

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA  
CENTRO DE TECNOLOGIA  
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

Elias Machado Algarve

**ANÁLISE DA PRECIFICAÇÃO DE TARIFA EM TEMPO REAL PARA UM  
CONSUMIDOR RESIDENCIAL COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

Santa Maria, RS  
2021

**Elias Machado Algarve**

**ANÁLISE DA PRECIFICAÇÃO DE TARIFA EM TEMPO REAL PARA UM CONSUMIDOR  
RESIDENCIAL COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica da **Universidade Federal de Santa Maria** (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção do título de **Engenheiro Eletricista**.

ORIENTADOR: Prof. Daniel Pinheiro Bernardon

Santa Maria, RS  
2021

**Elias Machado Algarve**

**ANÁLISE DA PRECIFICAÇÃO DE TARIFA EM TEMPO REAL PARA UM CONSUMIDOR  
RESIDENCIAL COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica da **Universidade Federal de Santa Maria** (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção do título de **Engenheiro Eletricista**.

**Aprovado em 12 de maio de 2021:**

---

**Daniel Pinheiro Bernardon, Dr. (UFSM)**  
(Presidente/Orientador)

---

**Emerson Rafael da Silva, Me. (UFSM)**

---

**Robson Porsch Delavechia, Me. (UFSM)**

Santa Maria, RS  
2021

## RESUMO

### ANÁLISE DA PRECIFICAÇÃO DE TARIFA EM TEMPO REAL PARA UM CONSUMIDOR RESIDENCIAL COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

AUTOR: Elias Machado Algarve

ORIENTADOR: Daniel Pinheiro Bernardon

A diversificação da matriz energética e o crescente uso da energia elétrica resultaram em vários desafios. Um deles é o horário de pico no consumo de energia elétrica que faz com que o Sistema Elétrico de Potência seja super dimensionado para atender o mesmo, desafio este que a ANEEL busca resolver com a aplicação da Tarifa Branca, o qual estimula o consumidor a mudar seus hábitos, deslocando o pico de consumo para horários alternativos, em troca de energia elétrica mais barata. Outro desafio que veio com essa diversificação é o crescente aumento dos consumidores que optam por produzir a sua própria energia através das Gerações Distribuídas (GDs), onde o consumidor tem a opção de emprestar sua produção excedente a distribuidora de energia e posteriormente recebe-la de volta, utilizando o sistema como uma bateria. Sendo assim, o presente estudo tem como objetivo apresentar as tarifas aplicadas pela distribuidora de energia ao consumidor residencial e também uma forma de tarifação alternativa, a Tarifa Precificada em Tempo Real, que possibilita a aplicação de um índice que pode variar a cada hora, sendo o índice criado neste estudo baseado nos custos de geração, transmissão e distribuição de energia, bem como os encargos setoriais. Essas tarifas serão aplicadas a um consumidor residencial com uma GD fotovoltaica. Com auxílio do software Homer Legacy, essas tarifas e suas combinações com a GD são exploradas e apresentadas junto dos resultados gerados, bem como os aspectos regulatórios e incentivos a GD.

**Palavras-chave:** Tarifação. Precificada. Geração. Distribuída. Homer. Legacy.

## **ABSTRACT**

### **ANALYSIS OF REAL TIME FEE PRICING FOR A RESIDENTIAL CONSUMER WITH DISTRIBUTED GENERATION**

**AUTHOR:** Elias Machado Algarve  
**ADVISOR:** Daniel Pinheiro Bernardon

The diversification of the energy matrix and the growing use of electricity resulted in several challenges. One of them is the peak hour in electricity consumption, which makes the Electric Power System oversized to meet the same, a challenge that ANEEL seeks to solve with an application of the White Tariff, which encourages consumers to change their habits, shifting the consumption peak to alternative times, in exchange for cheaper electricity. Another challenge that came with this diversification is the increased increase in consumers who choose to produce their own energy through Distributed Generations (DGs), where the consumer has an option to lend their surplus production to the energy distributor and then receive it from back, using the system as a battery. Therefore, this study aims to present the tariffs applied for the distribution of energy to residential consumers and also a form of alternative tariff, the Real Time Priced Tariff, which allows an application of an index that can vary every hour, being the one created in this study based on the costs of generation, transmission and distribution of energy, as well as sectorial charges. These rates will apply to a residential consumer with a photovoltaic DG. With the help of Homer Legacy software, these fees and their guarantees with GD are explored and associated with the results generated, as well as regulatory aspects and incentives to GD.

**Keywords:** Charging. Priced. Generation. Distributed. Homer. Legacy.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Postos Tarifários - RGE. ....	15
Figura 3.1 – Crescimento da potência instalada e conexões a rede de distribuição. ..	23
Figura 3.2 – Queda no tempo de retorno do investimento em GD. ....	24
Figura 3.3 – Kit fotovoltaico monofásico WEG. ....	25
Figura 3.4 – Representação de uma célula, um módulo e um painel fotovoltaico. ....	25
Figura 3.5 – Sistema de geração fotovoltaica residencial. ....	26
Figura 3.6 – Potencial fotovoltaico médio por mesorregiões no Rio Grande do Sul ....	29
Figura 4.1 – Posição da residência e dos painéis fotovoltaicos. ....	31
Figura 4.2 – Equipamentos utilizados no <i>software Homer Legacy</i> . ....	34
Figura 4.3 – Grig - rede da distribuidora - tarifa branca. ....	35
Figura 4.4 – Curva de carga em estudo, dia útil. ....	35
Figura 4.5 – Curva de carga em estudo, fim de semana. ....	36
Figura 4.6 – Dados de entrada do Conversor. ....	36
Figura 4.7 – Painel Fotovoltaico ....	37

## LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 2.1 – Comparativo entre a Tarifa Branca e a Tarifa Convencional. ....	15
Gráfico 2.2 – Valores de tarifa dinâmica cobrados no dia 28/04/2020. ....	16
Gráfico 2.3 – Patamares de cobrança diários no <i>software Homer Legacy</i> ....	17
Gráfico 2.4 – Patamares de cobrança nos dias úteis. ....	18
Gráfico 2.5 – Patamares de cobrança no fim de semana. ....	18
Gráfico 3.1 – Recurso Solar referente a coordenada de Santa Maria - RS. ....	27
Gráfico 3.2 – Precipitação anual de Santa Maria. ....	28
Gráfico 3.3 – Temperatura média anual de Santa Maria. ....	28
Gráfico 4.1 – Retorno do investimento - Tarifa Convencional com GD. ....	38
Gráfico 4.2 – Análise de sensibilidade Tarifa Convencional com GD. ....	39
Gráfico 4.3 – Retorno do investimento - Tarifa Branca com GD. ....	40
Gráfico 4.4 – Análise de sensibilidade Tarifa Branca com GD. ....	40
Gráfico 4.5 – Análise de sensibilidade carga com GD. ....	41
Gráfico 4.6 – Retorno do investimento - Tarifa Precificada em Tempo Real com GD. ...	42
Gráfico 4.7 – Análise de sensibilidade Tarifa Precificada em Tempo Real com GD. ...	42
Gráfico 4.8 – Análise de sensibilidade carga com GD. ....	43

## LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Tarifas de aplicação e base econômica para o grupo <b>B</b> (RGE).....	14
Tabela 3.1 – Produtividade da Energia Solar Fotovoltaica no RS.....	29
Tabela 4.1 – Dados principais do Inversor .....	32
Tabela 4.2 – Dados principais do módulo.....	33
Tabela 4.3 – Tabela comparativa dos sistemas. ....	43
Tabela 4.4 – Tabela comparativa dos sistemas, com a carga 20% maior. ....	44
Tabela 4.5 – Tabela comparativa, com a carga 20% maior e GD com subsídio de 25%. ....	44
Tabela A.1 – Tarifa Precificada em Tempo Real.....	49



## **LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS**

GD	Geração Distribuída
TE	Tarifa de Energia
SGT	Superintendência de Gestão Tarifária
TUSD	Tarifas de Utilização do Sistema de Distribuição
ANEEL	Agencia Nacional de Energia Elétrica

## LISTA DE SÍMBOLOS

kWh	kilowatt hora
MWh	megawatt hora
kWp	kilowatt pico

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>11</b>
1.1	MOTIVAÇÃO E JUSTIFICATIVA	11
1.2	OBJETIVO GERAL	12
1.3	OBJETIVOS ESPECÍFICOS	12
1.4	ORGANIZAÇÃO DOS CAPÍTULOS	12
<b>2</b>	<b>ESTRUTURA TARIFÁRIA PARA CONSUMIDORES RESIDENCIAIS</b>	<b>13</b>
2.1	TARIFA CONVENCIONAL	14
2.2	TARIFA BRANCA	14
2.3	TARIFA PRECIFICADA EM TEMPO REAL	16
2.4	COMPENSAÇÃO TÉCNICA	18
<b>3</b>	<b>GERAÇÃO DISTRIBUÍDA</b>	<b>20</b>
3.1	CONCEITOS	20
3.2	INCENTIVOS	21
<b>3.2.1</b>	<b>Incentivos Fiscais e Financeiros</b>	<b>21</b>
<b>3.2.2</b>	<b>Crescimento das GDs 2012 - 2019</b>	<b>22</b>
3.3	MODELO DE GD FOTOVOLTAICA	24
<b>3.3.1</b>	<b>Potencial Fotovoltaico de uma Região</b>	<b>26</b>
3.3.1.1	<i>Característica do Potencial Fotovoltaico na Região de Santa Maria</i>	27
3.4	ASPECTOS REGULATÓRIOS E TARIFÁRIOS	30
<b>4</b>	<b>ANÁLISE</b>	<b>31</b>
4.1	DADOS DO LOCAL DE INSTALAÇÃO	31
4.2	EQUIPAMENTOS REAIS A SEREM MODELADOS	32
<b>4.2.1</b>	<b>Características do Inversor</b>	<b>32</b>
<b>4.2.2</b>	<b>Características do Módulo Fotovoltaico</b>	<b>32</b>
4.3	MODELAGEM HOMER LEGACY	33
<b>4.3.1</b>	<b>Equipamentos Utilizados no <i>software Homer Legacy</i></b>	<b>33</b>
4.3.1.1	<i>Grid - Rede da Distribuidora</i>	34
4.3.1.2	<i>Carga Residencial</i>	35
4.3.1.3	<i>Conversor</i>	36
4.3.1.4	<i>Painel Fotovoltaico</i>	37
4.4	ESTUDO DE CASO - SIMULAÇÕES	37
<b>4.4.1</b>	<b>Simulação Tarifa Convencional com GD</b>	<b>38</b>
<b>4.4.2</b>	<b>Simulação Tarifa Branca com GD</b>	<b>39</b>
<b>4.4.3</b>	<b>Simulação Tarifa Precificada em Tempo Real com GD</b>	<b>41</b>
4.5	CONSIDERAÇÕES FINAIS	43
<b>5</b>	<b>CONCLUSÃO</b>	<b>45</b>
	<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS</b>	<b>46</b>
	<b>APÊNDICE A – DEMONSTRAÇÕES E CÁLCULOS</b>	<b>49</b>

# 1 INTRODUÇÃO

A tarifação é parte essencial na comercialização da energia elétrica que chega nas residências, na indústria e nos diversos setores da sociedade. Pois é a tarifa de energia elétrica que remunera os setores de geração, transmissão e distribuição, para que haja sustentabilidade, investimentos em expansão e qualidade, tornando o sistema mais eficiente e confiável.

Os consumidores residenciais pertencem ao grupo tarifário **B**, subgrupo **B1**, aos quais são aplicadas as tarifas convencional e branca.

A entrada da Geração Distribuída (GD) no mercado de energia elétrica, tornou possível a troca de energia entre os consumidores, agora produtores de sua própria energia e as distribuidoras de energia. Com isso novas leis e diretrizes se fizeram necessárias para regular essa nova relação.

Tendo em vista a relação entre tarifas, consumidores e distribuidora de energia elétrica, o presente estudo, com o auxílio do *software Homer Legacy*, apresentará uma análise da aplicação das tarifas a que estão sujeitos os consumidores do subgrupo **B1**, adicionando uma tarifa alternativa, a Tarifa Precificada em Tempo Real. Sendo as três tarifas associadas a uma GD fotovoltaica.

## 1.1 MOTIVAÇÃO E JUSTIFICATIVA

A legislação oferece aos consumidores do tipo **B** somente dois tipos de tarifa, a Tarifa Convencional e a Tarifa Branca (ANEEL, 2010b). Diante disso, verifica-se poucas opções para a escolha de uma alternativa que atenda aos hábitos de consumo.

Essa falta de alternativas tarifárias, torna-se um problema maior quando o consumidor produz sua própria energia, utilizando uma GD ligada a rede de distribuição.

Com o crescente aumento da implantação da GD no sistema elétrico brasileiro se faz necessário o conhecimento da melhor e mais vantajosa forma de comercialização da energia trocada entre o produtor da GD e as distribuidoras de energia, para que esta troca seja vantajosa para ambos.

Apesar dos custos de implantação e dos equipamentos de uma GD fotovoltaica tenha diminuído nos últimos tempos, eles continua sendo um empecilho para o crescimento dessa fonte de energia. Isto poderia ser minimizado com tarifas alternativas, que diminuiriam o tempo de retorno do investimento.

## 1.2 OBJETIVO GERAL

Neste trabalho, objetiva-se aplicar as tarifas correntes no Brasil a um consumidor residencial em dois cenários. Primeiro, utiliza-se somente a energia elétrica fornecida pela rede. Segundo, consumidores que utilizam a energia fornecida pela rede associada a uma GD fotovoltaica.

