

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA
CENTRO DE TECNOLOGIA
CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

Mateus Luiz Giuliani

**ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA NA ADESÃO DA TARIFA BRANCA
EM CONSUMIDORES RESIDENCIAIS DE FORMA INDEPENDENTE E
ASSOCIADA À GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA**

Santa Maria, RS

2019

Mateus Luiz Giuliani

**ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA NA ADESÃO DA TARIFA BRANCA
EM CONSUMIDORES RESIDENCIAIS DE FORMA INDEPENDENTE E
ASSOCIADA À GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao curso de graduação da engenharia elétrica, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção do título de **bacharel em Engenharia Elétrica**.

Orientador: Prof. Dra. Luciane Neves Canha

Santa Maria, RS

2019

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais, por todo o afeto e apoio durante toda a minha jornada até aqui.

Aos meus irmãos, por serem verdadeiros guerreiros e a minha maior motivação e inspiração.

Aos meus colegas e amigos que me acompanharam durante toda a graduação.

À minha orientadora, pela compreensão durante a realização deste trabalho e pela inspiração profissional.

A mim, por ter vencido todas as adversidades externas à esfera acadêmica que tornaram a caminhada até aqui mais difícil e a minha pessoa mais forte.

Dei tempo ao tempo, para que com tempo
pudesse ser o que quis ser.

(Mateus Luiz Giuliani)

RESUMO

ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA NA ADESÃO DA TARIFA BRANCA EM CONSUMIDORES RESIDENCIAIS DE FORMA INDEPENDENTE E ASSOCIADA À GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA

AUTOR: Mateus Luiz Giuliani
ORIENTADOR: Luciane Neves Canha

Este trabalho apresenta um estudo de viabilidade econômica na migração ou adesão à Tarifa Branca (TB) para consumidores residenciais, baseada em uma análise comparativa com a modalidade Convencional, onde é considerada a preservação dos hábitos de consumo. Foram consideradas cinco faixas de consumo de energia elétrica, onde são avaliados cenários com a utilização apenas da rede elétrica para atendimento à carga e, também, com a rede elétrica em conjunto à Geração Distribuída (GD) Fotovoltaica. Estas análises são realizadas com o auxílio do *software Homer (Hybrid Optimization for Electric Renewables)*, que, de acordo com menor Valor Presente Líquido (VPL), denota a opção mais viável economicamente para cada faixa de consumo. Na metodologia proposta para utilização apenas da rede elétrica, os custos para cada modalidade tarifária são restritos às tarifas de energia elétrica, onde dentre as faixas de consumo analisadas, três obtiveram a TB como melhor opção. Já para utilização da rede elétrica em conjunto à GD, foi considerada a energia solar como recurso renovável onde o sistema fotovoltaico é dimensionado de forma que a energia gerada seja suficiente para que o mês de dezembro obtivesse fatura de energia igual ao Custo de Disponibilidade (CD). No contexto geral, a topologia utilizando a rede elétrica em conjunto à GD Fotovoltaica é unânime para as duas modalidades tarifárias em todas as faixas de consumo analisadas, quando comparadas ao atendimento à carga utilizando somente a rede elétrica. Quando esta comparação é feita com atendimento à carga somente com a rede elétrica, foi observado que a modalidade Convencional é a opção mais viável para todas as faixas de consumo analisadas.

Palavras-Chave: Tarifa Branca, Geração Distribuída Fotovoltaica, Viabilidade Econômica

ABSTRACT

METHODOLOGY FOR ECONOMIC FEASIBILITY ANALYSIS ON ADHESION OF THE WHITE FARE FOR RESIDENTIAL CONSUMERS INDEPENDENTLY AND ASSOCIATED TO THE PHOTOVOLTAIC DISTRIBUTED GENERATION

AUTHOR: Mateus Luiz Giuliani
ADVISOR: Luciane Neves Canha

This paper presents an economic feasibility study on migration or adhesion to the “White Fare” for residential consumers, based on a comparative analysis with the conventional fare, where the preservation of consumption habits is considered. Five different electric energy consumption ranges were considered, evaluated for using only the power grid to feed the load and for using the power grid with photovoltaic-based distributed generation. These analysis were made using the Homer software (Hybrid Optimization for Electric Renewables), where, according to the smallest Net Present Cost, defines the most feasible option economically speaking for each range of consumption. For the power grid only proposed methodology, the costs for each type of fare are evaluated according only to the electric energy fares, wherein, for the five different ranges considered, three of them got the White Fare as the best option. As for using the power grid with distributed generation, solar energy was considered as a renewable resource, where the photovoltaic system was dimensioned so that the generated energy was just enough that the month of December had an energy bill the same as the availability cost. In a general context, the power grid with distributed generation topology is universally agreed upon both of the fare types, for all ranges of consumption considered. When this comparison is made strictly between the two types of fares, it was pointed that the conventional fare is the most viable for all ranges of consumption considered.

Keywords: White Fare, Photovoltaic Distributed Generation, Economic Feasibility.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Sistema de Bandeiras Tarifárias.....	16
Figura 2: Estrutura da Tarifa Convencional Monômia.....	17
Figura 3: Composição Média da Tarifa de Energia.....	18
Figura 4: Comparativo entre a Tarifa Branca e a Tarifa Convencional	20
Figura 5: Estrutura Tarifa Horária Branca.....	21
Figura 6: Cenários Geração x Consumo.....	Error! Bookmark not defined.
Figura 7: Metodologia Proposta	30
Figura 8: Perfil faixa de consumo 31 a 100kWh.....	32
Figura 9: Perfil faixa de consumo de 101 a 160kWh	33
Figura 10: Perfil faixa de consumo de 161 a 300kWh	28
Figura 11: Perfil faixa de consumo de 301 a 500kWh	30
Figura 12: Perfil faixa de consumo acima de 500kWh	32
Figura 13 : curva de carga média para consumidores residenciais com discriminação de equipamentos.....	32
Figura 14: Radiação Solar no município de Santa Maria.....	43
Figura 15: Topologia Homer	45
Figura 16: Forma do cálculo para o montante de energia a ser gerado.....	53
Figura 17: Resultados obtidos para tarifa convencional com utilização da rede elétrica em conjunto com GD	61
Figura 18: Tempo de retorno para o investimento inicial com a modalidade Convencional.....	62
Figura 19: Resultados obtidos para tarifa branca com utilização da rede elétrica em conjunto com GD	63
Figura 20: Tempo de retorno para o investimento inicial com a modalidade Branca.....	63

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Número de UCs cadastradas com a modalidade tarifárias Branca.....	27
Tabela 2: Número de UCs cadastradas com sistemas de Geração Distribuída	40
Tabela 3: Números da Geração Distribuída Fotovoltaica no Brasil	58
Tabela 4: Número da Geração Distribuída Fotovoltaica no Brasil para a classe Residencial..	59
Tabela 5: Análises para cenário considerando carga atendida somente via Rede Elétrica	59
Tabela 6: Análises para cenário considerando carga atendida via Rede Elétrica em conjunto com Geração Distribuída Fotovoltaica	37
Tabela 7: Tarifas de Energia R\$/kWh da RGE SUL Distribuidora Gaúcha de Energia S/A...	40
Tabela 8: Atendimento da UC utilizando somente a Rede Elétrica.	45
Tabela 9: Atendimento da UC com Rede Elétrica + GD Fotovoltaica.	47
Tabela 10: Valores finais para UC atendida com rede elétrica + GD fotovoltaica.	49
Tabela 11: Posto tarifário FP com atendimento somente via rede elétrica.	50
Tabela 12: Posto tarifário I com atendimento somente via rede elétrica.....	51
Tabela 13: Posto tarifário P com atendimento somente via rede elétrica.....	52
Tabela 14: Geração e Consumo Período FP para o mês de dezembro.....	65
Tabela 15: Valor final para o montante necessário a ser gerado no período FP.	565
Tabela 16: Meses com Fatura abaixo do Custo de Disponibilidade real.....	57
Tabela 17: Distribuição de consumo anual nos três postos tarifários para a faixa de consumo 101 a 160kWh.....	58
Tabela 18: Economia e Acréscimos para os três postos tarifários	59
Tabela 19: Representação percentual do consumo total para os postos I e P.....	59
Tabela 20: VPL para cada faixa de consumo com utilização apenas da rede elétrica	65
Tabela 21: Custo do investimento inicial para instalação do sistema fotovoltaico	65
Tabela 22: VPL final para cada faixa de consumo considerando a utilização da rede elétrica em conjunto à GD.....	65

LISTA DE SIGLAS

ABES	Atlas Brasileiro De Energia Solar
ABSOLAR	Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica
AIE	Agencia Internacional De Energia
ANEEL	Agência Nacional De Energia Elétrica
CD	Custo De Disponibilidade
<i>CM:</i>	Consumo Medido
CPFL	Companhia Paulista de Força e Luz
<i>Fc</i>	Valor Fatura
FP	Fora Ponta
GD	Geração Distribuída
GLD	Gerenciamento Pelo Lado De Demanda
I	Intermediário
ICMS	Impostos Sobre Circulação De Mercadorias E Prestação de Serviços
MME	Ministério De Minas E Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
P	Ponta
PRORET	Procedimentos de Regulação Tarifária
RN	Resolução Normativa
TB	Tarifa Branca
TE	Tarifa De Energia
<i>TFc:</i>	Tarifa Convenciona (Soma ENTRE TUSD e TE)
TUSD	Tarifa do Uso dos Sistemas de Distribuição
UCs	Unidades Consumidoras

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	11
1.1 JUSTIFICATIVAS.....	12
1.2 OBJETIVOS	12
1.2.1 Objetivo geral.....	12
1.2.2 Objetivos específicos.....	12
1.3 DIVISÃO DO TRABALHO	13
2. ESTRUTURAÇÃO DO SISTEMA TARIFÁRIO BRASILEIRO.....	14
2.1 SISTEMA DE BANDEIRAS TARIFÁRIAS	15
2.2 MODALIDADE TARIFÁRIA CONVENCIONAL.....	17
2.3 MODALIDADE TARIFÁRIA HORÁRIA BRANCA.....	18
2.3.1 Tarifa branca no Brasil e no Rio Grande do Sul.....	23
3. GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	24
3.1 SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE CRÉDITOS	25
3.2 MODALIDADES DE COMPENSAÇÃO EM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....	26
3.3. ENERGIA SOLAR.....	27
3.3.1 Geração distribuída fotovoltaica na classe residencial	28
4. METODOLOGIA.....	29
4.1 PERFIS DE CARGA.....	31
4.1.1 Perfil de 31 a 100kWh	32
4.1.2 Perfil de 101 a 160kWh	32
4.1.3 Perfil de 161 a 300kWh	33
4.1.4 Perfil de 301 a 500kWh	34
4.1.5 Perfil de acima de 500kWh.....	34
4.2 ATENDIMENTO À CARGA	36
4.2.1 Via rede elétrica	36
4.2.2 Via rede elétrica em conjunto com a geração distribuída fotovoltaica	37

4.3. SISTEMA FOTOVOLTAICO	37
5. ESTUDO DE CASO	40
5.1 TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA	40
5.2 PAINEL FOTOVOLTAICO	42
5.2.1 Potencial solar	42
5.3 INVERSOR	43
5.4 DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO	44
5.4.1 Modalidade convencional	44
5.4.2 Modalidade branca.....	50
6. RESULTADOS	58
6.1 ANÁLISE UTILIZANDO APENAS DA REDE ELÉTRICA.....	58
6.1.1 Faixa de consumo de 101 a 160kWh	58
6.1.2 Comparação de resultados.....	59
6.2 ANÁLISE UTILIZANDO A REDE ELÉTRICA EM CONJUNTO COM GERAÇÃO DISTRIBUIÇÃO FOTOVOLTAICA	60
6.2.1 Faixa de consumo de 101 a 160kWh	61
5.3.4 Comparação de resultados.....	64
7. CONCLUSÃO.....	66
7.1 CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	66
7.2 SUGESTÃO DE TRABALHOS FUTUROS.....	68

1. INTRODUÇÃO

O avanço tecnológico promove a constante transformação e evolução da sociedade, a qual possui hábitos cada vez mais modernos, alavancando o crescimento na demanda por energia elétrica.

Com um sistema elétrico dependente, majoritariamente, de fontes hídricas, faz-se necessário o uso de outros recursos para geração de energia elétrica a fim de diversificar a matriz energética do país e amenizar a sua vulnerabilidade frente às intempéries climáticas, visto que o clima exerce forte influência nos níveis e custos de geração de energia elétrica.

Diante desta dependência de recursos hídricos, associada ao crescente consumo de energia elétrica que tem projeção de crescimento médio anual de 3.9%, conforme dados do Ministério de Minas e Energia (MME,2018), a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) publicou em 17 de abril de 2012 a Resolução Normativa (RN) n°482/2012 que, juntamente com as suas alterações em vigência (RN n° 517/2012, RN n° 687/2015 e RN n° 786/2017), regulamentam as condições para acesso aos sistemas de GD no país, que complementam a matriz energética e oferecem maior confiabilidade ao suprimento da crescente demanda eletro-energética de forma sustentável.

