

UNIVERSIDADE FEDERAL DE VIÇOSA  
CENTRO DE CIÊNCIAS EXATAS E TECNOLÓGICAS  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

IGOR PINHEIRO MOTHÉ

**VIABILIDADE E DIMENSIONAMENTO DE SISTEMAS  
FOTOVOLTAICOS DO GRUPO B APÓS A IMPLEMENTAÇÃO DA  
LEI 14.300**

VIÇOSA  
2022

IGOR PINHEIRO MOTHÉ

**VIABILIDADE E DIMENSIONAMENTO DE SISTEMAS  
FOTOVOLTAICOS DO GRUPO B APÓS A IMPLEMENTAÇÃO DA  
LEI 14.300**

Monografia apresentada ao Departamento de Engenharia Elétrica do Centro de Ciências Exatas e Tecnológicas da Universidade Federal de Viçosa, para a obtenção dos créditos da disciplina ELT 402 – Projeto de Engenharia II – e cumprimento do requisito parcial para obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Heverton Augusto Pereira

VIÇOSA  
2022

**IGOR PINHEIRO MOTHÉ**

**VIABILIDADE E DIMENSIONAMENTO DE SISTEMAS  
FOTOVOLTAICOS DO GRUPO B APÓS A IMPLEMENTAÇÃO DA  
LEI 14.300**

Monografia apresentada ao Departamento de Engenharia Elétrica do Centro de Ciências Exatas e Tecnológicas da Universidade Federal de Viçosa, para a obtenção dos créditos da disciplina ELT 490 – Monografia e Seminário – e cumprimento do requisito parcial para obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Elétrica.

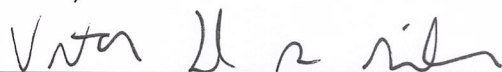
Aprovada em 30 de Novembro de 2022.

**COMISSÃO EXAMINADORA**



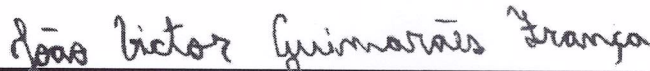
---

**Prof. Dr. Heverton Augusto Pereira - Orientador**  
**Universidade Federal de Viçosa**



---

**Eng. Vitor Dimas Siqueira Silva**  
**Universidade Federal de Viçosa**



---

**Eng. Joao Victor Guimaraes Franca - Membro**  
**Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais**

*“A vida lhe devolve o que você lhe dá. Os problemas dos outros são, frequentemente, a metade de suas soluções.”*  
*(Trecho do livro A Boa Sorte)*

*Dedico este trabalho, primeiramente a Deus, à minha família e amigos.*

## *Agradecimentos*

Agradeço, primeiramente a Deus, por todas as oportunidades dadas e por todas as dificuldades durante a vida que me fizeram chegar até aqui no fim de mais um ciclo.

Aos meus pais Josemar e Viviane, aos meus avós maternos João e Maria, aos meus avós paternos José (*in memoriam*) e Rosane, e aos meus tios Robson e Dominique, por todo o apoio, amor, carinho, paciência e por sempre acreditarem em mim, que mesmo 400km distantes se fizeram presentes.

Aos meus professores do departamento de engenharia elétrica, e aos amigos e colegas de classe que foram de importância tanto profissional quanto pessoal.

Aos meus amigos do Rio de Janeiro, João Pedro, Márcio, Nathan, meus amigos de Minas Gerais, os amigos do curso de Engenharia elétrica, as amigas do curso Nutrição, os companheiros do curso de Biologia e à minha namorada Sara.

Por fim, sou extremamente grato a Universidade Federal de Viçosa, por todo o apoio, toda qualidade de ensino e estrutura e por principalmente mudar a minha vida, sou eternamente grato à esta oportunidade.

## ***Resumo***

Com o aumento da geração distribuída no Brasil, principalmente a energia solar fotovoltaica, houve a necessidade de revisão das normas do setor. Dessa forma, novas regras, em forma de Lei, serão implementadas no ano de 2023, e que podem alterar a forma com que o setor evolui. Porém, tomaremos os cálculos a partir do ano de 2029, considerando três hipóteses, em regime permanente, de como a GD será taxado. Será possível tomar conhecimento se o setor ficará menos viável para algumas regiões do Brasil, ou até para algumas faixas de consumidores do grupo B. Sendo assim, este trabalho tem como objetivo dimensionar e comparar viabilidade de sistemas FV *on grids* do grupo B após implementação do marco legal. As simulações serão feitas no excel e com equações neste trabalho, com base na NR 482, NR 687 e na nova lei 14.300. Vale ressaltar que serão utilizadas curvas de consumo de alguns tipos de consumidores do grupo B, com o intuito de determinar o consumo simultâneo da unidade geradora. E para o cálculo de *payback*, não será considerada a inflação sobre a energia elétrica e nem a depreciação anual sobre os equipamentos fotovoltaicos.

## *Abstract*

With the increase in distributed generation in Brazil, especially photovoltaic solar energy, there was a need to review the sector's standards. In this way, new rules, in the form of a Law, will be implemented in 2023, which may change the way in which the sector evolves. However, we will take the calculations from the year 2029, considering three hypotheses, on a permanent basis, of how the DG will be taxed. It will be possible to find out if the sector will become less viable for some regions of Brazil, or even for some groups of consumers in group B. Therefore, this work aims to dimension and compare the viability of PV on grids systems in group B after implementation of the legal framework. The simulations will be done in excel and with equations in this work, based on NR 482, NR 687 and the new law 14.300. It is worth mentioning that consumption curves of some types of group B consumers will be used, in order to determine the simultaneous consumption of the generating unit. And for the payback calculation, inflation on electricity and annual depreciation on photovoltaic equipment will not be considered.



## *Sumário*

1	Introdução do Trabalho .....	13
1.1	Energia Solar Fotovoltaica .....	16
1.1.1	Introdução a Energia solar fotovoltaica.....	16
1.1.2	Sistemas ON-GRID .....	17
1.1.3	Tarifa de energia elétrica .....	17
1.2	Sistemas de compensação.....	18
1.2.1	Resolução normativa 482/2012 e 687/2015 .....	19
1.2.2	Lei 14.300.....	20
1.3	Objetivo Geral .....	21
2	Referencial Teórico .....	22
2.1	Norma Vigente (482 e 687 da ANEEL) .....	22
2.2	Lei 14.300.....	23
2.3	Curvas típicas de cada tipo de consumidor .....	25
2.4	Dimensionamento de sistemas FV .....	29
3	Materiais e Métodos .....	30
3.1	Norma Vigente (482 e 687 da ANEEL) .....	30
3.2	Lei 14.300.....	32
3.2.1	Curvas de carga .....	32
4	Resultados e Discussão .....	34
4.1	Norma Vigente (482 e 687 da ANEEL) .....	34
4.2	Lei 14.300.....	36
4.2.1	Curvas de carga .....	36
5	Conclusões.....	41
	<i>Referências Bibliográficas</i> .....	42

## *Lista de Figuras*

Figura 1. Matriz elétrica brasileira [2].....	13
Figura 2. Evolução da Fonte Solar Fotovoltaica no Brasil [2] .....	14
Figura 3. Geração Distribuída Solar FV no Brasil por classe de consumo [2].....	15
Figura 4. Irradiação solar no Brasil segundo dados do Global Atlas [4] .....	16
Figura 5. Sistema de uma UFV conectada à rede [5] .....	17
Figura 6. Tarifa de energia dividida entre as componentes tarifárias. Figura do autor. ....	18
Figura 7. Exemplo de perfis de radiação solar diária com valores equivalente de HSP (Horas de Sol Pleno). [5] .....	19
Figura 8. Representação da taxaço escalonada para microgeradores. Figura do autor. ....	21
Figura 9. Curva de carga para consumidor residencial entre 500 kWh e 1.000 kWh num dia quente [10] .....	26
Figura 10. Curva de carga para consumidor residencial entre 500 kWh e 1.000 kWh num dia frio [10] .....	26
Figura 11. Curva de carga para consumidor rural entre 500 kWh e 1.000 kWh num dia quente [10].....	27
Figura 12. Curva de carga para consumidor rural entre 500 kWh e 1.000 kWh num dia frio [10].....	27
Figura 13. Curva de carga para consumidor comercial entre 500 kWh e 1.000 kWh num dia quente [10] .....	28
Figura 14. Curva de carga para consumidor comercial entre 500 kWh e 1.000 kWh num dia frio [10] .....	28
Figura 15. Comparativo entre o valor da conta bifásica residencial na norma atual e na lei 14.300.....	39
Figura 16. Comparativo entre o valor da conta bifásica comercial na norma atual e na lei 14.300.....	39
Figura 17. Comparativo entre o valor da conta bifásica rural na norma atual e na lei 14.300.....	40

## *Lista de Tabelas*

Tabela 1. Dados climáticos das curvas de cargas para consumidor residencial entre 500 kWh e 1.000 kWh. [10] .....	26
Tabela 2. Dados climáticos das curvas de cargas para consumidor rural entre 500 kWh e 1.000 kWh. [10] .....	27
Tabela 3. Dados climáticos das curvas de cargas para consumidor comercial entre 500 kWh e 1.000 kWh. [10] .....	28
Tabela 4. Percentuais de consumo que ocorre em horário de geração FV .....	37
Tabela 5. Resumo dos valores de paybacks e percentuais de aumento de tempo necessário em relação as normas atuais.....	37

## *Lista de símbolos*

GD: Geração Distribuída;

HSP: Hora de sol pleno;

FV: Fotovoltaico;

UFV: Usina solar fotovoltaica;

Microgeradores: UFV com potência de inversor até 75kW;

Minigeradores: UFV com potência de inversor acima de 75kW;

Grupo A: Unidades consumidoras que recebem energia em tensão igual ou superior a 2.3 kV;

Grupo B: Unidades consumidoras que recebem energia em tensão inferior a 2.3 kV;

TUSD: Tarifa de uso do sistema de distribuição;

TE: Tarifa de energia;

SIN: Sistema interligado nacional;

HP: Hora ponta;

HFP: Hora fora ponta;

CC: Corrente contínua;

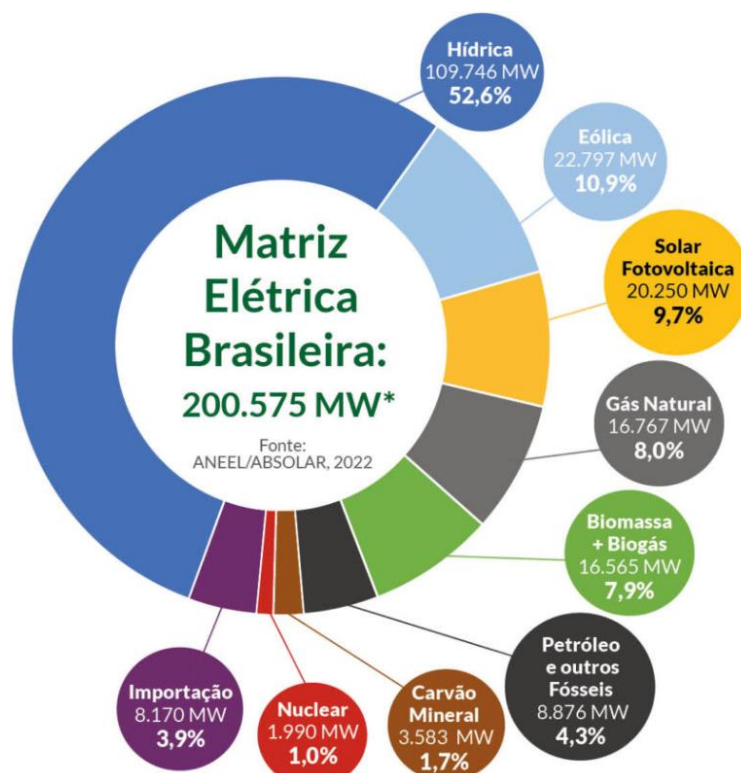
CA: Corrente alternada;

UC: Unidade consumidora.