Além disso, procura-se oferecer uma tarifa alternativa, a Tarifa Precificada em Tempo Real, também aplicada a um consumidor residencial, nos mesmos dois cenários propostos.

## 1.3 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Aplicar as tarifas correntes no Brasil e a Tarifa Precificada em Tempo Real a um consumidor residencial localizado na região de Santa Maria no Rio Grande do Sul, conectado somente a rede elétrica e também analisar o mesmo com a inclusão da GD.

Comparar as modalidades tarifárias, com e sem a adição de uma GD, para analisar qual as vantagens e desvantagens de cada combinação. Dessa forma, busca-se estabelecer a melhor forma de utilização do sistema, melhorar a compensação na comercialização e incentivar a produção de energia através da GD.

## 1.4 ORGANIZAÇÃO DOS CAPÍTULOS

O presente trabalho está organizado em cinco capítulos e um apêndice. No capítulo 1 é apresentada uma introdução e os objetivos do trabalho.

O capítulo 2 apresenta as tarifas aplicadas ao consumidor residencial, a tarifa alternativa proposta neste estudo e a forma de compensação da energia elétrica injetada na rede de distribuição, proveniente da GD utilizada pelo consumidor.

No capítulo 3 será apresentado os principais conceitos, incentivos, aspectos regulatórios e tarifas, bem como o modelo da GD fotovoltaica que será utilizada no estudo.

O capítulo 4 apresenta uma análise através de simulações realizadas no *software Homer Legacy*. Para isso será apresentada a modelagem utilizada neste *software* e um estudo de caso que consiste em aplicar as tarifas em estudo a um consumidor residencial, com a utilização de uma GD.

No capítulo 5 são apresentadas as conclusões obtidas neste trabalho, os desafios encontrados e algumas sugestões para trabalhos futuros.

## 2 ESTRUTURA TARIFÁRIA PARA CONSUMIDORES RESIDENCIAIS

A proposta deste trabalho também é de analisar a precificação em tempo real para consumidores residenciais com micro ou minigeração distribuída. Para tanto, serão detalhados os conceitos de GD, bem como os modelos utilizados nas simulações no *software Homer Legacy*.

A tarifa é o valor monetário estabelecido pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), fixado em R\$ (Reais) por unidade de energia elétrica ativa ou da demanda de potência ativa. A tarifa é apresentada ao consumidor na fatura de energia elétrica e é dividida em duas partes, que são:

a) Tarifa de Energia (TE): valor monetário unitário determinado pela ANEEL, em R\$/MWh ou em R\$/kWh, utilizado para efetuar o faturamento mensal referente ao consumo de energia;

b) Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD): valor monetário unitário determinado pela ANEEL, em R\$/MWh ou em R\$/kWh, utilizado para efetuar o faturamento mensal de usuários do sistema de distribuição de energia elétrica pelo uso do sistema (ANEEL, 2017).

Esta tarifa (TUSD + TE), pela lei vigente, pode ser cobrada do consumidor residencial através da Tarifa Convencional ou pela Tarifa Branca. Outra maneira de cobrar esta tarifa, que não consta na lei vigente, é a Tarifa Precificada em Tempo Real. Estas três modalidades tarifárias serão descritas a seguir.

As tarifas utilizadas no estudo são de três tipos. São elas a *Flat Rate* (FR), *Time of Use* (TOU) e *Real Time Pricing* (RTP).

A tarifa tipo FR, tarifa uniforme, segundo (COSTA, 2013), não depende da estação do ano ou dos hábitos de consumo do consumidor, pois tem o mesmo valor ao longo do ano, dias ou horas. Isto é, o consumidor paga o mesmo valor pelo kWh, tanto consumindo no horário de ponta ou fora ponta. A Tarifa Convencional é um exemplo de tarifa FR.

A tarifa tipo TOU, tempo de uso, é diferente dependendo do período do dia, tendo o seu valor mais elevado nos horários em que o consumo de energia é maior e um valor menor nos períodos de pouco consumo, podendo variar também com a estação do ano. No horário de ponta ela tem um valor mais elevado que a tarifa do tipo FR e um valor mais baixo no período fora ponta (COSTA, 2013). A Tarifa Branca é um exemplo de tarifa TOU.

A tarifa tipo RTP, preço em tempo real, é uma tarifa do tipo dinâmica, isto é tem variação de preço, a cada hora. Diferente da tarifa TOU, que para a elaboração dos preços leva em consideração os picos de consumo, a tarifa do tipo RTP leva em consideração as tarifas de acesso ao sistema elétrico, custos de produção e gestão comercial (EPE, 2019). A Tarifa Precificada em Tempo Real proposta neste estudo é um exemplo de tarifa RTP.

## 2.1 TARIFA CONVENCIONAL

A Tarifa Convencional é a modalidade tarifária em que há um único patamar de cobrança, tem um valor único em  $R\$/kWh$  cobrado pela energia consumida e é igual em todos os dias da semana e em todas as horas do dia (ANEEL - SGT, 2016). Para os consumidores do grupo **B**, o valor cobrado sem impostos pelo  $kWh$  é de  $R\$0,56$ , conforme a Tabela 2.1, de onde foram retirados os dados de interesse da resolução homologatória Nº 2.557, de 11 de junho de 2019 (ANEEL, 2019c). Acrescentando os impostos no valor de 33%, o valor do  $kWh$  fica em  $R\$0,84$ .

Tabela 2.1 – Tarifas de aplicação e base econômica para o grupo **B** (RGE).

Modalidade	Posto	Tarifas de Aplicação		
		TUSD		TE
		R\$/MW	R\$/MWh	R\$/MWh
Branca	Ponta	0,00	567,93	426,28
	Intermediário	0,00	382,81	255,81
	Fora de Ponta	0,00	197,70	255,81
Convencional	não se aplica	0,00	290,26	270,01

Fonte: Adaptado de (ANEEL, 2019c)

Segundo o Relatório Fornecimento do Mercado Cativo, de outubro de 2018, fornecido pelo Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica (SAMP) e apresentado pela Superintendência de Gestão Tarifária (SGT), a porcentagem dos consumidores residenciais, que devido ao seus hábitos de consumo, optam pela Tarifa Convencional é de 99,97% (SGT, 2018).

## 2.2 TARIFA BRANCA

A Tarifa Branca é uma modalidade tarifária aplicada aos consumidores do grupo **B**, com exceção ao subgrupo **B4** e consumidores de baixa renda (ANEEL, 2010b).

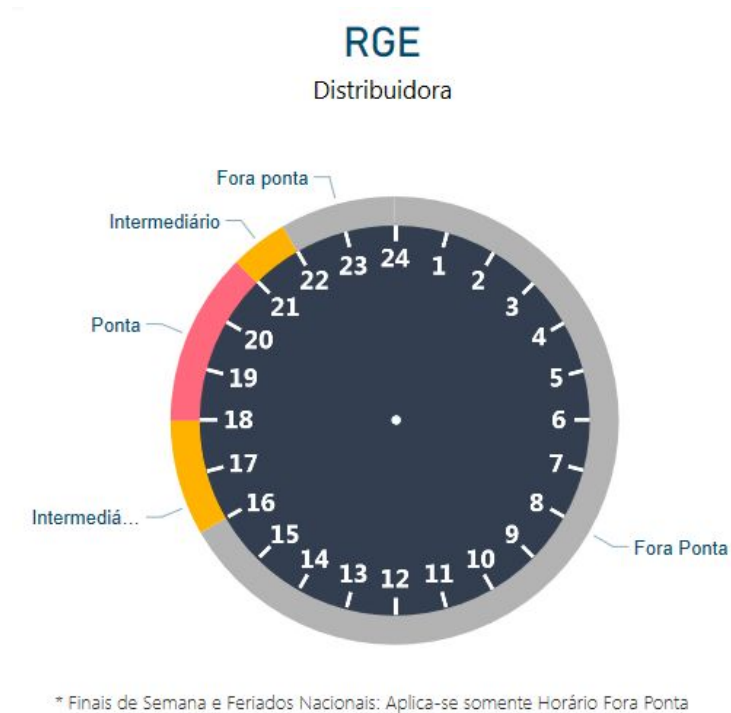
A Tarifa Branca é uma modalidade tarifária que tem como objetivo deslocar o pico de consumo de energia elétrica que fica, no caso da Distribuidora RGE, entre às 16 e 22 horas.

Essa tarifa consiste na determinação de postos tarifários onde o custo da energia é mais elevado no horário de pico de consumo e menos elevado nos períodos de menos consumo. Para isso foram criados três postos tarifários, que estão dispostos conforme a Figura 2.1:

- Ponta (maior demanda de energia),

- Intermediário (via de regra, uma hora antes e uma hora depois do horário de ponta);
- Fora ponta (menor demanda de energia).

Figura 2.1 – Postos Tarifários - RGE.

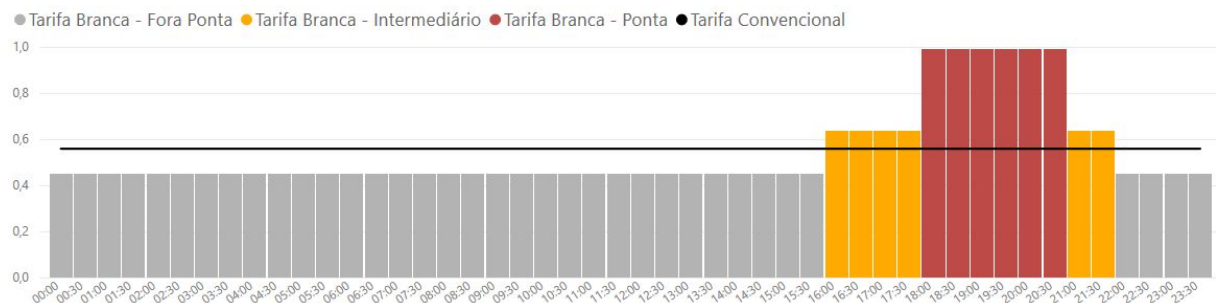


Fonte: (ANEEL, 2020a)

No horário de ponta e intermediário o custo de energia é mais elevado que do período de fora ponta. Nos feriados nacionais e nos fins de semana, o valor cobrado é sempre fora ponta.

Cabe ao consumidor avaliar os seus hábitos de consumo e optar pela mais vantajosa, a Tarifa Convencional ou a Tarifa Branca. O Gráfico 2.1 apresenta uma comparação entre as duas tarifas, onde pode-se verificar os horários onde a tarifa branca é mais vantajosa.

Gráfico 2.1 – Comparativo entre a Tarifa Branca e a Tarifa Convencional.



Fonte: (ANEEL, 2020b)



Na Tabela 2.1, encontram-se os valores em  $R\$/kWh$ , praticados pela distribuidora RGE, Sendo cobrado pelo  $kWh$ , sem impostos:  $R\$0,64$  no horário intermediário,  $R\$0,99$  no horário de ponta e  $R\$0,45$  no horário fora de ponta. Aplicando-se o valor dos impostos de 33%, os valores do  $kWh$  ficaram, respectivamente  $R\$0,95$ ,  $R\$1,48$  e  $R\$0,68$ .

### 2.3 TARIFA PRECIFICADA EM TEMPO REAL

A Tarifa Precificada em Tempo Real é a modalidade tarifária em que o valor do  $kWh$  pode ser ajustada de forma dinâmica, a cada dia ou a cada hora do dia.

A tarifação em tempo real é amplamente utilizada na Espanha e é aplicada a pequenos e médios consumidores (EPE, 2019). Sendo calculada levando-se em consideração a variação diária dos custos de produção, utilização do sistema e custos de gestão comercial. Custos estes que variam conforme a oferta e demanda do mercado atacadista de energia (MIET, 2014).

Além disso a legislação espanhola estabelece três tipos de tarifa dinâmica que podem ser aplicadas: A tarifa 2.0A segue os preços de mercado, diário e horário, do Mercado Ibérico da Energia Eléctrica (MIBEL). A tarifa 2.0 DHA é uma tarifa binômica que além de seguir as tendências de mercado, tem valor mais elevado nos horários de pico de consumo e é menor fora dele. Por fim a tarifa 2.0HDS é a tarifa cobrada para carregamento de veículos elétricos, que tem valores de cobrança menores no período noturno. Um exemplo dos valores cobrados em um dia de semana está representado no Gráfico 2.2.

Gráfico 2.2 – Valores de tarifa dinâmica cobrados no dia 28/04/2020.



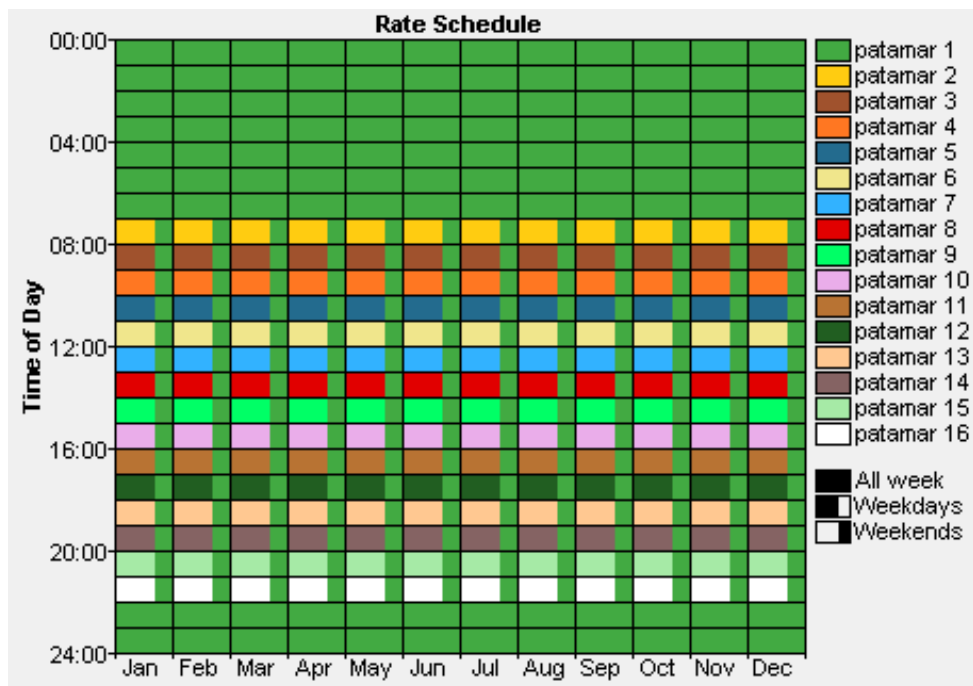
Fonte: (RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA, 2014)

Para compor a Tarifa Precificada em Tempo Real em seus patamares horários pode-

se levar em consideração os custos da energia gerada, transporte de energia até as unidades consumidoras (transmissão e distribuição) e os encargos setoriais. Conforme o submódulo 2.1 do Procedimento de Regulação Tarifária (PRORET) dado pela resolução normativa número 874/2020 (SGT, 2020). Para simular estes valores será utilizado o método descrito no anexo A.1.