Ademais, juntamente com o crescente consumo de energia elétrica, vem a necessidade de ampliação da rede elétrica visto que esta é dimensionada para atender a demanda máxima ou pico do sistema. Neste contexto, é de grande valia a criação de meios que conduzam este crescimento para o período Fora Ponta (FP) de forma que haja uma melhor distribuição na demanda por energia elétrica durante o dia, atenuando estes picos e fazendo com que o sistema de distribuição possa ser melhor utilizado.

À vista disso, a Tarifa Branca (TB), regulamentada pela RN n° 733/2016 e publicada em 06 de setembro de 2016 pela ANEEL, surge como estímulo à concentração de consumo de energia elétrica em horários FP, quando a rede elétrica se encontra ociosa, ratificado pelo custo inferior ao pago na modalidade Convencional. Este período é denominado posto horário FP, o qual juntamente com os postos I (Intermediário) e P (Ponta) (este com custo superior ao pago na modalidade Convencional) compõem a TB.

Dessa forma, a aptidão para mudança nos hábitos de consumo é primordial para que o consumidor possa concentrar seu consumo no posto FP e, assim, obter economia com a adesão à TB. Como esta aptidão é limitada para alguns consumidores, e provavelmente a modalidade

Convencional caminhe para a extinção em um futuro próximo, é preciso avaliar quais os efeitos da TB na fatura de energia caso não haja mudanças nos hábitos de consumo.

Assim, com o auxílio do *software Homer*, este trabalho propõe um estudo direcionado a consumidores residenciais, para avaliar se é viável economicamente a estes consumidores, com a preservação dos hábitos de consumo; migrar ou aderir à nova modalidade tarifária Branca, seja de forma independente ou em conjunto à GD Fotovoltaica.

1.1 JUSTIFICATIVAS

A busca de soluções para que se possa atender com confiabilidade a demanda de energia elétrica é essencial ao passo que essa se torna cada vez mais importante para o desenvolvimento da sociedade. Assim, a utilização de estratégias que torne isso possível, de forma sustentável, é ferramenta importante para que o consumidor e o sistema elétrico sejam beneficiados.

Ademais, o constante processo de reformulação/renovação da estrutura tarifária traz consigo a necessidade estudos que analisem o impacto financeiro na conta do consumidor e que possam, também, contribuir com a difusão da informação a respeito destes processos.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivo geral

Analisar a viabilidade econômica na adesão da TB de forma independente e em conjunto à GD Fotovoltaica para consumidores residenciais, com a preservação dos hábitos de consumo.

1.2.2 Objetivos específicos

Realizar a análise para os consumidores residenciais do município de Santa Maria – RS;
Analisar o comparativo entre a nova modalidade TB e a Convencional com atendimento à carga somente via rede elétrica;

Analisar o comparativo entre a nova modalidade TB e a Convencional com atendimento à carga com a rede elétrica em conjunto à GD Fotovoltaica.

1.3 DIVISÃO DO TRABALHO

A revisão bibliográfica tem início no capítulo 2, denominado Estrutura do sistema tarifário Brasileiro, onde são apresentadas as tarifas referentes aos serviços fundamentais prestados pelas concessionárias de energia, TUSD e TE. Ademais, são exibidas as características que compõem as modalidades tarifárias Branca e Convencional bem como o sistema de bandeiras tarifárias.

O terceiro capítulo tem como estudo a conexão de sistemas de GD ao sistema de distribuição de energia elétrica por meio de UCs. Nesse são apresentados conteúdos que englobam a micro e minigeração distribuída, modalidades da GD bem como a energia solar, a qual é recurso renovável presente em mais de 99% das unidades de GD instaladas no país.

O capítulo quatro apresenta a metodologia proposta para o trabalho. Nele são apresentadas as tarifas de energia elétrica e os perfis de cargas referentes às cinco faixas de consumo analisadas. Ainda, é explicada a forma de cálculo de dimensionamento para o sistema fotovoltaico.

O capítulo 5 diz respeito à declaração dos resultados obtidos para as simulações realizadas com o auxílio do *software Homer*. É feito, basicamente, para todas as faixas de consumo o comparativo entre a TB e a Convencional nos dois cenários avaliados: com atendimento à carga utilizando apenas a rede elétrica e com a rede elétrica em conjunto à GD Fotovoltaica.

Finalizando, o capítulo 6 reitera brevemente os assuntos discorridos no trabalho e apresenta as conclusões obtidas após a avaliação dos resultados obtidos assim como propõe a sugestão de trabalhos futuros.

2. ESTRUTURAÇÃO DO SISTEMA TARIFÁRIO BRASILEIRO

Em 17 de maio de 1968, pelo decreto N° 62.724, foram discutidas e implantadas pela primeira vez normas gerais de tarifação para empresas concessionárias de serviço público de energia elétrica. Atualmente, a estrutura dos Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET), aprovada pela RN n° 435/2011, regulamenta os processos tarifários.

As Unidades Consumidoras de Energia Elétricas (UCs) são, basicamente, tarifadas de acordo com o nível de tensão no qual são atendidas. O grupo A, com atendimento em tensão igual ou superior a 2,3KV, é dividido nos seguintes subgrupos:

- A1 – 230 KV ou mais;
- A2 – 88 KV a 138 KV;
- A3 – 69 KV;
- A3a – 30 KV a 44 KV;
- A4 – 2,3 KV a 25 KV;
- AS – Baixa Tensão.

Já o grupo B, com atendimento em tensão inferior a 2,3KV, é dividido nos seguintes subgrupos:

- B1 – Residencial;
- B2 – Rural;
- B3 – Demais Classes;
- B4 – Iluminação Pública.

O primeiro grupo, A, é tarifado pela modalidade binômia, na qual é cobrada uma tarifa de acordo com demanda contratada, além do valor pago referente ao consumo de energia elétrica. O segundo grupo, B, é tarifado pela modalidade Convencional ou Branca, na qual é pago somente pela energia consumida.

Como a análise deste trabalho é direcionado a consumidores residenciais, é preciso frisar que não há possibilidade de a fatura de energia ser zerada dentro de um ciclo. O faturamento mínimo mensal para consumidores do Grupo B é determinado de acordo com o padrão de fornecimento de energia. Este faturamento é definido como Custo de Disponibilidade, o qual tem influência no cálculo do dimensionamento de sistemas fotovoltaicos.

Consumidores com consumo zero ou inferior ao padrão específico determinado abaixo, serão tarifados sobre os seguintes montantes de energia:

- I – 30kWh, se padrão monofásico;

- II – 50kWh, se padrão bifásico;
- III – 100kWh, se padrão trifásico.

Quanto à composição tarifária, a Tarifa do Uso dos Sistemas de Distribuição (TUSD) e a Tarifa de Energia (TE) são as tarifas referentes aos dois serviços fundamentais prestados pelas concessionárias de distribuição de energia elétrica, os quais são citados abaixo e no decorrer deste trabalho nas seções que englobam as modalidades tarifárias Branca e Convencional.

- TUSD – referente à disponibilidade do meio físico – a rede elétrica – e os diversos serviços associados para o atendimento dos usuários do sistema de distribuição;
- TE – referente ao fornecimento de energia elétrica aos consumidores.

Ainda, desde 2015, há outro elemento que passou a fazer parte da composição tarifária. Conforme RN nº 547/2013, todos os consumidores cativos das distribuidoras, são, desde então, tarifados pelo sistema de bandeiras tarifárias, no qual de acordo com três modalidades – verde, amarela e vermelha – indica se haverá ou não acréscimo no valor de energia, em função das condições de geração de eletricidade (ANEEL, 2013).

2.1 SISTEMA DE BANDEIRAS TARIFÁRIAS

A expressiva dependência de recursos hídricos para a geração de energia elétrica, torna o sistema elétrico vulnerável, visto que cada região do país possui índices pluviométricos distintos, dada a expansão longitudinal e latitudinal que confere ao Brasil uma grande diversidade climática. Apesar dos vastos estudos climáticos que fundamentam a construção de usinas hidrelétricas, não há garantia que a região onde a mesma for instalada não passe por turbulências no que diz respeito ao abastecimento hídrico e, conseqüentemente, estável condição de geração.

No período de 2013 a 2014, as regiões sudeste e nordeste do país apresentaram um índice pluviométrico muito abaixo do normal. A estiagem provocou um déficit nos níveis de geração de energia elétrica, acarretando no aumento do preço da mesma. Um dos casos mais graves, ocorreu no Reservatório da Usina Hidrelétrica de Sobradinho na Bahia, que é o terceiro maior do país em capacidade e está localizado no curso do rio São Francisco e chegou a 1% de sua capacidade no final de 2015 e até setembro de 2017, apresentava 5% de volume (O Estado de S. Paulo, 23 set. 2017).

Com os baixos níveis dos reservatórios, faz-se necessário, como medida para economia de água; o acionamento de usinas termelétricas para geração de energia elétrica, as quais utilizam combustíveis como gás natural, carvão, diesel entre outros, aumentando os custos de geração. Em 2017, as termelétricas foram responsáveis por 22% da eletricidade gerada no país (Metro Jornal, 05 de fev. 2018).

Frente a significativa parcela na geração de energia elétrica no país e alto custo intrínseco aos combustíveis utilizados, o sistema de Bandeiras Tarifárias, regulamentado pela RN n° 547/2013, foi instituído oficialmente, pela ANEEL em 2015 com intuito de informar aos consumidores as condições de geração no país e atenuar os gastos com o acionamento de termelétricas. O Sistema de Bandeiras Tarifárias conta com as 3 modalidades apresentadas na figura 1.

Figura 1: Sistema de Bandeiras Tarifárias

Bandeira verde	Hidrelétricas operam normalmente. (geração térmica até R\$ 211,28/MWh)	Não há alteração no valor da tarifa de energia.	
Bandeira amarela	Usinas térmicas ativadas. (geração térmica de R\$ 211,28/MWh a R\$ 422,56/MWh)	Acréscimo na sua conta R\$ 1,50 a cada 100kWh.	
Bandeira vermelha Patamar 1	Usinas térmicas ativadas e alta demanda. (geração térmica de R\$ 422,56/MWh até R\$ 610/MWh)	Acréscimo na sua conta R\$ 4,00 a cada 100kWh.	
Bandeira vermelha Patamar 2	Usinas térmicas ativadas e alta demanda. (geração térmica maior ou igual a R\$ 610/MWh)	Acréscimo na sua conta R\$ 6,00 a cada 100kWh.	

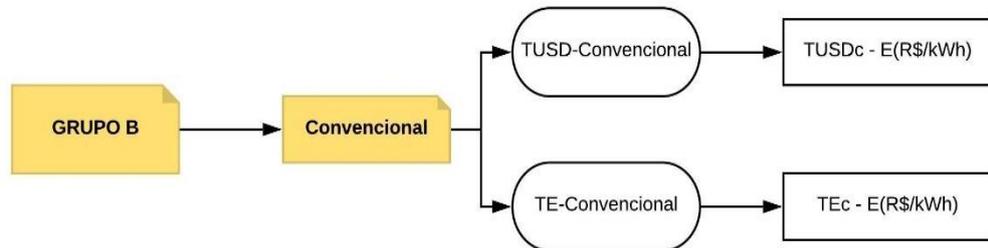
Fonte: (CPFL, 2019)

Portanto, desde então, é divulgada, mensalmente, pela ANEEL; o tipo de bandeira tarifária em vigor em cada região do país em função das condições de geração de eletricidade no país, baseada em informações provenientes do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), que é o responsável pela decisão do acionamento ou não das usinas termelétricas.

2.2 MODALIDADE TARIFÁRIA CONVENCIONAL

Até início do ano de 2018, consumidores do Grupo B eram tarifados apenas pela modalidade Convencional Monômnia, que não possui sinalização horária e é caracterizada por uma tarifa de consumo de energia elétrica fixa. Sua estrutura tarifária é apresentada na figura 2.