# 1 Introdução do Trabalho

As altas taxas e o aumento do consumo de energia elétrica por parte de toda a população impactam diretamente no aspecto socioeconômico do nosso país. Com os aumentos recentes do custo de energia elétrica, podemos presenciar um aumento de custo em cadeia de todos os produtos dependentes do uso do mesmo. E conforme a humanidade se encaminha para a cada dia, se tornar mais dependente de energia elétrica, com aparelhos residenciais, que facilitam o cotidiano, ou até com a provável popularização dos carros elétricos, a forma com que geramos e consumimos passa a entrar em foco.

E também, com as crises hídricas mais fortes a cada década no Brasil, sofremos em cadeia com os aumentos dos custos tarifários de energia, já que a nossa principal matriz energética é a matriz hídrica, como podemos observar na Figura 1. E desde 2002, com a maior burocratização de criação de reservatórios hídricos para as usinas hidrelétricas [1], houve um aumento de investimento em usinas termelétricas para compensação de energia, que deixa de ser produzida em períodos de seca, o que impacta diretamente na conta de energia que chega ao consumidor.



\*A potência total da matriz não inclui a importação e segue critério aplicado pelo MME, que adiciona, nos valores de capacidade instalada, as quantidades de mini e microgeração distribuída associadas a cada tipo de fonte.

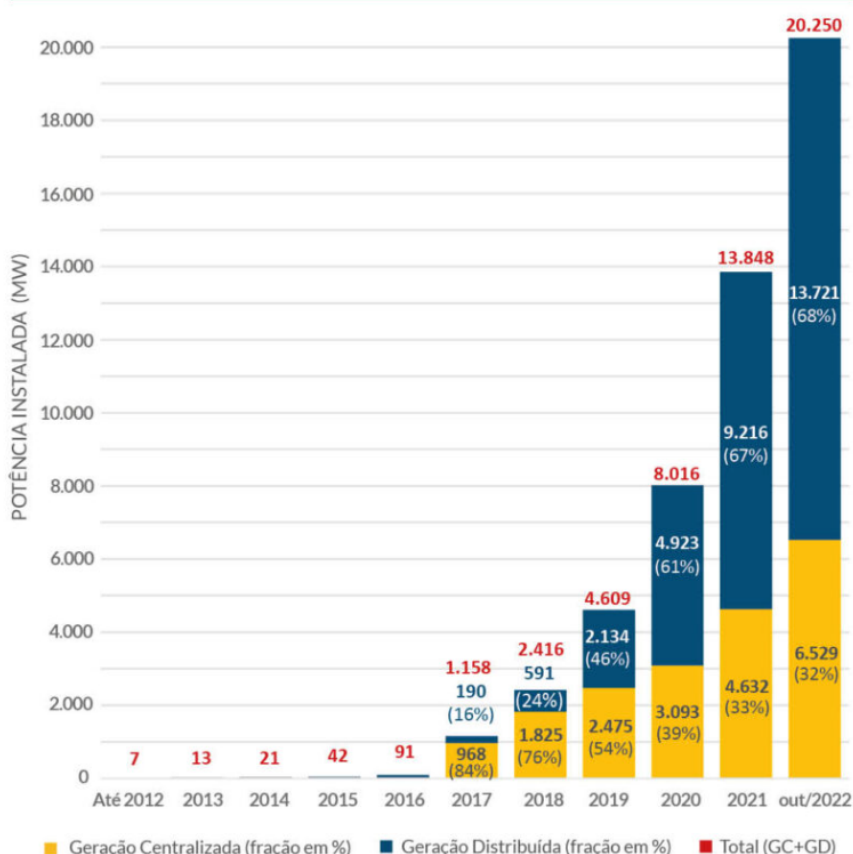
Figura 1. Matriz elétrica brasileira [2]

Devido a este cenário, meios de economizar a energia vêm sendo implementados, como o consumo racional, troca de lâmpadas antigas por LED's, análises de perdas por distúrbios harmônicos, preocupação com quantidades anormais de potência reativa instalada, geração distribuída (GD) e entre outros métodos de abaixar o consumo ou diminuir as tarifas aplicadas.

Dentre um dos meios citados acima, é possível destacar a geração distribuída, que nos últimos anos cresceu no Brasil. Isso se deve principalmente ao barateamento das tecnologias de geração de energia e aos incentivos dados pelo governo para fomentar a GD. Dentre os mais instalados pelos consumidores residenciais e comerciais, podemos observar que a energia solar fotovoltaica, que a cada ano, desde os últimos 10 anos, tem praticamente dobrado de tamanho como é possível ver na Figura 2. Como é o caso de 2012 até 2016, e posteriormente de 2017 até 2021.

## Evolução da Fonte Solar Fotovoltaica no Brasil

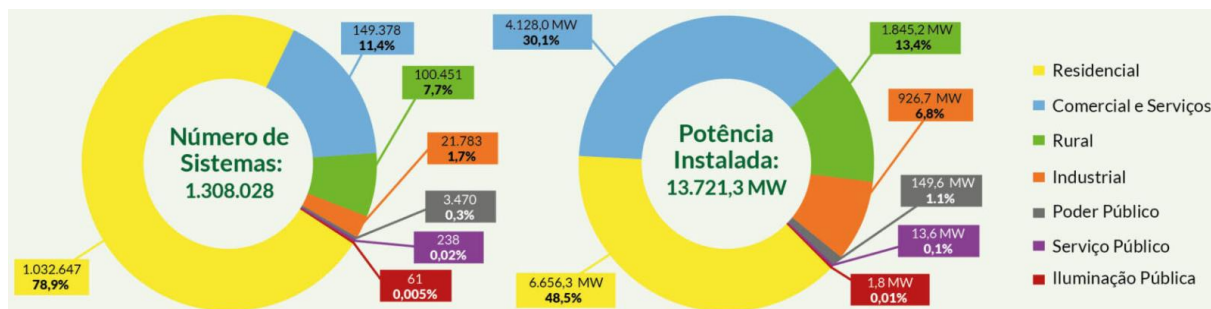
Fonte: ANEEL/ABSOLAR, 2022.



**Figura 2. Evolução da Fonte Solar Fotovoltaica no Brasil [2]**

Além do mais, como são mais simples de serem instalados que as demais plantas de geração de energia, e com sistema de proteção que possui maior disponibilidade no mercado (como disjuntores residenciais e DPS's), a GD solar fotovoltaica tem como seus maiores

clientes, os consumidores do grupo B (residenciais, comerciais e rurais) como é possível ver na Figura 3. Isso se deve principalmente à menor burocracia de contratos e realização do projeto, que um consumidor do grupo A, pois nesse grupo, geralmente, são realizados projetos de minigeração (com potência total instalada de inversores maiores que 75kW).



**Figura 3. Geração Distribuída Solar FV no Brasil por classe de consumo [2]**

Com essa crescente desde 2017, a energia solar fotovoltaica tornou-se neste ano, a terceira maior fonte de geração de energia no Brasil. Ficando atrás apenas da fonte de energia Hídrica e a Eólica de acordo com a Figura 1. E a ANEEL ciente dessa possível crescente, criou a Resolução 482 em 2012, que foi o marco regulatório que permitiu aos consumidores detentores de GD a conseguir realizar a troca de energia gerada com a rede elétrica com regras de compensação. E, 3 anos depois, houve a aprovação da Resolução normativa 687 que atualizou a resolução anterior, impactando diretamente sobre os nichos de consumidores, possibilidades de negócio e também com a diminuição do processo burocrático para homologação do projeto junto as concessionárias. E assim, essa nova resolução permitiu um salto de 91 MW para 1158MW de potência instalada, levando assim a uma corrida dos consumidores em produzir a própria energia elétrica.

No início do ano de 2022, foi publicada a lei 14.300 que trata sobre o marco legal da microgeração e minigeração distribuída. Esta lei tem como dever regulamentar de vez o mercado de geração distribuída, que antes era regulamentado pelas Resoluções Normativas (última resolução normativa foi a 1.000, porém a que mais gerou impacto foi a 687), as quais sempre sofriam mudanças e causavam incertezas nos investidores. Com a nova lei, os direitos e deveres estão explícitos não podendo ser alterados por resoluções, e no ano de 2023 devem ser aplicados pelas concessionárias aos novos clientes. Um dos tópicos dessa lei, que causou insatisfação por parte dos geradores, é a popularmente chamada “taxação do sol”, que altera a forma em que são calculados o retorno financeiro e, por consequência, dimensionamento de uma usina de geração de energia solar fotovoltaica. A partir daí, como solução para esse novo problema, devemos compreender como são as características de consumo da unidade

consumidora para instalar um sistema conectado à rede (“*on grid*”) e se esses sistemas deixarem de ser vantajosos e darão margem aos sistemas isolados (“*off grid*”) ou híbridos.

## 1.1 Energia Solar Fotovoltaica

### 1.1.1 Introdução a Energia solar fotovoltaica

A energia elétrica fotovoltaica teve sua origem após pesquisas do físico francês Alexandre Edmond Becquerel que descobriu o efeito fotovoltaico em 1839, porém a célula fotovoltaica só foi criada em 1883 por Charles Fritts. Com a corrida espacial, em 1958 os equipamentos e os módulos começaram a ser utilizadas para geração de energia em satélites espaciais como foi o exemplo do satélite Vanguard, enviado ao espaço para alimentar seu rádio durante a viagem. [3]

Esse tipo de energia renovável tem como princípio a produção de energia elétrica a partir da irradiação solar. Isso porque os fótons presentes na luz do sol se colidem com os átomos presentes no módulo fotovoltaico, o que gera o movimento dos elétrons, e assim produz a corrente elétrica. Por esse motivo, até em dias nublados ou dias chuvosos, ainda sim temos geração de energia, pois não necessário o calor do sol, e sim a sua irradiação. E como podemos observar na Figura 4, o Brasil é um país privilegiado para a produção desta energia.