Devido as limitações do *software* utilizado para as simulações, o dia será dividido em 16 patamares conforme o Gráfico 2.3. Onde existe um patamar único das 21 às 5 horas e os outros 15 patamares distribuídos conforme uma curva típica de um consumidor residencial.

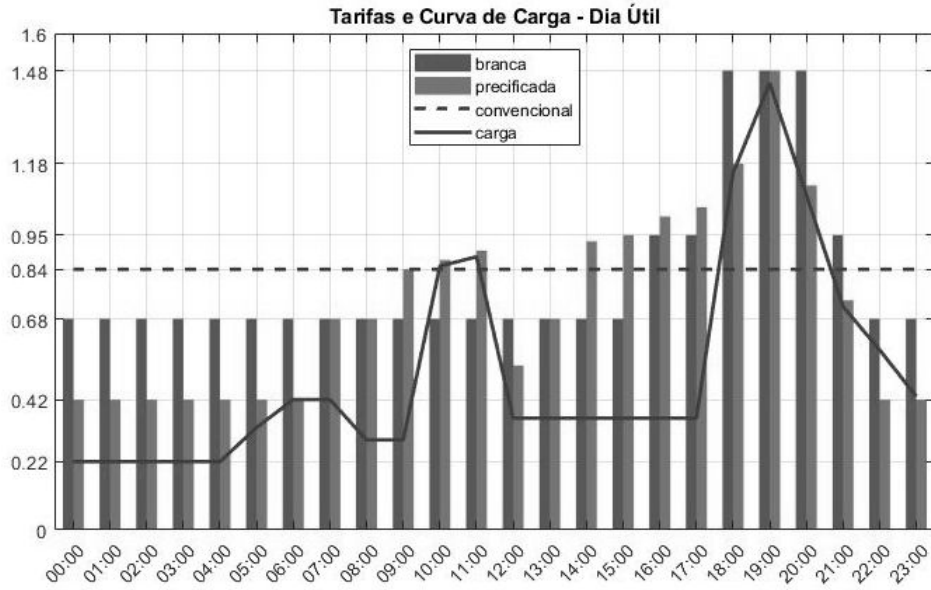
Gráfico 2.3 – Patamares de cobrança diários no *software Homer Legacy*



Fonte: (HOMER ENERGY, v2.68)

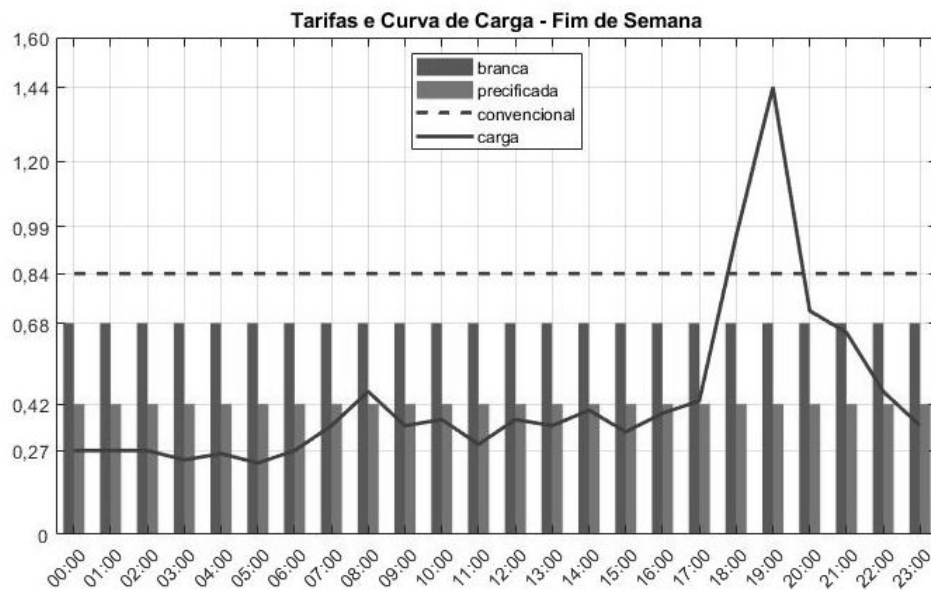
Os Gráficos 2.4 e 2.5 representam os patamares de cobrança e a curva de carga do consumidor, em um dia útil e no fim de semana, respectivamente. A Tarifa Branca representada pelas barras cinza escuro, a Tarifa Precificada em Tempo Real representada pela pelas barras cinza claro, a Tarifa Convencional representada pela linha pontilhada e a curva de carga representada pela linha continua.

Gráfico 2.4 – Patamares de cobrança nos dias úteis.



Fonte: (autor)

Gráfico 2.5 – Patamares de cobrança no fim de semana.



Fonte: (autor)

## 2.4 COMPENSAÇÃO TÉCNICA

Compensação técnica é o conjunto de regras que regula a troca de energia elétrica entre o consumidor e a distribuidora de energia. Estas regras e regulamentações se encontram no capítulo 3 da resolução normativa N° 482 de abril de 2012 (ANEEL, 2012).

Segundo a resolução normativa 482 (ANEEL, 2012), a energia a ser compensada pela distribuidora, é a energia ativa injeta pelo consumidor. Esta energia é cedida pelo consumidor a título de empréstimo gratuito á distribuidora e o consumidor poderá resgatá-la num prazo de 60 meses.

O faturamento decorrente da troca de energia entre o consumidor e a distribuidora tem como regras:

- O consumo a ser faturado é calculado subtraindo a energia injetada na rede pela GD em ciclos anteriores do consumo de energia da distribuidora no período a ser faturado, respeitando os postos tarifários. Se houver excedentes poderá ser utilizado posteriormente.
- O excedente de energia, a que se refere o item anterior, é dado pela resultante positiva da diferença entre a energia injetada e a consumida. Com exceção dos casos de empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras, onde o excedente corresponde a energia injetada.
- Os custos de disponibilidade da energia da distribuidora, segundo a referida resolução normativa, sempre será devida, mesmo que a GD injete todo o equivalente de energia consumido.
- A compensação deve ocorrer primeiro no posto tarifário em que a energia foi gerada pela unidade consumidora e, então ser compensada nos demais postos tarifários. Observando sempre os valores da TE, em  $R\$/MWh$ , constante nas resoluções homologatórias.
- Quanto as bandeiras tarifárias, segundo a norma, elas devem ser cobradas sobre o consumo de energia elétrica ativa da fatura.

O sistema de compensação tarifaria tem sua efetivação dada pelos PRORET, adicionado pela resolução normativa da ANEEL N° 687 de 2015.

### 3 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Neste capítulo será abordado conceitos relacionados a GD, aspectos regulatórios e as tarifas aplicadas aos consumidores.

Em junho de 2019, o Brasil ultrapassou a marca histórica de 1 GW de potência instalada em micro e minigeração distribuída de energia elétrica (AID, 2019). Graças a regulação da ANEEL, dadas pelas resoluções normativas 482/2012 e 687/2015, que deu ao consumidor brasileiro o poder de gerar sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada, e inclusive fornecer o excedente, como empréstimo, para a rede de distribuição de sua localidade.

#### 3.1 CONCEITOS

A geração de energia de forma distribuída, ou simplesmente GD, é o conceito em que a energia é gerada próxima aos centros consumidores.

Os principais pontos tratados nas resoluções normativas 482/2012 e 687/2015 da ANEEL serão discutidos a seguir.

A classificação das GDs pode ser subdividida quanto ao seu porte em microgeração e minigeração distribuída. A microgeração distribuída é uma GD cuja potência instalada é menor ou igual a 75kW com cogeração qualificada, ou fontes de energia elétrica renováveis, quando os consumidores estiverem ligados a rede de distribuição. A minigeração distribuída é uma GD cuja potência instalada esta entra 75kW e 3MW, para fontes hídricas. Podendo ser menor ou igual a 5MW para cogeração qualificada ou fontes de energia elétrica renováveis, quando os consumidores estiverem ligados a rede de distribuição (ANEEL, 2015).

Cabe ao consumidor a iniciativa de instalação e custeio de sua micro ou minigeração distribuída. Para tanto o consumidor deve analisar o custo benefício de instalação dentre as diversas formas de geração de energia elétrica.

Vários tipos e tecnologias podem ser empregadas na GD a partir de fontes renováveis de energia, alguns exemplos são: Pequena Central Hidrelétrica (PCH), Central Geradora Hidrelétrica (CGH), Biomassa, Eólica, Fotovoltaico, Resíduos Urbanos (ANEEL, 2010a).

Tanto a mini como a micro geração instaladas próximas as cargas, proporcionam diversos benefícios ao sistema elétrico, dentre eles a diversificação da matriz energética; prolongamento nos prazos de expansão dos sistemas de geração, transmissão e distribuição; degradação ambiental reduzida; reduzido período de instalação; alívio da carga do sistema das distribuidoras; estabilidade nos níveis de tensão; atua nos serviços auxilia-

res, como a geração de energia reativa; melhora da confiabilidade do sistema, permitindo a operação ilhada das cargas em caso de falhas nos sistemas de distribuição (ANEEL, 2010a).

Em contra partida, o aumento de pequenos geradores dispersos no sistema de distribuição trazem também algumas desvantagens e problemas a serem solucionados. Dentre os problemas, pode-se destacar o aumento da complexidade de controle da rede de distribuição, que passará a ter fluxo bidirecional de energia; necessidade de alteração dos procedimentos das distribuidoras para operar, controlar e proteger suas redes; aumento da dificuldade para controlar o nível de tensão do sistema no período de carga leve; alteração dos níveis de curto-circuito das redes; aumento da distorção harmônica na rede; intermitência da geração, devido à dificuldade de previsão de disponibilidade do combustível (radiação solar, vento, água, biogás); assim como alta taxa de falhas dos equipamentos; alto custo de implantação; tempo de retorno elevado para o investimento (ANEEL, 2010a).

## 3.2 INCENTIVOS

Algumas medidas adotadas para incentivar a instalação de GD a partir de fontes renováveis, instaladas em níveis de tensão de distribuição, foram: a criação de uma tarifa especial, *feed-in*, diferenciada para cada tipo de fonte; adoção do sistema de medição líquida da energia injetada na rede de distribuição, descontado o consumo, e utilização desse crédito no abatimento da fatura nos meses posteriores, *net metering*; estabelecimento de quotas de energia, por fonte, que devem ser compradas compulsoriamente pelas distribuidoras (ANEEL, 2010a).

### 3.2.1 Incentivos Fiscais e Financeiros

Antes da vigência da resolução normativa 482/2012, a implementação de um sistema de geração de energia fotovoltaica implicava em um alto custo de instalação e equipamentos, porém depois da regulação e incentivos proporcionados pela resolução normativa 482/2012, a instalação de sistemas de produção de energia empregando fontes sustentáveis se tornou mais atraente, provocando uma intensa busca por esse tipo de sistema de energia. Mais recentemente, no final de 2018, constatou-se que os custos de instalação e equipamentos caíram em até 50%, o que torna mais atrativo e acessível ao consumidor a implantação deste sistema, ainda mais quando o preço da energia elétrica fornecida pelas distribuidoras cresceu praticamente na mesma proporção (Ramona Ordoñez, 2018).