Figura 2: Estrutura da Tarifa Convencional Monômnia



Fonte: (ANEEL, 2011)

Desse modo, estes consumidores têm sua fatura calculada de acordo com a equação 1:

$$F_c = CM.TFc + \text{acrésimo} \quad (1)$$

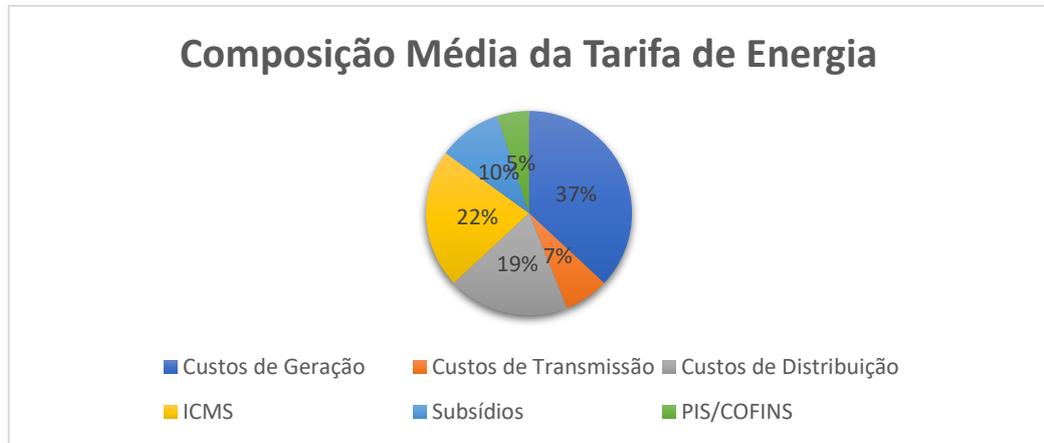
Onde,

- F_c : Valor Fatura – Convencional (R\$/kWh);
- CM : Consumo Medido (kWh);
- TFc : Soma da TUSD e TE;
- acrésimo : Valor referente às Bandeiras Tarifárias (R\$/100kWh).

Ainda, é acrescentada, ao final do cálculo de F_c , uma parcela de impostos a qual varia de acordo com o estado do país. Em média, quase 27% do valor final da tarifa de energia é composta por impostos como ICMS e PIS/COFINS (ANEEL,2019).

Na figura 3, é apresentada a composição final da fatura de energia elétrica bem como outros custos associados.

Figura 3: Composição Média da Tarifa de Energia



Fonte: (ANEEL, 2019)

Como apresentado na figura 2, a Tarifa Convencional não possui sinalização horária do consumo de energia que atribui um preço único ao custo de energia para todas as horas do dia. Tal característica não estimula o uso consciente de energia já que não há distinção tarifária, o que implica em concentrações de consumo em horários específicos (horário de ponta), sendo necessária a expansão da rede elétrica.

Dessa forma, como meio de estimular o uso consciente e frear esse aumento de demanda nos horários de ponta do sistema, a ANEEL implantou a TB, a qual possui sinalização horária e oferece ao consumidor a possibilidade de consumo consciente e inteligente, trazendo benefícios tanto ao consumidor quanto às concessionárias de distribuição e ao sistema elétrico como um todo.

2.3 MODALIDADE TARIFÁRIA HORÁRIA BRANCA

A TB surge como ferramenta importante para Gerenciamento pelo Lado de Demanda (GLD), na tentativa de estimular consumidores do grupo B a ter um consumo de energia elétrica mais consciente a fim de reduzir ou estabilizar o aumento da demanda nos horários de ponta do sistema.

Disponível a todos os consumidores do grupo B, com exceção ao subgrupo B4 – Iluminação Pública – e a consumidores residenciais de baixa renda; a TB horária, traz um

comportamento tarifário que incentiva a mudança de hábitos de consumo de energia justificada pela presença de postos tarifários.

No trabalho de Bernardon, Abaide e Figueiró (2013), são analisados os resultados na adesão da tarifa branca por consumidores residenciais com a preservação dos hábitos de consumo. Dessa forma, foi concluído que houve um aumento no valor da fatura de energia visto que para redução do valor da fatura, foi constatado que deveriam ser empregadas técnicas de GLD para que o consumo fosse concentrado no período fora ponta.

Assim, pode-se afirmar que, se empregadas as ferramentas de estudo corretas, é possível obter um benefício econômico com a adesão da nova modalidade tarifária, que é dependente da análise da curva de carga desse consumidor específico analisado, e, também, da flexibilidade deste em relação à mudança de seus hábitos de consumo.

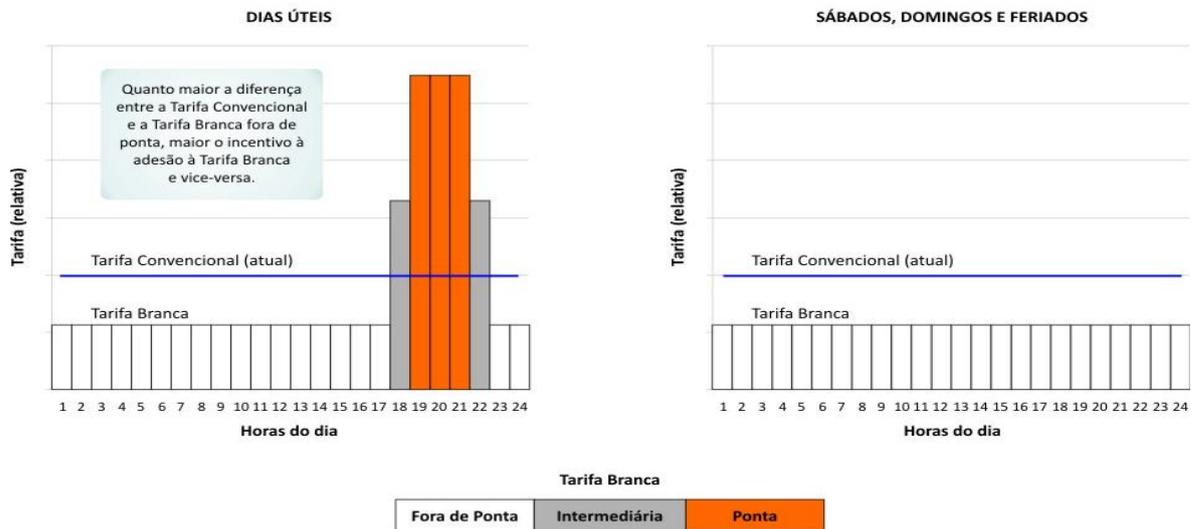
Em contrapartida, é preciso avaliar se o impacto financeiro sofrido pelas concessionárias de distribuição de energia elétrica é justificado já que os benefícios da TB teriam maior relevância em caso de adesão compulsória e não opcional.

No trabalho de Azevedo e Calili (2018), foi observado que as concessionárias de distribuição Ampla e Coelce tiveram perdas de receita distintas, através da análise de dados de consumidores residenciais com perfil similar das duas áreas de concessão, diante da diferença de preço que há entre a modalidade Convencional e Branca para cada concessionária.

Como já foi mencionado, a característica da TB que possibilita o estudo a respeito de sua adesão para fins de economia é a presença dos seus três postos tarifários, Ponta (P), Intermediário (I) e Fora Ponta (FP). Estes estão presentes nos dias úteis, sendo que em finais de semana e feriados, é considerado o período FP durante todas as horas do dia.

Na figura 4, é apresentado um comparativo entre a modalidade Convencional e a TB, onde são destacados seus postos tarifários, os quais, basicamente, refletem o uso do sistema de distribuição por parte dos consumidores residenciais.

Figura 4: Comparativo entre a Tarifa Branca e a Tarifa Convencional



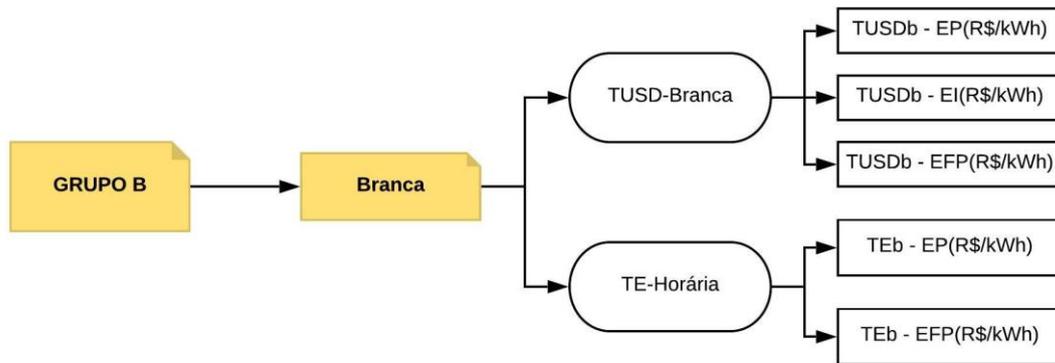
Fonte: (ANEEL, 2015)

Como foi citado anteriormente, o perfil possibilita aos consumidores uma economia na fatura de energia com centralização em horários FP. Em contrapartida, em casos de consumidores sem flexibilidade para mudanças de hábitos, pode-se fazer, também, o uso de sistemas de geração distribuída para suprir a demanda nestes horários de ponta.

Diante do exposto na figura 4, pode-se observar que quanto maior a diferença entre a TB e a Convencional, mais atrativa se torna a sua adesão. Essa diferença se deve, em maior parte, à relação entre as TUSD do posto FP da TB e a da modalidade convencional, mais conhecida como parâmetro kz . Dessa forma, torna-se claro que o objetivo da TB é incentivar o consumidor a fazer o uso da rede de distribuição de energia elétrica em períodos em que a mesma se encontra ociosa e remunerá-lo por isso com a redução da tarifa pelo uso do sistema de distribuição (TUSD), já que a TE do período FP da nova modalidade Branca, não possui uma redução significativa comparada à TE da modalidade convencional, com exceção ao posto P.

Assim como foi apresentada na modalidade convencional, a figura 5 apresenta a estruturação da TB, especificando as parcelas TUSD e TE para melhor compreensão da contribuição das mesmas no valor final da tarifa para cada posto tarifário.

Figura 5: Estrutura Tarifa Horária Branca



Fonte: (ANEEL, 2015)

É observado que a $TUSD_b$ possui três postos diferentes, onde o para o posto FP essa é dada pelo produto entre a $TUSD_c$ e o parâmetro kz , conforme a equação abaixo:

$$TUSD_{fp,b} = TUSD_c \cdot kz \quad (2)$$

Atualmente, o parâmetro kz é calculado de forma distinta nos subgrupos tarifários de cada distribuidora, visto que, conforme discutido na AP n° 29/2012 da ANEEL, um único valor de kz pode levar a uma sinalização indesejada quanto à efetividade da TB como a inibição da adesão de algumas UCS e concessão de benefícios sem a redução de consumo no horário de ponta, devido à incompatibilidade de kz com o perfil típico de cada subgrupo tarifária em cada área de concessão (ANEEL,2012). A partir da obtenção do valor da $TUSD_{fp,b}$ é calculado o valor da $TUSD$ para os demais postos da TB de acordo com as seguintes relações:

$$\frac{TUSD_{i,b}}{TUSD_{fp,b}} = 3 \quad (3)$$

$$\frac{TUSD_{p,b}}{TUSD_{fp,b}} = 5 \quad (4)$$

Assim, os consumidores tarifados pela TF, serão faturados pela soma do consumo de energia nos três postos tarifários. O cálculo final para a fatura da nova modalidade tarifária, branca, é feito de acordo com as seguintes equações:

$$V_{fp,b} = CM_{fp} * (TUSD_{fp,b} + TE_{fp,b}) \quad (5)$$

$$V_{i,b} = CM_i * (TUSD_{i,b} + TE_{fp,b}) \quad (6)$$

$$V_{p,b} = CM_p * (TUSD_{p,b} + TE_{p,b}) \quad (7)$$

$$CM_t = CM_{fp} + CM_i + CM_p \quad (8)$$

$$V_{tb} = V_{fp,b} + V_{i,b} + V_{p,b} + (CM_t * \text{acrécimo}) \quad (9)$$

Onde:

- $V_{fp,b}$ = Valor Modalidade Branca – Posto Fora Ponta (R\$);
- $V_{i,b}$ = Valor Modalidade Branca – Posto Intermediária (R\$);
- $V_{p,b}$ = Valor Modalidade Branca – Posto Ponta (R\$);
- V_{tb} = Valor Total Modalidade Branca (R\$);
- $TUSD_{fp,b}$ = Tarifa do Uso de Sistema de Distribuição – Branca – Posto Fora Ponta (R\$/kWh);
- $TUSD_{i,b}$ = Tarifa do Uso de Sistema de Distribuição – Branca – Posto Intermediário (R\$/kWh);
- $TUSD_{p,b}$ = Tarifa do Uso de Sistema de Distribuição – Branca – Posto Ponta (R\$/kWh);
- $TE_{fp,b}$ = Tarifa de Energia – Branca – Posto Fora Ponta (R\$/kWh);
- $TE_{p,b}$ = Tarifa de Energia – Branca – Posto Ponta (R\$/kWh);
- $acrécimo$ = Valor referente às Bandeiras Tarifárias (R\$/kWh).
- CM_{fp} = Consumo Medido Posto Fora Ponta (kWh);
- CM_i = Consumo Medido Posto Intermediário (kWh);
- CM_p = Consumo Medido Posto Ponta (kWh);
- CM_t = Consumo Total Medido (kWh).

