTAL SOLAR).

A eficiência do inversor indica o quão eficiente o inversor é em converter a energia de corrente contínua para alternada, ou seja, determina o quanto de energia é perdida no circuito durante a conversão.

A comunicação do inversor com outros sistemas é uma característica interessante, mas não obrigatória, pois permite um monitoramento mais detalhado do sistema, avaliando dados como tensão, corrente e potência constantemente na instalação (PORTAL SOLAR).

A capacidade de operação em paralelo é importante para casos em que se deseja instalar mais de um inversor no sistema. Para isso, é necessária a compatibilidade dos inversores, pois esse tipo ligação demanda sincronização dos sinais gerados de forma a evitar sobretensão no circuito da residência.

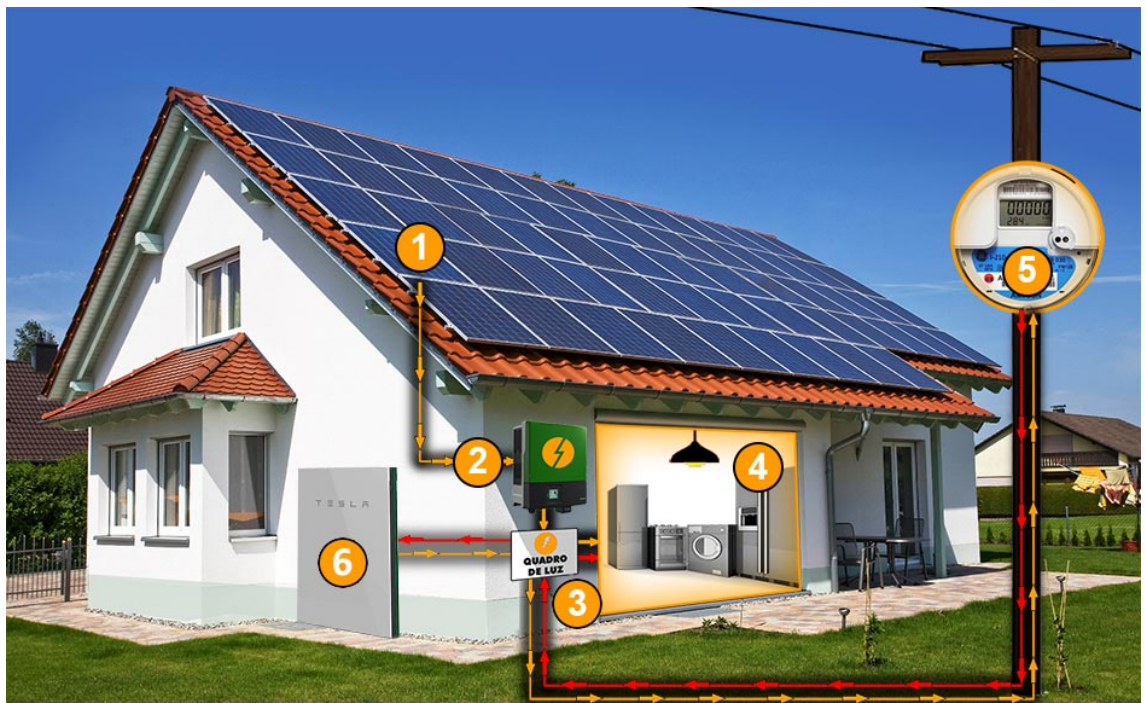
2.3 Baterias

As baterias armazenam energia elétrica em energia química, permitindo assim a utilização da energia solar gerada durante o dia em momentos de baixa geração, como em dias nublados e à noite. As baterias são definidas de acordo com sua composição química, capacidade de armazenamento de energia, tensão nominal e capacidade de carga e descarga (PORTAL SOLAR).

Existem três tipos de ligação de sistemas geradores solares, sendo eles:

- Sistemas *on-grid* consistem de um sistema solar ligado apenas à rede elétrica, sem a utilização de baterias, é o sistema mais barato, uma vez que não demanda o alto investimento em baterias;
- Sistemas híbridos (*on-grid* com bateria), como mostrado na figura 3, consistem do uso de baterias em conjunto com a ligação à rede elétrica. Esses sistemas têm como vantagem a possível utilização da energia armazenada em horários de pico além da capacidade de operação independente da rede elétrica. Esse tipo de sistema demanda a instalação de controladores de carga e apresenta custo intermediário (PORTAL SOLAR);

Figura 3: Esquema de ligação híbrido (*on-grid* com bateria).

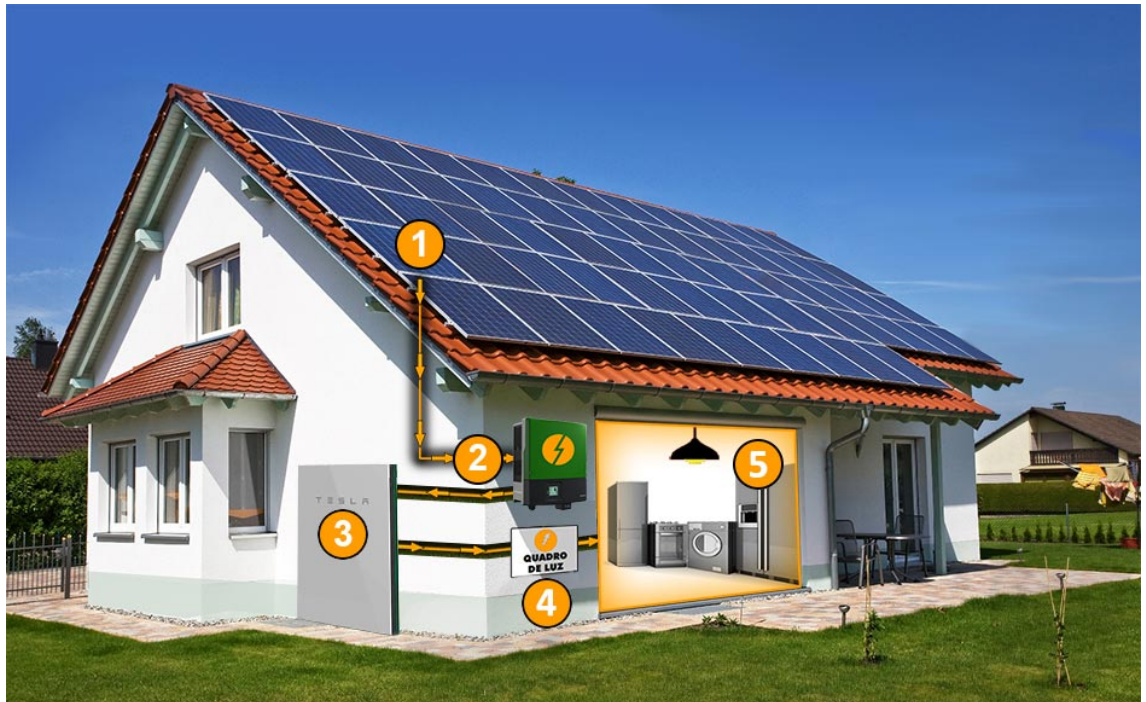


Fonte: Portal Solar.

- Sistema *off-grid*, como visto na figura 4, consistem de um sistema de geração solar independente da rede elétrica. Esses sistemas possuem

autossuficiência elétrica, sem necessidade de qualquer contrato com concessionária. Sistemas *off-grid* demandam alto investimento em baterias e podem sofrer quedas de tensão ao descarregar das baterias. Esse tipo de instalação é normalmente utilizado em áreas isoladas (PORTAL SOLAR).

Figura 4: Esquema de ligação *off-grid*.



Fonte: Portal Solar.

2.4 Definições do Sistema Elétrico de Potência (SEP)

Para clareza deste trabalho, são apresentados a seguir os significados de alguns termos.

2.4.1 Demanda

Consiste na potência elétrica média instalada, valor esse que será solicitado parcialmente ao sistema elétrico devido à operação dos equipamentos na unidade consumidora durante um determinado intervalo de tempo (ANEEL, 2010).

A demanda é expressa em kW, para potência ativa, e em kvar, para potência reativa.

2.4.2 Unidades consumidoras do grupo B

Grupo a ser tratado nesse trabalho, consiste do grupo de consumidores o qual tem fornecimento de energia com tensão inferior a 2,3 kV e são caracterizados pela tarifação monômnia ou tarifação horária branca (ANEEL, 2010).

2.4.3 Modalidade tarifária

Para o grupo B em estudo, as modalidades tarifárias aplicáveis são a modalidade tarifária convencional monômnia e a horária branca (ANEEL, 2010).

2.4.3.1 Modalidade tarifária convencional monômnia

A modalidade tarifária convencional monômnia, daqui em diante chamada de modalidade convencional, consiste em uma tarifação fixa para a energia consumida, ou seja, de forma independente ao horário de utilização (ANEEL, 2010).

É a modalidade mais comum atualmente, pois a modalidade tarifária horária branca só entrou em vigor em janeiro de 2018 (ANEEL, 2017).

2.4.3.2 Modalidade tarifária horária branca

A modalidade tarifária horária branca, daqui em diante chamada de modalidade branca, consiste em uma tarifação diferenciada de consumo de energia elétrica, a qual depende do horário de utilização da energia, ou seja, composta por tarifação para horário de ponta, horário intermediário e horário fora de ponta (ANEEL, 2010).

A modalidade branca entrou em vigor no dia primeiro de janeiro de 2018 para consumidores com média mensal de consumo superior a 500 kWh. Para os consumidores focados nesse trabalho essa modalidade tarifária só se torna válida em primeiro de janeiro de 2019 e, por isso, não será simulada neste trabalho (ANEEL, 2015).

2.4.3.3 Horários de ponta e fora de ponta

Quando se trata de tarifações horárias, as tarifas são divididas em dois horários, os horários de ponta e fora de ponta, os quais são definidos como:

- Horário de ponta: o período de maior consumo na região de concessão, que consiste de três horas diárias consecutivas definidas pela distribuidora, de acordo com a curva de carga do seu sistema elétrico e aprovado pela ANEEL, o horário de ponta só é aplicável de segunda-feira a sexta-feira, com exceção de alguns feriados (ANEEL, 2010, p.7).

- Horário fora de ponta: o período com o menor consumo na região de concessão, consiste nas horas complementares às definidas pelo horário de ponta, o que inclui sábados, domingos e os feriados já citados (ANEEL, 2010).

Capítulo 3 – Características da instalação de painéis fotovoltaicos

3.1 Disponibilidade de energia solar no Brasil

A incidência solar consiste na radiação do Sol que incide no planeta Terra, a qual é responsável pelo aquecimento do planeta e os fenômenos meteorológicos. Um ponto importante a ser considerado é o fato de que a incidência solar varia ao redor do mundo, devido a relevos e posição geográfica, e também varia ao longo do dia e ano. Em algumas regiões do mundo, por exemplo, durante o inverno os dias são extremamente curtos, já em outras regiões do mundo, durante alguns dias do ano observa-se o efeito de “sol da meia noite” (GLOBO CIÊNCIA, 2012). Devido a este fato, faz-se necessário o levantamento dos dados de incidência solar da região de Campinas adotada neste estudo.

O levantamento de dados neste trabalho tem como base o Projeto SWERA, do inglês *Solar and Wind Energy Resource Assessment*, e o modelo Brasil-SR (PEREIRA, 2006), que fornece estimativas de fluxo de radiação solar na superfície utilizando dados sobre a nebulosidade, extraídos de imagens do satélite geostacionário GOES-EAST no período entre 1995 a 2005, além de dados climatológicos, obtidos a partir da base de dados *Global Surface Summary of Day Data (National Climatic Data Center – NCDC)*, a qual possui 95 estações de medição de temperatura e visibilidade no Brasil, apresentadas na figura 5.

A partir dos dados obtidos por satélite e pelas estações de medição, aplica-se um método de interpolação espacial com o intuito de produzir valores mensais de temperatura e visibilidade (PEREIRA, 2006). Outro dado climatológico importante para a obtenção dos dados de incidência solar é o albedo de superfície, o qual é a função de refletância da superfície do solo, que varia em função do crescimento da vegetação, estação e ano e variações climáticas.

Por fim, os dados de incidência solar apresentados pelo Projeto SWERA levam em consideração também a umidade relativa com base nos dados do portal *International Research Institute for Climate Prediction - IRI*, e a altitude do território brasileiro obtidos a partir da base GTOPO30 disponibilizada pelo *Earth Resources Observation and Science – EROS*.

Figura 5: Localização das estações da base de dados do NCDC.



Fonte: Pereira, 2006.

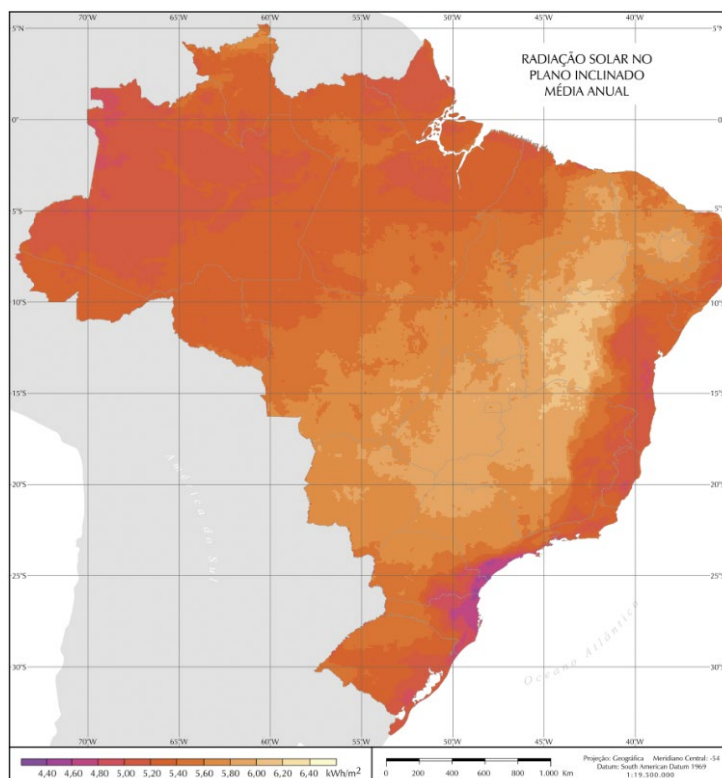
Por meio dos dados supracitados, é possível utilizar os valores de irradiação solar determinados pelo modelo Brasil-SR, o qual, já foi validado comparando-o com modelos já consagrados e com valores reais obtidos em estações solarimétricas de superfície, apresentando resultados bastante confiáveis (PEREIRA, 2006).