Também, nos últimos anos bancos e instituições financeiras lançaram linhas de crédito especiais, com juros diferenciados. Isto, aliado a incentivos fiscais concedidos por

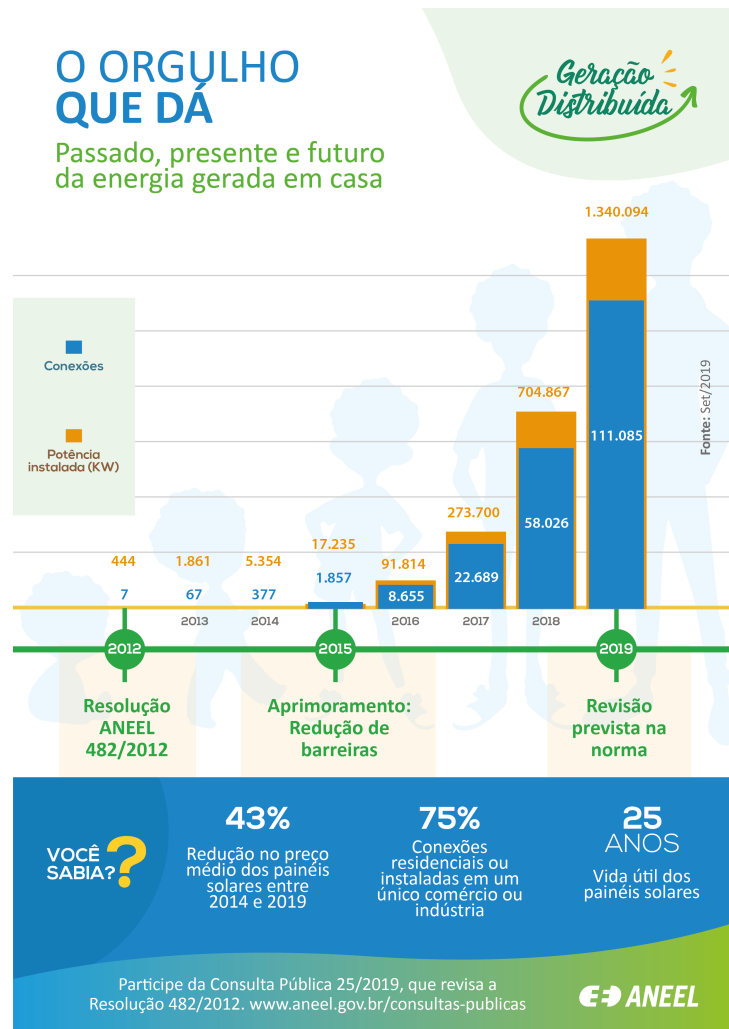
alguns estados, como isenção de ICMS para quem gera a sua própria energia, o consumidor não é tributado quando usa, posteriormente, a energia excedente que mandou para a distribuidora.(Ramona Ordoñez, 2018) Porém, com a revisão da resolução normativa 482/2012 prevista para 2019 a ANEEL pretende cobrar pela utilização da rede (TUSD - Taxa de Utilização do Sistema de Distribuição), que até o momento não é cobrada, o que vai postergar o retorno do investimento do consumidor que utiliza a GD (ANEEL, 2019d).

### **3.2.2 Crescimento das GDs 2012 - 2019**

A partir da regulação e incentivos anunciados em 2012 os sistemas de GD começaram a se popularizar, porém foi com os aprimoramentos da Resolução Normativa 482/2012 realizadas no ano de 2015 que houve um aumento considerável de conexões a rede de distribuição e conseqüente aumento da potência instalada, passando de 1GW em 2019, como pode ser observado na Figura 3.1 (ANEEL, 2019a).

Outros fatores que tornaram mais atraente a adesão aos sistemas de geração de energia elétrica a partir da energia fotovoltaica foi a redução de 43% do preço e o tempo de vida útil de 25 anos dos painéis fotovoltaicos, conforme ilustrado na Figura 3.1.

Figura 3.1 – Crescimento da potência instalada e conexões a rede de distribuição.



Fonte: (ANEEL, 2019a)

A Figura 3.2 mostra a queda do tempo de retorno do investimento de instalação de uma GD fotovoltaica, de 7 para 4,5 anos, um dos fatores que contribuíram para o aumento exponencial da potência instalada e das conexões das GDs a rede de distribuição de energia, no período entre os anos de 2012 e 2019, conforme a Figura 3.1.



Figura 3.2 – Queda no tempo de retorno do investimento em GD.



Fonte: (ANEEL, 2019a)

### 3.3 MODELO DE GD FOTOVOLTAICA

Existem várias modalidades de produção de energia que podem ser utilizadas nas GDs, dentre elas energia solar, energia eólica, biomassa e motogeradores. Porém a utilização da energia solar para a produção de eletricidade é a mais popular e mais promissora devido principalmente ao seu forte apelo ambiental, facilidade de instalação e manutenção. A energia solar pode ser aproveitada na forma de sistemas termossolares e sistemas fotovoltaicos, sendo este último, o foco do estudo.

Sistemas fotovoltaicos são os mais populares, um dos meios de se obter energia elétrica de maneira sustentável e com impacto ambiental mínimo. Estes sistemas são simples e de fácil instalação, consistem basicamente de um painel solar, um inversor de frequência, disjuntores, fiação e dispositivos de fixação, como no exemplo da Figura 3.3

(América do Sol, 2019).

Figura 3.3 – Kit fotovoltaico monofásico WEG.



Fonte: (Portal Solar, 2020)

O painel solar é constituído de módulos, que por sua vez são constituídos de células solares (ver Figura 3.4). Estas células, em geral, tem como base o silício que pode se apresentar em sua forma cristalina ou amorfa, sendo a primeira mais utilizada por ser mais eficiente. A segunda tem a vantagem de poder ser moldada a uma superfície e pode ser utilizada em projetos que se utilizam desta características (América do Sol, 2019).

Figura 3.4 – Representação de uma célula, um módulo e um painel fotovoltaico.



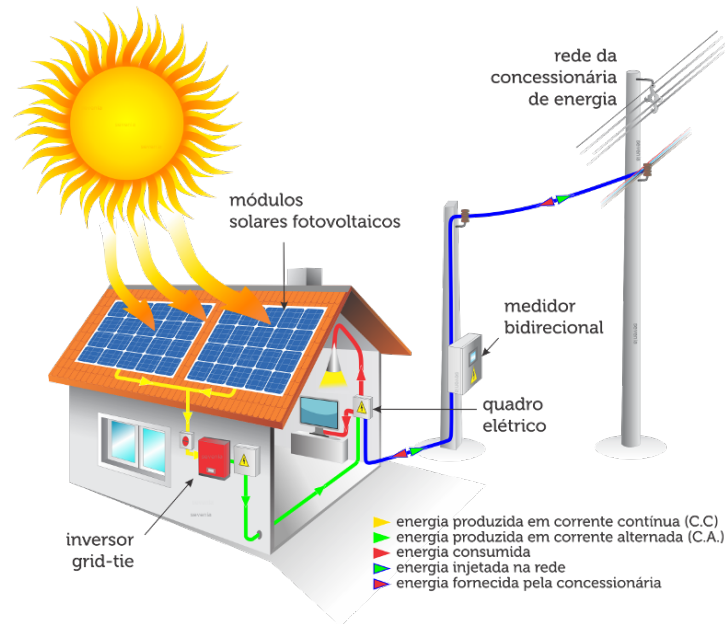
Fonte: (América do Sol, 2019)

O inversor é um dispositivo capaz de transformar a energia gerada pelos painéis fotovoltaicos, que são em corrente e tensões contínuas (CC), em tensões e correntes alternadas (CA). Esta conversão permite que equipamentos como eletrodomésticos, motores e iluminação, que utilizam corrente alternada, sejam utilizados. Os demais materiais como disjuntores, fiação e fixadores, fazem a conexão, proteção e sustentação dos dispositivos.

Sistemas fotovoltaicos podem ser instalados e ligados a rede de distribuidoras de energia elétrica, *on grid*, ou em sistemas isolados, *off grid*. Podem ser instalados em

residências, condomínios, indústrias e centrais fotovoltaicas voltadas a comercialização de energia elétrica (América do Sol, 2019). Na Figura 3.5 esta representado um sistema fotovoltaico em uma residência onde é descrita o caminho da energia absorvida pelo painel fotovoltaico. Passando pelo inversor, e sendo distribuída para a residência e a troca de energia realizada com a rede de baixa tensão da distribuidora, através de um medidor bidirecional.

Figura 3.5 – Sistema de geração fotovoltaica residencial.



Fonte: (Luz Solar, 2020)

### 3.3.1 Potencial Fotovoltaico de uma Região

Apesar de todas as fontes de energia terem suas características e condições ideais, a energia fotovoltaica se diferencia por ser temporalmente intermitente, devido a sua forte ligação com as condições meteorológicas locais como cobertura de nuvens, concentração de gases atmosféricos, entre outros (SOUZA, 2017). Por tanto, para um correto dimensionamento e melhor aproveitamento do sistema de energia fotovoltaica deve ser levado em conta o potencial fotovoltaico da região onde este sistema vai ser implementado.

A análise prévia para a implantação de uma GD fotovoltaica deve levar em consideração três características da região onde vai ser instalada, são elas: a distribuição espacial, sua variabilidade temporal e as incertezas associadas às duas primeiras componentes. Estas três características são primordiais para o desenvolvimento e elaboração de estudos preliminares de viabilidade técnica de aproveitamento do recurso solar (SOUZA, 2017).

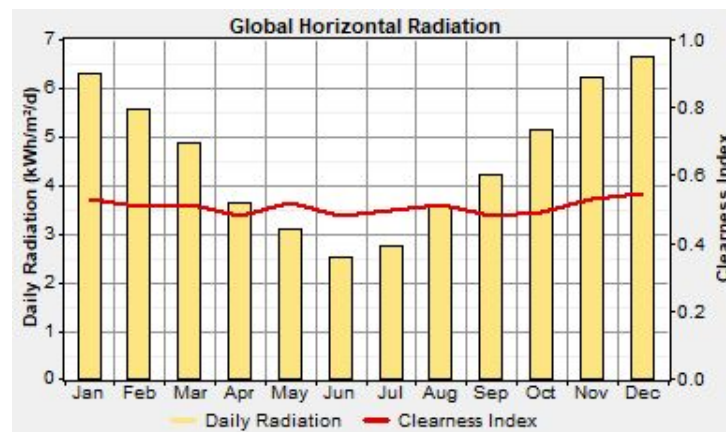
### 3.3.1.1 Característica do Potencial Fotovoltaico na Região de Santa Maria

Como o estudo de caso será realizado tendo como referência uma residência no município de Santa Maria, nesta seção será apresentada algumas características que compõem o potencial de geração fotovoltaica neste município.

A característica de insolação do local onde será implantada uma GD fotovoltaica é importante para o cálculo da potência absorvida pelo painel e para o cálculo de retorno do investimento e consequente avaliação da viabilidade técnica de instalação (SOUZA, 2017).

O Gráfico 3.1 mostra, para a região de Santa Maria, a *Global Horizontal Radiation* (Radiação Horizontal Global), através dos dados de *Daily Radiation* (Radiação Diária), medida em  $kWh/m^2/d$  (quilowatts hora por metro quadrado por dia) e de *Clearness Index* (Índice de Claridade). Como pode-se notar a Radiação Diária é afetada pela sazonalidade, isto é, no verão a Radiação Diária é maior do que no inverno devido a posição solar mais favorável. Já o Índice de Claridade permanece praticamente constante, isto é, a variação da inclinação da terra em relação ao sol pouco influência na claridade solar.

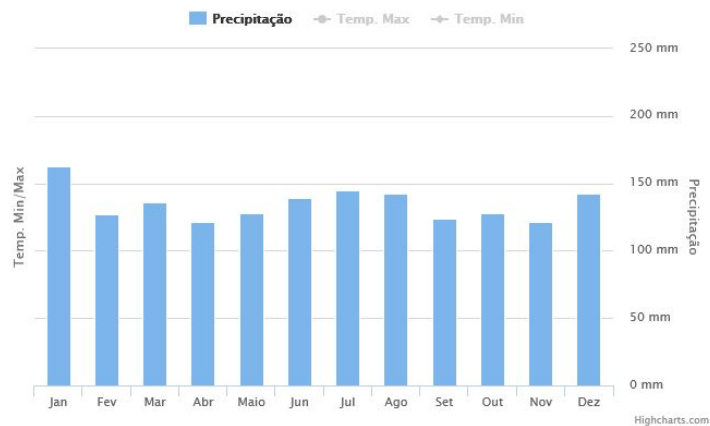
Gráfico 3.1 – Recurso Solar referente a coordenada de Santa Maria - RS.



Fonte: (HOMER ENERGY, v2.68)

Outro fator que influi no potencial energético solar é o regime pluviométrico da região em estudo, devido ao bloqueio atmosférico das nuvens de chuva. No Gráfico 3.2 esta representada a precipitação média na cidade de Santa Maria.

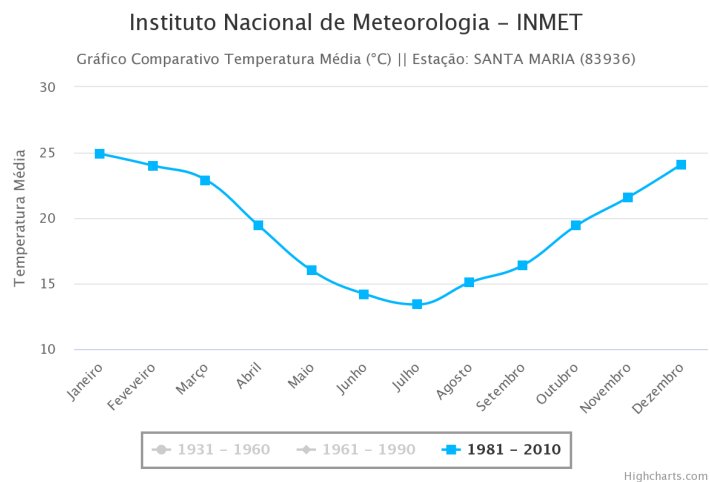
Gráfico 3.2 – Precipitação anual de Santa Maria.



Fonte: (Clima Tempo, 2019)

Também deve-se levar em conta a temperatura média anual da região, pois ela pode afetar a eficiência do painel fotovoltaico. A temperatura média mensal da cidade de Santa Maria, esta expressa no Gráfico 3.3. Sendo 19,3°C a média anual.