Dessa forma, consumidores que optarem pela modalidade branca, terão suas faturas calculadas de acordo com a estrutura de cálculo anterior. Ressalta-se, que este cálculo está isento de impostos. Ainda, a disponibilidade para adesão à nova modalidade tarifária Branca é limitada pois está sendo seguido um cronograma, onde a aptidão à adesão é definida de acordo com o consumo médio mensal, estando disponível a todos os consumidores do grupo B, sem restrições, apenas a partir do início do ano de 2020.

Até então, consumidores com consumo médio mensal superior ou igual a 250kWh já são aptos à adesão da nova modalidade tarifária, conforme apresentado abaixo.

- 1º janeiro de 2018 – para UCs com consumo médio mensal de 500kWh;
- 1º janeiro de 2019 – para UCs com consumo médio mensal de 250kWh;
- 1º janeiro de 2020 – para todas as UCs.

2.3.1 Tarifa branca no Brasil e no Rio Grande do Sul

Desde a sua implantação no início de 2018, a TB apresenta números significativos no país. A adesão da nova modalidade, tem números mais expressivos que a implantação de sistemas de GD nos seus primeiros anos após a publicação da RN n°482/2012. Desse modo, conclui-se que a TB está tendo um impacto esperado desde a sua implantação.

Na tabela 1, tem-se o número total de UCs tarifadas pela nova modalidade no contexto geral a nível nacional e estadual (Rio Grande do Sul), assim como os números para o subgrupo B1 – Residencial, o qual é foco do estudo feito neste trabalho.

Tabela 1: Número UCs cadastradas com a modalidade tarifárias Branca

Unidades Consumidoras cadastradas com a Tarifa Branca		
	Números Totais	Subgrupo B1 - Residencial
Brasil	21.731	16.994
Rio Grande do Sul	702	451

Fonte: (ANEEL). Dados dia 21/07/2019

3. GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Com uma matriz elétrica composta por mais de 80% de fontes renováveis (BEN, 2018), o Brasil figura entre as dez potências mundiais em energia limpa (PEG,2014). Ainda, com o avanço da demanda mundial de energia elétrica em virtude do crescimento e desenvolvimento urbano, esses números se tornarão ainda maiores frente à preocupação mundial em atender esta demanda de forma limpa, oferecendo o menor impacto possível ao meio ambiente.

No Brasil, desde 2012, a GD vem destacando o país no contexto mundial com a geração de energia limpa. Hoje, o país conta com mais de 1GW de potência instalada, 324MW em sistemas de geração própria de energia (consumidores residenciais); com 9 diferentes fontes de energia, onde a energia solar Fotovoltaica é usada como recurso renovável em mais de 99% das instalações e responsável por mais de 86% da potência instalada do país nos sistemas de micro e minigeração (ANEEL,2019).

Além dos seus benefícios ambientais, a GD ainda contribui com benefícios sociais, elétricos e econômicos, com a redução de perdas na transmissão, redução da capacidade, postergação de investimentos na expansão e diversificação da rede elétrica, além da geração de empregos (ANNEEL,2019).

Quanto à sua definição, a Geração Distribuída, de acordo com Geraldi (2013), é uma geração conectada próxima aos centros de consumo, em nível de baixa ou média tensão e que, portanto, dispensa a etapa da transmissão e a passagem por subestações. De certa forma, a configuração descentralizada, retorna aos primeiros Sistemas Elétricos de Potência, datados de 1880 e criados por Thomas Alva Edison, onde comumente as unidades geradoras situavam-se próximas às cargas (RIBEIRO, 2015).

A RN n° 482/2012, regulamenta e estabelece as condições gerais para o acesso dos sistemas de micro e minigeração distribuídas aos sistemas de distribuição e compensação de créditos de energia elétrica (*net metering*). Recentemente, conforme as RN n° 687/2015 e RN n° 786/2017 foram alterados os limites de potência para a micro e minigeração distribuídas, sendo, atualmente, definidos da seguinte forma:

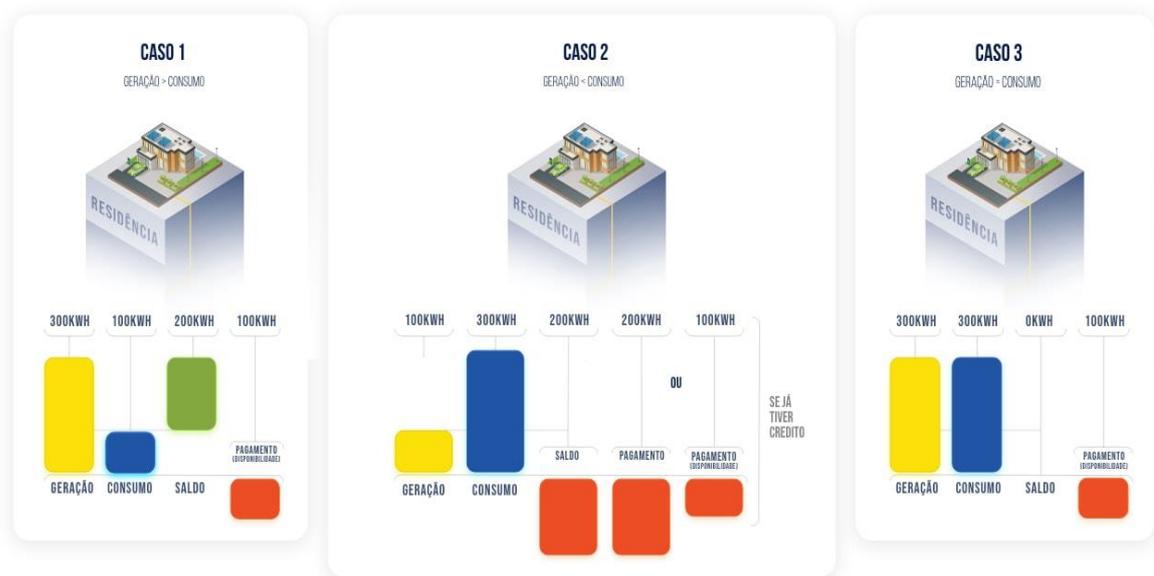
- microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica com potência menor ou igual a 75KW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada à rede de distribuição por meio de instalações de UCs;

- minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75KW e menor ou igual a 5MW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada à rede de distribuição por meio de instalações de UCs;

3.1 SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE CRÉDITOS

A partir destes sistemas de GD, é possível ao consumidor gerar a sua própria energia e ainda, em caso de geração superior ao consumo, receber créditos pelo sistema de compensação de créditos de energia elétrica conhecido como *Net Metering*. Para este sistema são considerados três cenários, os quais são apresentados na figura 6.

Figura 6: Cenários Geração x Consumo



Fonte: (SolarVoltEnergia, 2017)

Assim, em casos de geração inferior ao consumo, a UC será tarifada pela diferença entre o montante gerado e consumido. Já em caso onde a geração e o consumo são iguais, a UC passa a ser tarifada pela taxa mínima a qual é definida como Custo de Disponibilidade (CD) à rede elétrica.

Em contrapartida, se a geração for maior do que o consumo em determinado período, a energia excedente é injetada na rede a qual funcionará como espécie de sistema de armazenamento, onde estes créditos gerados poder ser compensado no final do ciclo mensal. Entretanto, caso após a compensação ainda haja um saldo de créditos, estes terão validade de 60 meses após o período em que foram gerados.

3.2 MODALIDADES DE COMPENSAÇÃO EM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Primeiramente quando foi regulada pela RN n° 482/2012, a GD ficava limitada a apenas geração na própria UC. Entretanto, conforme alteração feita pela RN n° 687/2015, foram incluídas três novas modalidades as quais são listadas abaixo:

- geração compartilhada: caracterizada pela reunião de consumidores, dentro da mesma área de concessão ou permissão, por meio de consórcio ou cooperativa, composta por pessoa física ou jurídica, que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras nas quais a energia excedente será compensada;
- autoconsumo remoto: caracterizado por unidades consumidoras de titularidade de uma mesma Pessoa Jurídica, incluídas matriz e filial, ou Pessoa Física que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras, dentro da mesma área de concessão ou permissão, nas quais a energia excedente será compensada;
- empreendimento com múltiplas unidades consumidoras: caracterizado pela utilização da energia elétrica de forma independente, no qual cada fração com uso individualizado constitua uma unidade consumidora e as instalações para atendimento das áreas de uso comum constituam uma unidade consumidora distinta, de responsabilidade do condomínio, da administração ou do proprietário do empreendimento, com microgeração ou minigeração distribuída, e desde que as unidades consumidoras estejam localizadas em uma mesma propriedade ou em propriedades contíguas, sendo vedada a utilização de vias públicas, de passagem aérea ou subterrânea e de propriedades de terceiros não integrantes do empreendimento.

A adição destas modalidades representa, hoje, um total de mais de 260kW de capacidade instalada distribuída entre as três modalidades, juntamente com os dados para geração na própria UC (Residencial), conforme apresentados na tabela 2:

Tabela 2: Número de UCs cadastradas com sistemas de Geração Distribuída

UNIDADES CONSUMIDORAS COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA			
Modalidade	UCs	UCs que recebem créditos	Potência Instalada (KW)
Autoconsumo remoto	13.087	46.105	253.349,19
Geração Compartilhada	297	1.246	24.802,64
Geração na própria UC	78.181	78.181	841.289,21
Múltiplas UC	30	201	628,17

Fonte: ANEEL. Dados dia 21/07/2019

No contexto geral, dentre as classes consumidoras, a residencial é a maior representante no país, tanto em unidades de GDs quanto em potência instalada, conforme apresentado na figura 9. Felizmente, a difusão da informação a respeito da GD e o incentivo à investimentos na área, têm contribuído para o crescimento da mesma no país.

3.3. ENERGIA SOLAR

No Brasil, a energia solar deverá ter crescimento de 44% para o ano corrente, alcançando a marca de 3.3GW da fonte em operação, isso devido ao impulso da GD que já conta com acréscimo de 160MW na potência instalada desde o início do ano corrente (ABSOLAR, 2019). Na tabela 3, tem-se os dados da GD Fotovoltaica no país.

Tabela 3: Números da Geração Distribuída Fotovoltaica no Brasil

Geração Distribuída Fotovoltaica no Brasil		
Quantidade GDs	Quantidade Ucs que Recebem Créditos	Potência Instalada (KW)
91.215	114.092	974.521,35

Fonte: ANEEL. Dados dia 21/07/2019

A localização na maior parte, em região intertropical, confere ao país o potencial para aproveitamento de energia solar durante todo o ano, justificando a expressividade destes números (ABES,2016). Ademais, o papel da energia solar é de suma importância quanto à

viabilização do desenvolvimento de regiões remotas onde o custo com a eletrificação pela rede convencional é extremamente alto com relação ao retorno financeiro do investimento.

Atualmente, estima-se que há mais de 1 milhão de brasileiros sem acesso à energia elétrica, fato que reforça a importância da exploração do potencial solar Brasileiro para criação de usinas Fotovoltaicas que possam atender estas comunidades presentes em regiões remotas do país.

Assim, faz-se necessário, que o Governo invista na construção de usinas Fotovoltaicas a fim de atender comunidades remotas, as quais na maioria das vezes são carentes. Como exemplo, a maior parcela desses brasileiros sem acesso à energia elétrica se encontra no Nordeste, região na qual o estado do RS, praticamente, se iguala em potência instalada na GD Fotovoltaica, na classe residencial. É preciso que esse potencial solar seja, de fato, importante no desenvolvimento da sociedade como um todo e não, apenas, ferramenta de economia dos mais abastados e da indústria e comércio em geral.

3.3.1 Geração distribuída fotovoltaica na classe residencial

No contexto geral da GD, a Geração Fotovoltaica é presente em praticamente toda a parcela que condiz à classe residencial, que também conta com unidades com aproveitamento eólico e hídrico registradas no site da ANEEL. Na tabela 4, tem-se os números para a presença da GD Fotovoltaica na classe residencial a nível nacional:

Tabela 4: Números da Geração Distribuída Fotovoltaica no Brasil para a classe Residencial

Geração Distribuída Fotovoltaica na Classe Residencial		
Quantidade GDs	Quantidade Ucs que Recebem Créditos	Potência Instalada (KW)
67.069	79.342	352.786,05

Fonte: ANEEL. Dados dia 21/07/2019

4. METODOLOGIA

Com ritmo de crescimento robusto na demanda de energia elétrica, a GD e a TB surgiram como ferramentas de estímulo à geração própria bem como gerenciamento do consumo de energia elétrica. Além de possibilitar ao consumidor a redução no valor da fatura de energia, dá a ele papel ativo nas ações que colaborem com um uso eficiente e consciente de energia e que, assim, tragam melhorias ao sistema elétrico.