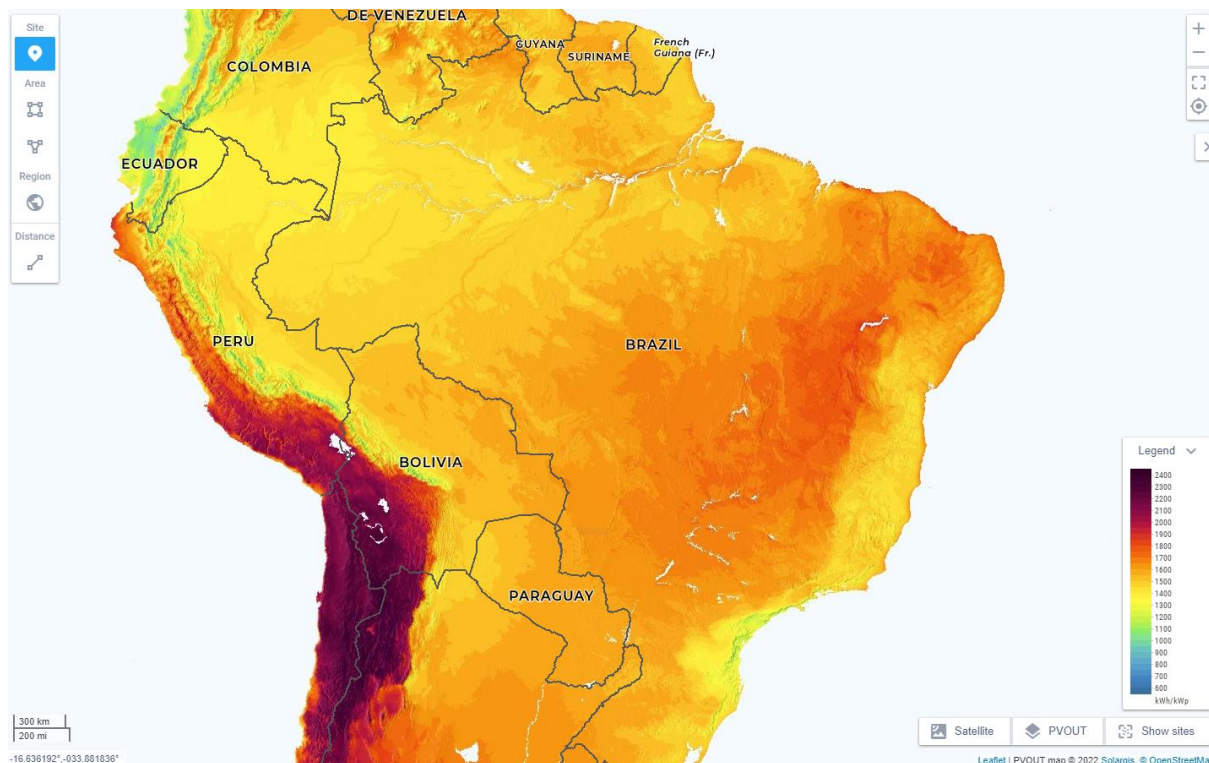


Figura 4. Irradiação solar no Brasil segundo dados do Global Atlas [4]



### 1.1.2 Sistemas ON-GRID

Um sistema denominado *on grid* é um sistema que é conectado à rede, ou seja, está conectado no sistema interligado nacional (SIN). Nesses sistemas temos a geração de energia em corrente contínua (CC) pelos módulos fotovoltaicos, e posteriormente, esta energia é convertida em corrente alternada pelos inversores fotovoltaicos, como pode se observar na Figura 5.

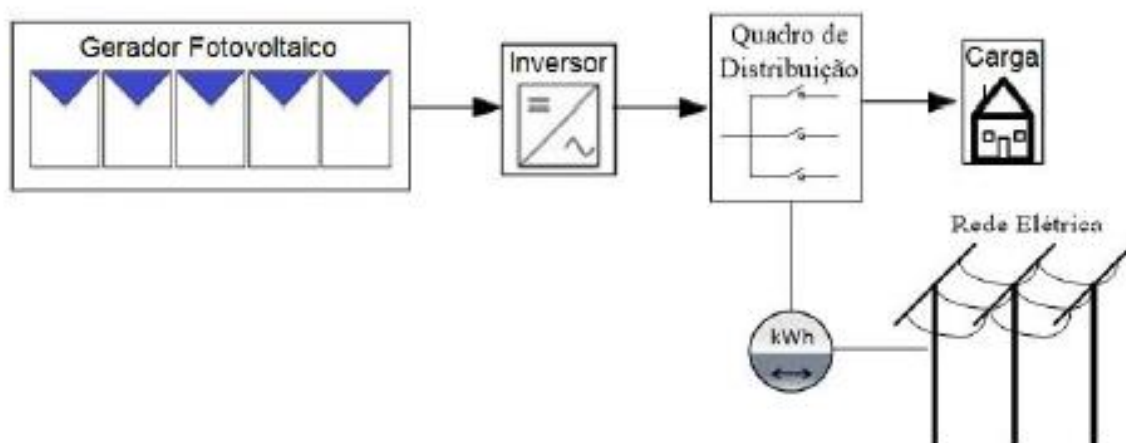


Figura 5. Sistema de uma UFV conectada à rede [5]

Atualmente, um sistema *on grid* é composto pelos módulos, *string box* (caso o inversor fotovoltaico não tenha proteção interna), inversor fotovoltaico e quadro de proteção da rede CA. Para o dimensionamento correto desses 3 componentes principais, é necessário conhecimento prévio de cálculos, e conceitos de potência e de instalações elétricas.

### 1.1.3 Tarifa de energia elétrica

Antes de começar a abordagem sobre valores de conta de energia, *payback* e sistemas de compensação, vale abordar sobre as componentes tarifárias presentes nas contas de energia. Primeiramente, a tarifa de energia elétrica é o preço cobrado por unidade de energia (R\$/kWh). Onde valor total da tarifa, tirando os impostos diretos, é a soma das componentes TUSD e TE (Figura 6), em que os valores dessas componentes se subdividem em outras quatro componentes para a TE, Energia, Transporte, Perdas e Encargos e Tributos, e mais quatro componentes para a TUSD, Fio A, Fio B, Perdas e Encargos e Tributos.



Figura 6. Tarifa de energia dividida entre as componentes tarifárias. Figura do autor.

Neste trabalho será usado principalmente a TUSD Fio B, que fará parte da tarifa mínima cobrada aos microgeradores, de acordo com a Lei 14.300. Essa tarifa é correspondente aos custos de distribuição da rede elétrica, e sua cobrança aos microgeradores é por consequência da utilização da rede para injeção da energia produzida.

E por mais que não seja ao foco do trabalho, compensa salientar que a TUSD Fio A, que é a tarifa correspondente aos custos de transmissão de energia elétrica, somada ao valor integral da TUSD Fio B e somada a uma parcela da TUSD Encargos farão parte da tarifa mínima cobrada aos minigeradores de acordo com a Lei 14.300 [8].

## 1.2 Sistemas de compensação

A energia solar fotovoltaica é classificada como uma energia intermitente, isso porque só é possível ser gerada a partir da presença das radiações solares. Entretanto, por mais que a olho nu conseguimos perceber um período de 12 horas de sol (6:00h até 18:00h), a irradiação entregue no início da manhã e no fim da tarde não é suficiente para ocorrer a geração eficiente de energia (Figura 7). Isso acontece porque em grande parte dos sistemas, a orientação dos módulos são fixas para uma direção e ângulo, o que faz com que não receba radiação máxima presente no local.

Com o intuito de criar uma solução para o problema da intermitência da geração de energia fotovoltaica (como mostra na Figura 7), foi criado o sistema de compensação. Esse sistema existe em todos os países que regulamentaram o uso de UFV's conectadas a rede. O sistema de compensação no Brasil funciona por meio de “créditos”. O cliente consumidor de energia do grupo B, que instala o sistema de geração, ao injetar “X”kWh na rede da concessionária, tem direito a receber essa energia em outra horário quando necessário. Sendo assim, o SIN funciona como um “armazenador de energia” no sistema de compensação.

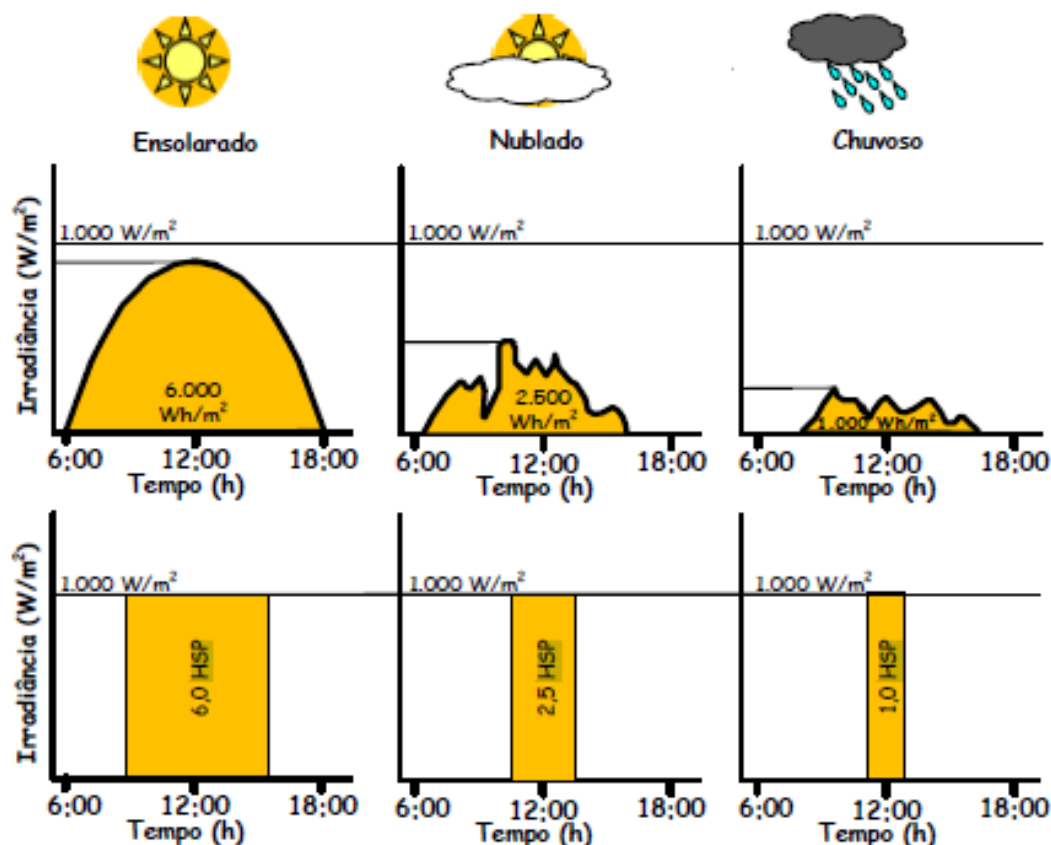


Figura 7. Exemplo de perfis de radiação solar diária com valores equivalente de HSP (Horas de Sol Pleno). [5]

### 1.2.1 Resolução normativa 482/2012 e 687/2015

A resolução normativa ANEEL n° 482/2012 e n° 687/2015 definem o sistema de compensação sobre o a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída. Nessas resoluções normativas temos condições gerais para serem seguidas por quem vai projetar, instalar e usufruir da GD. Como o objetivo deste trabalho está em analisar a viabilidade e dimensionamento de uma UFV para consumidores do grupo B, será ressaltado 3 principais condições gerais que impactam nos cálculos.

A primeira é o custo de disponibilidade: de acordo com a instalação do cliente temos tarifa mínima de disponibilidade de energia elétrica (mesmo que o consumo do respectivo cliente for igual a zero), que no caso é o valor mínimo de consumo vezes a tarifa em reais por kWh. Dessa forma, o cliente que tem a rede monofásica, bifásica e trifásica, paga um custo de disponibilidade de 30 kWh, 50 kWh e 100 kWh respectivamente.

A segunda condição é a taxa de iluminação pública: por mais que o cliente tenha gerado a sua própria energia e gerado até excedente, o mesmo é obrigado a pagar (além do custo de

disponibilidade descrito acima) um valor tabelado de iluminação pública, que varia de bairro para bairro e de cidade para cidade.

A terceira condição é o próprio sistema de compensação: este é definido pelos sistemas de compensação de créditos. Por exemplo, se a UFV do João injetou 1.000 kWh na rede, ele tem direito ao abatimento nas contas futuras de 1.000 kWh, sem a cobrança de taxas por isso. Caso a injeção for maior que o consumo, a diferença é adicionada ao saldo de crédito da unidade consumidora. E caso o consumo for maior que a injeção, a diferença é vista como consumo, da mesma forma que ocorre em um UC sem geração.