Através dos modelos de determinação de irradiação solar, é possível elaborar mapas Solarimétricos, os quais representam o potencial de geração de energia elétrica solar em cada região de um determinado país. Assim, eles permitem determinar, visualmente, quais são os locais mais adequados para instalações de sistemas de geração fotovoltaica.

A irradiação solar pode ser medida e representada de diversas maneiras, como irradiação solar global, irradiação solar na faixa espectral fotossinteticamente ativa, irradiação solar incidente no plano inclinado e, por fim, a componente difusa do total diário da irradiação solar.

A mais importante para esse trabalho é a irradiação solar incidente no plano inclinado, a qual representa a maior captação de irradiação solar durante o dia. Isto porque, como será apresentado mais a frente, os painéis solares estão inclinados, com sua face geradora orientada para linha do equador. Sendo assim, serão apresentados os mapas Solarimétricos das médias anuais e sazonais de irradiação solar no plano inclinado, nas figuras 6 e 7, respectivamente.

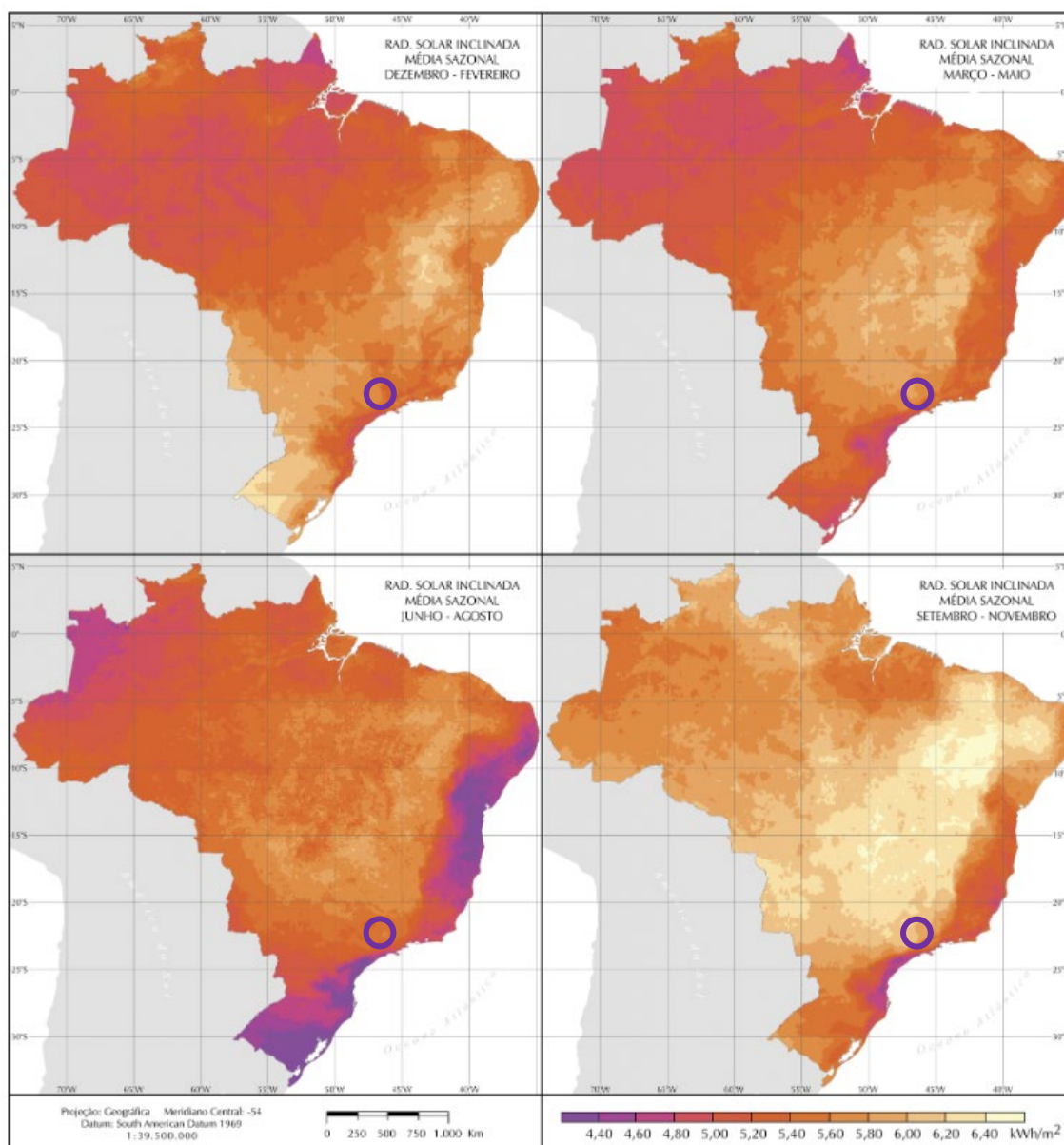
Figura 6: Radiação solar no plano inclinado (média anual).



Fonte: Pereira, 2006.

Na figura 6, que apresenta a média anual, constata-se grande potencial energético fotovoltaico no centro do país, com destaque para as regiões mais claras do mapa no norte de Minas Gerais e oeste da Bahia. Destaque em azul para a região de estudo.

Figura 7: Radiação solar no plano inclinado (média sazonal).



Fonte: Pereira, 2006.

Na figura 7 observa-se a variação causada pela mudança de estações ao longo do ano, é interessante analisar a região Sul do país, na qual se tem grande potencial fotovoltaico no verão (dezembro a fevereiro) enquanto no resto do ano é uma das regiões de menor potencial de geração de energia solar.

Nas figuras 6 e 7, destaca-se, ainda, o estado de São Paulo, nas quais a região adotada neste estudo está destacada em azul, caracterizando um potencial fotovoltaico mediano em relação ao resto do país.

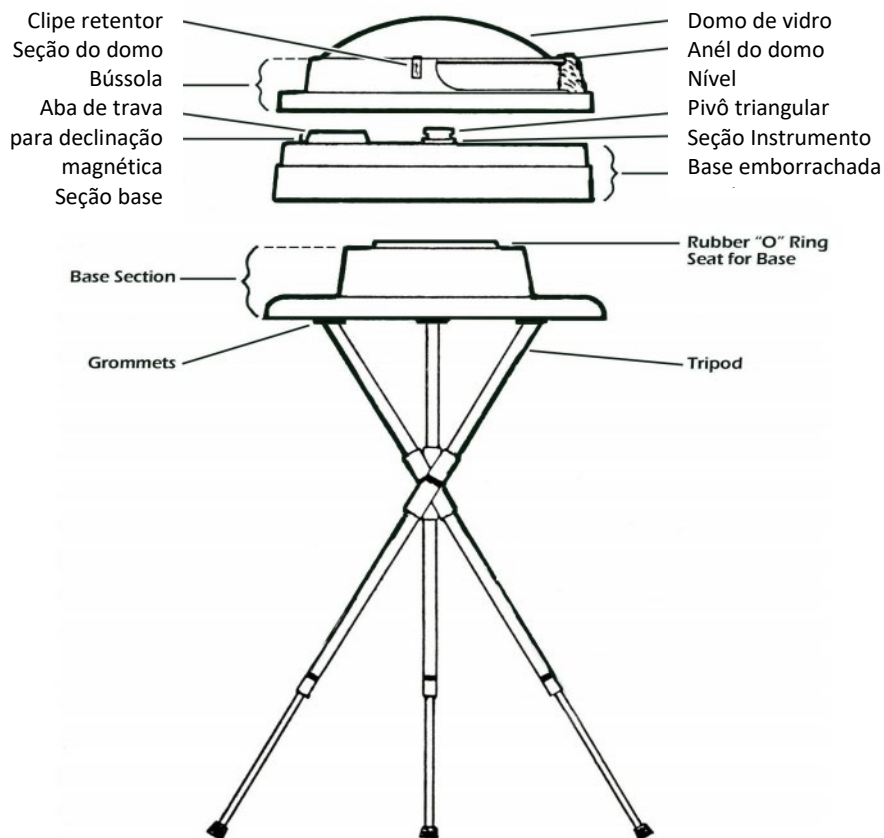
3.2 Local de Instalação

É possível determinar o melhor local de instalação de algumas maneiras, a mais simples a ser considerada é uma análise visual de como o Sol se comporta ao longo do dia no local onde os painéis serão instalados, diversas vezes durante o ano, com o intuito de se observar o sombreamento do local.

Análises visuais são subjetivas e, em geral, não fornecem dados suficientes para uma instalação confiável. Assim, existem outros métodos mais adequados, como a utilização de um equipamento complexo conhecido como *Solar Pathfinder*. Este equipamento é capaz de determinar o potencial solar do local de instalação ao longo do ano, possibilitando uma análise do sombreamento gerado no local causado pelo ambiente ao redor, como distribuição de árvores ao redor do local da instalação.

O *Solar Pathfinder* é composto, basicamente, de um domo de vidro, uma bússola, um tripé e um diagrama do caminho solar respectivo à latitude a ser analisada. Um diagrama de um *Solar Pathfinder* é mostrado na figura 8.

Figura 8: Diagrama de um *Solar Pathfinder*.



Fonte: Solar pathfinder, 2018.

De forma simplificada, ele deve ser posicionado no local desejado da instalação e seguir o procedimento de compensação da declinação magnética apresentado no manual de instruções (SOLAR PATHFINDER, 2018).

Uma vez que o *Solar Pathfinder* esteja posicionado, basta adicionar o diagrama de caminho solar adequado para a latitude do local, esse diagrama representa o caminho médio do sol em diferentes horários para cada mês, como o mostrado na figura 9.

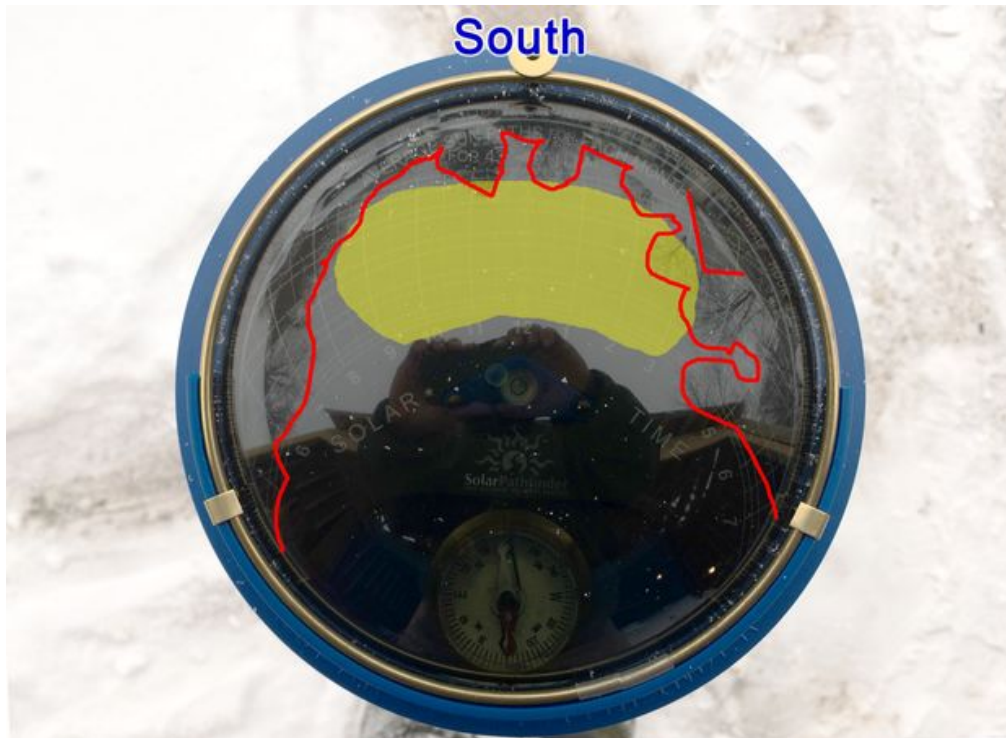
No domo de vidro sobre o diagrama será possível observar o reflexo causado pelos objetos ao redor do local desejado da instalação. Como é demonstrado na figura 10, em amarelo está representada a região de maior incidência solar, as linhas em vermelho delimitam a região de sombreamento. Tais reflexos devem ser registrados no diagrama, no exemplo apresentado na figura 11, caracterizados por linhas brancas, e então avaliados para determinar se ocorre sombreamento no local escolhido para a instalação no período de maior incidência solar.

Figura 9: Exemplo de diagrama de caminho solar.



Fonte: Solar pathfinder, 2018.

Figura 10: Exemplo de aplicação do *Solar Pathfinder*.



Fonte: Nelson, 2018.

Figura 11: Exemplo de diagrama de caminho solar com o sombreamento delimitado.



Fonte: Solar pathfinder, 2018.