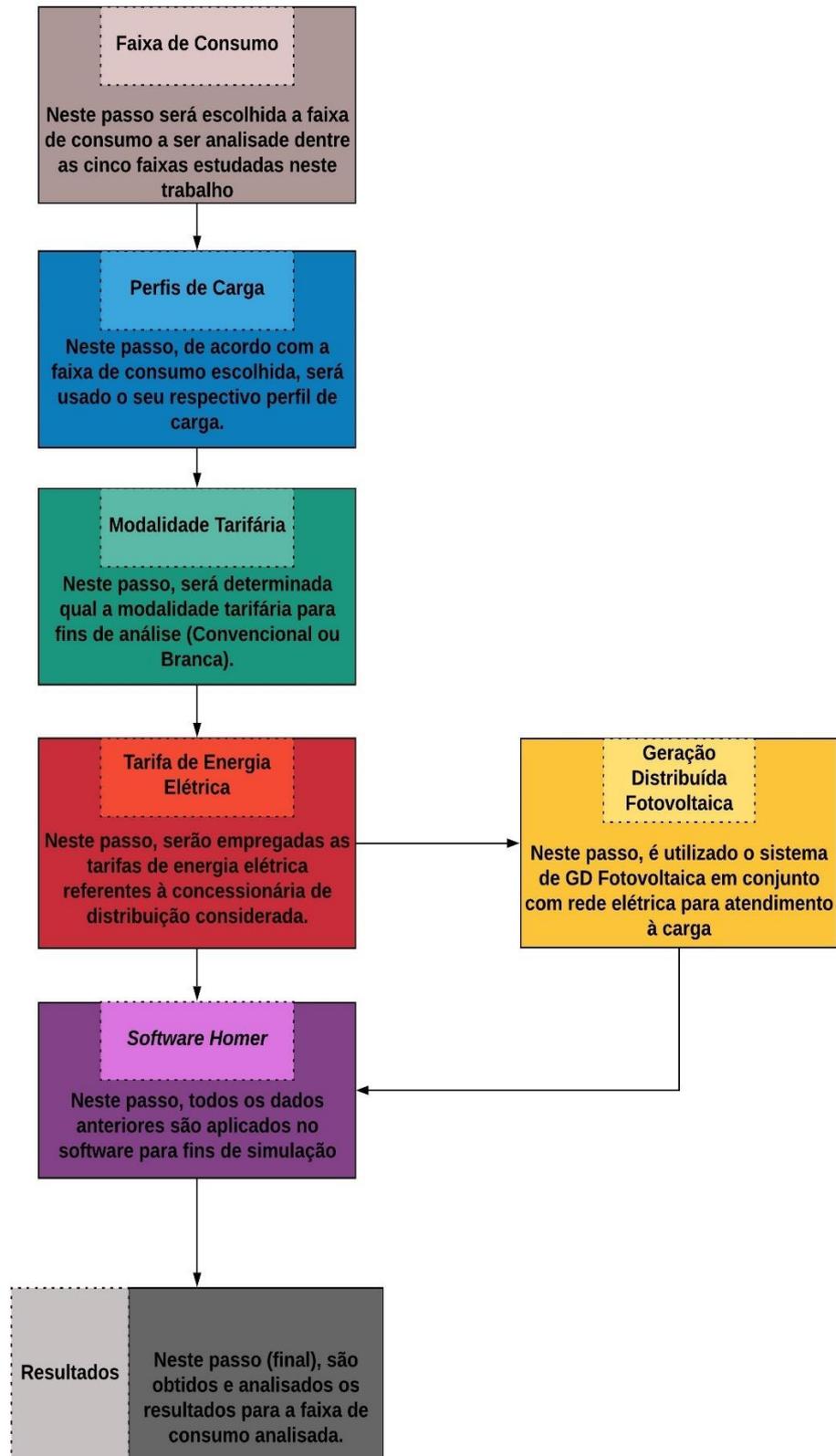
A presença de três postos tarifários abre possibilidades de GLD como redução de pico e deslocamento de carga, justificados por um preço menor no período FP comparado ao valor cobrado na modalidade convencional. Em contrapartida, possui preços mais elevados nos postos I e P, sendo necessária uma análise prévia da viabilidade econômica na adesão à modalidade, para casos em que consumidores não são aptos ou flexíveis para aplicação de estratégias de GLD.

Dessa forma, faz-se necessário um estudo avaliativo para entendimento dos benefícios ou malefícios da nova modalidade tarifária. Assim como no grupo A (UCs com fornecimento em tensão igual ou superior a 2.3KV), é provável que a modalidade tarifária Convencional no grupo B caminhe para extinção, tendo a TB como única modalidade disponível, resultando em possível acréscimo na fatura de energia se não houver uma remodelagem do perfil de carga de consumidores residenciais que possuem pico de consumo coincidente com o horário de ponta do sistema.

Nesse contexto, este trabalho é direcionado a consumidores residenciais considerando a preservação dos hábitos de consumo, onde é proposta uma análise comparativa entre as modalidades Convencional e Branca de forma independente (utilizando apenas a rede elétrica) e, também, com o uso de sistemas de GD Fotovoltaica para obtenção de resultados que expressem a viabilidade econômica na migração ou adesão à modalidade tarifária Branca.

Na figura 7, a metodologia aplicada para obtenção dos resultados deste trabalho é apresentada.

Figura 7: Metodologia Proposta



Fonte: próprio autor.

São realizadas análises para cinco diferentes faixas de consumo, as quais são listas abaixo:

- 31 a 100kWh;
- 101 a 160kWh;
- 161 a 300kWh;
- 301 a 500kWh;
- Acima de 500kWh.

Para cada faixa, com seu respectivo perfil de carga; serão feitas simulações no software *Homer* com as duas modalidades tarifárias de forma independente e na presença de GD Fotovoltaica. As faixas de consumo

As análises levarão em conta um período de 25 anos, com taxa de desconto de 6.16% a.a, a qual é referente ao valor obtido com investimentos na caderneta de poupança, representando um valor conservador e oferecendo resultados adequados para fundamentar previstos investimentos iniciais na instalação de sistemas de GD, quando a topologia com a presença desses se mostrar mais vantajosa comparada as outras.

Estes dados serão processados pelo *software Homer* e, de acordo com a obtenção do menor Valor Presente Líquido (VPL), será determinada a melhor topologia para cada faixa de consumo analisada.

4.1 PERFIS DE CARGA

O perfil de carga, basicamente, evidencia o comportamento do consumo de energia elétrica do consumidor ao longo do dia. Através da composição deste perfil que é possibilitado o estudo feito neste trabalho.

Dada a extensão territorial e vasta diversidade climática, no Brasil, o consumo de energia elétrica acaba sendo influenciado pelo clima local, duração solar do dia, estação do ano, entre outros fatores que acaba caracterizando um perfil de carga típico para cada região do país.

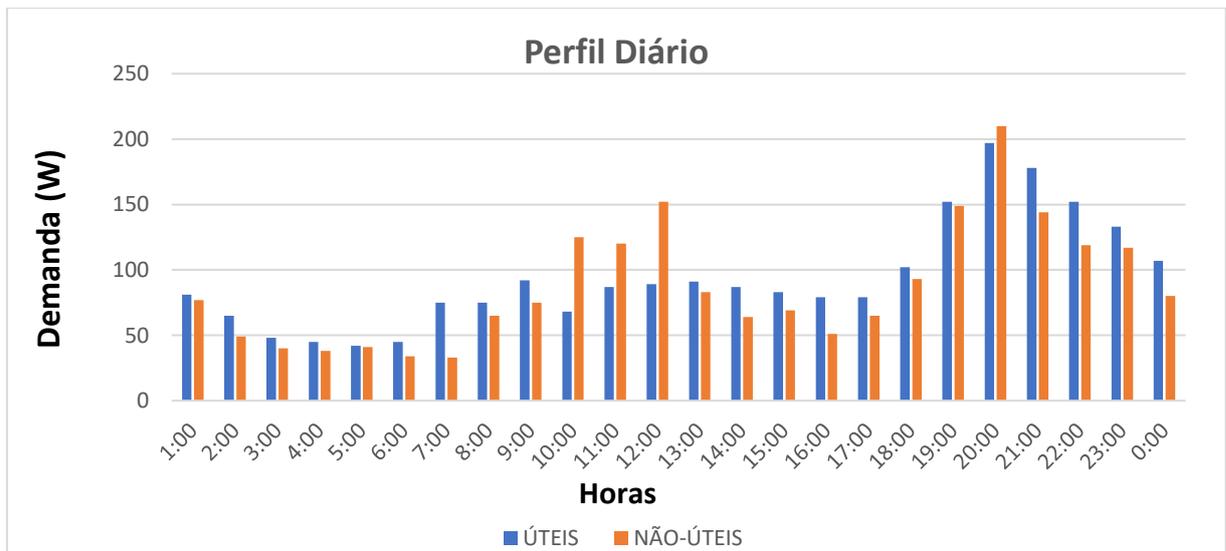
Santos (2014), avalia em seu trabalho a viabilidade técnica e econômica da utilização da nova modalidade tarifária Branca em conjunto com a inserção de GD para consumidores residenciais, em comparação com a utilização da modalidade convencional sem alterações nos perfis de carga destes consumidores. Para composição destes perfis, foram coletadas amostras de dados reais as quais compuseram perfis de carga para cinco faixas de consumo, tendo cada uma perfis para dias úteis e não-úteis.

As mesmas faixas de consumo serão analisadas neste trabalho, com seus perfis usados como ferramentas para a base de todo o estudo feito. Seus respectivos perfis de carga são apresentados na sequência.

4.1.1 Perfil de 31 a 100kWh

Para a faixa de consumo de 31 a 100kWh, a média horária de 44 amostras reais compuseram o perfil típico diário para os dias úteis e não-úteis, o qual é apresentado na figura 8.

Figura 8: Perfil diário para a faixa de consumo 31 a 100kWh

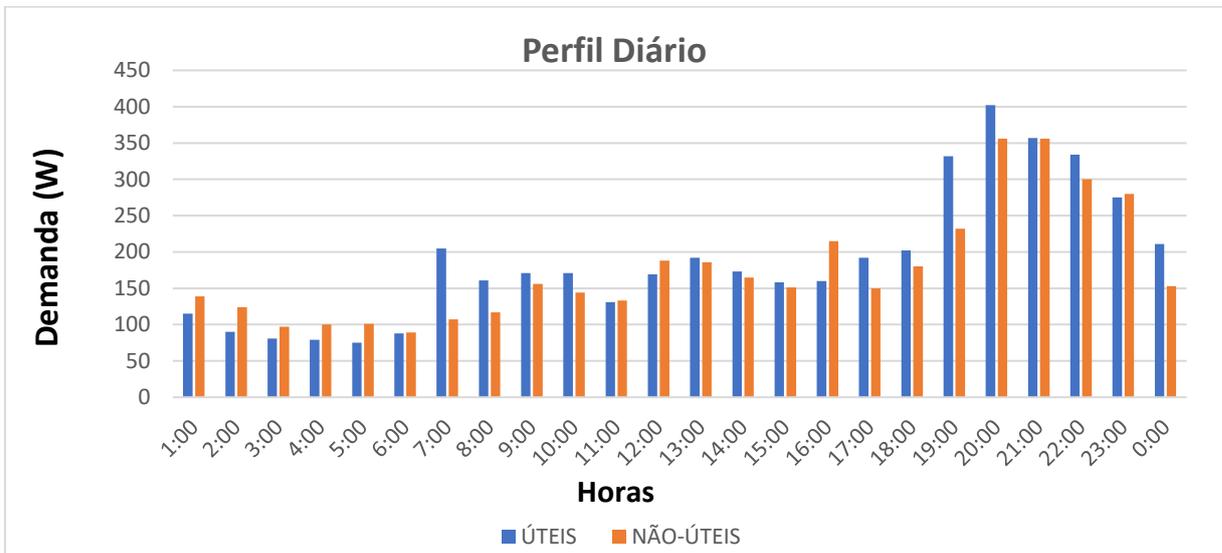


Fonte: (SANTOS, 2014)

4.1.2 Perfil de 101 a 160kWh

Para a faixa de consumo de 31 a 100kWh, a média horária de 40 amostras reais compuseram o perfil típico diário para os dias úteis e não-úteis, o qual é apresentado na figura 9.