Cabe esclarecer que o sistema de compensação descrito no parágrafo anterior é referente ao Grupo B. Ao refazer essa análise para o Grupo A, deve-se analisar os consumos em hora ponta (HP) e hora fora ponta (HFP), que vão definir qual o saldo de crédito da UC. Isso porque a energia em HP é mais cara do que a energia em HFP, fazendo com que energia injetada nos dois horários não tenham o mesmo valor na forma de créditos. Lembrando que esta análise referente ao HP e HFP, não são exclusivas das normas atuais e são também necessárias ao realizar cálculos das UFV's de acordo com a Lei 14.300.

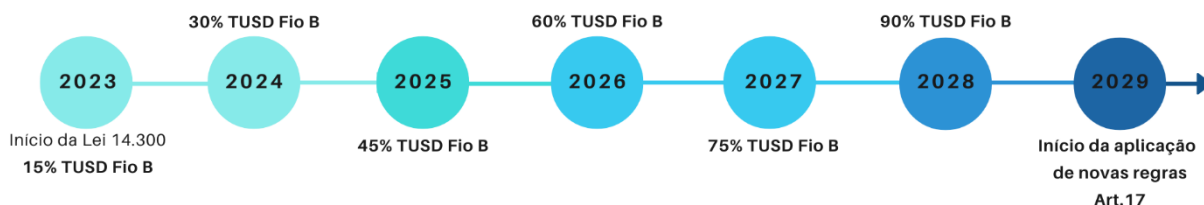
### **1.2.2 Lei 14.300**

Esta lei concretizou a maioria das condições gerais das resoluções normativas e trouxe pequenas mudanças que afetam diretamente o sistema de compensação de créditos utilizado anteriormente. Com o intuito de seguir no objetivo do trabalho, será apresentado dois artigos da lei que geram impactos diretos nos cálculos de viabilidade de uma UFV.

Primeiramente, o artigo 16 da lei traz uma nova forma de cobrar o custo de disponibilidade apresentado anteriormente. De acordo com a lei, o consumo mínimo só será cobrado dos créditos, se o consumo do gerador for menor que o mínimo faturável. Logo, se uma UC apenas for geradora, pagará o custo de disponibilidade para a sua respectiva rede [8].

Por último, o artigo 27 da lei muda completamente o sistema de compensação de créditos dado pela resolução 482. De acordo com a lei, toda a energia ativa compensada terá de ser cobrada com uma porcentagem em cima da taxa TUSD. Onde porcentagem será gradual até 2028, aumentando 15% a cada ano a partir de 2023, como podemos observar na Figura 8. E a partir de 2029 será implementada uma nova regra tarifária. Isso porque a Lei deixa em aberto para ANEEL decidir, dentro dos 18 meses desde a publicação da 14.300, como será a taxação a partir de 2029, desde que seja feita com base nos custos de DISTRIBUIÇÃO de energia, ou seja, com base nos valores da TUSD. Em resumo, voltando ao caso de “João”. Se João injetar

1.000 kWh na rede, e consumir 900 kWh, a sua tarifa sobre o uso da rede será em torno de R\$31,00 de taxa, considerando uma unidade consumidora da CEMIG, sem autoconsumo simultâneo, em 2023.



**Figura 8. Representação da taxa escalonada para microgeradores. Figura do autor.**

Por mais que o trabalho seja voltado para o Grupo B, se faz necessário retornar ao que foi dito no tópico 1.1.3. Vale salientar que a taxa para consumidores do Grupo A é dada pelo valor integral da componente TUSD Fio B somada a 40% da componente TUSD Fio A, somada ao valor integral dos encargos de pesquisa e desenvolvimento [8].

### **1.3 Objetivo Geral**

O objetivo geral do trabalho é dimensionar e comparar a viabilidade de sistemas *on grid* fotovoltaicos antes e depois da implementação da Lei 14.300. E, como não temos conhecimento ainda sobre como será a taxa da energia compensada a partir de 2029, será simulado o caso em que a taxa ocorra baseando-se em 100% do valor da TUSD Fio B.

Dado o objetivo geral, têm-se como objetivos específicos:

- Comparar mudanças de regras entre normas regulamentadoras e a lei 14.300
- Simular *payback* num sistema *on grid* com base no marco legal e nas normas atuais;
- Estabelecer a viabilidade e *payback* de um sistema *on grid* de acordo com o marco legal.

## **2 Referencial Teórico**

Neste capítulo é apresentado um breve resumo sobre a norma nacional vigente, a lei 14.300 que virá a ser válida a partir de 6 de janeiro de 2023 e também alguns trabalhos que podem agregar na elaboração da conclusão desta monografia. Sobretudo, trabalhos que propõem modelagem de curvas de diferentes tipos de consumidores e também propõem equações de dimensionamento de sistemas fotovoltaicos conectados à rede.

### **2.1 Norma Vigente (482 e 687 da ANEEL)**

Atualmente, em caráter regulatório, temos a resolução normativa 482 e a 687 que regulam o setor. Sendo assim, dentro todos os aspectos da resolução, será tratado apenas em questão da situação em que um microgerador do grupo B, monofásico, bifásico ou trifásico, participa do sistema de compensação. Neste caso, temos o artigo 7 da norma 482 (alterada pela 687), no qual em seus incisos, define o valor mínimo a ser cobrado para sistemas deste tipo (custo de disponibilidade e taxa de iluminação pública), e define o funcionamento do sistema de compensação. [6] e [7]

“Art. 7. No faturamento de unidade consumidora integrante do sistema de compensação de energia elétrica devem ser observados os seguintes procedimentos: I - deve ser cobrado, no mínimo, o valor referente ao custo de disponibilidade para o consumidor do grupo B, ou da demanda contratada para o consumidor do grupo A, conforme o caso; II – para o caso de unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída, exceto para aquelas de que trata o inciso II do art. 6º, o faturamento deve considerar a energia consumida, deduzidos a energia injetada e eventual crédito de energia acumulado em ciclos de faturamentos anteriores, por posto tarifário, quando for o caso, sobre os quais deverão incidir todas as componentes da tarifa em R\$/MWh; (...) IV – o excedente de energia é a diferença positiva entre a energia injetada e a consumida, exceto para o caso de empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras, em que o excedente é igual à energia injetada; V – quando o crédito de energia acumulado em ciclos de faturamentos anteriores for utilizado para compensar o consumo, não

se deve debitar do saldo atual o montante de energia equivalente ao custo de disponibilidade, aplicado aos consumidores do grupo B; (...) XVIII – os créditos são determinados em termos de energia elétrica ativa, não estando sua quantidade sujeita a alterações nas tarifas de energia elétrica;”

## **2.2 Lei 14.300**

Tendo em vista a evolução da geração distribuída no Brasil, temos a partir de 6 de janeiro de 2023 a lei 14.300 que normaliza o setor. Desta forma, cabe a destacar o capítulo 6, artigo 27 da lei, que diz a respeito do valor cobrado a UC que tenha homologado uma UFV a partir da data vigente desta lei. Teremos uma taxaçaõ crescente, sobre toda a energia elétrica compensada. [8]

“Art. 27. O faturamento de energia das unidades participantes do SCEE não abrangidas pelo art. 27 desta Lei deve considerar a incidência sobre toda a energia elétrica ativa compensada dos seguintes percentuais das componentes tarifárias relativas à remuneração dos ativos do serviço de distribuição, à quota de reintegração regulatória (depreciação) dos ativos de distribuição e ao custo de operação e manutenção do serviço de distribuição: I - 15% (quinze por cento) a partir de 2023; II - 30% (trinta por cento) a partir de 2024; III - 45% (quarenta e cinco por cento) a partir de 2025; IV - 60% (sessenta por cento) a partir de 2026; V - 75% (setenta e cinco por cento) a partir de 2027; VI - 90% (noventa por cento) a partir de 2028; VII - a regra disposta no art. 17 desta Lei a partir de 2029.”

E no regime permanente, que será o foco deste trabalho, ou seja, a partir de 2029, ainda será definido pela CNPE e ANEEL sobre como serão realizados os cálculos de valoração dos benefícios. [8]

“Art. 17. (..) § 2º Competirá ao Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), ouvidos a sociedade, as associações e entidades representativas, as empresas e os agentes do setor elétrico, estabelecer as diretrizes para valoração dos custos e dos benefícios da microgeração e minigeração distribuída, observados os seguintes prazos, contados da data

de publicação desta Lei: I - até 6 (seis) meses para o CNPE estabelecer as diretrizes; e II - até 18 (dezoito) meses para a Aneel estabelecer os cálculos da valoração dos benefícios. § 3º No estabelecimento das diretrizes de que trata o § 2º deste artigo, o CNPE deverá considerar todos os benefícios, incluídos os locacionais da microgeração e minigeração distribuída ao sistema elétrico compreendendo as componentes de geração, perdas elétricas, transmissão e distribuição.”

Dessa forma, para uma interpretação correta da nova lei, é necessário também tomar conhecimento do artigo 12 da resolução normativa ANEEL nº 166 de 10 de outubro de 2005, que estabelece as disposições consolidadas relativas ao cálculo da tarifa de uso dos sistemas de distribuição (TUSD) e da tarifa de energia elétrica (TE). [9]

“Art. 12. A receita requerida de distribuição será segregada em função das componentes da TUSD definidas neste artigo. § 1º A componente da tarifa de uso dos sistemas de distribuição, correspondente ao custo do serviço prestado pela própria distribuidora, denominada TUSD – Fio B, será formada pelo valor dos seguintes itens: I – Remuneração dos ativos de distribuição de energia elétrica, calculado no âmbito da revisão tarifária periódica; II- quota de reintegração dos ativos em decorrência da depreciação; e II – custo operacional estabelecido no âmbito da revisão tarifária periódica.”

Logo temos que as componentes tarifárias explícitas na lei 14.300 é correspondente a TUSD Fio B.

E também, junto da mudança do sistema de compensação, a lei 14.300 traz uma mudança na cobrança do custo de disponibilidade, o qual só será descontado dos créditos caso o consumo seja inferior ao consumo mínimo faturável determinado pela ANEEL. E em sistemas com potência até 1.2 kW, caso não tenha o consumo mínimo exigido, deve ser cobrada 50% do valor mínimo, cobrado aos consumidores equivalentes. [8]

“Art. 16. Para fins de compensação, a energia injetada, o excedente de energia ou o crédito de energia devem ser utilizados até o limite em que o valor em moeda relativo ao faturamento da unidade consumidora seja maior ou igual ao valor mínimo faturável da energia estabelecido na



regulamentação vigente. § 1º Para as unidades consumidoras participantes do SCEE não enquadradas no caput do art. 26 desta Lei, o valor mínimo faturável da energia deve ser aplicado se o consumo medido na unidade consumidora, desconsideradas as compensações oriundas do SCEE, for inferior ao consumo mínimo faturável estabelecido na regulamentação vigente. § 2º O valor mínimo faturável aplicável aos microgeradores com compensação no mesmo local da geração e cujo gerador tenha potência instalada de até 1.200 W (mil e duzentos watts) deve ter uma redução de até 50% (cinquenta por cento) em relação ao valor mínimo faturável aplicável aos demais consumidores equivalentes, conforme regulação da Aneel.”