O sombreamento sobre os painéis causará redução de geração de energia, por isso, de forma ideal, o melhor local possível para a instalação é o local em que não haja sombra sobre nenhum dos painéis solares durante o dia. Alguns casos de

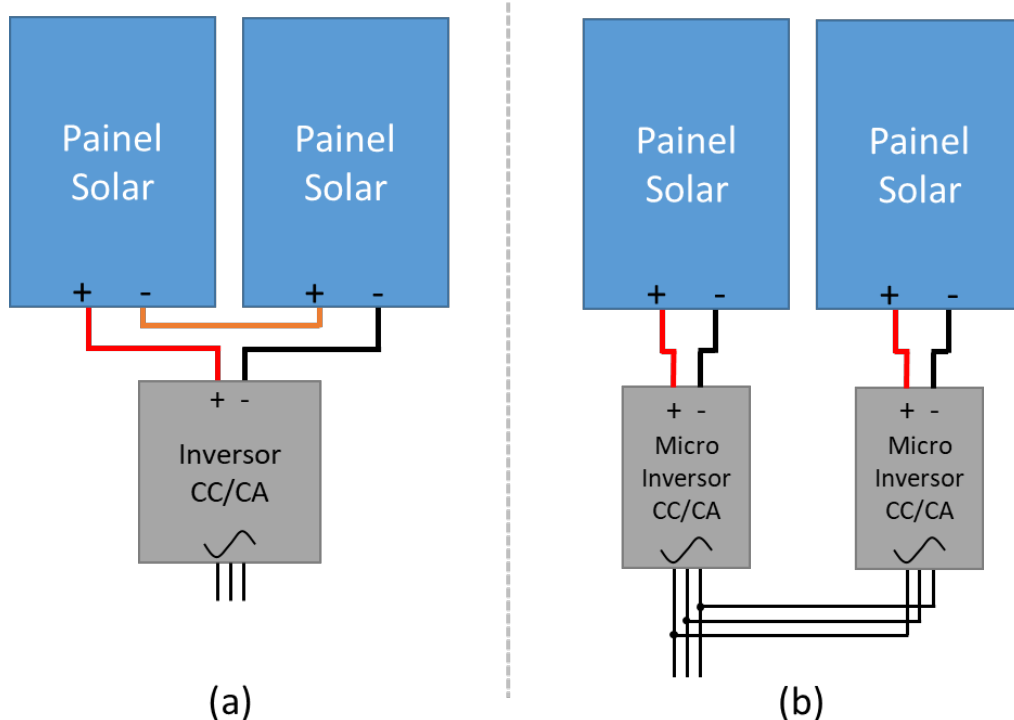
sombreamento são aceitáveis, desde que não ocorram durante o período de maior produção de energia, considerado entre 9h00 e 15h00.

Caso não seja possível que todos os painéis instalados não sofram sombreamento durante o período de maior produção de energia, o sistema típico sofrerá limitações de geração, devido à forma em que os painéis são conectados.

Tipicamente, os painéis solares são conectados em série e, com isso, necessita a instalação de apenas um inversor no sistema. Para contornar a situação de que apenas alguns dos painéis sofre com o sombreamento, é possível a utilização de micro inversores. Os micros inversores são inversores de pequeno porte conectados individualmente aos painéis solares, sendo as saídas dos micros inversores conectadas em paralelo as outras saídas do sistema.

Na figura 12 são apresentados os dois tipos de configurações. Como é possível observar, o sistema com micros inversores (b) apresenta um número maior de componentes do que uma instalação típica (a) e, portanto, seu custo é mais elevado e cresce rapidamente com o número de painéis utilizados no sistema.

Figura 12: Comparativo entre instalação típica (a) e instalação com micro inversor (b).



Fonte: Badiale (2018).

3.3 Ângulo de inclinação e direcionamento dos painéis fotovoltaicos

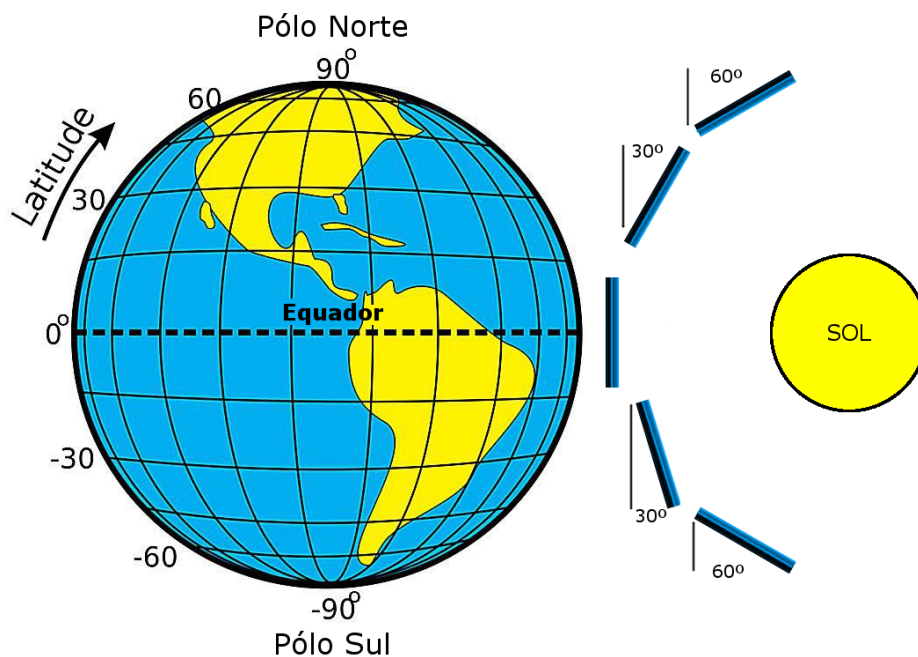
O processo para determinação do ângulo de inclinação dos painéis é consideravelmente mais simples do que a determinação do local de instalação.

Uma vez determinado o local da instalação, basta determinar com o auxílio de um mapa a latitude do local. Usualmente, a inclinação do painel solar deve ser igual à latitude do local da instalação, como pode ser visto na figura 13, considerando que no hemisfério sul os painéis devem ser posicionados com a face geradora virada ao norte e no hemisfério norte a face geradora deve ser virada ao sul. O motivo desse posicionamento deve-se ao fato de que o movimento de rotação da Terra faz com que o sol esteja sempre posicionado aproximadamente à linha do equador.

Em relação às perdas causadas pelo direcionamento do painel solar, pode-se considerar as seguintes aproximações para o Brasil (PORTAL SOLAR):

- Para telhados com face NE ou NO as perdas variam entre 3% e 8%.
- Para um telhado com face Leste ou Oeste, as perdas variam entre 12% e 20%.
- Para um telhado com face Sul, as perdas são muito grandes e podem ser consideradas apenas para instalações no norte do país, mas devem ser evitadas.

Figura 13: Esquema de inclinação do painel solar em relação a latitude.



Fonte: Badiale, 2018.

Capítulo 4 – Especificações do projeto de geração fotovoltaica

4.1 Projeto proposto

A proposta deste trabalho é analisar a viabilidade de uma instalação solar para um consumidor com média mensal de consumo igual a 300 kWh, na cidade de Campinas - SP. Será adotado neste projeto um caso ideal, no qual não ocorre sombreamento durante o período de maior produção de energia.

Observa-se na figura 14, que a cidade de Campinas apresenta em seus limites norte e sul as latitudes de $-22,73^\circ$ e $-23,06^\circ$, respectivamente, o que indica que a inclinação ótima dos painéis solares se encontra nesta faixa. Para efeitos de simplificação, será aproximado o ângulo de inclinação dos painéis para 23° e considerado que os painéis estarão direcionados ao norte, de forma a não apresentar perdas significativas no sistema devido ao direcionamento dos painéis.

Figura 14: Limites da cidade de Campinas, com latitude e longitude dos pontos extremo norte e sul



Fonte: Google Maps, 2018.

Com os valores de incidência média mensais, pode-se então dimensionar a quantidade de energia gerada por um sistema ao longo de um dia, mês ou ano. Com esses dados, conforme abordado anteriormente, o sistema será dimensionado para gerar aproximadamente 300 kWh mensais.

Para fazer os cálculos deste projeto, é utilizado o sistema *Global Solar Atlas*, disponibilizado por (WORLD BANK GROUP), que prediz a produção de 4,165 kWh/dia para um sistema fotovoltaico com capacidade de 1 kWp instalada. Logo, resulta em uma produção mensal de 124,95 kWh/mês, ou seja, para que o sistema seja capaz de gerar 300 kWh/mês, é necessária uma instalação de um sistema fotovoltaico com capacidade de 2,4 kWp. Em suma, chega-se a uma previsão de produção diária de 9,997 kWh, mensal de 299,91 kWh e anual de 3648,91 kWh.

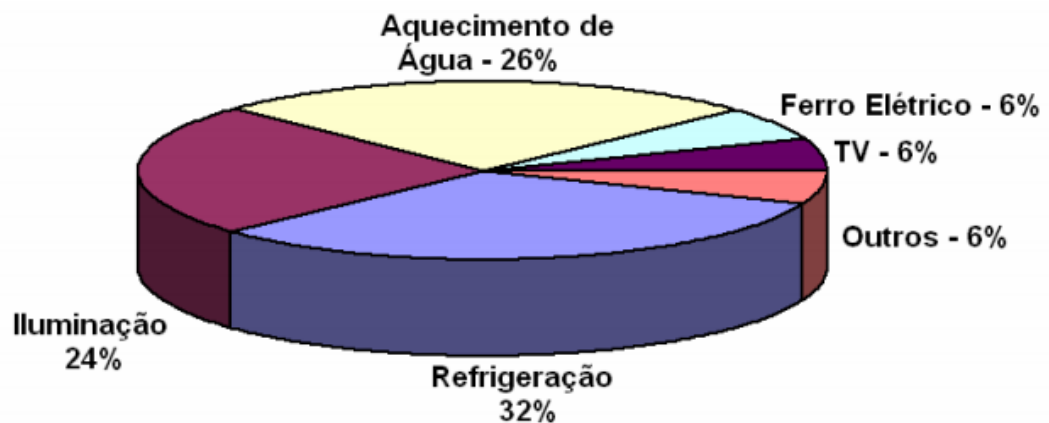
4.2 Curva de carga residencial

Uma das grandes dificuldades encontradas neste projeto foi o levantamento de curvas de cargas adequadas ao estudo, uma vez que no Brasil as concessionárias ainda não fazem amplamente medição horária para consumidores residenciais.

Em 2001, foi conduzido um estudo pelo Ministério da Ciência e Tecnologia que demonstra as características típicas das cargas em consumidores residenciais, como apresentado na figura 15. A partir desses dados foram geradas curvas médias para dias úteis, sábados e domingos. Essas curvas são conhecidas como curvas representativas das classes de consumo (FRANCISQUINI, 2006).

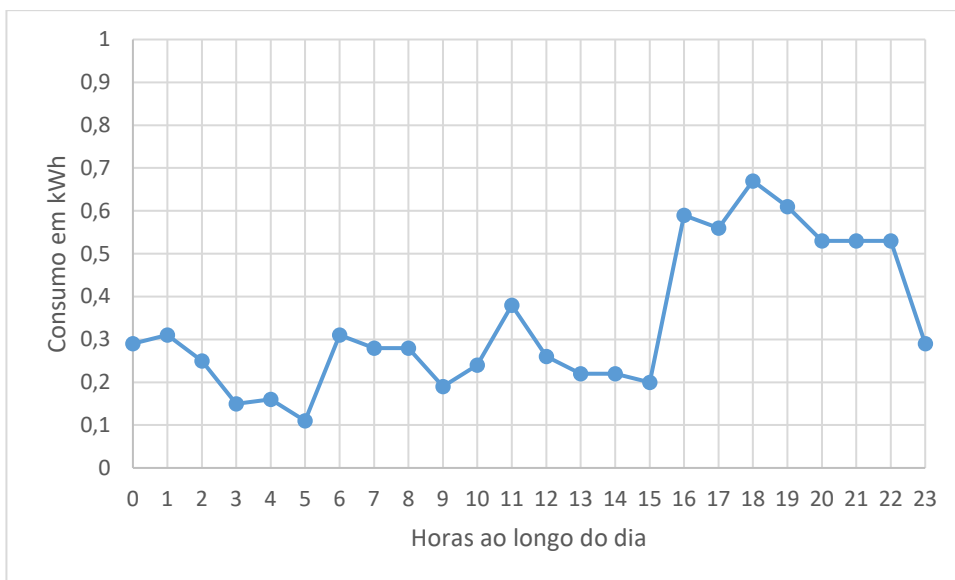
Para o estudo proposto por este trabalho, será adotada as curvas médias para a classe de consumo entre 201 e 300 kWh/mês. Em Francisquini (2006), são apresentados dados que foram levantados com medições em sete consumidores e as curvas de carga típicas desses consumidores são apresentadas nas figuras 16, 17 e 18.

Figura 15: Características típicas de cargas residenciais em 2001.



Fonte: Francisquini, 2006.

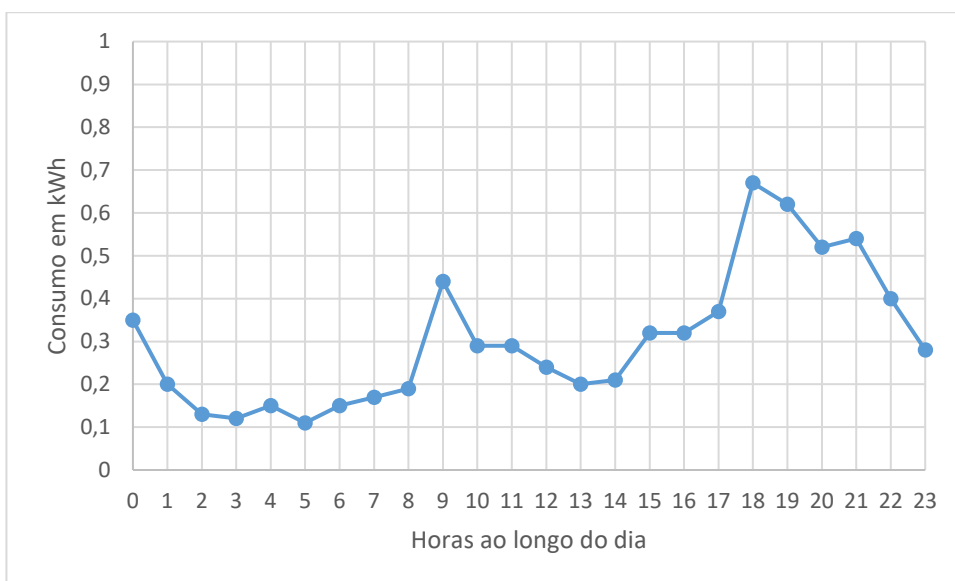
Figura 16: Curva de carga típica em dias úteis de consumidor residencial para classe de 201 a 300 kWh/Mês.



Fonte: Francisquini, 2006.