Figura 9 : Perfil diário para a faixa de consumo de 101 a 160kWh

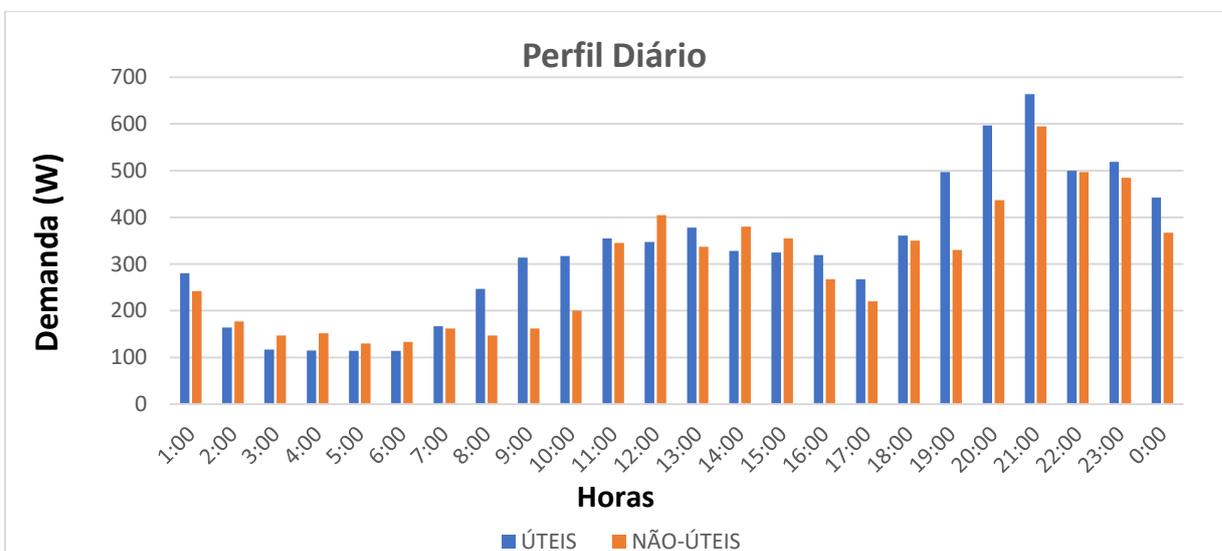


Fonte: (SANTOS, 2014)

4.1.3 Perfil de 161 a 300kWh

Para a faixa de consumo de 31 a 100kWh, a média horária de 23 amostras reais compuseram o perfil típico diário para os dias úteis e não-úteis, o qual é apresentado na figura 10.

Figura 10: Perfil diário para a faixa de consumo de 161 a 300kWh

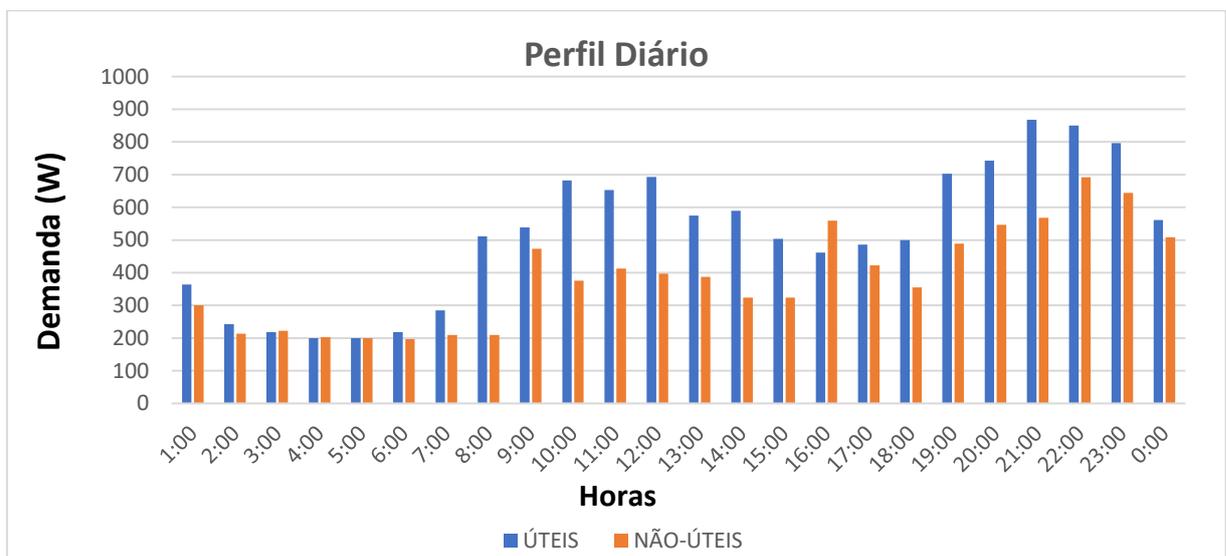


Fonte: (SANTOS, 2014)

4.1.4 Perfil de 301 a 500kWh

Para a faixa de consumo de 31 a 100kWh, a média horária de 23 amostras reais compuseram o perfil típico diário para os dias úteis e não-úteis, o qual é apresentado na figura 11.

Figura 11: Perfil diário para a faixa de consumo de 301 a 500kWh

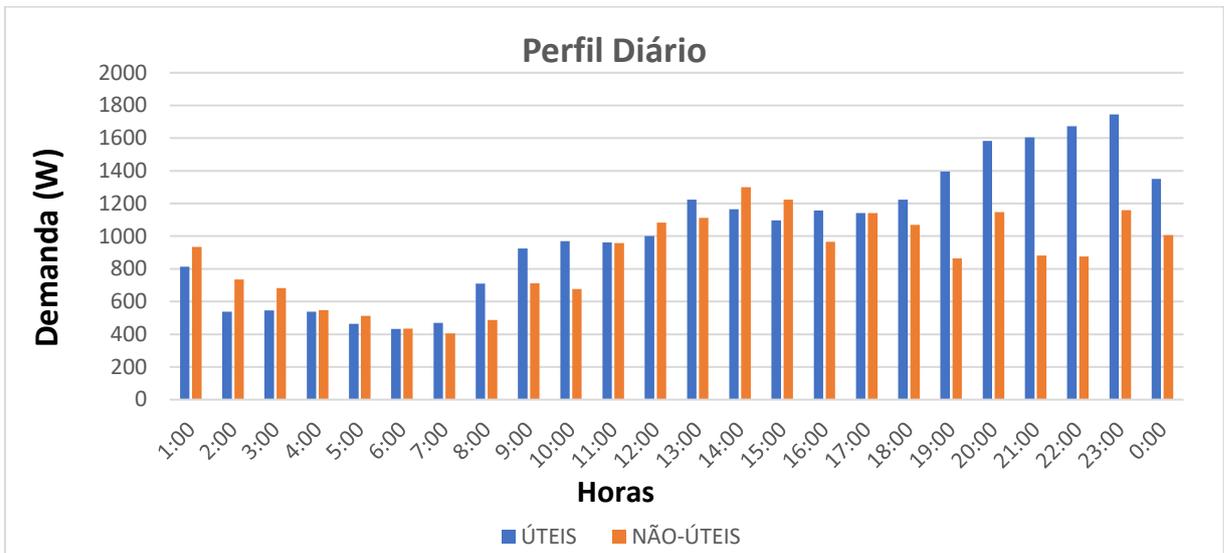


Fonte: (SANTOS, 2014)

4.1.5 Perfil de acima de 500kWh

Para a faixa de consumo de 31 a 100kWh, a média horária de 16 amostras reais compuseram o perfil típico diário para os dias úteis e não-úteis, o qual é apresentado na figura 12.

Figura 12: Perfil diário para a faixa de consumo acima de 500kWh

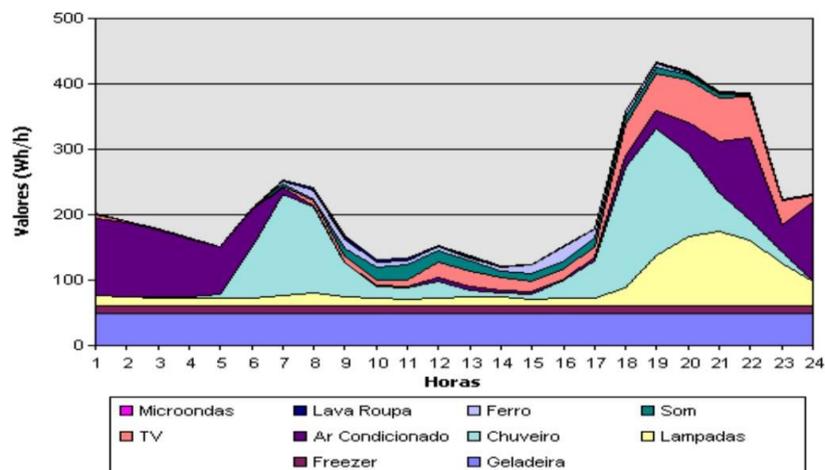


Fonte: (SANTOS, 2014)

Nota-se, que de acordo com os perfis para cada faixa de consumo, a diferença entre cada faixa de consumo se diferencia apenas pela amplitude da demanda de energia elétrica, visto que a característica ou molde do perfil é similar em todos os casos.

Na figura 13, é representada a curva de carga média (com a parcela de demanda de energia por cada equipamento) para consumidores residenciais no Brasil, que ratifica e julga como verdadeiros os dados coletados para composição dos perfis dada sua similaridade

Figura 13: curva de carga média para consumidores residenciais com discriminação de equipamentos



Fonte: (INFO, 2012)

4.2 ATENDIMENTO À CARGA

Para atendimento à carga, serão considerados dois cenários:

1. Somente via Rede Elétrica;
2. Via Rede Elétrica em conjunto com a Geração Distribuída Fotovoltaica.

4.2.1 Via rede elétrica

Dentro deste cenário, a carga será atendida somente com a rede elétrica. Assim, o comparativo entre as duas modalidades tarifárias Convencional e Branca se dará com base no preço da energia elétrica da concessionária de distribuição. De acordo, com os resultados obtidos (VPL para cada faixa de consumo) será possível analisar se TB é mais viável economicamente e qual o perfil de consumidor que se ratifica a migração ou adesão à nova modalidade tarifária. Reitera-se que a análise considera a preservação dos hábitos de consumo, não sendo empregadas técnicas de GLD. Os resultados a serem obtidos para este cenário são apresentados na tabela 5.

Tabela 5: Análises para cenário considerando carga atendida somente via Rede Elétrica

Análises		
Faixas de Consumo	Cenário 1	
31 a 100kWh	Convencional	Branca
101 a 160kWh	Convencional	Branca
161 a 300kWh	Convencional	Branca
301 a 500kWh	Convencional	Branca
Acima de 500kWh	Convencional	Branca

Fonte: próprio autor.

4.2.2 Via rede elétrica em conjunto com a geração distribuída fotovoltaica

Dentro deste cenário, a carga será atendida via rede elétrica em conjunto com a GD Fotovoltaica. Assim, de acordo com os resultados obtidos será possível analisar qual das duas modalidades possui configuração mais viável economicamente em conjunto com a GD e, principalmente, expressar e quantificar a viabilidade econômica na implantação de sistemas de GD Fotovoltaica quando do comparativo entre atendimento via Rede Elétrica e Rede Elétrica + GD Fotovoltaica.

As análises feitas para este cenário consideram os seguintes resultados apresentados na tabela 6.

Tabela 6: Análises para cenário considerando carga atendida via Rede Elétrica em conjunto com Geração Distribuída Fotovoltaica

Análises		
Faixas de Consumo	Cenário 2	
31 a 100kWh	Convencional + GD Fotovoltaica	Branca + GD Fotovoltaica
101 a 160kWh	Convencional + GD Fotovoltaica	Branca + GD Fotovoltaica
161 a 300kWh	Convencional + GD Fotovoltaica	Branca + GD Fotovoltaica
301 a 500kWh	Convencional + GD Fotovoltaica	Branca + GD Fotovoltaica
Acima de 500kWh	Convencional + GD Fotovoltaica	Branca + GD Fotovoltaica

Fonte: próprio autor.

4.3. SISTEMA FOTOVOLTAICO

A inserção de GD Fotovoltaica será estudada em conjunto com as duas modalidades tarifárias disponíveis aos consumidores residenciais. Logo o sistema estará conectado à rede elétrica, sendo então definido como *on-grid* ou *grid-tie*. Ainda, é primordial, nesse tipo de configuração de sistema, a presença de um medidor eletrônico bidirecional capaz de com a TB, identificar o consumo de energia nos diferentes postos tarifários, e com a geração de energia do sistema PV, mensurar e diferenciar a energia injetada na rede proveniente deste sistema da energia consumida pela UC da rede elétrica através do fluxo bidirecional de energia.

A composição de um sistema fotovoltaico possui quatro componentes básicos:

- Pannel solar;

- Inversor;
- Bateria;
- Controlador de carga.

Como já mencionado, o sistema em análise é conectado à rede elétrica (*on-grid*), então pode e será considerada a utilização de apenas painéis solares e inversores (já citados nesta seção), dado o alto custo de sistemas de armazenamento de energia que junto a controladores de carga são indispensáveis em sistemas *off-grid*. Conseqüentemente, com um sistema projetado somente com painéis e inversores, é prevista apenas geração de energia com atendimento à carga, onde o excedente será injetado na rede elétrica e compensado dentro do ciclo mensal que foi gerado.