### **2.3 Curvas típicas de cada tipo de consumidor**

As gerações distribuídas podem ser utilizadas por todos que têm espaço e capital para manutenção, e instalação segura e funcional. Neste trabalho, é abordado principalmente as microgerações distribuídas em clientes do Grupo B. Entretanto, é importante destacar que no Grupo B, temos algumas subdivisões de cliente e curvas de consumo (consumidores residenciais diurnos, consumidores residenciais noturnos, comércios, consumidor rural e indústrias de pequeno porte). Tendo em vista essa gama de clientes, temos diferentes tipos de curvas de consumo, onde em [10] é proposto a modelagem de três tipos de curvas: curvas de cargas em consumidores residenciais, curva de carga em consumidores rurais e curva de carga em consumidores comerciais. Onde, para cada consumidor é analisado DOIS tipos de curvas, curvas de carga em dias frios e em dias quentes. As curvas mostradas são uma comparação entre as curvas medidas e as curvas calculadas pelas redes neurais que o autor criou. Nestas redes neurais, são levadas em consideração a faixa de consumo médio, a subclasse e o os dados climáticos do local. Dessa forma é possível traçar as curvas calculadas.

As curvas usadas para realizar os cálculos no trabalho são mostradas a seguir, onde a Figura 9, Figura 10 e Tabela 1, descrevem as curvas de carga para um consumidor residencial entre 500 kWh e 100 kWh. A Figura 11, Figura 12 e Tabela 2 descrevem as curvas de carga para um consumidor rural entre 500 kWh e 100 kWh. E a Figura 13, Figura 14 e Tabela 3 descrevem as curvas de carga para um consumidor comercial entre 500 kWh e 100 kWh.

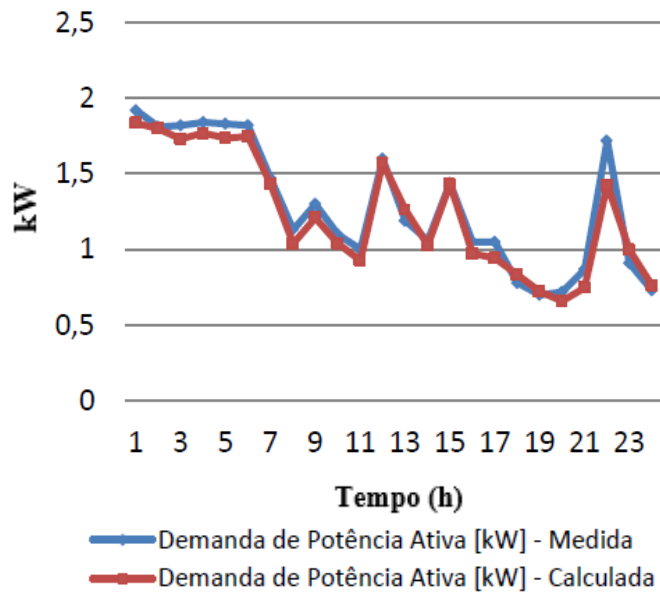


Figura 9. Curva de carga para consumidor residencial entre 500 kWh e 1.000 kWh num dia quente [10]

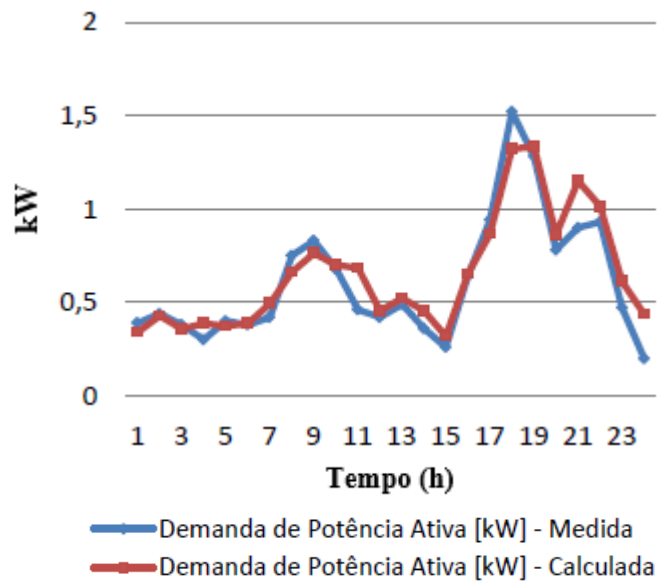


Figura 10. Curva de carga para consumidor residencial entre 500 kWh e 1.000 kWh num dia frio [10]

Tabela 1. Dados climáticos das curvas de cargas para consumidor residencial entre 500 kWh e 1.000 kWh. [10]

	Temp Min	Temp Max	Estação do Ano	Amanhecer	Anoitecer
Dia quente	16 °	26 °	Verão	06:42	20:38
Dia frio	6 °	17 °	Inverno	07:31	17:52

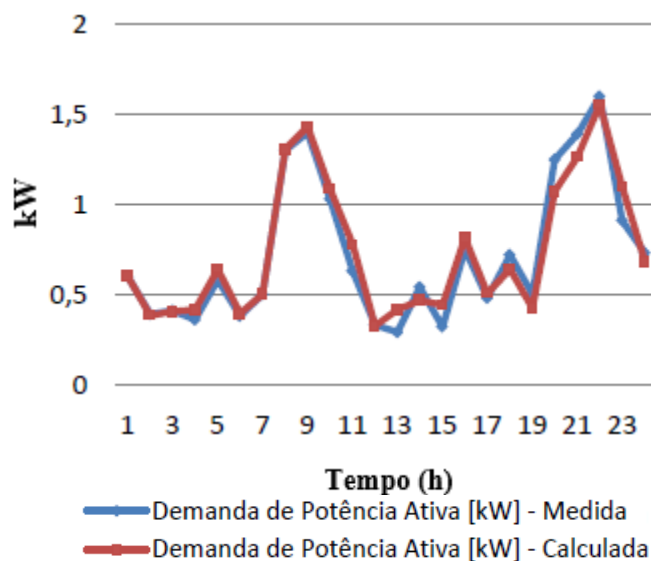


Figura 11. Curva de carga para consumidor rural entre 500 kWh e 1.000 kWh num dia quente [10]

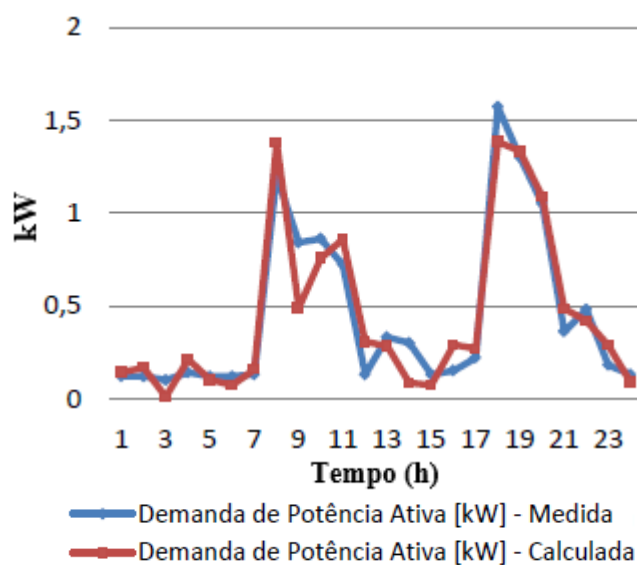


Figura 12. Curva de carga para consumidor rural entre 500 kWh e 1.000 kWh num dia frio [10]

Tabela 2. Dados climáticos das curvas de cargas para consumidor rural entre 500 kWh e 1.000 kWh. [10]

	Temp Min	Temp Max	Estação do Ano	Amanhecer	Anoitecer
Dia quente	21 °	36 °	Verão	07:12	20:38
Dia frio	12 °	23 °	Outono	07:24	17:49

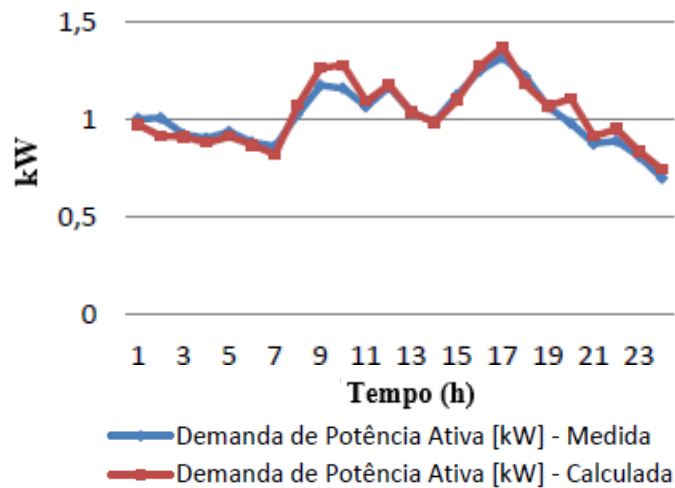


Figura 13. Curva de carga para consumidor comercial entre 500 kWh e 1.000 kWh num dia quente [10]

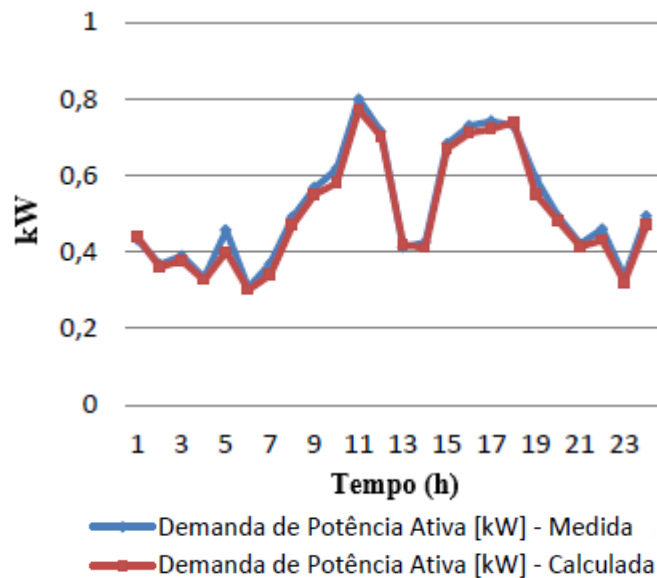


Figura 14. Curva de carga para consumidor comercial entre 500 kWh e 1.000 kWh num dia frio [10]

Tabela 3. Dados climáticos das curvas de cargas para consumidor comercial entre 500 kWh e 1.000 kWh. [10]

	Temp Min	Temp Max	Estação do Ano	Amanhecer	Anoitecer
Dia quente	23 °	34 °	Primavera	06:34	20:25
Dia frio	5 °	18 °	Inverno	07:31	17:54

Com esses gráficos, é possível extrair a área das curvas de Demanda de Potência Ativa MEDIDA nos horários em que há irradiação solar. E dessa forma, obter a porcentagem de consumo em horários de geração, afim de conhecer o autoconsumo genérico para uma determinada classe de consumo. Vale ressaltar que será usada a curva medida por ela excluir

eventos extraordinários que podem acontecer numa unidade consumidora, como por exemplo esquecer algum equipamento ligado.

## 2.4 Dimensionamento de sistemas FV

Para comparar e analisar a viabilidade de um sistema de geração distribuída, primeiramente devemos saber como dimensionar este. De acordo com o Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos [5], conseguimos definir a potência pico do sistema, a qual é dada pela seguinte equação:

$$P_{FV}(Wp) = \frac{E}{\frac{TD}{HSP_{MA}}} \quad (1)$$

Onde:

$P_{FV}(Wp)$  – Potência pico do módulo FV;

$E$  (Wh/dia) – Consumo diário médio anual da edificação ou fração deste;

$HSP_{MA}$  (h) – Média diária anual das HSP incidente no plano do módulo FV;

$TD$  (adimensional) – Taxa de desempenho.