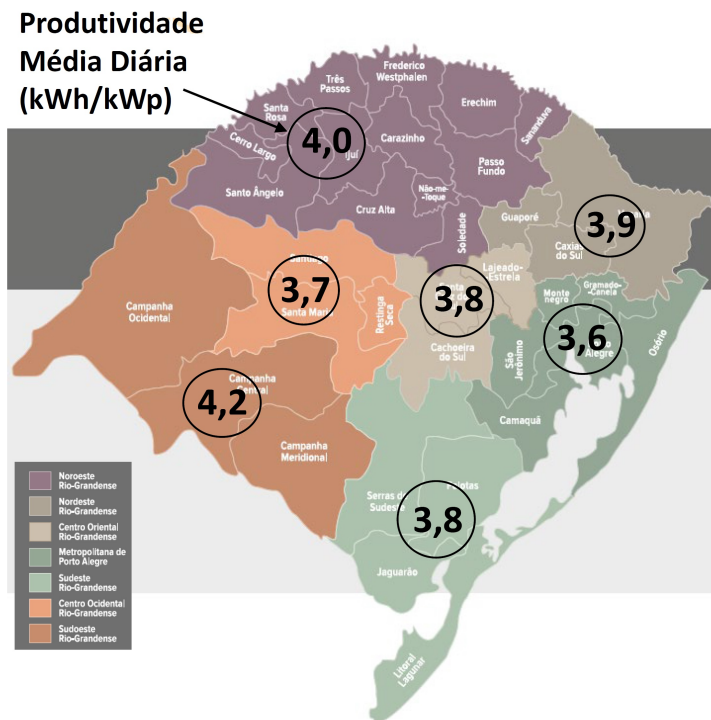
Gráfico 3.3 – Temperatura média anual de Santa Maria.



Fonte: (INMET, 2010)

Como pode ser observado na Figura 3.6, o potencial fotovoltaico de Santa Maria, que esta localizada na mesorregião centro ocidental Rio-Grandense tem um potencial fotovoltaico em termos de sua produtividade média diária de 3,7kWh/kWp.

Figura 3.6 – Potencial fotovoltaico médio por mesorregiões no Rio Grande do Sul



Fonte: (ENGENHARIA, 2018)

A Tabela 3.1 mostra a produtividade da energia solar fotovoltaica no Rio Grande do Sul onde vemos que a produtividade de Santa Maria está ligeiramente abaixo da média do estado, porém sua produtividade média apresenta valor superior aos dos territórios da Alemanha, da Inglaterra ou do Norte da França, grandes utilizadores deste recurso (ENGENHARIA, 2018).

Tabela 3.1 – Produtividade da Energia Solar Fotovoltaica no RS.

Município	Ângulo <sup>1</sup>	Produtividade Média (kWh/kWp)		
		Anual	Diária	Mensal
POA	25	1303	3.6	107
Rio Grande	28	1388	3.8	114
Santa Maria	26	1346	3.7	111
Uruguaiana	28	1526	4.2	125
Santa Rosa	26	1446	4.0	119
Rio Pardo	27	1371	3.8	113
Bagé	30	1523	4.2	125
Vacaria	27	1420	3.9	117
RS		1445	3.96	119

<sup>1</sup>Melhor ângulo orientado para o norte.

Fonte: Adaptado de (ENGENHARIA, 2018)

### 3.4 ASPECTOS REGULATÓRIOS E TARIFÁRIOS

O consumidor, que pretende aderir ao sistema de compensação de energia, deve ser enquadrado como microgeração ou minigeração distribuída, fazer parte de múltiplas unidades consumidoras, geração compartilhada ou estar caracterizado como autoconsumo remoto (ANEEL, 2012).

A energia ativa não utilizada injetada no sistema de distribuição pelo consumidor, será cedida como um empréstimo sem ônus a distribuidora, a partir daí a unidade consumidora passa a ter um crédito em energia ativa com a distribuidora que deve ser consumido em um prazo de 60 meses (ANEEL, 2012). As regras de faturamento são dadas pelo artigo 7º do capítulo III da resolução normativa N° 482, de 17 de abril de 2012 da ANEEL. Porém, vale lembrar que, para os consumidores de baixa tensão (grupo B), mesmo que a energia enviada para a rede seja igual ou superior ao consumo, ainda será devido o custo de disponibilidade, o valor em reais equivalente a 30 kWh (monofásico), 50 kWh (bifásico) ou 100 kWh (trifásico). Para os consumidores conectados em alta tensão (grupo A), a parcela de energia da fatura poderá ser zerada (caso a quantidade de energia injetada ao longo do mês seja maior ou igual à quantidade de energia consumida), sendo que a parcela da fatura correspondente à demanda contratada será faturada normalmente (ANEEL, 2019b).

Quanto ao sistema de medição para mini e microgeração distribuída, a distribuidora é responsável técnica e financeira. Cabe ao consumidor interessado arcar com os custos de adequação dos dispositivos de medição, necessários ao sistema de compensação de energia elétrica, utilizados em unidades consumidoras do mesmo nível de tensão. Após a adequação, a distribuidora de energia passa a ser responsável pela sua operação e manutenção, incluindo os custos de eventual substituição ou adequação, após a mudança no sistema de medição (ANEEL, 2012).

## 4 ANÁLISE

Neste capítulo será feita uma análise comparativa da aplicação das Tarifas Convencional e Branca, vigentes no Brasil para consumidores do subgrupo **B1**, e a Tarifa Precificada em Tempo Real, foco do presente estudo, a um consumidor residencial. Para isso será utilizado o *software* Homer Legacy cuja a modelagem será apresentada para embasar o estudo de caso.

### 4.1 DADOS DO LOCAL DE INSTALAÇÃO

A residência onde será feito o estudo e instalada a GD fotovoltaica esta localizada na cidade de Santa Maria, Rio Grande do Sul, na rua Restinga Seca, número 45.

A residência possui uma ligação monofásica de energia, fornecida pela RGE Sul, afiliada da CPFL Energia. Tem a sua frente voltada para o norte e painel fotovoltaico será instalado conforme foto área ilustrada na Figura 4.1. O painel será instalado com sua face voltada para o norte, formando um ângulo de 30 graus com a superfície da terra.

Figura 4.1 – Posição da residência e dos painéis fotovoltaicos.



Fonte: Adaptado de *Google Maps*

O consumo médio mensal da residência é de 350kWh. E tem suas curvas de carga representadas, nos dias úteis na Figura 2.4 e nos finais de semana na Figura 2.5.



## 4.2 EQUIPAMENTOS REAIS A SEREM MODELADOS

Os equipamentos reais a serem modelados são o inversor da marca WEG modelo String SIW300H - M040 e módulo solar solar da marca Stave, modelo Stave II 330W 345W.

### 4.2.1 Características do Inversor

A Tabela 4.1, contém as principais características do inversor. Das quais vale evidenciar a eficiência máxima de 98,4% e a faixa de temperatura de operação deste equipamento que é de  $-30$  a  $60$  °C, havendo redução de potência nominal em temperaturas acima de  $45$ °C.

Tabela 4.1 – Dados principais do Inversor .

<b>Dados Principais</b>	
Faixa de temperatura de operação	$-30$ a $60$ °C
Faixa de tensão de operação	80 V - 600 V
Tensão de entrada nominal	380 V
Corrente de entrada máxima	12,5 A
Conexão à rede	Monofásica
Potência nominal de saída	4.000 W
Tensão de saída nominal	220 V / 230 V / 240 V
Corrente de saída máxima	20 A
Eficiência máxima	98,4%
garantia do fabricante	12 anos

Fonte: Adaptado de (WEG, 2020)

### 4.2.2 Características do Módulo Fotovoltaico

Na Tabela 4.2, constam os principais dados do módulo, dos quais vale evidenciar a temperatura nominal de operação de  $46$ °C. O ponto de máxima potência (Pmpp) na Temperatura Nominal de Operação da Célula (TNOC) 237,4 Wp e a eficiência de 17,6%. Também constam os pontos de máxima tensão (Vmpp) e de máxima corrente (Cmpp).

Sendo as Condições de Teste Padrão (CTP): irradiância 1000W/m<sup>2</sup>, temperatura da célula 25°C, MA=1,5 (massa de ar). E a TNOC: irradiância 800W/m<sup>2</sup>, temperatura ambiente 20°C, MA=1,5 e velocidade do vento 1 m/s.

Tabela 4.2 – Dados principais do módulo.

<b>dados principais</b>	
Pmpp em CTP	340 Wp
Vmpp em CTP	37,33 V
Impp em CTP	9,11 A
eficiência do módulo	17,6%
Pmpp na TNOC	237,4 Wp
Vmpp na TNOC	34,10 V
Impp na TNOC	6,96 A
temperatura normal de operação da célula (TNOC)	46±2°C
coeficiente de temperatura (ponto de máxima potência)	-0,408%/°C
garantia do fabricante	25 anos

Fonte: Adaptado de (Stave, 2020)

### 4.3 MODELAGEM HOMER LEGACY

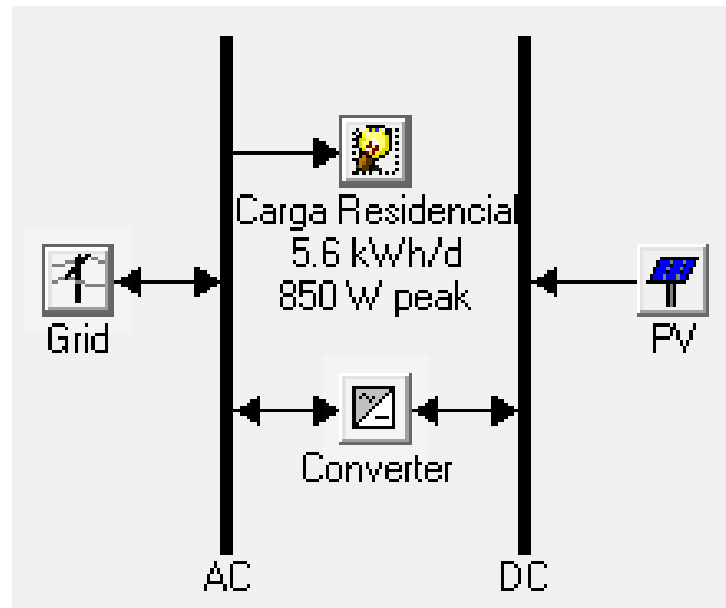
O estudo de caso será realizado em uma residência localizada na cidade de Santa Maria-RS, logo a modelagem referente a incidência da radiação solar, tarifas e curva de carga serão referenciados a esta localização.

Os equipamentos reais da GD fotovoltaica, descritos no item 4.2, são modelados no *software Homer Legacy* e serão descritos a seguir.

#### 4.3.1 Equipamentos Utilizados no *software Homer Legacy*

Os equipamentos utilizados no *software Homer Legacy*, são os equipamentos da GD ligados a rede da distribuidora de energia. A Figura 4.2 ilustra os equipamentos utilizados.

Figura 4.2 – Equipamentos utilizados no *software Homer Legacy*.



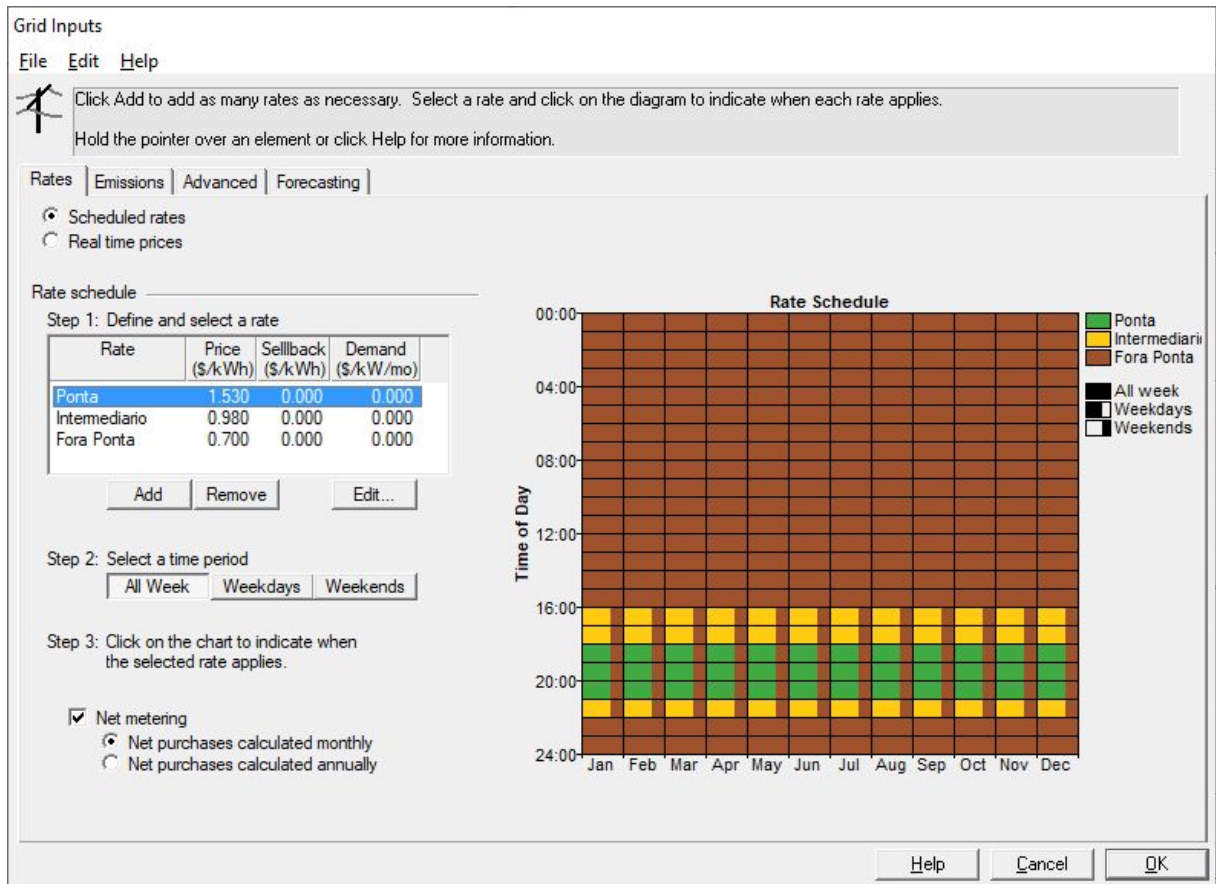
Fonte: (HOMER ENERGY, v2.68).