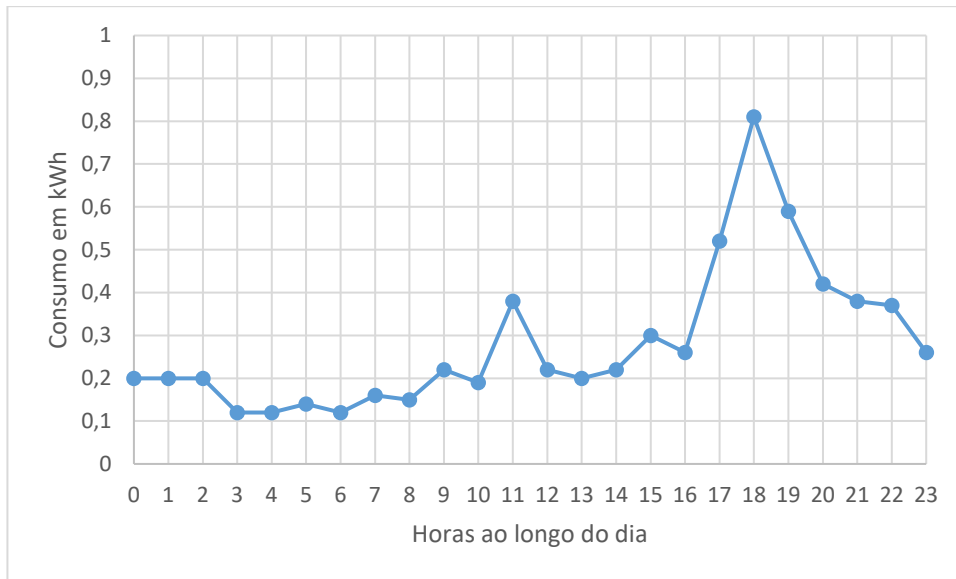
É interessante observar no gráfico da figura 16 que o pico de consumo ocorre dentro dos horários de ponta, que são determinados pela distribuidora de energia da região, para a CPFL Paulista, responsável pela cidade de Campinas, esse horário é determinado entre 18h e 20h59 (CPFL ENERGIA, 2018). Isso indica que para os consumidores que adotassem a tarifação branca, o maior consumo de energia encontrar-se-ia no horário em que o custo da energia elétrica é mais elevado.

Figura 17: Curva de carga típicas aos sábados de consumidor residencial para classe de 201 a 300 kWh/Mês.



Fonte: Francisquini, 2006.

Figura 18: Curva de carga típicas aos domingos de consumidor residencial para classe de 201 a 300 kWh/Mês.



Fonte: Francisquini, 2006.

Nas figuras 17 e 18, observa-se, da mesma forma, que o pico de consumo de energia se encontra no período do horário de ponta, mas por se tratar de finais de semana não há diferenciação no custo da energia para esses horários.

4.3 Custos dos equipamentos do projeto

Para a análise técnico-econômica faz-se necessária a análise dos custos dos componentes que poderão ser utilizados no sistema de geração fotovoltaica. Dessa forma, foram levantadas diversas possibilidades de componentes, potências, modelos e marcas em algumas lojas, que podem ser utilizados para atingir a capacidade de geração desejada de 2,4 kWp. Esses dados são apresentados nas tabelas 1 a 3, divididas por categorias de componentes.

Tabela 1: Custos de painéis solares.

Marca	Modelo	Número de Células	Capacidade de Geração	Loja	Preço
Yingli	YL055P-17B	36	55 Wp	PortalSolar	R\$ 239,00
Yingli	YL150P-17B	36	150 Wp	PortalSolar	R\$ 519,00
Solar Canadian	CS6U-330P	72	330 Wp	PortalSolar	R\$ 869,00
Solar Canadian	CS6U-320P	72	320 Wp	PortalSolar	R\$ 959,00
Yingli	YL095P-17B	36	95 Wp	LLM Solar	R\$ 332,00
Yingli	YL150P-17B	36	150 Wp	LLM Solar	R\$ 480,00
Solar Canadian	CS6K-270P	60	270 Wp	LLM Solar	R\$ 689,90
Solar Canadian	CS6U-325P	72	325 Wp	LLM Solar	R\$ 829,90

Como a capacidade desejada do projeto é de 2,4 kWp, é interessante escolher painéis com capacidade de geração elevadas, pois painéis com baixa capacidade demandariam um grande número de painéis, o que pode ser um problema em casos em que o espaço para a instalação é limitado. Por exemplo, para a capacidade desejada, seriam necessários 8 painéis de 325 Wp ou 44 painéis de 55 Wp.

Tabela 2: Custos de inversores de potência.

Marca	Modelo	Potência nominal de Saída	Loja	Preço
Victron	PIN248010500	800 VA	PortalSolar	R\$ 1.999,99
Ecosolys	ECOS-1000	1 kW	PortalSolar	R\$ 2.659,00
Victron	PIN121220500	1200 VA	PortalSolar	R\$ 3.149,00
Ecosolys	ECOS-2000	2 kW	PortalSolar	R\$ 4.160,00
Fronius	4210069	3 kW	PortalSolar	R\$ 7.290,00
Fronius	4210066	4 kW	PortalSolar	R\$ 7.990,00
Victron	CMP242020100	2000 VA	PortalSolar	R\$ 8.890,00
Victron	PMP243021102	3000 VA	PortalSolar	R\$ 9.099,00
Fronius	4210063	5 kW	PortalSolar	R\$ 8.990,00
Ecosolys	ECOS-1000	1 kW	LLM Solar	R\$ 1.999,99
Ecosolys	ECOS-2000	2 kW	LLM Solar	R\$ 3.350,00

De forma similar, para os inversores é desejável uma potência de saída próxima, em geral um pouco abaixo, da capacidade de geração. Caso não seja possível atingir o valor desejado de potência de saída, é necessário escolher inversores capazes de expansão e sincronismo, permitindo assim a ligação de diversos inversores em paralelo.

Tabela 3: Custos de baterias estacionárias.

Marca	Modelo	Tensão Nominal	Capacidade	Loja	Preço
Moura	12MVA-7	12 V	7 Ah	PortalSolar	R\$ 89,90
Moura	12MVA-9	12 V	9 Ah	PortalSolar	R\$ 119,90
Moura	12MVA-12	12 V	12 Ah	PortalSolar	R\$ 159,90
Moura	12MVA-18	12 V	18 Ah	PortalSolar	R\$ 219,90
Moura	12MVA-26	12 V	26 Ah	PortalSolar	R\$ 359,90
Moura	12MVA-33	12 V	33 Ah	PortalSolar	R\$ 419,90
Moura	RS12MF105	12 V	105 Ah	PortalSolar	R\$ 769,00
Moura	RS12MF150	12 V	150 Ah	PortalSolar	R\$ 1.099,00
Moura	RS12MF220	12 V	220 Ah	PortalSolar	R\$ 1.429,00
Freedom	DF-300	12 V	30 Ah	LLM Solar	R\$ 272,00
Freedom	DF-500	12 V	40 Ah	LLM Solar	R\$ 358,00
Freedom	DF-700	12 V	50 Ah	LLM Solar	R\$ 396,00
Freedom	DF-1000	12 V	70 Ah	LLM Solar	R\$ 446,00
Freedom	DF-1500	12 V	93 Ah	LLM Solar	R\$ 620,00
Freedom	DF-2000	12 V	115 Ah	LLM Solar	R\$ 775,00
Freedom	DF-2500	12 V	165 Ah	LLM Solar	R\$ 1.115,00
Freedom	DF-3000	12 V	185 Ah	LLM Solar	R\$ 1.242,00
Freedom	DF-4001	12 V	240 Ah	LLM Solar	R\$ 1.515,00

Para um sistema de geração solar com capacidade de 2,4 kWp seria necessário um banco de baterias com capacidade de armazenamento de pelo menos 2400 Ah, considerando a insolação diária de 6h, tensão nominal de 12V e o limite de descarga de bateria como 50% (SUNLAB, 2018). Utilizando a bateria de maior capacidade encontrada na tabela 3, seriam necessárias 10 baterias, com um peso resultante de 603 kg.

4.4 Manutenção e garantia dos equipamentos

A vida útil de projetos de geração de energia solar costuma ser considerado em torno de 20 a 25 anos, período definido com base na vida útil dos painéis utilizados na instalação. Painéis fotovoltaicos modernos sofrem um desgaste natural que causa uma perda de eficiência anual entre 0,5% e 1%. Esse desgaste indica que no final da vida útil do projeto a eficiência de produção de energia decai em torno de 20% a 25%

(CANADIAN SOLAR, 2018). De forma a garantir a durabilidade dos painéis fotovoltaicos e, com isso a vida útil do projeto, é necessária a execução de manutenção regular nos painéis, essa manutenção é relativamente simples e consiste na limpeza das placas solares (PORTAL SOLAR, 2018).

Uma vez garantida a vida útil dos painéis fotovoltaicos, é necessário garantir que a energia gerada por eles seja convertida para a utilização, o que torna o inversor um componente de grande importância no sistema. O inversor apresenta uma vida útil típica de 10 a 15 anos e deve ser monitorado com frequência para garantir que o mesmo não apresente problemas de qualidade de energia, como sobre e subtensão, o que pode causar problemas de funcionamento e queima de equipamentos eletroeletrônicos. A manutenção de inversores envolve a verificação das conexões, é complexa e demanda a mão de obra autorizada e qualificada pelo fornecedor (NEOSOLAR, 2016).

Caso opte-se por um sistema com baterias, o sistema se torna mais complexo, demandando circuitos específicos para controle de carga e descarga das mesmas, uma vez que são componentes eletroquímicos e a falha das baterias podem causar acidentes como explosões e incêndios (SUNLAB, 2018).

O sistema de proteção adotado no sistema é de extrema importância e deve passar por manutenção regulares, uma vez que a falha nesses sistemas pode causar grandes problemas, como, por exemplo, realimentação da rede elétrica durante a manutenção do sistema de distribuição, gerando assim grande risco de acidentes as pessoas envolvidas.

Além de todos estes pontos, vale ressaltar que a instalação do sistema solar deve ser feita sempre por mão de obra qualificada para garantir o bom funcionamento do sistema por completo. Em geral, a instalação dos componentes no local apresenta garantia de 5 a 10 anos dependendo da empresa que fornece o serviço (NEOSOLAR, 2016).

Se todos os cuidados adequados forem tomados, os sistemas solares podem apresentar vida útil de até 40 anos (NEOSOLAR, 2016).

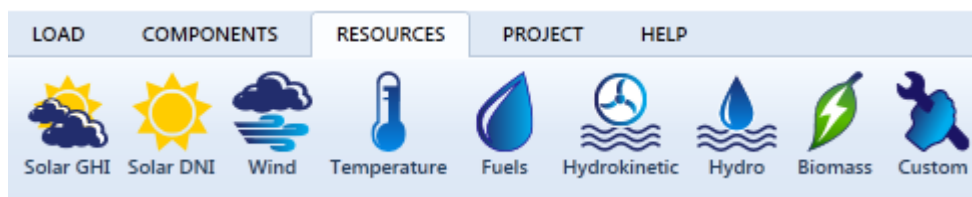
Capítulo 5 – Simulações e Resultados

5.1 Apresentação do software HOMER Pro®

O software utilizado para análise de viabilidade econômica foi o HOMER Pro®, o qual consiste de um pacote de utilidades para simulação, otimização e análise econômica e é, de acordo com a empresa responsável pelo software HOMER Energy, “o padrão global para otimização de design de microrredes em todos os setores, desde vilas de energia elétrica e ilhas utilitárias até campi conectados e bases militares”.

Na etapa de design e simulação do sistema, o usuário deve entrar com parâmetros de simulação, tais como: quais fontes de geração serão utilizadas e os conjuntos de dados das mesmas, componentes do sistema de geração e cargas que estarão presentes no sistema, além de um esquema de como será montado o sistema, conforme as figuras 19, 20, 21 e 22, respectivamente.

Figura 19: Seleção das fontes de geração.



Fonte: Software HOMER Pro.

Figura 20: Seleção dos componentes do sistema de geração.



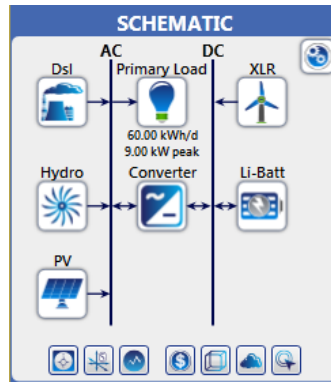
Fonte: Software HOMER Pro.

Figura 21: Seleção de cargas no sistema.



Fonte: Software HOMER Pro.

Figura 22: Esquemático de um exemplo de sistema disponível no software.



Fonte: Software HOMER Pro.

Uma vez determinados os parâmetros do sistema, o *software* executará a etapa de otimização, no qual ele simulará diversos sistemas com diversas combinações dos componentes determinados pelo usuário, dessa forma determinando quais as melhores opções de microrredes disponíveis. Na figura 23 são exibidos os resultados de otimização de um exemplo disponível no próprio *software*, que consiste de um comparativo entre geração hidráulica, solar, eólica e diesel.

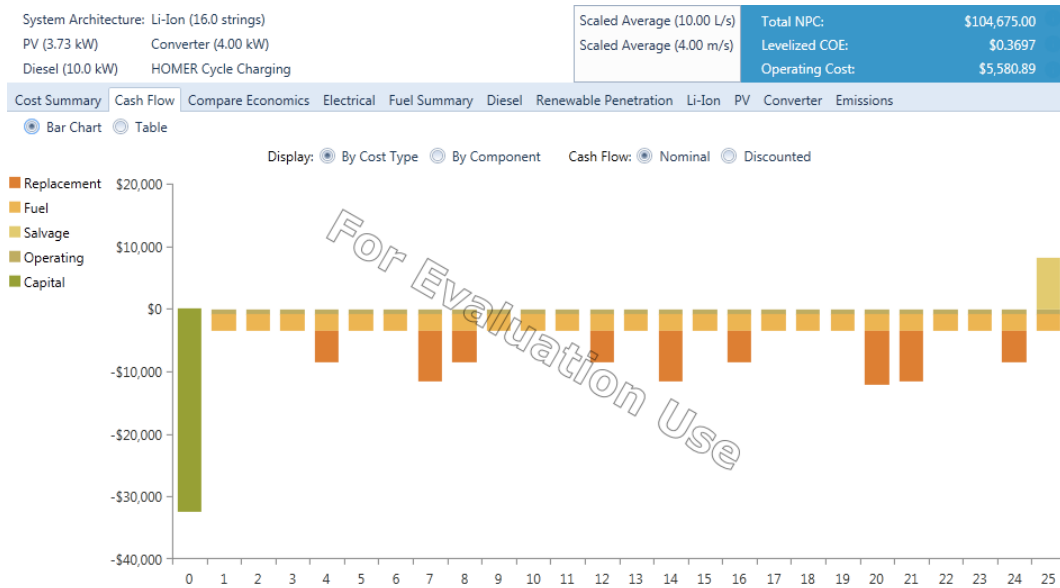
Por fim, o *software* gera uma análise econômica a partir dos parâmetros de custo predeterminados pelo usuário durante a etapa de projeto do sistema. Para isso, é necessária a definição de um caso base, em seguida o *software* irá gerar gráficos comparativos de resultados entre o sistema, como o fluxo de caixa simples apresentado na figura 24, cabendo, por fim, ao usuário uma análise final para determinação da viabilidade econômica do sistema.