Dessa forma, é possível definir a soma total das potências dos módulos, e assim definir o tipo de módulo e posteriormente o inversor que é mais recomendado para tal sistema. Vale ressaltar que em [5] o autor considera uma  $TD$  de 70% a 80% nas condições de radiação solar no Brasil.

A definição do inversor, irá depender principalmente do *datasheet* do mesmo, onde teremos valores máximos de entrada CC. Entretanto, afim de generalizar e respeitar os limites das maiorias dos fabricantes dos inversores atuais, o autor em [5] define FDI (fator de dimensionamento de inversores). E também propõe um limite inferior de 0,75 a 0,85, e um limite superior de 1,05. Onde o FDI pode ser representado por:

$$FDI = \frac{P_{Nca}(W)}{P_{FV}(Wp)} \quad (2)$$

Onde:

$FDI$  (adimensional) – Fator de dimensionamento do inversor;

$P_{Nca}(W)$  – Potência nominal CA do inversor;

$P_{FV}(Wp)$  – Potência pico do módulo FV;

### **3    *Materiais e Métodos***

Para realizar as simulações, será considerado um sistema *on grid* de mesmo equipamentos e preço para três classes de consumidores do grupo B (residenciais, comerciais e rurais). Assim após a conclusão dos dimensionamentos, será realizado o cálculo de viabilidade do sistema, ou também chamado de “*payback*”. Afim de buscar resultados mais precisos, as cotações dos equipamentos serão feitas em dois fornecedores de sistemas *on grid*, onde o preço do equipamento será dado pela média dos preços entre os dois. Além disso, o tempo máximo de garantia do equipamento (em anos) será utilizado como o tempo de durabilidade do mesmo, caso o *payback* ocorra depois do tempo de garantia. Como se o mesmo precisasse de troca ou reparos após esse determinado tempo.

#### **3.1    *Norma Vigente (482 e 687 da ANEEL)***

Neste trabalho, como visamos a microgeração para o grupo B, utilizaremos três regras principais da norma que envolve diretamente no cálculo do *payback* para um cliente deste tipo. A primeira é o custo de disponibilidade: de acordo com a instalação do cliente temos tarifa mínima de disponibilidade de energia elétrica (mesmo que o consumo do respectivo cliente for igual a zero), que no caso é o valor mínimo de consumo vezes a tarifa em reais por kWh. Dessa forma, o cliente que tem a rede monofásica, bifásica e trifásica, paga um custo de disponibilidade de 30 kWh, 50 kWh e 100 kWh respectivamente. A segunda regra é a taxa de iluminação pública: por mais que o cliente tenha gerado a sua própria energia e gerado até excedente, o mesmo é obrigado a pagar (além do custo de disponibilidade descrito acima) um valor tabelado de iluminação pública. A terceira regra é o próprio sistema de compensação. No qual, o cliente que tiver sua GD homologada, e injetar o excedente na rede da concessionária, tem o direito aos créditos calculados em kWh. Esses créditos, de acordo com a norma, têm peso 1 para 1, ou seja, se o cliente injetar 10 kWh de energia elétrica na rede, ele tem direito a ser compensado futuramente, em até 60 meses, com o valor de 10 kWh.

Para o dimensionamento correto de um sistema *on grid*, devemos ter de informação qual o consumo do cliente ou qual a geração que o mesmo deseja. Dessa forma, temos que a potência do sistema, baseada na equação (1), é dada por:

$$Potência\ do\ sistema\ (kWp) = \frac{Média\ de\ consumo\ (kWh)}{Irradiância\ (h) \times 30 \times 0,77} \quad (3)$$

Onde o valor 30 refere-se aos dias totais de um mês completo, 0.77 refere-se ao TD, que reflete as perdas na geração (perdas por sujeira, temperatura, sombreamento, inclinação e entre outras) e a irradiância é o valor tabelado HSP por região, cidade ou bairro.

Assim, temos o resultado em kWp. Esse resultado é a soma da potência dos módulos que meu sistema tem, logo, dividindo esse valor pela potência dos módulos, temos a quantidade necessária para a geração pedida.

$$Quantidade\ de\ módulos = \frac{Potência\ do\ sistema\ (kWp)}{Potência\ do\ módulo\ (kWp)} \quad (4)$$

Onde caso o resultado for um número fracionado, devemos arredondar o valor para cima, afim de obter uma geração acima do consumo e assim participar do sistema de compensação.

Além disso, afim de generalizar e respeitar os limites das maiorias dos fabricantes dos inversores atuais, será utilizado a equação (2). E também, devemos considerar os materiais elétricos como DPS, cabos, disjuntores que são obrigatórios em uma GD que chega ao cliente final. O valor a considerar será de 25% do valor do kit solar (módulos, inversor, cabos solar e *string box*) vendidos pelos fornecedores.

Dessa forma conseguimos calcular o *payback*:

$$Payback = \frac{V_{TG}}{(V_G) - [TM_{ano} + T_M]} \quad (5)$$

$$TM_{ano} = (C_D + T_X) \times 12 \quad (6)$$

$$C_D = (C_F \times T_E) \quad (7)$$

Onde:

$V_{TG}$  – Valor total do gerador (R\$);

$TM_{ano}$  – Tarifa mínima somada nos 12 meses do ano (R\$);

$T_X$  – Taxa de Iluminação Pública (R\$);

$T_M$  – Taxa de manutenção anual (R\$);

$C_D$  – Custo de disponibilidade (R\$);

$C_F$  – Custo de disponibilidade por tipo de rede (kWh);

$T_E$  – Tarifa energética (R\$/kWh);

$V_G$  – Economia anual com o gerador (R\$).

Devemos considerar também que, a tarifa mínima deve ser usada de acordo com valores tabelados da concessionária vigente no local da UC. Neste caso, usaremos a CEMIG definidos em [12]. E como os valores tabelados são isentos de impostos, devemos adicionar 27,5% sobre o valor tabelado, afim de simular os impostos pagos também. Vale ressaltar que o valor de 27,5% é um valor estimativo médio dado pelo Ministério de Minas e Energia do Brasil em [11], o qual estipula que o percentual de imposto sobre a energia nos estados é de 25% à 30%.

Além do mais, como o valor de iluminação pública altera de rua para rua, que pode variar de R\$0,00 em consumidores rurais, à R\$60,00 em consumidores urbanos. Neste trabalho será considerado um valor fixo de R\$30,00.

## **3.2 Lei 14.300**

Com a nova lei temos algumas mudanças em relação ao custo de disponibilidade e o sistema de compensação de créditos. Logo o cálculo de *payback* dos sistemas acima muda completamente. Como agora temos que o excedente compensado é taxado de acordo com o escalamento criado, com base no valor da TUSD fio B, o autoconsumo simultâneo tornou uma variável importante. Para a realização dos cálculos em regime permanente (a partir de 2029), será considerado a taxa integral da TUSD fio B, em prol de considerar o caso de maior taxa do sistema e analisar o impacto econômico.

Vale ressaltar que o valor da TUSD (e conseqüentemente da TUSD fio B) é tabelado por distribuidoras de energia como a ENEL, CEMIG, Energisa, LIGHT, EDP, COPEL. E cada valor varia de acordo com a concessionária, mas principalmente de acordo com a região. E além dos mais, essa mudança só afetará os sistemas *on grid*, já que os sistemas não conectados à rede não são homologados à concessionária. No caso deste trabalho, foram utilizados os valores tabelados pela CEMIG dispostos em [13].

### **3.2.1 Curvas de carga**

Para um cálculo mais próximo da realidade de um grupo de consumidor do grupo B, ao analisar as curvas de cargas para um consumidor comercial, residencial e rural, é possível calcular um consumo aproximado durante o dia, ou seja, durante a geração de um sistema FV.



No qual foi realizado a integral das curvas calculadas, afim de mensurar a quantidade de energia consumo durante o período de 9:30 da manhã até 16:30 da tarde, que é um intervalo de horário eficiente para a geração FV como mostrado na Figura 7. Dessa forma, obtemos a quantidade mais próxima do real de energia injeta na rede da concessionária.

Logo, o *payback* de um sistema *on grid* será dado por:

$$Payback = \frac{V_{TG}}{(V_G) - \{[(E_C - A_R) \times Fio B] \times 12 \text{ meses}\} + TM_{ano} + T_M} \quad (8)$$

Onde:

$V_{TG}$  – Valor total do gerador (R\$);

$E_C$  – Energia consumida por mês (kWh);

$A_R$  – Provável autoconsumo simultâneo da unidade consumidora (kWh);

$Fio B$  – Valor integral correspondente a TUSD Fio B (R\$/kWh);

$TM_{ano}$  – Tarifa mínima somada nos 12 meses do ano (R\$);

$T_M$  – Taxa de manutenção anual (R\$);

$V_G$  – Economia anual com o gerador (R\$).

Vale ressaltar que na equação (5) o  $V_{TSG}$  (Valor da conta de energia sem o gerador) e no numerador da equação (7), não foi considerado o custo de disponibilidade correspondente da instalação, logo essas equações valem para UC's em casos que o consumo seja maior que o custo de disponibilidade correspondente. E também temos que o valor da  $T_M$  definida em [5] (p.470) é de 1% do custo do investimento por ano. Esse valor foi considerado em cálculos realizado entre 2012 e 2014, considerando o custo de um sistema residencial de aproximadamente R\$7,12/Wp. Logo, ao realizar o cálculo do valor da  $T_M$ , será considerado o valor atual do preço por Wp, e assim determinar a sua porcentagem em relação ao custo do investimento por ano.

Temos ainda que nas equações (5) e (8), não houve a consideração da perda de eficiência dos módulos fotovoltaicos ao longo do tempo de geração, pois essas equações servem para nos dar a quantidade de tempo necessária para o início do retorno sobre o investimento realizado. E como a perda de geração é cerca de 1% ao ano [15], e como temos o sistema sobre dimensionado, esta perda não afetaria no cálculo de *payback*, mas sim no cálculo de quantidade de créditos.

## 4 *Resultados e Discussão*

Será feito o dimensionamento de uma unidade fotovoltaica bifásica, localizada em Viçosa/MG que tem o HSP igual a 4,766 horas. Após isso, será realizado o *payback* para o caso de uma instalação residencial, comercial e rural, de acordo com as normas atuais. E depois para os mesmos três casos com a Lei 14.300, considerando o que a unidade só utilize energia fora do período de geração FV e, no segundo caso, considerando a energia não injetada no medidor devido ao autoconsumo médio definido. Entretanto, antes de começar os cálculos, devem ser definidos os seguintes valores:

- O consumo mensal considerado será de 550 kWh;
- O custo de disponibilidade para rede bifásica é 50 kWh;
- A taxa de iluminação pública foi considerada R\$30,00 para consumidores urbanos e desconsiderada para consumidores rurais;
- O valor da tarifa (R\$/kWh) para um consumidor urbano foi considerada R\$0,92 e R\$0,87 para um consumidor rural (inclusos os impostos citados anteriormente);
- O valor do TUSD Fio B (R\$/kWh) da CEMIG para um consumidor urbano foi considerado R\$0,232 e R\$0,218 para um consumidor rural;
- O inversor detém garantia de 7 anos e os módulos garantia de 25 anos;
- A potência de cada módulo que será usado será de 550Wp [15].