Os equipamentos são Grid (rede da distribuidora), Carga Residencial, Converter (inversor) e PV (painel fotovoltaico), e estão ligados pelos barramentos AC (corrente alternada) e DC (corrente contínua) conforme a Figura 4.2.

#### 4.3.1.1 Grid - Rede da Distribuidora

A *Grid*, representa a rede da distribuidora de energia, neste equipamento são inseridos dados que permitem calcular a compensação da distribuidora e o retorno da GD. Um exemplo de dados a serem inseridos está na Figura 4.3, onde está representada a tarifa branca.

Figura 4.3 – Grig - rede da distribuidora - tarifa branca.

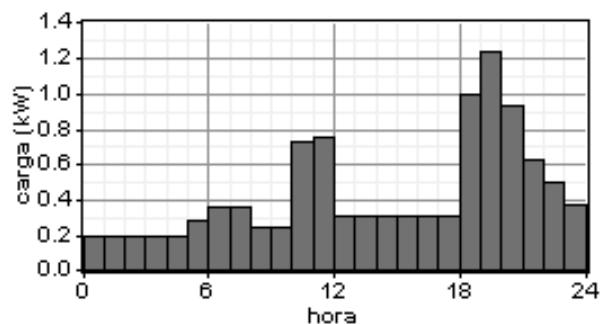


Fonte: (HOMER ENERGY, v2.68).

#### 4.3.1.2 Carga Residencial

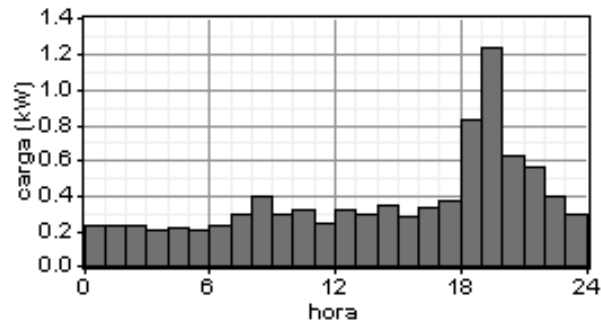
A Carga é o equipamento onde são inseridos os dados de consumo de energia e a curva de carga. A Figura 4.4 representa a curva de carga em um dia útil e a Figura 4.5 representa a curva de carga em um fim de semana.

Figura 4.4 – Curva de carga em estudo, dia útil.



Fonte: Adaptado de (HOMER ENERGY, v2.68)

Figura 4.5 – Curva de carga em estudo, fim de semana.



Fonte: Adaptado de (HOMER ENERGY, v2.68).

#### 4.3.1.3 Conversor

O Conversor é o equipamento que converte a corrente contínua produzida pelo painel fotovoltaico (PV) em corrente alternada que será consumida pela carga residencial. Na Figura 4.6 estão os dados de modelagem do conversor, onde constam três conversores de diferentes potências (2, 07kW<sub>p</sub>; 2, 38kW<sub>p</sub> e 3, 105kW<sub>p</sub>).

Figura 4.6 – Dados de entrada do Conversor.

Converter Inputs

File Edit Help

A converter is required for systems in which DC components serve an AC load or vice-versa. A converter can be an inverter (DC to AC), rectifier (AC to DC), or both.

Enter at least one size and capital cost value in the Costs table. Include all costs associated with the converter, such as hardware and labor. As it searches for the optimal system, HOMER considers each converter capacity in the Sizes to Consider table. Note that all references to converter size or capacity refer to inverter capacity.

Hold the pointer over an element or click Help for more information.

Costs				Sizes to consider
Size (kW)	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$/yr)	Size (kW)
2.070	4914	4914	49	0.000
2.380	5650	5650	56	1.500
3.105	7371	7371	73	2.070
{3}	{3}	{3}	{3}	2.380
				3.105
				3.500

Inverter inputs

Lifetime (years)  (.)

Efficiency (%)  (.)

Inverter can operate simultaneously with an AC generator

Rectifier inputs

Capacity relative to inverter (%)  (.)

Efficiency (%)  (.)

Help Cancel OK

Size (kW)	Capital (000 \$)	Replacement (000 \$)	Total Cost (000 \$)
0.0	0.0	0.0	0.0
1.5	3.75	1.875	5.625
2.07	5.0	2.535	7.535
2.38	5.65	2.975	8.625
3.105	7.371	3.675	11.046
3.5	8.5	4.25	12.75

Fonte: (HOMER ENERGY, v2.68).

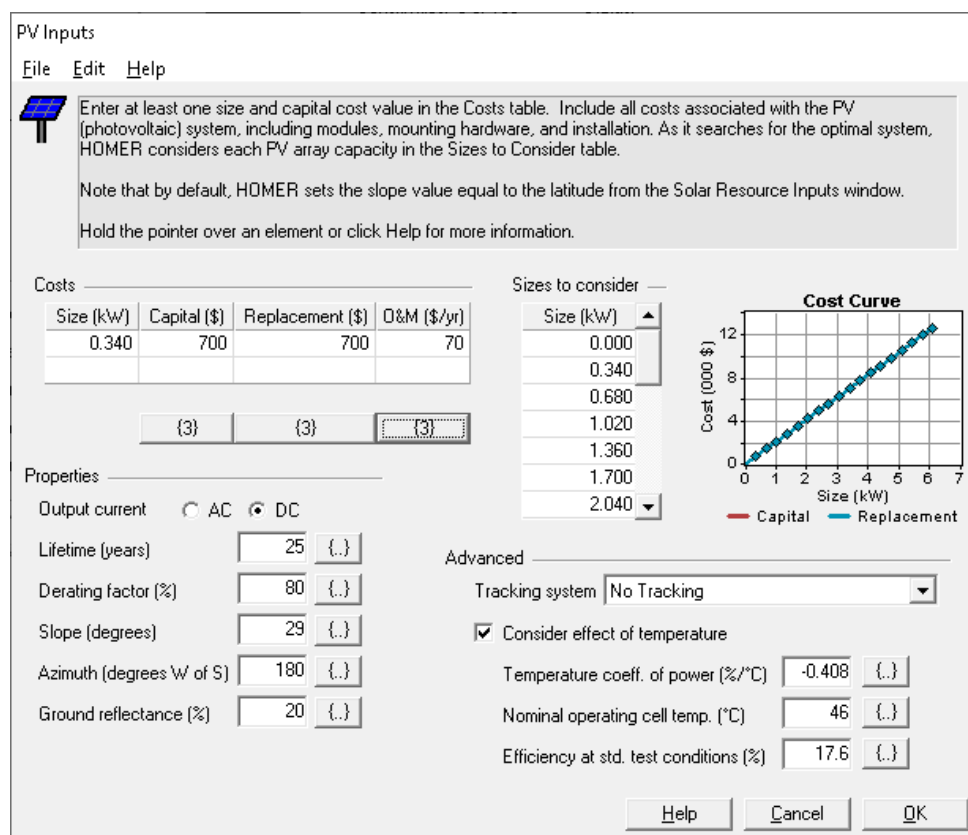
Foram escolhidas 3 diferentes potências de inversores, retirados do catálogo de

*kits* de Energia Fotovoltaica da marca WEG, sendo a intermediária a correspondente a potência consumida na residência.

#### 4.3.1.4 Painel Fotovoltaico

O painel fotovoltaico é o equipamento que transforma a energia solar em corrente contínua e seu modelo é representado na Figura 4.7, cujo dado principal é a potência de cada módulo (340W).

Figura 4.7 – Painel Fotovoltaico



Fonte: (HOMER ENERGY, v2.68).

## 4.4 ESTUDO DE CASO - SIMULAÇÕES

Neste capítulo são apresentados os resultados obtidos com a simulação, utilizando o *Software Homer Legacy*. A simulação será realizada utilizando os dados de localização, carga, incidência solar e temperatura relativos a residência em estudo, bem como os dados dos equipamentos utilizados para a instalação da GD fotovoltaica. A simulação

sera realizada aplicando-se as Tarifas Convencional, Branca e Precificada em Tempo Real, associadas a uma GD fotovoltaica.

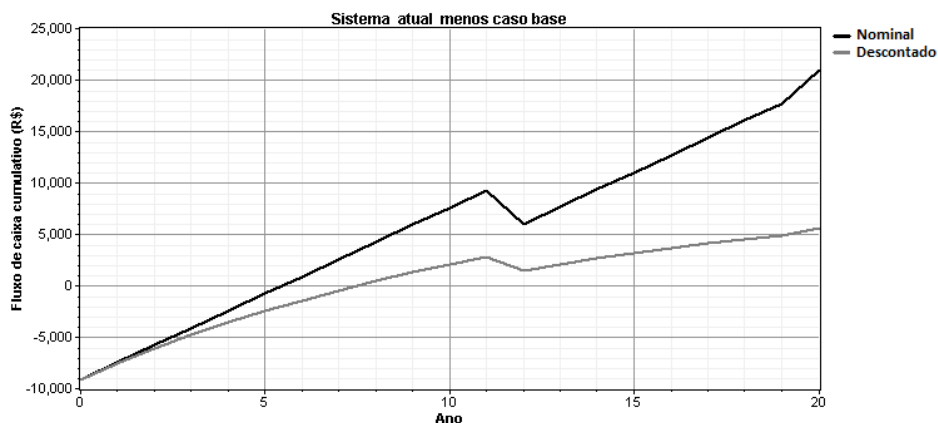
Os resultado a serem analisados serão o capital inicial, Custo Presente Líquido (CPL), Custo da Energia (CE) e o tempo de retorno do investimento. O CPL de um sistema é o valor presente de todos os custos em que ele incorre ao longo de sua vida, menos o valor presente de todas as receitas que ele produz ao longo de sua vida. O CE é o custo médio por kWh de energia elétrica útil produzida pelo sistema.

#### 4.4.1 Simulação Tarifa Convencional com GD

Nesta seção sera apresentado o resultado da simulação da carga residencial em estudo ligada a rede da distribuidora de energia, utilizando a Tarifa Convencional, associada a GD fotovoltaica.

O capital inicial necessário para a implantação da GD é de R\$9.114,00, o CE R\$0,58 e o CPL R\$11.642,00. Sem a GD o CPL seria de R\$20.695,00. O período de retorno do investimento se da segundo o Gráfico 4.1, no ponto em que a curva corta o eixo em que o Fluxo de Caixa Cumulativo é zero. A curva de cor preta indica o retorno do investimento em 5,46 anos, sem considerar a inflação e a curva de cor cinza indica o retorno de investimento em 7,49 anos, considerando uma inflação de 8,09%a.a..

Gráfico 4.1 – Retorno do investimento - Tarifa Convencional com GD.

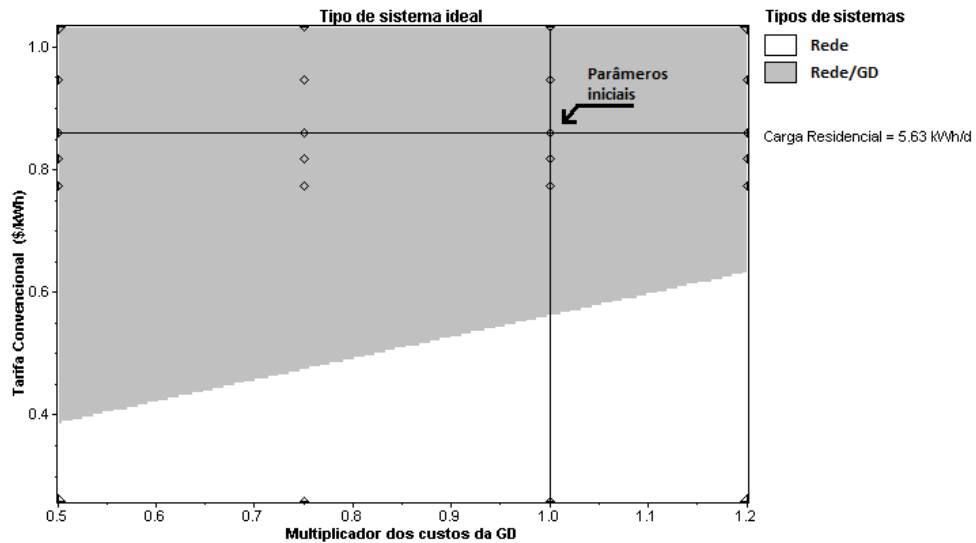


Fonte: (HOMER ENERGY, v2.68)

No Gráfico 4.2 mostra uma análise de sensibilidade do sistema a variação da Tarifa Convencional e os custos de implantação da GD, onde os pontos dentro da área cinza indicam uma condição favorável a utilização da GD associada a rede de distribuição, sendo mais favorável a medida que a tarifa aumenta e os custos da GD diminuem, e menos favorável a medida que a tarifa diminui e o custo da GD aumentam. Nota-se que com o aumento de até 20% nos custos da GD e com a diminuição de até 20% na tarifa, em

relação aos parâmetros iniciais, o sistema ideal ainda é o que utiliza a GD.

Gráfico 4.2 – Análise de sensibilidade Tarifa Convenciona com GD.