Figura 23: Resultados de otimização de um exemplo disponível no *software*.

Optimization Results													System	
Architecture										Cost			System	
	PV (kW)	XLR (kW)	Dsl (kW)	Li-Batt	Hydro (kW)	Converter (kW)	Dispatch	NPC (\$)	COE (\$)	Operating cost (\$/yr)	Initial capital (\$)	Ren. Frac. (%)	Total Fuel (L/yr)	
	3.73		10.0	16		4.00	CC	\$104,675	\$0.370	\$5,581	\$32,528	16.1	7,017	
			10.0	22		4.00	CC	\$112,765	\$0.398	\$7,129	\$20,600	0	8,948	
	2.19	1	10.0	7		6.00	CC	\$125,747	\$0.444	\$5,654	\$52,650	27.9	5,908	
		1	10.0	10		8.00	CC	\$127,983	\$0.452	\$6,249	\$47,200	14.7	6,491	
			10.0				CC	\$148,565	\$0.525	\$11,028	\$6,000	0	14,392	
	0.000814		10.0				CC	\$148,568	\$0.525	\$11,028	\$6,003	0	14,392	
	3.73		10.0	16	16.6	4.00	CC	\$166,025	\$0.586	\$6,460	\$82,519	16.1	7,020	
			10.0	22	16.6	4.00	CC	\$174,096	\$0.615	\$8,006	\$70,600	0	8,948	
	5.00	1	10.0			2.00	CC	\$184,639	\$0.652	\$9,889	\$56,793	0	11,943	
		1	10.0			2.00	CC	\$185,173	\$0.654	\$11,477	\$36,800	0	13,998	
	2.19	1	10.0	7	16.6	6.00	CC	\$187,077	\$0.661	\$6,531	\$102,650	27.9	5,908	
		1	10.0	10	16.6	8.00	CC	\$189,314	\$0.669	\$7,125	\$97,200	14.7	6,491	
			10.0		16.6		CC	\$209,895	\$0.741	\$11,904	\$56,000	0	14,392	
	0.000814		10.0		16.6		CC	\$209,898	\$0.741	\$11,904	\$56,003	0	14,392	
	5.00	1	10.0		16.6	2.00	CC	\$245,969	\$0.869	\$10,766	\$106,793	0	11,943	
		1	10.0		16.6	2.00	CC	\$246,502	\$0.871	\$11,254	\$86,800	0	12,000	

Fonte: Software HOMER Pro.

Figura 24: Resultado de fluxo de caixa simples do mesmo exemplo da figura 23.



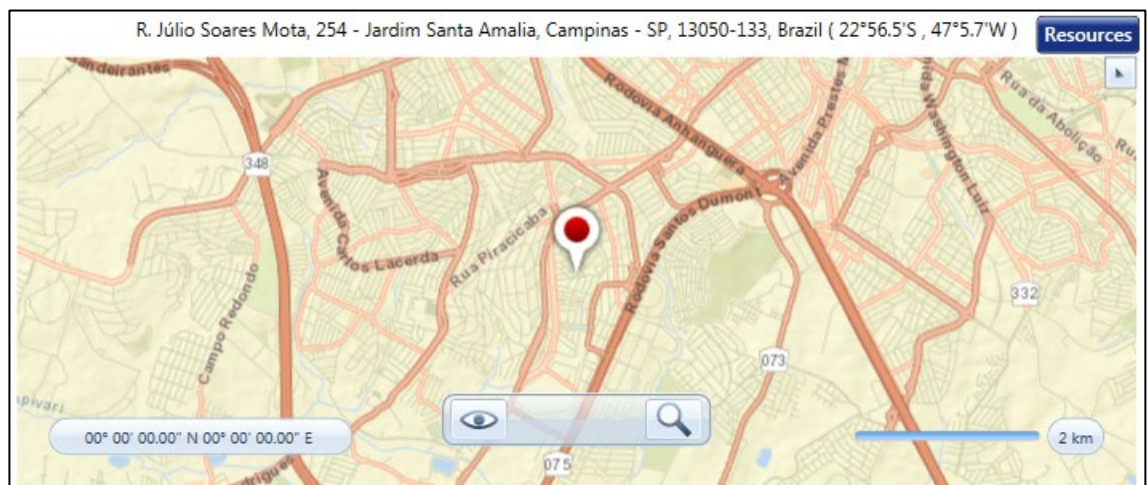
Fonte: Software HOMER Pro.

5.2 Apresentação dos cenários simulados

Para a simulação, define-se os parâmetros econômicos do projeto, como a taxa de desconto, de 12,78% para o mês de julho de 2018 (*FRED Economic Data, 2018*), taxa de inflação, de 4,48% para o mês de julho de 2018 (*Trading Economics, 2018*), e, por fim, a vida útil do projeto de 25 anos

Como foi apresentado nos capítulos anteriores, a instalação de painéis fotovoltaicos simulada compreende um projeto para a cidade de Campinas, especificamente, na posição geográfica (22°56,5'S, 47°5,7'W), como apresentado na figura 25.

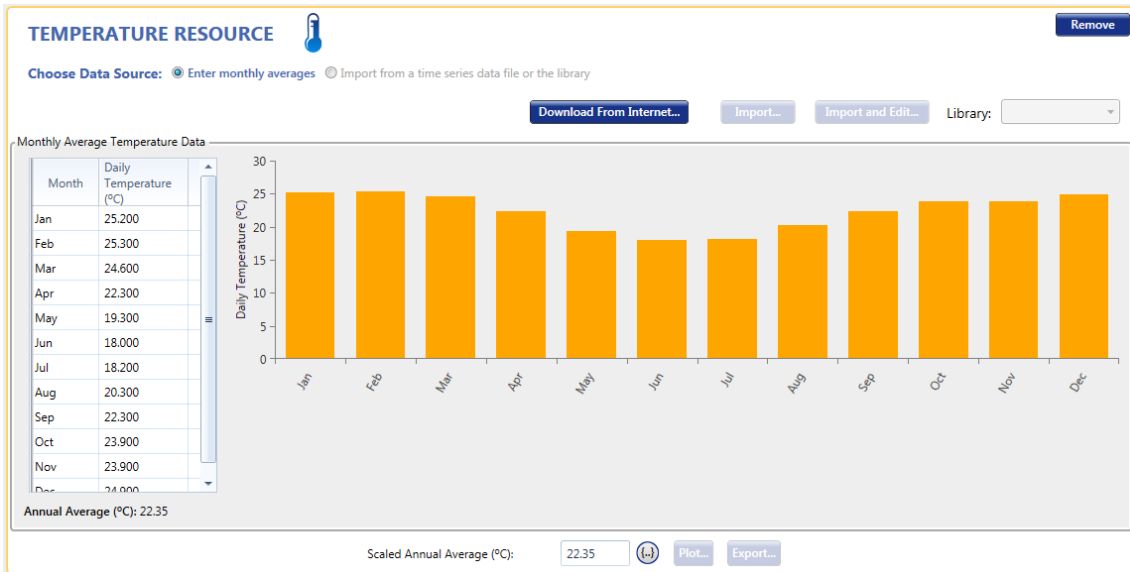
Figura 25: Localização da instalação apresentada no software.



Fonte: Software HOMER Pro.

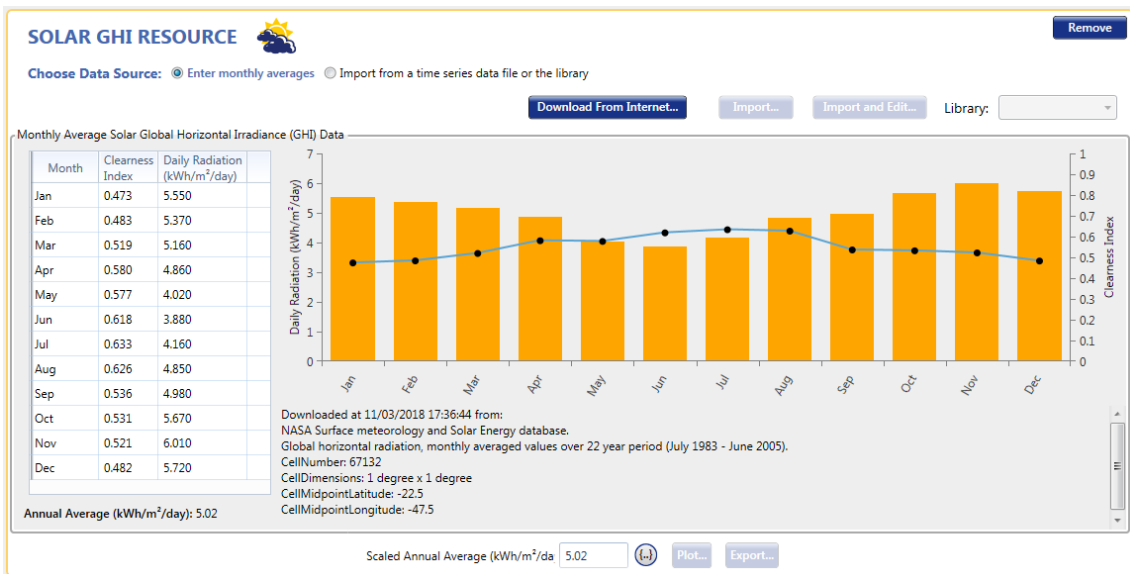
A partir da definição da localização, definiram-se os parâmetros climáticos desse local. Para tanto, foram considerados os dados de temperatura (Centro de Pesquisas Meteorológicas e Climáticas Aplicadas à Agricultura – CEPAGRI/UNICAMP) e os dados de incidência solar disponibilizados pelo software. Essa parametrização é apresentada nas figuras 26 e 27 respectivamente.

Figura 26: Parametrização dos dados de temperatura no software.



Fonte: Software HOMER Pro.

Figura 27: Parametrização dos dados de incidência solar.



Fonte: Software HOMER Pro.

Anteriormente também foi suposto que os painéis solares estarão orientados para o Norte com inclinação de 23° e que o sistema deve apresentar uma capacidade de geração de 2,4 kWp para suprir a necessidade de geração de 300 kWh/mês. Dessa forma, o software realizou uma varredura de todos os casos com capacidade de geração entre 0 kWp e 3 kWp.

Baseado nos dados do capítulo quatro, subcapítulo “Levantamento de Custos dos Componentes”, os painéis solares do sistema foram definidos de acordo com a relação custo por capacidade de geração (R\$/kWp) e a proporção de custo para a capacidade de 2,4 kWp. Assim, foram selecionados os dois modelos de menor custo, como apresentado na tabela 4 em destaque.

Tabela 4: Preços das opções de painéis solares levantadas, seus preços por kWp e o custo para uma capacidade de geração de 2,4 kWp.

Modelo	Loja	Preço/kWp	2,4 kWp
YL055P-17B	PortalSolar	R\$ 4.345,45	R\$ 10.429,09
YL150P-17B	PortalSolar	R\$ 3.460,00	R\$ 8.304,00
CS6U-330P	PortalSolar	R\$ 2.633,33	R\$ 6.320,00
CS6U-320P	PortalSolar	R\$ 2.996,88	R\$ 7.192,50
YL095P-17B	LLM Solar	R\$ 3.494,74	R\$ 8.387,37
YL150P-17B	LLM Solar	R\$ 3.200,00	R\$ 7.680,00
CS6K-270P	LLM Solar	R\$ 2.555,19	R\$ 6.132,44
CS6U-325P	LLM Solar	R\$ 2.553,54	R\$ 6.128,49

Fonte: Badiale, 2018.

Os dois modelos de painéis selecionados estão presentes na biblioteca online do software e, portanto, não precisaram ser parametrizados e, logo, foram apenas selecionados durante a etapa de design.

Já para os inversores, considerou-se apenas as duas opções de inversores da empresa brasileira ecoSolys, devido ao custo de aquisição, suporte ao cliente no Brasil, homologação de acordo com as normas brasileiras e a capacidade de expansão. Ambos os inversores, denominados ECOS-1000 e ECOS-2000, não constam na biblioteca online do software e, por isso, foram parametrizados como nas figuras 28 e 29.

Figura 28: Parametrização do inversor ecoSolys ECOS-1000.

CONVERTER ECOS-1000 Name: ECOS-1000 Remove
 Complete Catalog Abbreviation: ECOS1C Copy To Library

Properties
 Name: ECOS-1000
 Abbreviation: ECOS1000
www.homerenergy.com
 Notes:
 This is a generic system converter.

Generic
homerenergy.com

Capacity (kW)	Capital (R\$)	Replacement (R\$)	O&M (R\$/year)
1	R\$1,999.99	R\$1,999.99	R\$0.0

Click here to add new item

Multiplier:

Capacity Optimization
 HOMER Optimizer™
 Search Space
 Size (kW): 0, 1, 2, 3, 4, 5, 6

Inverter Input
 Lifetime (years): 15.00
 Efficiency (%): 93.00
 Parallel with AC generator?

Rectifier Input
 Relative Capacity (%): 100.00
 Efficiency (%): 90.00

Up to 2,000 kW Bidirectional Inverter for **Microgrid applications**
 Our commitment is to provide PCUs and controller as parts of client's solution to achieve targeted LCOE.