### 4.1 *Norma Vigente (482 e 687 da ANEEL)*

De acordo com (3) e (4) temos que:

$$Potência\ do\ sistema = \frac{550}{4,766 \times 30 \times 0,77} = 4,995kWp \quad (9)$$

$$Quantidade\ de\ módulos = \frac{4,995}{0,550} = 9,08\ módulos \quad (10)$$

Dessa forma, encontramos a quantidade necessária de módulos para o funcionamento do sistema pedido. Porém, como o valor é fracionado e os módulos não possibilitam essa divisão, arredondamos a quantidade para 10 módulos de 550 W. Assim conseguimos uma geração sobre dimensionada, o que cobre eventuais perdas naturais de geração, aumento de consumo com o tempo da UC e, principalmente, ter maior participação do sistema de compensação.

Para dimensionamento do inversor FV, foi considerado um inversor de 5 kW [14]. Logo, temos da equação (5):

$$FDI = \frac{5}{5,5} = 0,909 \quad (11)$$

Dessa forma o limite inferior de 0,85 foi respeitado e está potência de inversor é aceitável para este sistema.

Por fim, devemos considerar ainda os materiais elétricos como DPS, cabos, disjuntores que são obrigatórios em uma GD. O valor a considerar será de 25% do valor do kit solar (módulos, inversor, cabos solar e *string box*) vendidos pelos fornecedores. Logo, temos que:

- Fornecedor A, 10 módulos de 550 W e inversor de 5 kW: R\$ 17.908,76
- Fornecedor B, 10 módulos de 550 W e inversor de 5 kW: R\$ 20.311,25

Portanto, o valor total médio de um sistema dimensionado assim, será de R\$ 19.110,00. Com o valor médio do sistema, temos que o valor por Wp é R\$3,825 e dessa forma, será considerado a  $T_M$  igual a 0,5% do valor total do investimento, que neste caso equivale a R\$955,50. Assim conseguimos calcular o *payback* proposto:

$$\begin{aligned} & \textit{Payback do sistema Bifásico Urbano:} \\ & = \frac{19.110}{(550 \times 0,92 \times 12) - [(50 \times 0,92 + 30) \times 12 + 955,50]} = 4,54 \textit{ anos} \end{aligned} \quad (12)$$

Para um caso de uma unidade consumidora rural, teríamos:

$$\begin{aligned} & \textit{Payback do sistema Bifásico Rural:} \\ & = \frac{19.110}{(550 \times 0,87 \times 12) - [(50 \times 0,87) \times 12 + 955,50]} = 4,48 \textit{ anos} \end{aligned} \quad (13)$$

## 4.2 Lei 14.300

Nesta seção, temos os valores de *payback* considerando a pior situação possível para a UFV apresentada, onde toda a energia gerada será taxada. O que implica no aumento do tempo necessário para retorno do investimento.

Utilizando do valor médio orçado anteriormente em 4.1, e se baseando na equação (8) para realizar os cálculos. Temos que, o *payback* para um sistema implementado nas normas da Lei 14.300, em uma unidade com consumo fora de horário de geração FV é dado por:

O *payback* de um sistema *on grid*, sem autoconsumo numa unidade bifásica urbana será dado por:

$$\frac{19.110}{(550 \times 0,92 \times 12) - [((550 \times 0,232) + (50 \times 0,92) + 30) \times 12 + 955,50]} \quad (14)$$

= 7,14 anos

O *payback* de um sistema *on grid*, sem autoconsumo numa unidade bifásica rural será dado por:

$$\frac{19.110}{(550 \times 0,87 \times 12) - [((550 \times 0,218) + (50 \times 0,87)) \times 12 + 955,50]} \quad (15)$$

= 6,76 anos

### 4.2.1 Curvas de carga

Por fim devemos analisar as curvas de cargas para um consumidor comercial, residencial e rural. Dessa forma, foi feita a integral das curvas calculadas em [10], afim de mensurar a quantidade de energia que será consumida simultaneamente entre o período de 9:30 da manhã até 16:30 da tarde. No trabalho, os autores dividem as classes em três principais grupos, consumidores até 500 kWh, entre 500 kWh e 1.000 kWh, e por fim acima de 1.000 kWh. Assim, foi possível tabelar e encontrar os valores percentuais de consumo em horário de geração FV, desses 3 grupos, por subclasse. Esses valores são mostrados na Tabela 4. Percentuais de consumo que ocorre em horário de geração FV:

Tabela 4. Percentuais de consumo que ocorre em horário de geração FV

Resumo			
	Residencial	Rural	Comercial
Até 500kWh	28,43%	23,16%	41,01%
500 até 1.000kWh	27,30%	24,65%	35,10%
Acima de 1.000kWh	39,27%	37,26%	40,14%

Portanto, baseando-se na equação (8) e nas porcentagens destacadas na Tabela 4. Percentuais de consumo que ocorre em horário de geração FV, temos que o *payback* de um sistema *on grid* para um consumidor comercial, será dado por:

$$\frac{19.110}{(550 \times 0,92 \times 12) - \{[(550 - (550 \times 0,351)) \times 0,232 + (50 \times 0,92) + 30] \times 12 + 955,50\}} \quad (16)$$

$$= 5,95 \text{ anos}$$

O *payback* de um sistema *on grid* para um consumidor residencial, será dado por:

$$\frac{19.110}{(550 \times 0,92 \times 12) - \{[(550 - (550 \times 0,273)) \times 0,232 + (50 \times 0,92) + 30] \times 12 + 955,50\}} \quad (17)$$

$$= 6,18 \text{ anos}$$

O *payback* de um sistema *on grid* para um consumidor rural será dado por:

$$\frac{19.110}{(550 \times 0,87 \times 12) - \{[(550 - (550 \times 0,2465)) \times 0,218 + (50 \times 0,87)] \times 12 + 955,50\}} \quad (18)$$

$$= 6 \text{ anos}$$

Logo, ao analisar os resultados, o aumento do tempo mínimo necessário para o retorno do investimento fica explícito, e com a Tabela 5 é possível ter noção percentual desse aumento:

Tabela 5. Resumo dos valores de paybacks e percentuais de aumento de tempo necessário em relação as normas atuais.

Resumo dos <i>paybacks</i> e aumento percentual em relação a norma atual						
	Residencial		Comercial		Rural	
	Payback	Aumento (%)	Payback	Aumento (%)	Payback	Aumento (%)
Normas 482/687	4,54	-	4,54	-	4,48	-
Lei 14.300 SEM autoconsumo simultâneo	7,14	57%	7,14	57%	6,76	51%
Lei 14.300 COM autoconsumo simultâneo	6,18	36%	5,95	31%	6,00	34%

Por fim, tendo em vista o que foi calculado, foi possível traçar curvas gerais para cada tipo de problema apresentado. Vale lembrar que foi considerada no cálculo a taxa de 100% da TUSD fio B e as curvas foram calculadas com base em partes das equações (5) e (8). As quais são destacadas a seguir:

$$\begin{aligned} & \textit{Valor da conta de energia mensal com a norma atual} \\ & = C_D + T_X + C_E \cdot T_E \end{aligned} \quad (19)$$

Onde:

$C_D$  – Custo de disponibilidade (R\$);

$T_X$  – Taxa de Iluminação Pública (R\$);

$C_E$  – Diferença entre o consumo e a energia injetada para um consumo maior que a injeção na rede (kWh);

$T_E$  – Tarifa energética (R\$/kWh).

$$\begin{aligned} & \textit{Valor da conta de energia mensal com a lei} \\ & = [(E_C - A_R) \times \textit{Fio B} + (C_D + T_X)] + C_E \cdot T_E \end{aligned} \quad (20)$$

Onde:

$E_C$  – Energia consumida por mês (kWh);

$A_R$  – Provável autoconsumo simultâneo da unidade consumidora (kWh);

Fio B – Valor integral correspondente a TUSD Fio B (R\$/kWh);

$C_D$  – Custo de disponibilidade (R\$);

$T_X$  – Taxa de Iluminação Pública (R\$);

$C_E$  – Diferença entre o consumo e a energia injetada para um consumo maior que a injeção na rede (kWh);

$T_E$  – Tarifa energética (R\$/kWh).

Dessa forma na Figura 15, Figura 16 e Figura 17, temos o valor da conta de energia mensal por cada tipo de consumidor de acordo com a tarifa praticada, a qual varia de R\$0,70 à R\$1,40. Em todas os gráficos, as linhas tracejadas representam o valor mínimo a ser pago por um GD na norma atual, e as linhas contínuas representam o valor mínimo a ser pago por um GD na nova lei. Vale ressaltar que para todos os casos, a geração é sempre maior que o consumo.

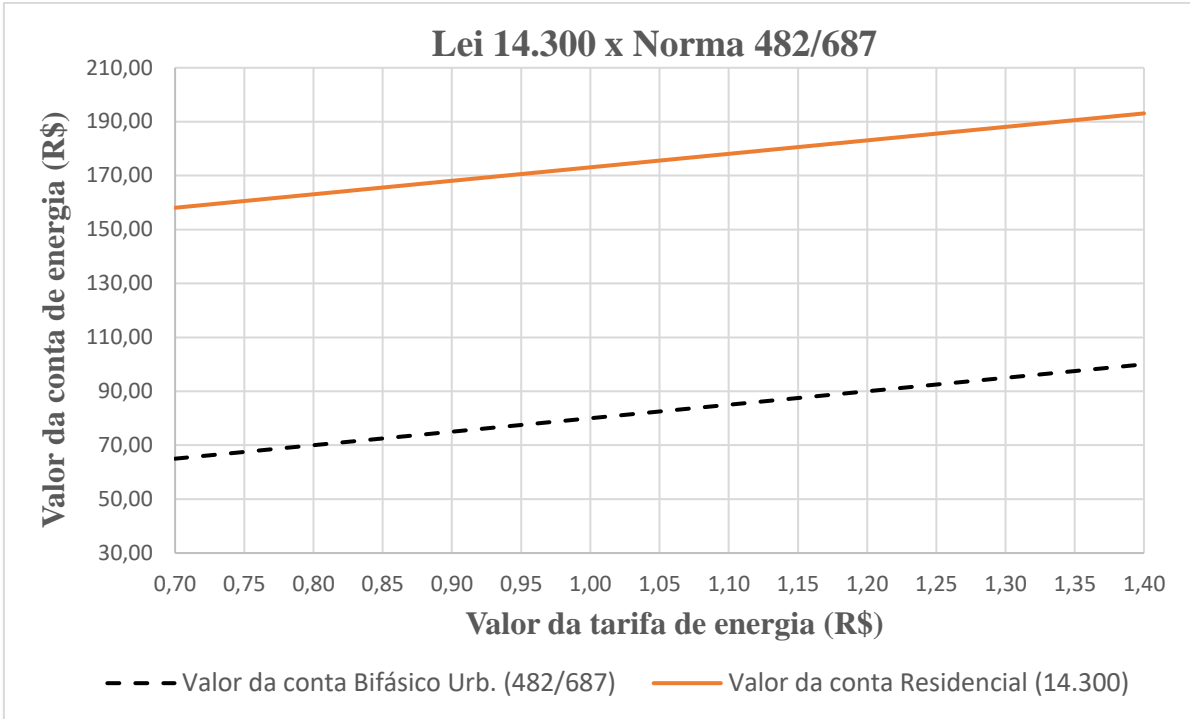


Figura 15. Comparativo entre o valor da conta bifásica residencial na norma atual e na lei 14.300