Fonte: Adaptado de (HOMER ENERGY, v2.68)

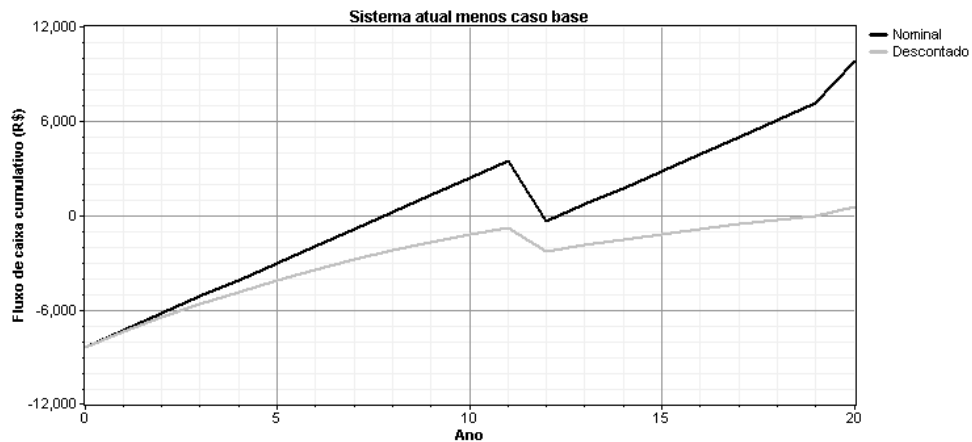
#### 4.4.2 Simulação Tarifa Branca com GD

Nesta seção será apresentada o resultado da simulação da carga residencial em estudo ligada a rede da distribuidora de energia, utilizando a Tarifa Branca, associada a GD fotovoltaica.

O capital inicial necessário para a implantação da GD é de R\$8.414,00, o CE R\$0,89 e o CPL R\$17.763,00. Sem a GD o CPL seria de R\$21.937,00. O período de retorno do investimento se dá, segundo o Gráfico 4.3, no ponto em que a curva corta o eixo em que o Fluxo de Caixa Cumulativo é zero. A curva de cor preta indica o retorno do investimento em 7,81 anos, sem considerar a inflação e a curva de cor cinza indica o retorno de investimento em 19,1 anos, considerando uma inflação de 8,09%a.a..



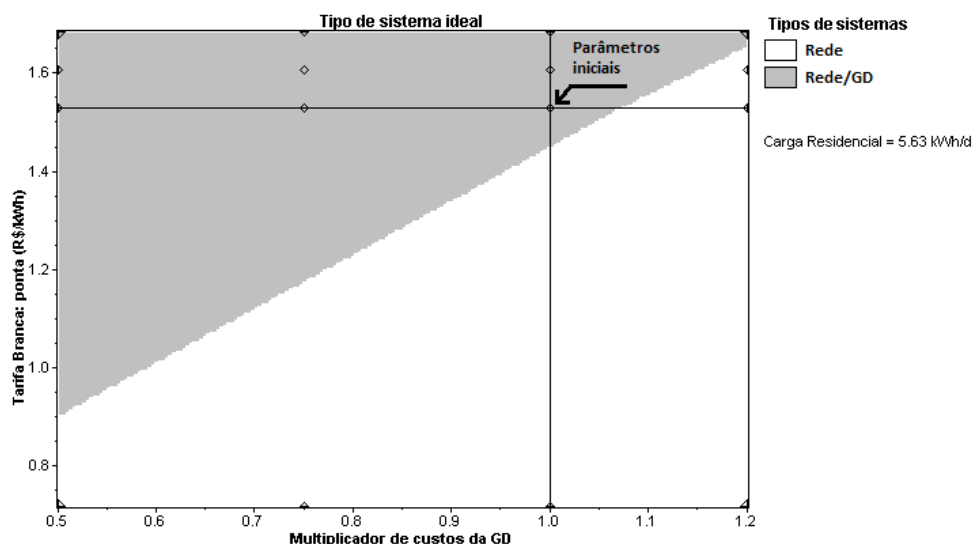
Gráfico 4.3 – Retorno do investimento - Tarifa Branca com GD.



Fonte: (HOMER ENERGY, v2.68)

O Gráfico 4.4 mostra uma análise de sensibilidade do sistema a variação da Tarifa Branca e os custos de implantação da GD, onde os pontos dentro da área cinza indicam uma condição favorável a utilização da GD associada a rede de distribuição, sendo mais favorável a medida que a tarifa aumenta e os custos da GD diminui, e menos favorável a medida que a tarifa diminui e os custos da GD aumentam. Nota-se que com o aumento de 5% nos custos da GD e com a diminuição de 5% na tarifa, em relação aos parâmetros iniciais, deixa de ser vantajoso a utilização da GD.

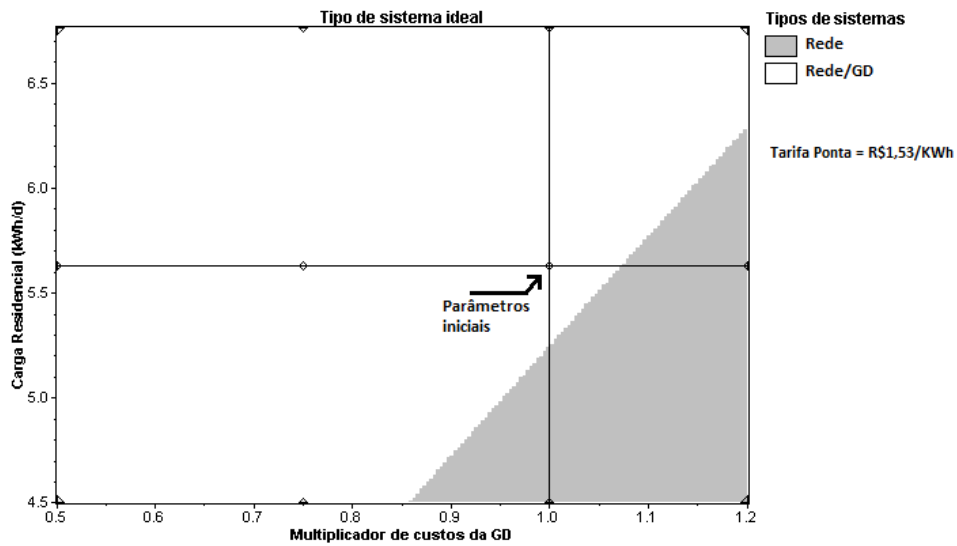
Gráfico 4.4 – Análise de sensibilidade Tarifa Branca com GD.



Fonte: Adaptado de(HOMER ENERGY, v2.68)

Pela análise do Gráfico 4.4, pode não ser muito vantajosa a implantação da GD, por os parâmetros iniciais estarem próximos do limite entre os dois tipos de sistema, com e sem GD. Porém se houver um aumento da carga, a implantação da GD pode se tornar mais vantajosa, conforme o Gráfico 4.5.

Gráfico 4.5 – Análise de sensibilidade carga com GD.



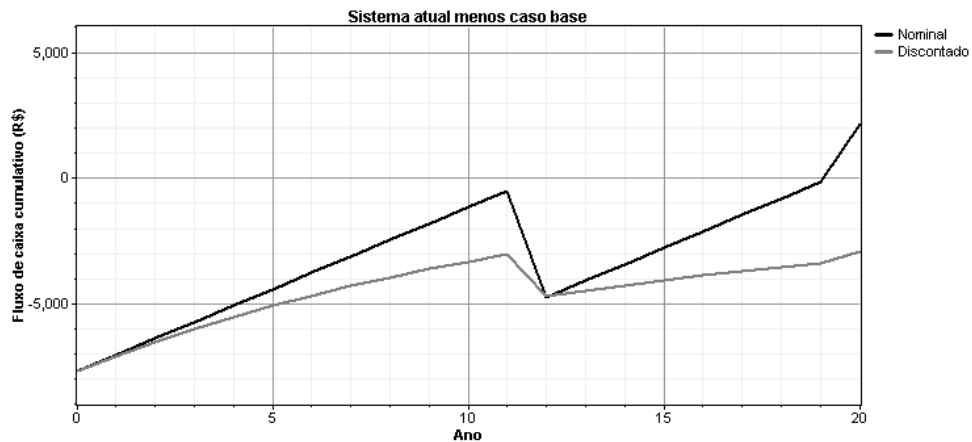
Fonte: Adaptado de(HOMER ENERGY, v2.68)

#### 4.4.3 Simulação Tarifa Precificada em Tempo Real com GD

Nesta seção será apresentada o resultado da simulação da carga residencial em estudo ligada a rede da distribuidora de energia, utilizando a Tarifa Precificada em Tempo Real, associada a GD fotovoltaica.

O capital inicial necessário para a implantação da GD é de R\$7.714,00, o CE R\$0,90 e o CPL R\$17.957,00. Sem a GD o CPL seria de R\$18.625,00. O período de retorno do investimento se da, segundo o Gráfico 4.6, no ponto em que a curva corta o eixo em que o Fluxo de Caixa Cumulativo é zero. A curva de cor preta indica o retorno do investimento em 19,1 anos, sem considerar a inflação e a curva de cor cinza indica o retorno de investimento acima de 20 anos, considerando uma inflação de 8,09%a.a..

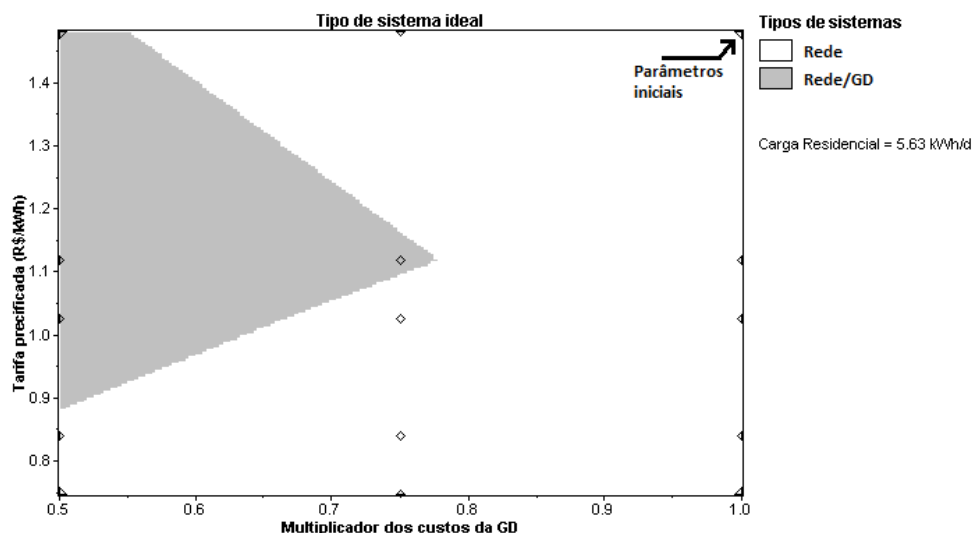
Gráfico 4.6 – Retorno do investimento - Tarifa Precificada em Tempo Real com GD.



Fonte: (HOMER ENERGY, v2.68)

O Gráfico 4.7 mostra uma análise de sensibilidade do sistema a variação da Tarifa Precificada em Tempo Real e os custos de implantação da GD, onde os pontos dentro da área cinza indicam uma condição favorável a utilização da GD associada a rede de distribuição, sendo mais favorável a medida que a tarifa aumenta e os custos da GD diminui, e menos favorável a medida que a tarifa diminui e os custos da GD aumentam. Conforme o Gráfico 4.7, os parâmetros iniciais estão muito distantes de serem favoráveis, necessitando uma grande variação da tarifa e dos custos da GD para tornar o sistema rede de distribuição aliada a GD favorável.

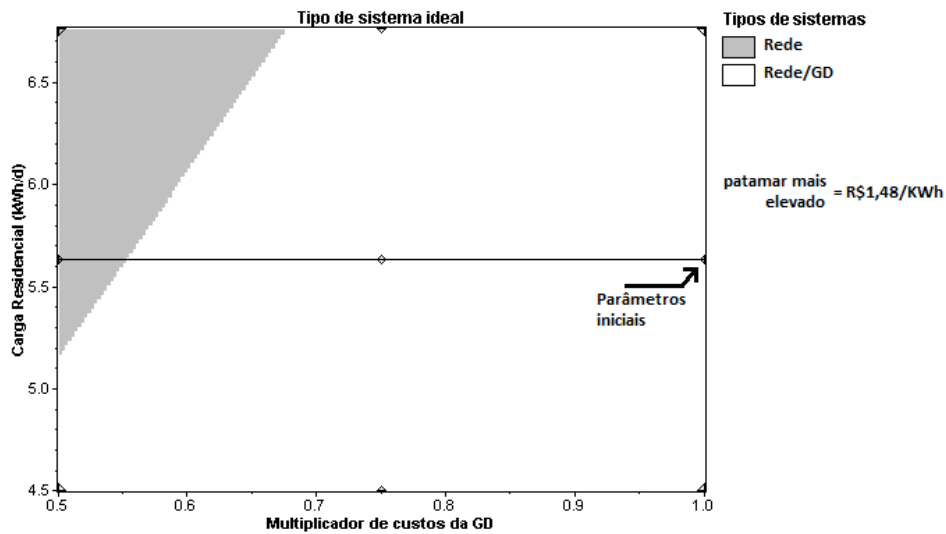
Gráfico 4.7 – Análise de sensibilidade Tarifa Precificada em Tempo Real com GD.



Fonte: Adaptado de (HOMER ENERGY, v2.68)

A análise do Gráfico 4.8 confirma a desvantagem da utilização do sistema rede de distribuição aliada a GD. Pois, mesmo aumentando a carga, esse sistema continua sendo desfavorável.

Gráfico 4.8 – Análise de sensibilidade carga com GD.



Fonte: (HOMER ENERGY, v2.68)

#### 4.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Para finalizar a análise, esta apresentado na Tabela 4.3 os principais dados para serem comparados.