Fonte: Software HOMER Pro.

Figura 29: Parametrização do inversor ecoSolys ECOS-2000.

CONVERTER ECOS-2000 Name: ECOS-2000 Remove
 Complete Catalog Abbreviation: ECOS2C Copy To Library

Properties
 Name: ECOS-2000
 Abbreviation: ECOS2000
www.homerenergy.com
 Notes:
 This is a generic system converter.

Generic
homerenergy.com

Capacity (kW)	Capital (R\$)	Replacement (R\$)	O&M (R\$/year)
2	R\$3,350.00	R\$3,350.00	R\$0.0

Click here to add new item

Multiplier:

Capacity Optimization
 HOMER Optimizer™
 Search Space
 Size (kW): 0, 2, 4, 6, 8, 10

Inverter Input
 Lifetime (years): 15.00
 Efficiency (%): 96.60
 Parallel with AC generator?

Rectifier Input
 Relative Capacity (%): 100.00
 Efficiency (%): 90.00

DOES YOUR TEAM NEED HELP LEARNING HOMER?
ON-SITE TRAINING IS AVAILABLE

Fonte: Software HOMER Pro.

No sistema simulado, não foi considerado a inserção de baterias, uma vez que estas geram grandes custos de instalação, substituição, operação, manutenção e componentes extras de proteção. A vantagem do sistema híbrido (geração fotovoltaica e armazenamento por baterias) é constatada apenas em casos em que é utilizada a tarifa branca, permitindo vender a energia em horário de ponta com o custo elevado.

Por fim, foi feita uma combinação dos componentes escolhidos anteriormente para a determinação dos casos de simulação. Na tabela 5 são apresentados quais

componentes foram considerados em cada caso, bem como, suas capacidades e seus custos.

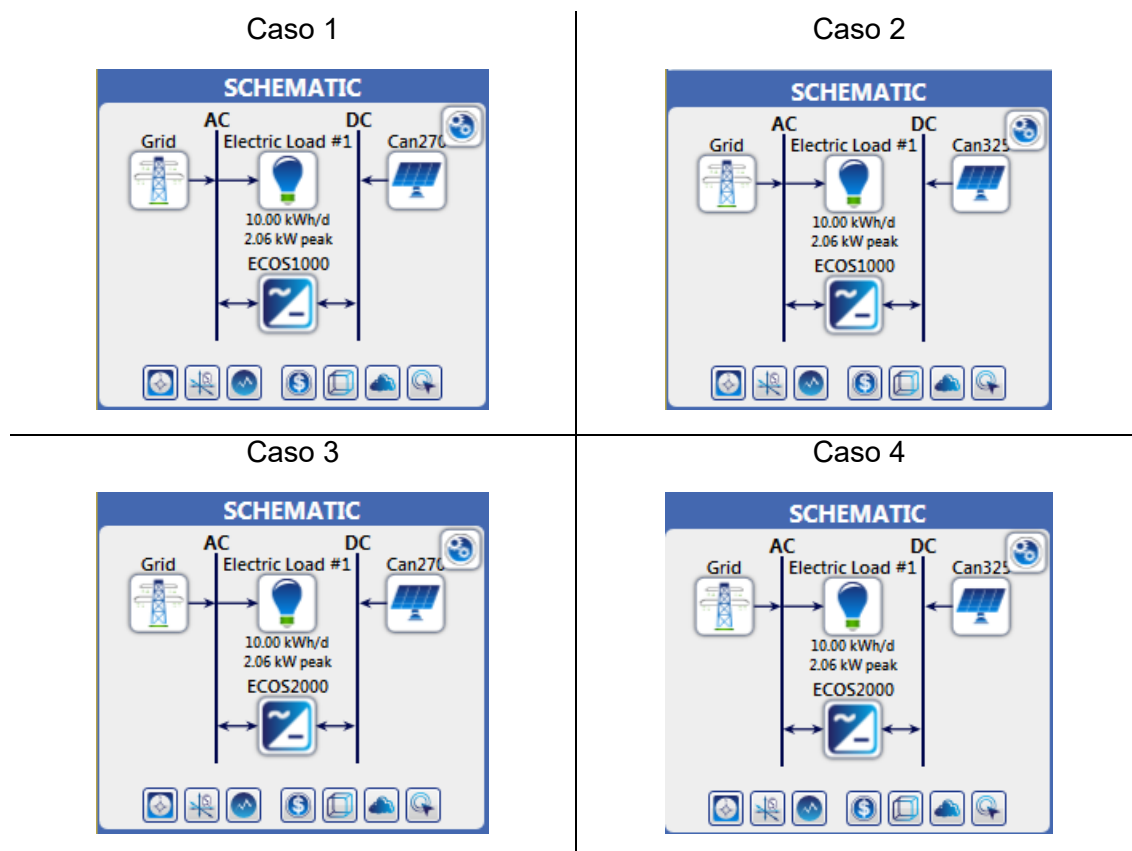
Tabela 5: Componentes utilizados para cada cenário simulado.

Caso	Painel			Inversor		
	Modelo	kWp	Custo	Modelo	Potência	Custo
1	CS6K-270P	0,270	R\$ 689,90	ECOS-1000	1 kW	R\$ 1.999,99
2	CS6U-325P	0,325	R\$ 829,90	ECOS-1000	1 kW	R\$ 1.999,99
3	CS6K-270P	0,270	R\$ 689,90	ECOS-2000	2 kW	R\$ 3.350,00
4	CS6U-325P	0,325	R\$ 829,90	ECOS-2000	2 kW	R\$ 3.350,00

Fonte: Badiale, 2018.

Na figura 30, é apresentado o esquemático de cada cenário simulado, consistindo da rede elétrica (*Grid*), carga do consumidor (*Electric Load #1*), painel solar, onde *Can270* representa o modelo CS6K-270P e *Can325* representa o modelo CS6K-325P, e inversor representado pelos seus modelos, *ECOS1000* ou *ECOS2000*.

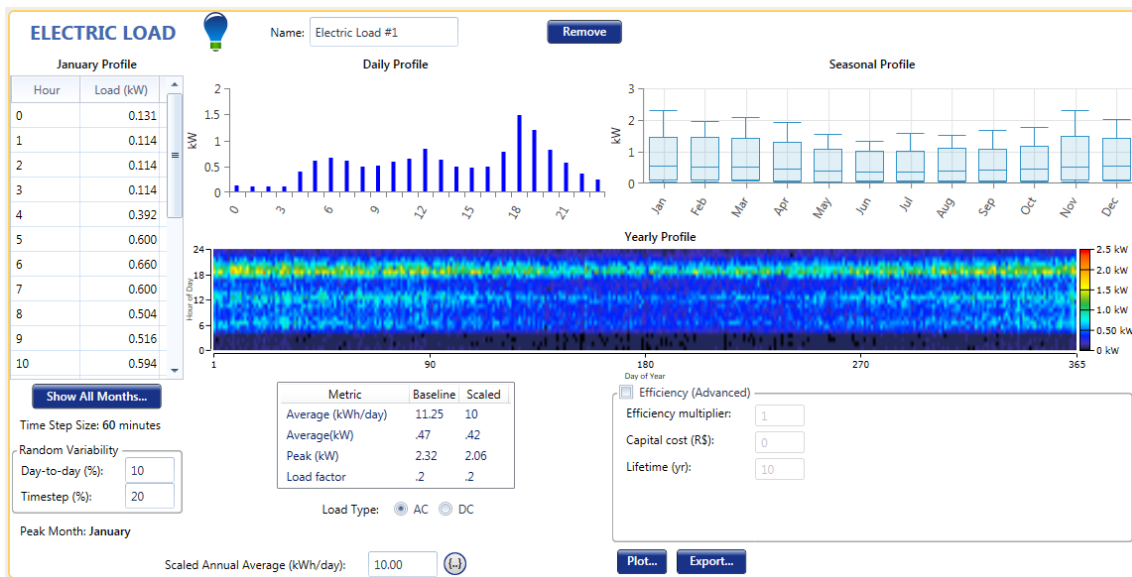
Figura 30: Esquemáticos dos sistemas simulados de 1 a 4 sequencialmente.



Fonte: Software HOMER Pro.

Como visto nos esquemáticos, ainda há a necessidade de definir os parâmetros da carga e da rede. O software é capaz de gerar os parâmetros de carga utilizando sua base de dados, basta apenas acrescentar um multiplicador de forma a atingir uma média de 300 kWh/mês, como mostrado na figura 31. Ainda é possível observar, na figura 31, grande similaridade no perfil diário (“Daily Profile”) em comparação com as figuras 16, 17 e 18 no capítulo quatro, subcapítulo “Curva de carga residencial”.

Figura 31: Curvas de carga utilizadas para a simulação escaladas para uma média de 10 kWh/dia, que resulta em 300 kWh/mês.




Fonte: Software HOMER Pro.

Já os parâmetros de rede utilizados foram simplificados, mostrados na figura 32, no qual é definido apenas um custo de energia de compra e venda (R\$/kWh).

Além desta opção simplificada, o software permite outros tipos de parametrização de custo para sistemas mais complexos, como cobranças em tempo real ou cobranças com taxas horárias, que não serão exploradas nesse contexto.

Figura 32: Parâmetros de rede simplificados, apresentando o custo de compra de 0,551 R\$/kWh e de venda de 0,00 R\$/kWh.

ADVANCED GRID  Name: Grid Abbreviation: Grid Remove
Copy To Library
 Simple Rates Real Time Rates Scheduled Rates Grid Extension Grid
Parameters Emissions
Simple Rates
Grid Power Price (R\$/kWh): 0.551
Grid Net Excess Price (R\$/kWh): 0.000
 Net Metering
 Net purchases calculated monthly.
 Net purchases calculated annually.

Fonte: Software HOMER Pro.

Para uma primeira abordagem, o custo de venda de energia para rede foi de zero reais por kWh, com o intuito de avaliar o pior cenário no ponto de vista de viabilidade econômica, no qual a energia extra gerada não contabiliza nenhum lucro ou crédito. O caso de maior viabilidade foi considerado em uma segunda abordagem, na qual os valores de compra e venda foram considerados iguais, com a ideia de demonstrar o efeito do crédito de energia regulamentado pela ANEEL (2012, 2015) sendo esse o melhor cenário possível do ponto de vista de viabilidade econômica.

5.3 Resultados das simulações

Nessa seção são apresentados os resultados mais interessantes para a análise desse trabalho, incluindo a arquitetura otimizada do sistema do sistema de geração fotovoltaico calculada pelo software, o investimento inicial do sistema e alguns gráficos de geração, consumo e venda de energia, curvas de fluxo de caixa comparativa entre o caso base, sem geração, e o caso apresentado em questão e, por fim, o tempo de retorno simples e descontado.

5.3.1 Arquiteturas e capital inicial

O software simulou diversas arquiteturas possíveis para cada cenário, eliminando casos em que a topologia apresentava inconsistências, como a falta de inversores. Em cada cenário avaliado apresentou uma topologia otimizada, contempladas sequencialmente nas tabelas 6 a 9. Cada uma dessas tabelas apresenta o número de painéis necessários no sistema de geração fotovoltaico, o número de inversores necessários, o custo de cada componente, o custo total por componente, o investimento inicial e a capacidade instalada de cada cenário.

Tabela 6: Topologia otimizada para o primeiro cenário.

Cenário 1	Componente	Modelo	Capacidade	Quantidade	Custo Unitário	Custo Total
	Painel Solar	CS6K-270P	0,27 kWp	10	R\$ 689,90	R\$ 6.899,00
	Inversor	ECOS-1000	1 kW	2	R\$ 1.999,99	R\$ 3.999,98
	Capacidade Instalada			2,7 kWp	Capital Inicial	R\$ 10.898,98

Fonte: Badiale, 2018.

Tabela 7: Topologia otimizada para o segundo cenário.

Cenário 2	Componente	Modelo	Capacidade	Quantidade	Custo Unitário	Custo Total
	Painel Solar	CS6U-325P	0,325 kWp	8	R\$ 829,90	R\$ 6.639,20
	Inversor	ECOS-1000	1 kW	2	R\$ 1.999,99	R\$ 3.999,98
	Capacidade Instalada			2,6 kWp	Capital Inicial	R\$ 10.639,18

Fonte: Badiale, 2018.

Tabela 8: Topologia otimizada para o terceiro cenário.

Cenário 3	Componente	Modelo	Capacidade	Quantidade	Custo Unitário	Custo Total
	Painel Solar	CS6K-270P	0,27 kWp	10	R\$ 689,90	R\$ 6.899,00
	Inversor	ECOS-2000	2 kW	1	R\$ 3.350,00	R\$ 3.350,00
	Capacidade Instalada			2,7 kWp	Capital Inicial	R\$ 10.249,00

Fonte: Badiale, 2018.

Tabela 9: Topologia otimizada para o quarto cenário.

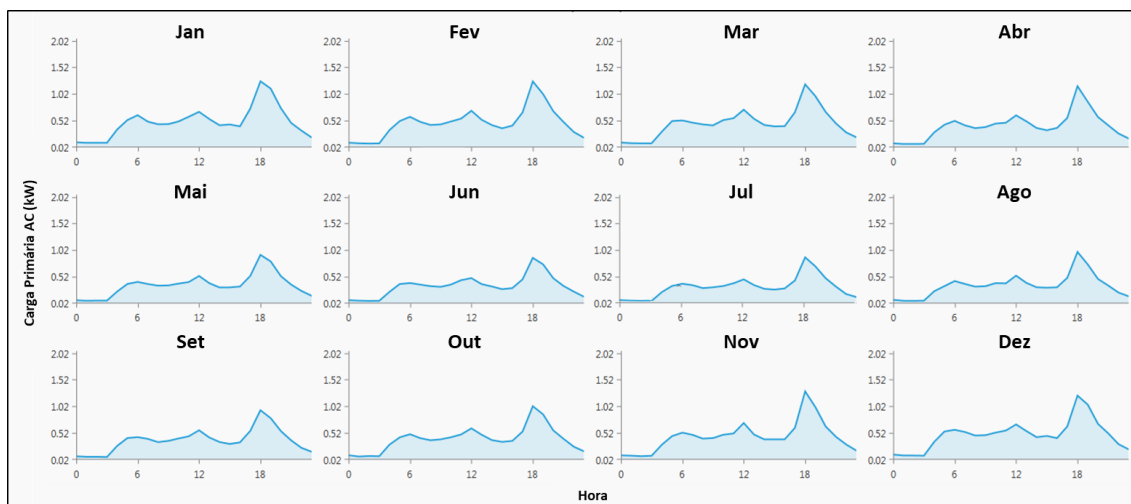
Cenário 4	Componente	Modelo	Capacidade	Quantidade	Custo Unitário	Custo Total
	Painel Solar	CS6U-325P	0,325 kWp	8	R\$ 829,90	R\$ 6.639,20
Inversor	ECOS-2000	2 kW	1	R\$ 3.350,00	R\$ 3.350,00	
Capacidade Instalada				2,6 kWp	Capital Inicial	R\$ 9.989,20

Fonte: Badiale, 2018.