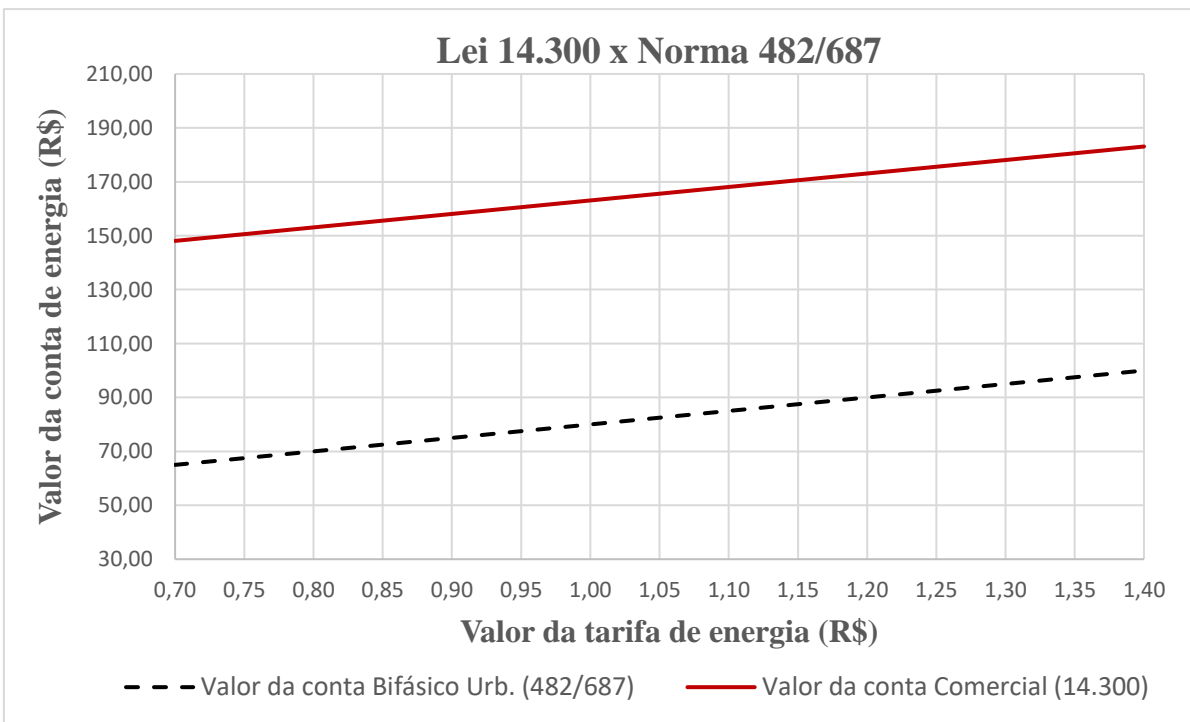
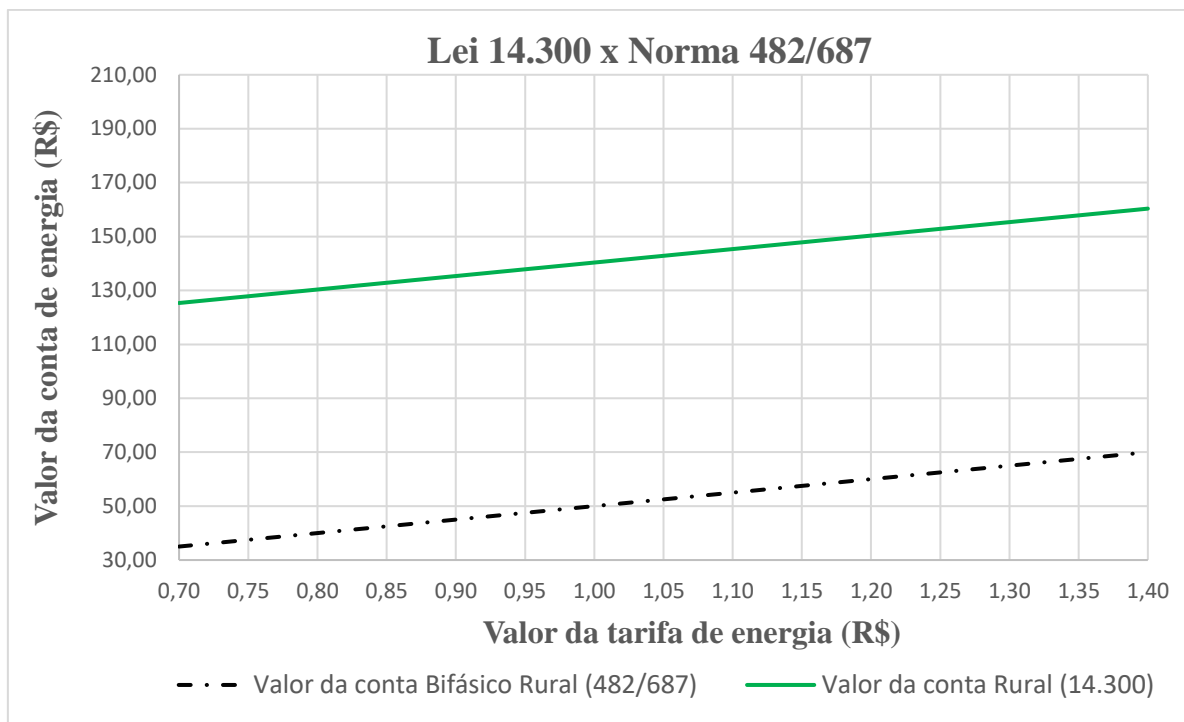


Figura 16. Comparativo entre o valor da conta bifásica comercial na norma atual e na lei 14.300



**Figura 17. Comparativo entre o valor da conta bifásica rural na norma atual e na lei 14.300**

Como foi visto nos cálculos de *payback*, fica claro, graficamente, o aumento do valor pago pelo consumidor que pretende gerar a própria energia nos próximos anos. E que pode causar a inviabilidade do investimento, em casos que o autoconsumo simultâneo seja baixo a ponto de o retorno do investimento vir acontecer depois do tempo de garantia dos equipamentos escolhidos.



## 5 Conclusões

Na sociedade atual dependemos socialmente e economicamente da utilização da energia elétrica. E cada vez mais nos tornamos ainda mais dependentes, com o surgimento de novos equipamentos e de principalmente novos veículos elétricos. Logo, para aumento da matriz energética limpa do país, e contribuição para redução de gastos com energia por parte dos consumidores, a energia solar fotovoltaica é apontada como uma solução. Entretanto, com a recente lei regulatória do setor, que taxa diretamente a energia compensada, surgem dúvidas, e criam-se falácias sobre o assunto e a viabilidade econômica das usinas solares fotovoltaicas. A missão desse trabalho além de informar e esclarecer, é também fazer uma previsão do andamento do setor após o ano de 2028, que será quando teremos outras formas de cobrança no sistema de compensação.

Utilizando-se da metodologia proposta e baseando-se no referencial teórico, foi possível simular, dimensionar e comparar a viabilidade de sistemas *on grid* FV antes e depois da implementação da Lei 14.300. Sendo o foco principal após o ano de 2028. Na comparação dos dados, é possível concluir que, para um sistema bifásico, haverá um aumento do tempo necessário para o retorno do investimento. Sendo um aumento de 57% e 51% no tempo de retorno para consumidores urbanos e rurais respectivamente, ambos sem considerar o autoconsumo simultâneo. Ao introduzir as porcentagens de autoconsumo simultâneo (situação mais próxima da prática), o aumento foi menor, como era de ser esperado. Onde o aumento de *payback* para consumidores residenciais foi de 36%, para consumidores comerciais foi de 31% e para consumidores rurais foi de 34%.

Tendo em vista os dados obtidos e os gráficos gerados, temos que os consumidores bifásicos que desejam entrar no sistema de compensação de uma GD na vigência da lei 14.300, terão uma menor economia mensal em comparação com a praticada atualmente. Como foi possível ver na comparação entre as normas, ocorrerão aumentos máximos de 36% no tempo para a obtenção do *payback* nas simulações com autoconsumo simultâneo, e aumentos máximos de 57% no pior cenário (sem autoconsumo simultâneo). Porém, por mais que ocorra um aumento do tempo de *payback* das futuras usinas fotovoltaicas, a energia solar fotovoltaica ainda continua sendo um investimento viável, e de retorno garantido quando analisamos o caso mais realístico, com autoconsumo simultâneo. Tendo o *payback* aproximado de 6 anos, ou seja, com retorno de investimento dentro do tempo de garantia dos equipamentos adquiridos.

## ***Referências Bibliográficas***

- [1] Brasil deve priorizar construção de barragens e reservatórios. **Massa Cinzenta**, 27 Outubro 2021. Disponível em: <<https://www.cimentoitambe.com.br/massa-cinzenta/brasil-deve-priorizar-construcao-de-barragens-e-reservatorios/>>. Acesso em: 15 Novembro 2022.
- [2] Panorama da solar fotovoltaica no Brasil e no mundo. **AB Solar**, Outubro 2022. Disponível em: <<https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>>. Acesso em: 10 Julho 2022.
- [3] História e origem da energia solar. **Portal Solar**, 15 Setembro 2020. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/noticias/materias/historia-e-origem-da-energia-solar>>. Acesso em: 27 Julho 2022.
- [4]. **Global Atlas**, Outubro 2022. Disponível em: <<https://globalsolaratlas.info/map?c=-20.753859,-42.881589,11&s=-20.753859,-42.881589&m=site>>. Acesso em: 28 Outubro 2022.
- [5] PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: [s.n.], 2014.
- [6] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012**. [S.l.].
- [7] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015**. [S.l.].
- [8] DIÁRIO OFICIAL DA UNIÃO. **Marco Legal da Microgeração e Minigeração Distribuída nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022**. [S.l.]. 2022.
- [9] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa ANEEL nº166 de 10/10/2005. **Legisweb**. Disponível em: <[>https://www.legisweb.com.br/legislacao/?id=102484#:~:text=Estabelece%20as%20disposi%C3%A7%C3%B5es%20consolidadas%20relativas,de%20energia%20el%C3%A9trica%20\(TE\)</a>. Acesso em: 23 Outubro 2022.](https://www.legisweb.com.br/legislacao/?id=102484#:~:text=Estabelece%20as%20disposi%C3%A7%C3%B5es%20consolidadas%20relativas,de%20energia%20el%C3%A9trica%20(TE))
- [10] MARQUES, M. **Metodologia para modelagem de curvas típicas de demanda elétrica utilizando redes neurais artificiais considerando variáveis climáticas**. [S.l.]: [s.n.], 2014.
- [11]. Encargos e tributos compõem mais de 40% da sua conta de luz. **IDEC**, Setembro 2022. Disponível em: <[https://idec.org.br/edasmaconta\\_bkp/encargostributos](https://idec.org.br/edasmaconta_bkp/encargostributos)>. Acesso em: 6 Setembro 2022.
- [12]. Valores de tarifas e serviços. **CEMIG**, Setembro 2022. Disponível em: <<https://www.cemig.com.br/atendimento/valores-de-tarifas-e-servicos/>>. Acesso em: 6 Setembro 2022.
- [13] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Calendário e resultado dos processos tarifários de distribuição. **Antigo ANEEL**, 2022. Disponível em: <<https://antigo.aneel.gov.br/resultado-dos-processos-tarifarios-de-distribuicao>>. Acesso em: 10 Julho 2022.
- [14] GROWATT. **Datasheet Inversor On-grid Growatt 5000TL-X**. [S.l.]. 2022.
- [15] DAH. **Datasheet Módulo Fotovoltaico DAH 550W**. [S.l.]. 2022.