Considerando o sistema base, sem GD, a Tarifa Precificada em Tempo Real é a mais vantajosa, pois apresenta os menores valores de CPL e CE. Adicionando a GD ao sistema base, a Tarifa Convencional torna-se a mais vantajosa e também com o tempo de retorno do investimento menor.

Tabela 4.3 – Tabela comparativa dos sistemas.

Tarifa	Base			Base + GD			
	Capital Inicial	CPL	CE (R\$/kWh)	Capital Inicial	CPL	CE (R\$/kWh)	Retorno (anos) com inflação/sem inflação
convencional	0	17.236,00	0,86	9.114,00	11.642,00	0,58	5,46/7,49
branca	0	18.270,00	0,91	8.414,00	17.763,00	0,89	7,81/19,1
precificada	0	15.046,00	0,75	7.714,00	17.957,00	0,90	19,10/mais de 20

Fonte: Adaptado de (HOMER ENERGY, v2.68)

Em um cenário, em que a carga é aumenta em 20%, representado na Tabela 4.4, as tarifas mais vantajosas permanecem as mesmas verificadas na análise da Tabela 4.3. No sistema base com GD, verificou-se diminuição de 10% no CE e uma diminuição de sete meses no tempo de retorno do investimento.

Tabela 4.4 – Tabela comparativa dos sistemas, com a carga 20% maior.

Tarifa	Base			Base + GD			
	Capital Inicial	CPL	CE (R\$/kWh)	Capital Inicial	CPL	CE (R\$/kWh)	Retorno (anos) com inflação/sem inflação
<b>convencional</b>	0	20.695,00	0,86	9.814,00	12.573,00	0,52	4,90/6,50
<b>branca</b>	0	21.937,00	0,91	8.414,00	19.909,00	0,83	6,82/10,30
<b>precificada</b>	0	18.065,00	0,75	8.114,00	20.169,00	0,84	10,40/mais de 20

Fonte: Adaptado de (HOMER ENERGY, v2.68)

Em um outro cenário, com uma carga 20% maior e com um subsídio de 25% para a GD, representado na Tabela 4.5, as tarifas mais vantajosas permanecem as mesmas dos verificados na Tabela 4.3. Porém verifica-se, no sistema base com GD, o CE da Tarifa Branca teve uma redução de 20% e uma redução de um ano e nove meses no tempo de retorno do investimento.

Tabela 4.5 – Tabela comparativa, com a carga 20% maior e GD com subsídio de 25%.

Tarifa	Base			Base + GD			
	Capital Inicial	CPL	CE (R\$/kWh)	Capital Inicial	CPL	CE (R\$/kWh)	Retorno (anos) com inflação/sem inflação
<b>convencional</b>	0	20.695,00	0,86	7.361,00	9.723,00	0,40	3,68/4,55
<b>branca</b>	0	21.937,00	0,91	6.836,00	17.132,00	0,71	5,20/7,01
<b>precificada</b>	0	18.065,00	0,75	6.836,00	17.587,00	0,73	7,84/18,80

Fonte: Adaptado de (HOMER ENERGY, v2.68)

## 5 CONCLUSÃO

A diversificação das modalidades tarifárias podem melhorar e tornar mais confiável o Sistema Elétrico de Potência, pelo incentivo ao deslocamento e diminuição de picos de consumo de energia elétrica, aliviando o sistema nestes horários. E também beneficiar os consumidores, que através da mudança de hábitos de consumo e produção de sua própria energia, terão benefícios econômicos e se tornarão mais autossuficientes ao suprir completa ou parcialmente as suas necessidades energéticas.

As Tarifas Precificada em Tempo Real no sistema sem GD, e a Tarifa Convencional no sistema com GD, mostraram-se mais vantajosas devido a configuração da curva de carga da residência em estudo. O consumidor poderá aproveitar os benefícios dessa e das outras tarifas e suas combinações com GD, mudando seus hábitos de consumo, deslocando os períodos de maior consumo para os horários em que a energia elétrica fornecida pela distribuidora tenha um custo menor.

Como opção de estudos futuros e complementares poderia ser alterado a curva de carga do consumidor, para uma curva que tenha o pico de consumo na região Fora Ponta, no caso da Tarifa Branca ou fora dos horários de custos mais elevados no caso da Tarifa Precificada em Tempo Real. Também poderia ser adicionado outras opções de GDs, como a eólica.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AID. **Brasil ultrapassa marca de 1GW em geração distribuída:** Geração distribuída. ANEEL, 2019. Acessado em 24 out 2019. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa>>.

América do Sol. **Conhecimento em Energia Fotovoltaica.** América do Sol, 2019. Acesso em 29 dez 2019. Disponível em: <<http://americadosol.org/conhecimento-em-energia-fotovoltaica/>>.

ANEEL. **Nota Técnica Nº 0043/2010-SRD/ANEEL:** Nota técnica. Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), 2010. Acessado em 07 out 2019. Disponível em: <[www2.aneel.gov.br/aplicacoes/consulta\\_publica/documentos/](http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/consulta_publica/documentos/)>.

\_\_\_\_\_. **RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 414, DE 9 DE SETEMBRO DE 2012:** Resolução normativa. Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), 2010. Acesso em 24 abril 2020. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/bren2010414.pdf>>.

\_\_\_\_\_. **RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482, DE 17 DE ABRIL DE 2012:** Nota técnica. Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), 2012. Acesso em 24 out 2019. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>.

\_\_\_\_\_. **RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 687, DE 24 DE NOVEMBRO DE 2015:** Resolução normativa. Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), 2015. Acessado em 17 out 2019. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>.

\_\_\_\_\_. **RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 775 DE 27 DE JUNHO DE 2017.** AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2017. Acesso em 03 jan 2020. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2017775.pdf>>.

\_\_\_\_\_. **Entenda melhor o que a ANEEL está propondo para o futuro da GD:** Regulação. Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), 2019. Acesso em 14 nov 2019. Disponível em: <[https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao-2/-/asset\\_publisher/zXQREz8EVIZ6/content/entenda-melhor-o-que-a-aneel-esta-propondo-para-o-futuro-da-gd/](https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao-2/-/asset_publisher/zXQREz8EVIZ6/content/entenda-melhor-o-que-a-aneel-esta-propondo-para-o-futuro-da-gd/)>.

\_\_\_\_\_. **Geração Distribuída:** Condições para a adesão. Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), 2019. Acesso em 12 nov 2019. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=757&idPerfil=2>>.

\_\_\_\_\_. **RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº 2.557, DE 11 DE JUNHO DE 2019.** Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), 2019. Acesso em 11 mar 2020. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20192557ti.pdf>>.

\_\_\_\_\_. **Revisão das regras de geração distribuída entra em consulta pública:** Regulação. Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), 2019. Acesso em 14 nov 2019. Disponível em: <[https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao-2/-/asset\\_publisher/zXQREz8EVIZ6/content/revisao-das-regras-de-geracao-distribuida-entra-em-consulta-publica/](https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao-2/-/asset_publisher/zXQREz8EVIZ6/content/revisao-das-regras-de-geracao-distribuida-entra-em-consulta-publica/)>.

\_\_\_\_\_. **Postos Tarifários.** Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), 2020. Acesso em 11 mar 2020. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/postos-tarifarios>>.

\_\_\_\_\_. **Tarifa Branca.** Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), 2020. Acesso em 11 mar 2020. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/tarifa-branca>>.

Clima Tempo. **Climatologia:** Santa maria - rs. Clima Tempo, 2019. Acesso em 27 dez 2019. Disponível em: <<https://www.climatempo.com.br/climatologia/366/santamaria-rs>>.

COSTA, M. C. L. d. **Análise do Impacto de Tarifas Dinâmicas.** 2013. 69 f. Dissertação (Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores) — Faculdade de Engenharia Universidade do Porto, Porto, Portugal, 2013.

ENGENHARIA, C.-S. **Atlas Solar Rio Grande do Sul.** Porto Alegre, RS: e-book, 2018. 19 p.

EPE. **Resposta da Demanda: Conceitos, Aspectos Regulatórios e Planejamento Energético.** Empresa de Pesquisa Energética (EPE), 2019. Acesso em 28 abril 2020. Disponível em: <[http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-389/NT\\_EPE\\_DEE-NT-022\\_2019-r0.pdf](http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-389/NT_EPE_DEE-NT-022_2019-r0.pdf)>.

HOMER ENERGY. **Homer Legacy.** [S.l.], v2.68. Acesso em 12 mai. 2020. Disponível em: <<https://www.homerenergy.com/>>.

INMET. **Gráfico Comparativo de Temperatura Média.** Instituto Nacional de Meteorologia (INMET), 2010. Acesso em 01 junho 2021. Disponível em: <<https://clima.inmet.gov.br/GraficosClimatologicos/DF/83377>>.

Luz Solar. **Como funciona o sistema fotovoltaico?** Luz Solar, 2020. Acesso em 12 maio 2020. Disponível em: <<https://luzsolar.com.br/como-funciona-o-sistema-fotovoltaico/>>.

MIET. **BOLETÍN OFICIAL DEL ESTADO - Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo:** Metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación. MINISTERIO DE INDUSTRIA, ENERGÍA Y TURISMO (MIET), 2014. Acesso em 28 abril 2020. Disponível em: <<http://extwprlegs1.fao.org/docs/pdf/spa132215.pdf>>.

Portal Solar. Portal Solar, 2020. Acesso em 12 maio 2020. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/>>.

Ramona Ordoñez. **Custo de instalação de equipamentos de energia solar cai 50% no país:** Economia. O Globo, 2018. Acesso em 14 nov 2019. Disponível em: <<https://oglobo.globo.com/economia/custo-de-instalacao-de-equipamentos-de-energia-solar-cai-50-no-pais-22388860>>.

RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA. **Mercados y precios.** RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA, 2014. Acesso em 28 abril 2020. Disponível em: <<https://www.esios.ree.es/es/pvpc?date=29-04-2020>>.

SGT. **PRORET:** Procedimentos de regulação tarifária (proret). Brasil, 2016. Acesso em 11 mar. 2020. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/informacoes-tecnicas/>>.

SGT. **Relatório Fornecimento do Mercado Cativo.** Superintendência de Gestão Tarifária (SGT), 2018. Acesso em 15 jan 2020. Disponível em: <<http://rap.aneel.gov.br/relatoriosRAP/?folder=ANEEL/sgt/Pubsgt/samp&report=Relat%C3%B3rio%20Fornecimento>>.

\_\_\_\_\_. **REN Nº 874/2020:** Submódulo 2.1. Superintendência de Gestão Tarifária (SGT), 2020. Acesso em 07 março 2020. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2020874.pdf>>.



SOUZA, E. B. P. F. R. M. A. R. G. R. S. C. F. J. L. de Lima; Ricardo Rüter; Samuel Luna de Abreu; Gerson Máximo Tiepolo; Silvia Vitorino Pereira; Jefferson Gonçalves de. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. São José dos Campos: INPW: e-book, 2017. 88 p.

Stave. **Stave II 330W 345W**. Stave, 2020. Acesso em 24 novembro 2020. Disponível em: <[http://www.astronergy.com/attch/product/STAVEII\\_CHSM6612P\\_40mmframe\\_201801.pdf](http://www.astronergy.com/attch/product/STAVEII_CHSM6612P_40mmframe_201801.pdf)>.

WEG. **SIW - INVERSORES STRING**. WEG, 2020. Acesso em 24 novembro 2020. Disponível em: <<https://static.weg.net/medias/downloadcenter/ha4/h35/WEG-inversores-string-SIW500H-SIW300H-50076575-pt.pdf>>.

## APÊNDICE A – DEMONSTRAÇÕES E CÁLCULOS

### A.1 – CÁLCULO PARA OBTENÇÃO DA TARIFA PRECIFICADA

Por não ser uma tarifa vigente no sistema tarifário brasileiro, para efeito de demonstração foi levado em consideração a os valores de produção de energia elétrica, utilizando-se como valor máximo o valor de ponta da Tarifa Branca como o valor mais elevado e para obter o valor horário, foi multiplicado este valor pelo valor horário da potência normalizada de uma curva de carga típica, conforme a tabela A.1. Para adequar os 16 patamares de cobrança diários possíveis no simulador, os horários entre 22 e 5 horas ficaram no patamar 1, cujo valor é uma média aritmética dos valores neste período.

Tabela A.1 – Tarifa Precificada em Tempo Real.

Hora	P		R\$/kWh		patamar
	DU	FS	DU	FS	
0	0,30	0,19	0,42	0,30	1
1	0,28	0,19	0,42	0,30	1
2	0,27	0,19	0,42	0,30	1
3	0,25	0,17	0,42	0,30	1
4	0,21	0,18	0,42	0,30	1
5	0,23	0,16	0,42	0,30	1
6	0,29	0,19	0,42	0,30	1
7	0,46	0,24	0,68	0,36	2
8	0,46	0,32	0,68	0,47	3
9	0,57	0,24	0,84	0,36	4
10	0,59	0,26	0,87	0,38	5
11	0,61	0,20	0,90	0,30	6
12	0,36	0,26	0,53	0,38	7
13	0,46	0,24	0,68	0,36	8
14	0,63	0,28	0,93	0,41	9
15	0,64	0,23	0,95	0,34	10
16	0,68	0,27	1,01	0,40	11
17	0,70	0,30	1,04	0,44	12
18	0,80	0,67	1,18	0,99	13
19	1,00	1,00	1,48	1,48	14
20	0,75	0,50	1,11	0,74	15
21	0,50	0,45	0,74	0,67	16
22	0,40	0,32	0,42	0,30	1
23	0,30	0,24	0,42	0,30	1

Fonte: (autor)