5.3.2 Curvas de consumo, geração e venda de energia

A curva de consumo médio mensal utilizada na simulação é apresentada na figura 33, que é a mesma para todos os cenários. É interessante observar novamente que o pico de consumo de energia ocorre dentro do horário de ponta para todos os meses.

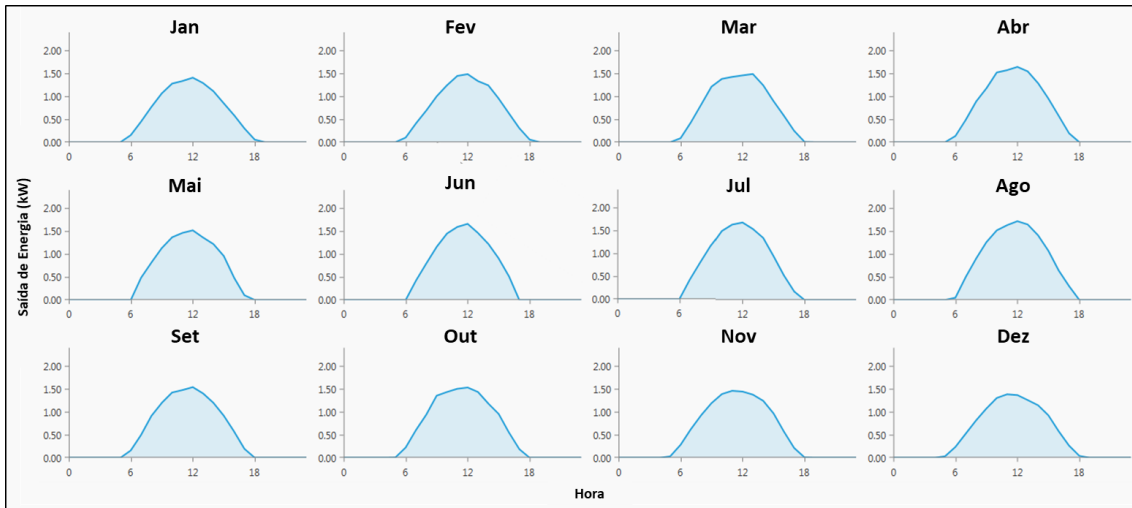
Figura 33: Curva de consumo mensal médio.



Fonte: Software HOMER Pro.

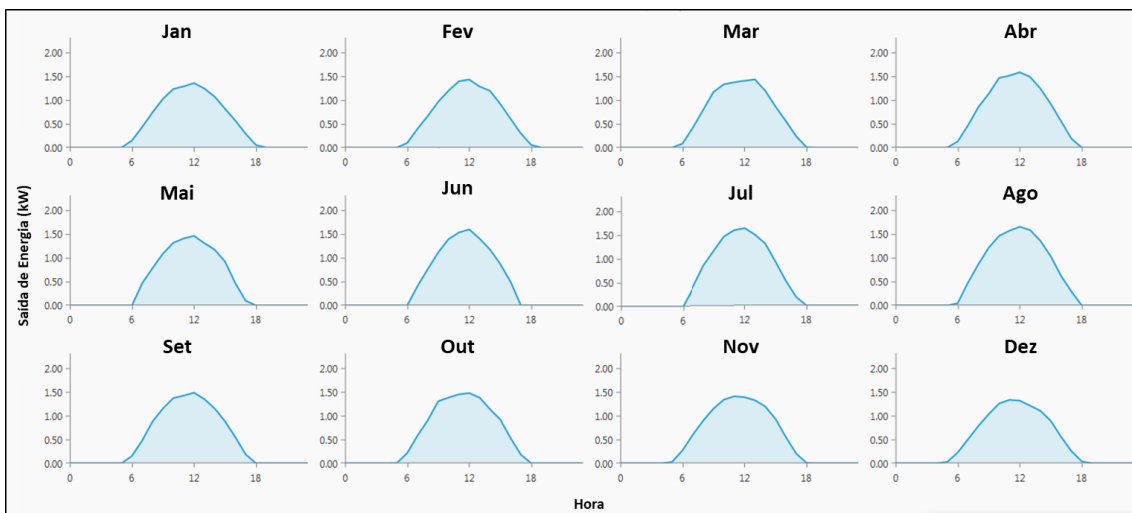
A simulação forneceu, como um dos resultados, as curvas de geração do conjunto de painéis utilizados em cada cenário. Para cada arquitetura, observa-se um padrão de curva de geração nos cenários um e três, com a mesma quantidade e modelo de painéis, e curva de geração mensal média, apresentadas na figura 34, iguais. De forma similar, os cenários dois e quatro apresentam curvas mensais média de geração iguais entre si, conforme a figura 35, mas diferentes das apresentadas nos cenários um e três.

Figura 34: Curva de geração mensal média (cenários um e três).



Fonte: Software HOMER Pro.

Figura 35: Curva de geração mensal média (cenários dois e quatro).

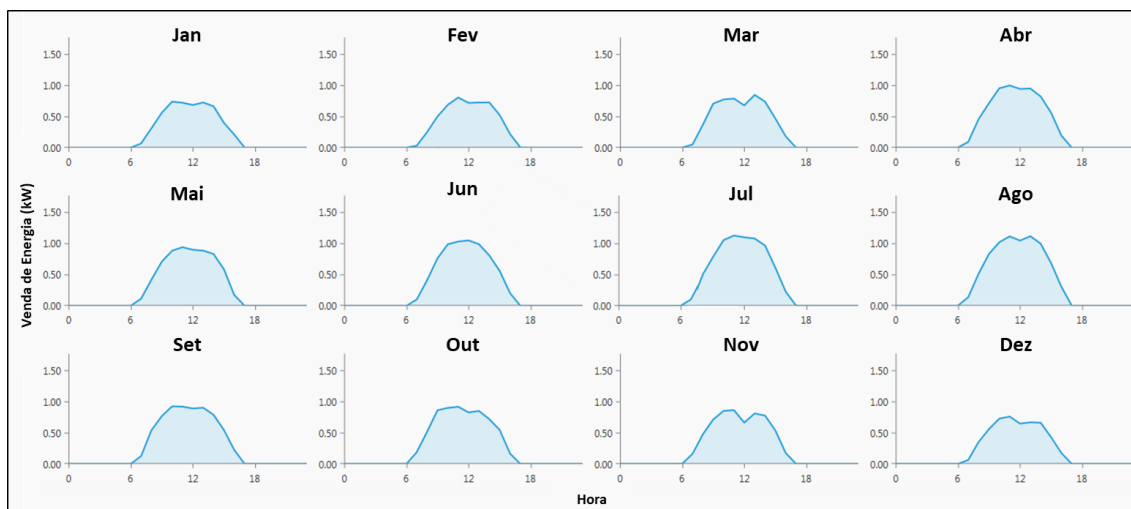


Fonte: Software HOMER Pro.

É interessante observar que as curvas de geração são compreendidas entre os horários 6h e 18h em todos os meses e cenários, o que indica que a geração de energia elétrica fotovoltaica só ocorre em horário fora de ponta.

Com as curvas de consumo e as curvas de geração, foi possível obter as curvas de energia excedente gerada mensal média, retratada na figura 36, a qual representa a energia que o sistema fotovoltaico gera a mais que o que é consumido, podendo então ser vendida a rede elétrica ou armazenada, caso fossem utilizadas baterias.

Figura 36: Curva de energia excedente mensal média.



Fonte: Software HOMER Pro.

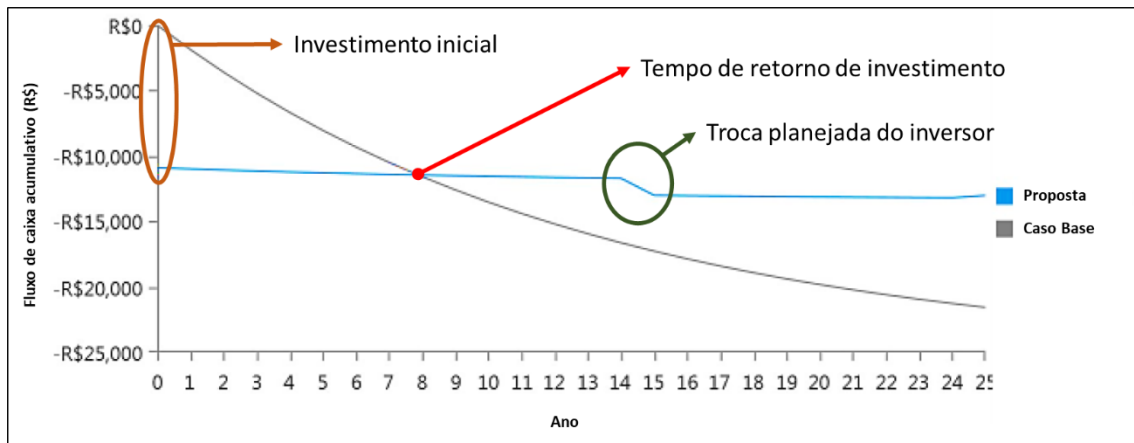
Avaliando as curvas da figura 36, constata-se que a energia excedente mensal média ocorre, também, no horário fora de ponta. O que para consumidores que adotarem a tarifa branca, poderão ter prejuízos, visto que a venda da energia para rede terá um custo menor do que a energia comprada no horário de ponta. Nestes casos, seria interessante a utilização de baterias, permitindo, assim, a venda ou consumo da energia sobressalente no horário de ponta.

5.3.3 Fluxo de caixa e retorno de investimento

O fluxo de caixa representa os gastos ao longo do período de vida do projeto. No caso deste trabalho, o fluxo de caixa é utilizado para comparar um caso base, onde o consumidor só compraria energia da rede, sem nenhum tipo de geração, com o projeto de geração fotovoltaica proposto.

Na figura 37 é apresentado o gráfico de fluxo de caixa simulado para o primeiro cenário, em função do tempo do projeto. Nele, é possível observar o investimento inicial do projeto proposto. Verifica-se do cruzamento entre os casos, qual é o tempo de retorno do projeto. Ainda, uma leve queda na curva do projeto proposto por volta do ano 14 indica a troca planejada dos inversores, que possuem vida útil em torno de 15 anos.

Figura 37: Fluxo de caixa acumulado simulado do primeiro cenário.



Fonte: Software HOMER Pro.

Na tabela 10 são retratados o investimento inicial de cada cenário ao lado do tempo de retorno do investimento simulados.

Tabela 10: Investimento inicial e tempo de retorno de cada cenário.

	Capital Inicial	Tempo de Retorno
Cenário 1	R\$ 10.898,98	7,88 anos
Cenário 2	R\$ 10.639,18	7,79 anos
Cenário 3	R\$ 10.249,00	7,12 anos
Cenário 4	R\$ 9.989,20	7,00 anos

Fonte: Badiale, 2018.

5.3.4 Análise dos resultados e definição do melhor caso

Os resultados obtidos em todos os casos para o retorno dos investimentos iniciais com descontos foram similares, apresentando como limites os valores de 7 anos, para o quarto cenário, e 7 anos, 10 meses e 17 dias, para o primeiro cenário. Os resultados indicam que todos os projetos seriam viáveis, uma vez que ocorre o retorno dos gastos iniciais em menos de metade do período de vida útil do projeto, gerando redução de custos por aproximadamente 17 anos.

Assim, a definição do melhor caso para a segunda etapa das simulações foi feita baseando-se nos custos por capacidade instalada (R\$/kWp), de forma a utilizar o sistema que apresentou o melhor custo-benefício. Esses valores são apresentados na tabela 11, na qual o melhor caso está destacado.

Tabela 11: Comparativo entre os casos simulados para definição de qual apresenta maior custo-benefício.

	Capital Inicial	Capacidade Instalada		Custo por kWp	
Cenário 1	R\$ 10.898,98	2,7	kWp	4036,66	R\$/kWp
Cenário 2	R\$ 10.639,18	2,6	kWp	4091,99	R\$/kWp
Cenário 3	R\$ 10.249,00	2,7	kWp	3795,93	R\$/kWp
Cenário 4	R\$ 9.989,20	2,6	kWp	3842,00	R\$/kWp

Fonte: Badiale, 2018.