Para dimensionamento do sistema fotovoltaico, a metodologia de cálculo empregada neste trabalho baseia-se na equação 13:

$$Eg = Po.Yr.PR \quad (13)$$

Onde,

- Eg : energia gerada (kWh);
- Po : potência nominal do sistema fotovoltaico (KWp);
- Yr : irradiância solar;
- PR : *Performance Ratio do sistema*;

O *Performance Ratio (PR)* é um dado importante a ser relevado na dimensão de sistemas fotovoltaicos, visto que remete, basicamente, à taxa de desempenho ou eficiência do sistema a qual está associada às perdas elétricas.

Oliveira (2015), analisa em seu trabalho o impacto na conta de energia elétrica pela migração tarifária juntamente à adesão do sistema de compensação de créditos por meio da Geração Distribuída Fotovoltaica. Para dimensionamento do sistema fotovoltaico, utiliza a relação entre os valores médios de consumo de energia e produtividade anual para a região do Rio de Janeiro. Com a relação possui um valor inicial referente à potência nominal do sistema para definir, via aplicação dos dados na equação 13, a exata quantidade de energia gerada pelo sistema, onde foi utilizado um coeficiente de 0,5 para PR .

Neste trabalho, o valor de PR não será definido arbitrariamente ou calculado mas, sim, obtido pelo próprio software *Homer* pelo método de simulações onde é aplicada uma potência nominal qualquer sendo observada a quantidade de energia gerada em um determinado período.

Com os índices de irradiância obtidos pelo *software* para a região analisada é possível de acordo com a equação 13 obter o *PR* para todos os meses do ano.

Em períodos com irradiância mais alta durante o ano, o *PR* tende a diminuir em virtude dos efeitos de temperatura na eficiência dos painéis solares, mas não a ponto de haver produção de energia mais baixa que os demais meses. O mês de dezembro é o período com *Yr* mais alto durante o ano precisando de um sistema com *Po* menor para produzir a mesma quantidade de energia que em outros meses com *Po* maior.

Por conseguinte, para dimensionamento desses sistemas é definido o menor sistema fotovoltaico hábil a gerar energia suficiente no mês de dezembro de forma que o valor faturado na conta de energia seja, exatamente, igual ao custo de disponibilidade, definido de acordo com os padrões de conexão e regulamentados pela RN n° 414/2010. Dessa forma, garante-se que a potência nominal não gere quantidade de energia, em outros meses, superior à gerada no mês de dezembro.

Assim, as cinco faixas de consumo foram definidas com os seguintes custos de disponibilidade:

- 31 a 100kWh – Padrão Monofásico – CD igual a 30kWh;
- 101 a 160kWh – Padrão Monofásico – CD igual a 30kWh;
- 161 a 300kWh – Padrão Monofásico - CD igual a 30kWh;
- 301 a 500kWh – Padrão Bifásico – CD igual a 50kWh;
- Acima de 500kWh – Padrão Trifásico – CD igual a 100kWh.

É preciso frisar que o valor referente ao CD da modalidade Convencional é aplicado sobre o valor único R\$/kWh. Já para a TB, com a presença de postos tarifários, o valor do CD neste trabalho será aplicado sobre o valor R\$/kWh no posto FP, gerando um CD virtual para a TB diferente do especificado na RN n°733/2016. Assim, em meses que houver fatura abaixo do real CD (sobre o preço da tarifa convencional), será feita a compensação do valor adicional restante para que a fatura de energia atenda, de fato, às condições especificadas pela norma.

5. ESTUDO DE CASO

Nesta seção será apresentado um estudo de caso para a faixa de consumo de 101 a 160kWh considerando atendimento à carga via rede elétrica em conjunto com a GD fotovoltaica. O foco é discorrer o cálculo prático para dimensionamento do sistema fotovoltaico para as duas hipóteses do cenário 2 apresentadas na metodologia:

- Rede Elétrica (Tarifa Convencional) + GD Fotovoltaica;
- Rede Elétrica (Tarifa Branca) + GD Fotovoltaica.

Entretanto, serão apresentados, primeiramente, na sequência os componentes considerados para o sistema fotovoltaico bem como as tarifas de energia elétrica utilizadas para a simulação. Ademais, reitera-se que os cálculos apresentados para a faixa de consumo foram empregados para as demais faixas de consumo que, também, são analisadas neste trabalho, tendo estas apenas seus resultados apresentados.

5.1 TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA

As simulações são feitas para a cidade de Santa Maria-RS, a qual é área de concessão da RGE SUL Distribuidora Gaúcha de Energia S/A, pertencente ao grupo Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL). É frisado que para este trabalho as tarifas consideradas para as duas modalidades tarifárias são referentes à bandeira tarifária Verde, sendo apresentadas na tabela 7.

Tabela 7: Tarifas de Energia R\$/kWh da RGE SUL Distribuidora Gaúcha de Energia S/A

	TUSD	TE	TOTAL
Convencional	0,2505	0,29682	0,54732
Branca - FP	0,16541	0,28266	0,44807
Branca - I	0,33559	0,28266	0,61825
Branca - P	0,50576	0,45257	0,95833

Fonte: (CPFL, 2019)

De acordo com os valores apresentados, é observado que a TB possui um valor abaixo da Convencional no período FP, ratificando a adesão em casos onde haverá GLD nos períodos I e P. Ademais, na TB, nota-se que o grande diferencial entre os postos tarifários é a parcela

TUSD, que a partir do nível de uso do sistema de distribuição de energia elétrica denota os valores da tarifa em cada posto tarifário.

Já a TE na TB possui valores iguais (postos FP e I) com exceção ao posto P, indicando que para uma análise sem a consideração de GLD, a qual é feita neste trabalho, o valor de energia a ser compensado no período P requisitará um valor maior de energia a ser gerado no período FP, visto que para compensação de créditos em postos tarifários diferentes do posto gerado, o valor definido para compensação deverá seguir a relação entre os valores da TE, conforme RN n° 687/2015.

As relações entre as TE na TB são as seguintes:

$$\frac{TE_{fp}}{TE_i} = 1 \quad (10)$$

$$\frac{TE_{fp}}{TE_p} = 0,62456 \quad (11)$$

Portanto, de acordo com as relações acima, a compensação de créditos no posto I gerados no FP segue a mesma proporção. Em contrapartida, para compensação no posto P, o montante necessário gerado no período FP será definido pela seguinte equação:

$$kWh_{fp} = \frac{kWh_{Cp}}{0,62456} \quad (12)$$

Onde:

- kWh_{Cp} : energia compensada no posto P;
- kWh_{fp} : montante de energia necessário a ser gerado no posto FP.

Dessa forma, conclui-se que para análises que não consideram GLD, pode ser feito o dimensionamento de um sistema fotovoltaico que gere energia suficiente para compensação de créditos nos postos I e P levando em consideração a relação das TE, de modo que seja possível amenizar os custos com o consumo nestes períodos dado seus respectivos valores tarifários.

5.2 PAINEL FOTOVOLTAICO

Para a análise feita neste trabalho, foi utilizado o painel fotovoltaico BYD2770P6C-30 de 270W da BYD Solar por possuir um dos menores custos por unidade de potência instalada (R\$/W), tendo um valor total de R\$489,00 e 25 anos de vida útil.

Nas simulações não foram considerados os efeitos de temperatura sobre o desempenho do painel solar. Ademais, para a simulação não será definido um intervalo que corresponde à quantidade de painéis onde o *software Homer* viria a escolher a melhor solução.

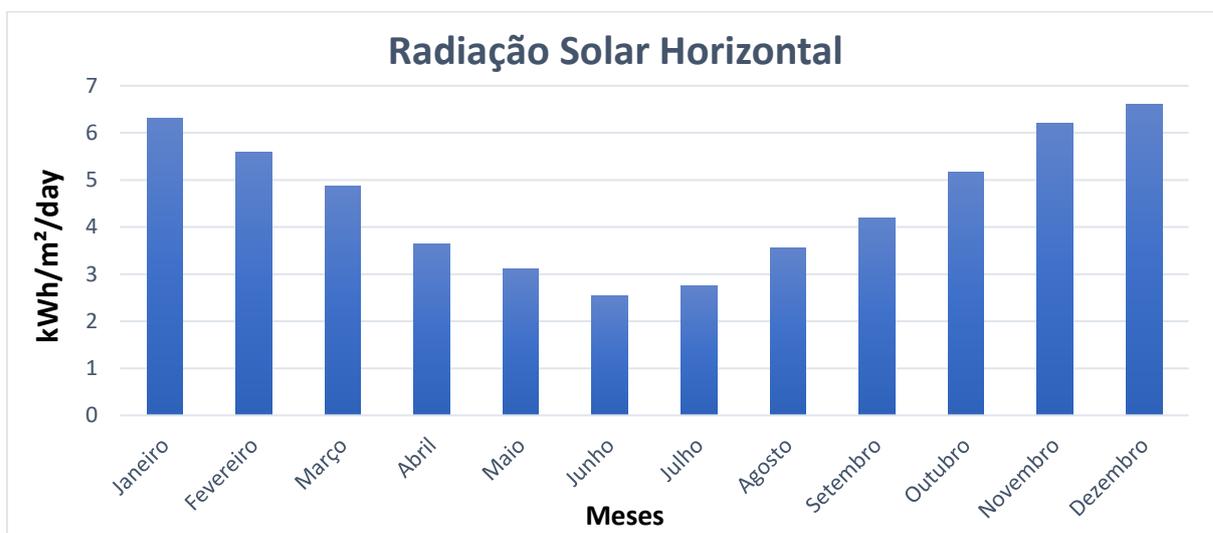
Para obtenção da potência instalada dos sistemas fotovoltaicos, é feito o cálculo do dimensionamento destes em cada faixa de consumo para que o resultado final seja refinado pelo *software Homer*. Para tal cálculo, é necessário frisar que ele diz respeito a um valor teórico para a potência nominal do conjunto de painéis solares e não físico. Assim, tal potência terá custo proporcional ao preço base do painel escolhido.

5.2.1 Potencial solar

As análises feitas avaliam a utilização do potencial solar para geração de energia, tendo Santa Maria – RS como município a ser investigado no presente trabalho, onde a GD tem crescido muito. A difusão desta no município começou em 09 de setembro de 2015, quando foi registrada a primeira instalação com 5KW de potência instalada na classe residencial. Desde então, hoje já são 364 instalações conferindo 3MW de potência instalada no município, todas Fotovoltaicas; onde a classe residencial conta com 266 instalações e 1.5MW instalados.

Diante da utilização do potencial solar, tal análise requer valores que possam expressar o nível de radiação solar no município, os quais são necessários para dimensionamento do sistema fotovoltaico. O *software Homer* possui recursos para download dos gráficos que definem os níveis de radiação solar para qualquer local do mundo via inserção de coordenadas ou nome do local. Na figura 14, é apresentado o nível de radiação solar no município para todos os meses do ano.

Figura 14: Radiação Solar no município de Santa Maria



Fonte: Homer

Se analisarmos a figura 18, é observado que o mês de dezembro tem irradiância solar maior, onde a análise individual para cada mês denota que é exigido um sistema fotovoltaico com potência nominal menor para atendimento à carga comparado aos demais meses do ano.

Assim, a partir do maior índice de irradiância solar Y_r em dezembro, será dimensionado o menor sistema fotovoltaico para que se pague apenas o custo referente ao CD neste mês, limitando assim a geração excedente de energia nos demais meses do ano.

5.3 INVERSOR

Como a análise feita no trabalho não considera sistemas de armazenamento de energia, o fluxo de energia se dará somente dos painéis solares para a carga/rede sendo necessário apenas o uso de um inversor.

Diferentemente da potência dos painéis solares, não será definido um valor teórico exato para a potência do mesmo. Será apenas analisado para cada faixa de consumo, um inversor que atenda às necessidades do sistema conforme produção de energia pelos painéis, de forma que não haja perda de energia na entrada do equipamento. Caso o nível de perdas seja baixo e não seja justificado o aumento de potência do inversor, estas deverão ser compensadas monetariamente para obtenção do VPL final para a faixa de consumo analisada.

O inversor utilizado como base será da marca Y-SOLAR com potência de 600W e preço de R\$600,00. Dessa forma, assim como nos painéis, o inversor escolhido será base para definição do custo para a potência determinada para os inversores em cada faixa de consumo analisada.

5.4 DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

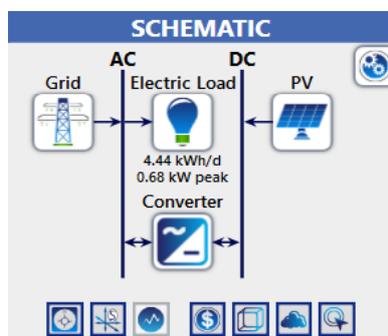
Nesta seção será apresentada a forma de cálculo para a potência nominal do sistema fotovoltaico, onde será determinado um valor teórico de P_o de forma que o objetivo da metodologia seja atendido. Este cálculo teórico para P_o , denota que o valor prático para tal sistema fotovoltaico deverá ser o mais próximo ao calculado para que se possa obter na prática os mesmos resultados para a análise feita neste trabalho. Já o inversor, será analisado de forma mais básica, onde o objetivo é apenas garantir que o inversor tenha potência mínima hábil para conversão da energia produzida pelos painéis solares, de forma que não haja perdas na entrada do mesmo.