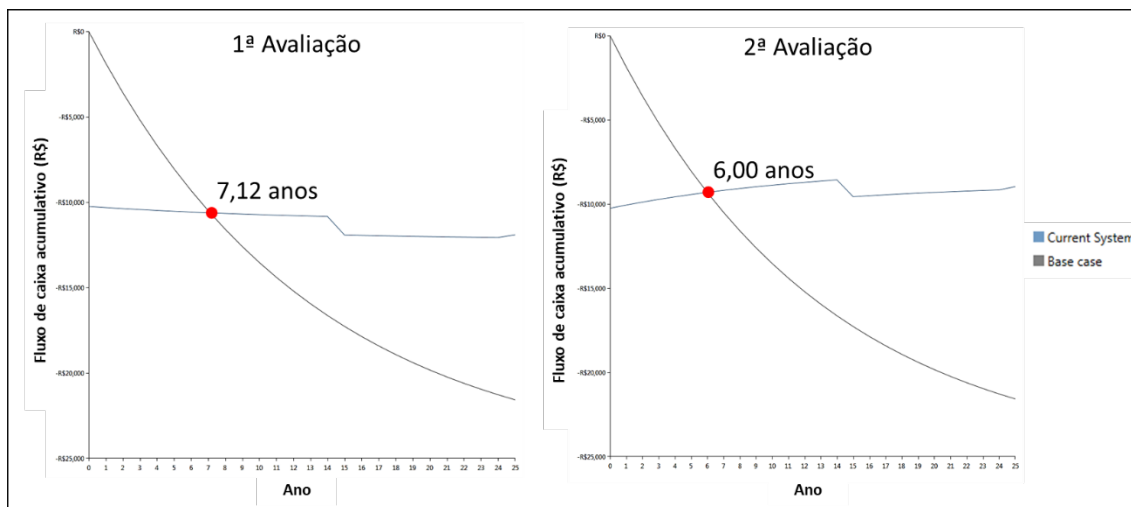
5.3.5 Resultado da simulação considerando créditos de energia

O terceiro caso foi reavaliado agora considerando a venda de energia por créditos de energia. Para isso, admitiu-se que o valor de venda de energia é o mesmo da compra. Esta hipótese não é uma representação perfeita com o sistema de créditos regulamentado pela ANEEL, pois implica que há movimentação de dinheiro, mas exemplifica o efeito da possibilidade de venda de energia.

De forma similar ao terceiro cenário apresentado anteriormente, o software analisou diversas arquiteturas para determinar o caso ótimo. Essa nova simulação gerou a mesma arquitetura otimizada apresentada anteriormente para o terceiro cenário, mantendo assim o mesmo investimento inicial, gráficos de geração, compra e venda de energia.

A diferença entre essa simulação e a anterior ocorre no fluxo de caixa, detalhado na figura 38. Agora com a possibilidade de venda de energia o tempo de retorno dos investimentos iniciais com descontos é reduzido de 7 anos, 1 mês e 13 dias para 6 anos, implicando em uma redução de aproximadamente 15,7%. Esta análise demonstra o efeito da venda de energia sobressalente e aumenta a viabilidade econômica do projeto.

Figura 38: Gráfico comparativo do fluxo de caixa da primeira e segunda avaliação do terceiro cenário.



Fonte: Badiale, 2018.

É interessante observar no fluxo de caixa da segunda avaliação que a curva do projeto proposto é crescente, o que indica aumento do valor do projeto, reduzindo assim o tempo de retorno do investimento.

Capítulo 6 - Conclusão

A tecnologia de painéis fotovoltaicos evoluiu muito ao longo dos anos, as primeiras células apresentavam eficiência de 4% em 1953, já as células modernas, , entre 15% e 19%, com duração de 20 a 25 anos, o que determina a vida útil de um projeto de geração fotovoltaica. Diante desse cenário, neste trabalho explorou-se uma análise de viabilidade econômica para instalação de painéis fotovoltaicos em residências com padrão de consumo mensal de 300 kWh. Nas discussões iniciais deste trabalho, apontou-se que:

- Os inversores são partes fundamentais do sistema, sejam eles conectados à rede com ou sem transformador. Eles são responsáveis por converter a energia gerada em corrente contínua para corrente alternada. Apresentam vida útil de até 15 anos e passam por uma substituição ao longo da vida útil do projeto.

- As baterias são um meio de armazenar a energia gerada pelo sistema fotovoltaico. Para uma instalação fotovoltaica, como a proposta neste trabalho, com capacidade de geração de 2,4 kWp, seria necessária a instalação de 10 unidades de baterias de 240 Ah, resultando em um peso de 603 kg.

- A modalidade tarifária convencional é mais interessante que a tarifa branca para sistemas de geração fotovoltaica, uma vez que a maior geração ocorre entre às 6h e 18h, horário fora de ponta e, portanto, de menor custo da energia. Entretanto, usuários da tarifa branca poderiam utilizar baterias para vender a energia excedente gerada na sua instalação no período de maior valor da energia elétrica.

Na sequência, foi explanado que, no Brasil, há um grande potencial ao longo do ano para geração de energia elétrica fotovoltaica, principalmente nas regiões ao oeste da Bahia e ao norte de Minas Gerais. Por outro lado, algumas regiões do país ainda há potenciais interessantes, mas que sofrem mais com a influência da mudança das estações, como o estado do Rio Grande do Sul.

No projeto proposto considerou que , para a cidade de Campinas a inclinação ideal é de aproximadamente 23°. Quanto a posição dos painéis, com a face geradora posicionada para o norte. Além disso, para satisfazer o consumo desejado de 300 kWh, uma capacidade de geração fotovoltaica de pelo menos 2,4 kWp.

Para os estudos de viabilidade econômica do projeto, a determinação dos painéis solares utilizados no sistema de geração solar para a simulação foi baseada no custo-benefício dos componentes. Para os inversores adotou-se uma avaliação baseada na disponibilidade de suporte ao cliente no Brasil, bem como o custo-benefício, e, por isso, foram selecionados inversores da empresa nacional ecoSolys. A

utilização de baterias foi descartada devido à manutenção e aos custos envolvidos, os quais trariam pouco benefício ao consumidor com tarifação convencional.

Os quatro cenários foram simulados considerando uma combinação dos dois modelos de painéis e inversores selecionados. Dos quatro cenários simulados, dois deles (1º e 3º) apresentavam a capacidade de geração de 2,7 kWp utilizando um conjunto de 10 painéis solares, enquanto os outros dois casos (2º e 4º), utilizando um conjunto de 8 painéis e uma capacidade de geração de 2,6 kWp.

Entre os quatro cenários, observou-se que em dois deles (1º e 2º) ocorre a utilização de dois inversores, enquanto nos outros dois (3º e 4º) utiliza-se apenas um inversor. Isso ocorreu devido à diferença entre a potência nominal entre os inversores escolhidos.

Na primeira avaliação dos cenários, a venda de energia foi desconsiderada e, assim, o tempo de retorno de investimento dos cenários foi determinado entre 7,88 e 7 anos. Em seguida, foi feita uma segunda avaliação considerando apenas o terceiro cenário, o qual apresentou o menor custo por capacidade instalada (R\$/kWp). Nessa reavaliação considerou-se a possibilidade de venda de energia na tarifação convencional em troca de créditos de energia. O resultado observado é uma redução de 15,7% no tempo de retorno de investimento, que passa de 7 anos, 1 mês e 13 dias para 6 anos.

Por fim, os resultados de simulação do projeto de geração solar para residências com padrão de consumo mensal de 300 kWh demonstrou que o mesmo é economicamente viável.

Referências bibliográficas

ANEEL. **Atlas de Energia Elétrica do Brasil**. 2.ed. Brasília, 2005. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/download.htm>>. Acesso em: nov. 2017

_____. **Resolução Normativa Nº 414, de 9 de setembro de 2010**: Estabelece as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica de forma atualizada e consolidada. 2010. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414comp.pdf>>. Acesso em: set. 2017.

_____. **Resolução Normativa Nº 482, de 17 de abril de 2012**: Estabelece as condições gerais para o acesso de micro geração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências. 2012. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: jul. 2018.

_____. **Resolução Normativa Nº 687, de 24 de novembro de 2015**: Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST. 2015. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>. Acesso em: jul. 2018.

_____. **Tarifa Branca**. 2015. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/tarifa-branca>>. Acesso em: dez. 2018.

_____. **Tarifa branca é nova opção para os consumidores a partir de 2018**. 2017. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao/-/asset_publisher/XGPXSqdMFHrE/content/tarifa-branca-e-nova-opcao-para-os-consumidores-a-partir-de-2018/656877?inheritRedirect=false>. Acesso em: dez. 2018.

CANADIAN SOLAR. **Canadian Solar Datasheet: MAXPOWER CS6U-325 | 330 | 335P**. Ontário, 2018. Disponível em: <https://www.canadiansolar.com/fileadmin/user_upload/downloads/datasheets/en/new/2018-4-12-v5.562/Canadian_Solar-Datasheet-MaxPower_CS6U-P_v5.562_EN.pdf>. Acesso em: dez. 2018.

CEPAGRI/UNICAMP. **Centro de Pesquisas Meteorológicas e Climáticas Aplicadas à Agricultura**. Disponível em: <<https://www.cpa.unicamp.br/>>. Acesso em: jul. 2018.

CPFL ENERGIA. **Tarifa Branca**. São Paulo, 2018. Disponível em: <<https://www.cpf.com.br/atendimento-a-consumidores/tarifa-branca/Paginas/default.aspx>>. Acesso em: dez. 2018.

FRANCISQUINI, A.A. **Estimação de Curvas de Carga em Pontos de Consumo e em Transformadores de Distribuição**. 2006. Dissertação de Mestrado - Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”, Ilha Solteira, 2006.

FRED ECONOMIC DATA. **Interest Rates: Discount Rate for Brazil**. Disponível em: <<https://fred.stlouisfed.org/series/INTDSRBRM193N>>. Acesso em: ago. 2018.

GLOBO CIÊNCIA. **Saiba por que a duração da luz solar é diferente em várias partes do globo**. São Paulo: Globo, 2012. Disponível em: <<http://glo.bo/U4373H>>. Acesso em: dez. 2018.

GRINBAUM, R. **Fukushima tenta se reerguer sete anos após maior tragédia nuclear do Japão**. São Paulo: Estadão de São Paulo, 2018. Disponível em: <<https://internacional.estadao.com.br/noticias/geral,fukushima-tenta-se-reerguer-sete-anos-apos-maior-tragedia-nuclear-do-japao,70002158674>>. Acesso em: dez. 2018.

HALLIDAY, D.; RESNICK, R.; WALKER, J. **Fundamentos de Física, Volume 4: óptica e física moderna**. Tradução Ronaldo Sérgio de Biasi. 10.ed. Rio de Janeiro, 2016.

HOMER ENERGY. **Testimonials**. 2018. Disponível em: <<https://www.homerenergy.com/products/pro/testimonials.html>>. Acesso em: dez. 2018.

INTERNATIONAL RESEARCH INSTITUTE FOR CLIMATE PREDICTION (IRI). **Climate Data Library**. Disponível em: <<http://iridl.ldeo.columbia.edu/>>. Acesso em: ago. 2018.

NATIONAL CLIMATIC DATA CENTER – NCDC. **National Center for Environmental Information**. Disponível em: <<http://www.ncdc.noaa.gov/>>. Acesso em: ago. 2018.

NEOSOLAR. **Guia prático: Energia solar fotovoltaica**. 2016. Disponível em: <https://www.neosolar.com.br/media/guia/Guia_Pratico_NEOSOLAR_Mai_2016.pdf>. Acesso em: dez. 2018.

NELSON, B. **Do it yourself Solar Garage**. Disponível em: <<https://www.instructables.com/id/DIY-Solar-Garage/>>. Acesso em: jun. 2018.

PEREIRA, E.B. et al. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. 1.ed. São José dos Campos, 2006. 64p. Disponível em: <http://ftp.cptec.inpe.br/labren/publ/livros/brazil_solar_atlas_R1.pdf>. Acesso em: nov. 2017.

PORTAL SOLAR. **Como funciona o Pannel Solar Fotovoltaico: Placas Fotovoltaicas**. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/como-funciona-o-pannel-solar-fotovoltaico.html>>. Acesso em: nov. 2017.

_____. **O Inversor Solar**. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/o-inversor-solar.html>>. Acesso em: nov. 2017.

_____. **Melhor Direção do Pannel Solar Fotovoltaico**. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/a-melhor-direcao-do-pannel-solar-fotovoltaico.html>>. Acesso em: jan. 2018.

_____. **Passo a Passo da Fabricação do Pannel Solar**: Insumos Utilizados na Fabricação do Pannel Solar Fotovoltaico. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/passo-a-passo-da-fabricacao-do-pannel-solar.html>>. Acesso em: nov. 2017.

SWERA. **Solar and Wind Energy Resource Assessment (SWERA)**. Disponível em: <<https://maps.nrel.gov/swera/>>. Acesso em: out. 2017.

RITCHIE, H.; ROSER, M. **Renewables**. 2018. Disponível em: <<https://ourworldindata.org/renewables>>. Acesso em: dez. 2018.

SHAHAN, Z. Solar Panel Prices Continue Falling Quicker Than Expected. Clean Technica, 2018.

SOLAR PATHFINDER. **Instruction Manual for The Solar Pathfinder Unit**. Disponível em: <<https://www.solarpathfinder.com/pdf/pathfinder-manual.pdf>>. Acesso em: jan. 2018.

SUNLAB. **Dimensionamento solar fotovoltaico**. São Paulo, 2018. Disponível em: <http://www.sunlab.com.br/Dimensionamento_solar_fotovoltaico.htm>. Acesso em: dez 2018.

TIBA, C.... et al. **Atlas Solarimétrico do Brasil: Banco de Dados Solarimétricos**. Recife: Ed. Universitária da UFPE, 2000. 111 p.: il., tab., mapas. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Atlas_Solarimetrico_do_Brasil_2000.pdf>. Acesso em: nov. 2017

TRADING ECONOMICS. **Brazil Inflation Rate 1980-2018**. Disponível em: <<https://tradingeconomics.com/brazil/inflation-cpi>>. Acesso em: ago. 2018.

U.S. GEOLOGICAL SURVEY. **Earth Resources Observation and Science (EROS)**. Disponível em: <<https://eros.usgs.gov/>>. Acesso em: ago. 2018.

VALLÊRA, A.M. et al. **Meio Século de História Fotovoltaica**. Lisboa, 2006. Disponível em: <<http://solar.fc.ul.pt/gazeta2006.pdf>>. Acesso em: nov. 2017.

VIALLI, A. **Brasil já está entre os 30 maiores geradores de energia fotovoltaica**. São Paulo: Folha de São Paulo, 2018. Disponível em: <<https://folha.com/r5kcnvuy>>. Acesso em: dez. 2018.

WORLD BANK GROUP. **Global Solar Atlas**. Disponível em: <<http://globalsolaratlas.info/>>. Acesso em: jan. 2018.

WORLD ENERGY COUNCIL. **Energy Resources: Winds**. Disponível em: <<https://www.worldenergy.org/data/resources/resource/wind/>>. Acesso em: set. 2017.