Como já foi citado no início deste capítulo, o cálculo para o dimensionamento utilizará a faixa de consumo de 101 a 160kWh com as duas modalidades tarifárias analisadas, Branca e Convencional, onde são previstos cálculos distintos na compensação de crédito devido à presença de postos tarifários na TB.

5.4.1 Modalidade convencional

A topologia no *software Homer*, a qual é aplicada em todos os casos é a seguinte, conforme apresentado na figura 15.

Figura 15: Topologia Homer



Fonte: HOMER

É observado que, conforme figura 15, o consumo médio na faixa de consumo analisada corresponde a 4.44kWh/dia.

O resultado utilizando somente a rede elétrica para atendimento à carga, é apresentado na tabela 8.

Tabela 8: Atendimento da UC utilizando somente a Rede Elétrica

Mês	Compra de Energia da Rede (kWh)	Fatura (R\$)
Janeiro	137	74,76
Fevereiro	121	66,14
Março	141	77,21
Abril	134	73,23
Maio	136	74,32
Junho	135	73,67
Julho	136	74,46
Agosto	142	77,96
Setembro	134	73,46
Outubro	136	74,47
Novembro	132	72,03
Dezembro	138	75,27
Anual	1.621	886,99

Fonte: HOMER

Dessa forma, considerando o CD da faixa de consumo (padrão monofásico 30kWh), será preciso gerar o seguinte montante de energia no mês de dezembro.

$$CD = 30kWh \cdot \frac{R\$0,54732}{kWh} = R\$16,4196 \quad (14)$$

$$EG_{dezembro} = 4.44.31 - 30 = 107.64kWh \quad (15)$$

Na maioria das simulações analisadas, o valor de PR sempre foi próximo a 0,637. Portanto, esse será o coeficiente inicial para todos os casos.

Entretanto, na maioria das vezes, este valor de Po , obtido pelo valor de PR inicial, não supre a demanda calculada na equação x, sendo mais baixo do que o valor final. A partir da obtenção do primeiro valor de Po é preciso recalcular o valor de PR já que o processo se torna basicamente em um método iterativo onde cada solução gera um PR distinto (menor) o que aproxima o valor de Po cada vez mais ao valor desejado.

Dessa forma, com os valores de $EG_{dezembro}$ e PR inicial, pode-se aplicar estes parâmetros na equação 13.

$$107,64 = Po \cdot 6,6.31 \cdot 0,637 \quad (16)$$

$$Po = 0,8184kWp \quad (17)$$

Assim, a potência nominal dos painéis será o valor obtido para Po acima.

Após simulação é obtido o seguinte valor (*Energy Charge*) para o mês de dezembro, apresentada na tabela 9.

Tabela 9: Atendimento da UC com Rede Elétrica + GD Fotovoltaica

Mês	Compra de Energia da Rede (kWh)	Energia Injetada na Rede (kWh)	Consumo Líquido (kWh)	Fatura(R\$)
Janeiro	88	53	35	18,97
Fevereiro	77	45	33	17,93
Março	93	46	47	25,8
Abril	92	34	58	31,72
Maio	94	36	59	32,03
Junho	99	27	72	39,34
Julho	97	31	66	36,23
Agosto	98	38	60	32,72
Setembro	92	40	52	28,52
Outubro	87	45	42	23,19
Novembro	84	52	33	17,90
Dezembro	86	54	31	17,09
Anual	1087	499	587	321,45

Fonte: HOMER

Assim, o cálculo do montante gerado para o mês de dezembro é dado pela equação 18.

$$EG_{dezembro} = \frac{\text{Energy charge}(\text{rede}) - \text{Energy charge}(\text{GD})}{TFc} \quad (18)$$

Onde,

- *Energy charge (rede)*: fatura mês dezembro com atendimento à carga utilizando apenas rede elétrica (R\$);
- *Energy charge (GD)*: fatura mês dezembro com atendimento à carga utilizando rede elétrica em conjunto à GD Fotovoltaica (R\$);
- *TFc*: tarifa convencional (R\$/kWh).

Portanto, aplicado os valores para a equação 18, tem-se o valor para o montante gerado.

É observado que para o valor de Po obtido é gerado o seguinte montante de energia.

$$\frac{75,27 - 17,09}{0,54732} = 106,2998kWh \quad (19)$$

Com esse valor é gerado um novo valor de PR .

$$106,2998 = 0,8184 \cdot 6,6 \cdot 31 \cdot PR \quad (20)$$

$$PR = 0,6290 \quad (21)$$

Nota-se que o valor na fatura com o primeiro valor de Po foi 17.09. Logo o montante de energia que ainda precisa ser gerado para ser pago apenas o valor referente a CD para o mês de dezembro é o seguinte.

$$\frac{17,09 - 16.4196}{0,54732} = 1,22488kWh \quad (22)$$

Portanto, o valor final de Po será o seguinte:

$$106,2998 + 1,22488 = Po \cdot 6,66 \cdot 31 \cdot 0,6290 \quad (23)$$

$$Po = 0,8279kWp \quad (24)$$

Na tabela 10, após a simulação, é obtido o seguinte valor para a fatura de dezembro.

Tabela 10: Valores finais para UC atendida com rede elétrica + GD fotovoltaica

Mês	Compra de Energia da Rede (kWh)	Energia Injetada na Rede (kWh)	Consumo Líquido (kWh)	Fatura(R\$)
Janeiro	88	54	34	18,41
Fevereiro	77	45	32	17,45
Março	93	46	46	25,27
Abril	92	35	57	31,24
Maio	94	36	58	31,56
Junho	98	27	71	38,95
Julho	97	31	65	35,8
Agosto	98	39	59	32,25
Setembro	92	41	51	28,05
Outubro	87	45	41	22,64
Novembro	84	52	32	17,37
Dezembro	86	55	30	16,46
Anual	1085	509	576	315,46

Fonte: HOMER

Para estes valores obtidos, foi considerado o conversor de 0,6KW visto que o mesmo atende as necessidades do sistema frente ao nível de produção de energia.

Conclui-se, então, que para a faixa de consumo analisada com conversor 0.6KW é necessário um sistema fotovoltaico com potência nominal P_o próxima ao valor de 0,8279kWp de forma que via sistema de compensação de créditos de energia seja gerada uma fatura igual ao CD para o mês de dezembro.

5.4.2 Modalidade branca

Para a TB, há a presença de três postos tarifários FP, I e P. Com atendimento somente via rede elétrica, a modalidade Branca tem as seguintes faturas mensais para o posto tarifário FP, apresenta na tabela 11

Tabela 11: Posto tarifário FP com atendimento somente via rede elétrica

Mês	Compra de Energia da Rede (kWh)	Fatura (R\$)
Janeiro	98	43,98
Fevereiro	88	39,51
Março	105	46,99
Abril	99	44,25
Maio	98	43,92
Junho	100	44,72
Julho	101	45,04
Agosto	104	46,67
Setembro	101	45,20
Outubro	100	44,65
Novembro	95	42,71
Dezembro	103	46,15
Anual	1.191	533,77

Fonte: HOMER

Com consumo menor, pois possuir uma faixa de intervalo menor, o posto tarifário I, tem as seguintes faturais apresentadas na tabela 12.

Tabela 12: Posto tarifário I com atendimento somente via rede elétrica

Mês	Compra de Energia da Rede (kWh)	Fatura (R\$)
Janeiro	13	7,85
Fevereiro	11	6,81
Março	12	7,39
Abril	12	7,30
Maio	13	7,78
Junho	12	7,35
Julho	12	7,23
Agosto	13	7,8
Setembro	11	6,58
Outubro	12	7,3
Novembro	13	7,75
Dezembro	11	6,82
Anual	142	87,95

Fonte: HOMER

Já o posto tarifário P, com tarifa mais elevada, possui as seguintes faturas mensais apresentadas na tabela 13.

Tabela 13: Posto tarifário P com atendimento somente via rede elétrica

Mês	Compra de Energia da Rede (kWh)	Fatura (R\$)
Janeiro	26	24,69
Fevereiro	22	20,74
Março	24	23,23
Abril	23	22,28
Maio	25	24,13
Junho	23	21,97
Julho	24	22,83
Agosto	26	24,59
Setembro	23	21,76
Outubro	25	23,58
Novembro	24	22,77
Dezembro	24	22,52
Anual	287	275,11

Fonte: HOMER

A energia a ser gerada pelo sistema PV, assim como para a Convencional, deverá ser igual ao montante que gere fatura no mês de dezembro com valor monetário referente ao CD virtual sobre o valor do período FP

Portanto CD para padrão monofásico será:

$$CD = 30kWh \cdot \frac{R\$0,4487}{kWh} = R\$13,4421 \quad (25)$$

A análise considera um CD virtual, pois assim é dimensionado um sistema PV com potência nominal P_o de forma que possa haver maior nível de geração nos demais meses e, conseqüentemente, maior compensação dentro do ciclo mensal do que haveria caso fosse dimensionado um sistema considerando o real CD. Já para os meses que possuem fatura abaixo do real valor de CD (R\$16,4196 o qual é calculado sobre tarifa convencional) será feita uma compensação monetária para que o VPL obtido possa ser comparado com o da modalidade convencional

Como a compensação de créditos ocorre no sentido $FP \rightarrow I \rightarrow P$, é preciso calcular o montante de energia a ser gerado no sentido inverso $P \rightarrow I \rightarrow FP$. Assim é calculado o montante a ser compensado no posto P, se necessário for, depois no posto I e finalmente no posto FP. Na figura 16 é analisado o caso para a faixa de consumo de 101 a 160kWh, onde o objetivo é gerar energia de maneira que seja pago apenas o valor referente ao CD virtual no mês de dezembro.

Figura 16: Forma do cálculo para o montante de energia a ser gerado



Fonte: próprio autor.

Assim, conforme a figura 28, o posto P já possui consumo com faturamento superior ao CD virtual, sendo então necessária a geração de energia para compensação no posto P. O cálculo deste montante é apresentado abaixo.

$$EC_p = \frac{R\$22,52 - R\$13,4421}{0,95833 \text{ R\$/kWh}} = 9,47kWh \quad (26)$$

Como a geração se dá em período distinto do compensado, se observará a relação das TE entre o posto FP e P. Logo a energia a ser gerada no posto FP para com compensação no posto P é definida abaixo.

$$EC_{p,FP} = \frac{9,47kWh \cdot 0,45257}{0,28266} = 15,166kWh \quad (27)$$

Dessa forma, é evidente que com compensação no posto P, os postos I e FP terão compensação integral onde a energia a ser gerada no período FP será exatamente à consumida nos dois postos visto que a relação das TE entre os postos FP e I é 1.

Portanto a energia total a ser gerada pelo sistema PV será:

$$Eg = 15,166 + 11,031 + 102,997 = 129,194kWh \quad (28)$$

Aplicando a equação 13 com PR inicial 0,637 teremos o seguinte valor de Po para o sistema fotovoltaico.

$$129,194 = Po \cdot 6,66 \cdot 31 \cdot 0,637 \quad (29)$$

$$Po = 0,982kWp \quad (30)$$

Como a geração ocorre apenas no período FP, na tabela 14 é destacado o mês de dezembro, onde ocorre geração superior ao consumo no posto FP para compensação nos postos I e FP.

Tabela 14: Geração e Consumo Período FP para o mês de dezembro

Mês	Compra de Energia da Rede (kWh)	Energia Injetada na Rede (kWh)	Consumo Líquido (kWh)	Fatura(R\$)
Janeiro	48	72	-23	0
Fevereiro	44	61	-17	0
Março	55	63	-8	0
Abril	55	47	8	3,45
Maio	55	49	5	2,31
Junho	62	37	24	10,97
Julho	59	42	17	7,43
Agosto	58	53	5	2,06
Setembro	57	55	2	0,9
Outubro	49	62	-13	0
Novembro	46	70	-23	0
Dezembro	50	74	-24	0
Anual	637	685	-48	27,11

Fonte: HOMER

A precisão é extremamente importante para determinar o valor teórico para o sistema fotovoltaico. O *Homer* tende a exibir os valores de consumo e geração em números inteiros sendo possível simular um valor de venda para, posteriormente, ser obtido o valor exato para o montante gerado. Neste caso, foi gerado um excedente igual a 24kWh, exatamente, onde serão compensados o consumo integral do posto I (11,031kWh) e parcial do posto P.

O valor convertido para a compensação no posto P é o seguinte.

$$(24 - 11,031) \cdot \frac{0,28266}{0,45257} = 8,100 \text{ kWh} \quad (31)$$

Assim, o valor ainda a ser gerado é dado pela diferença entre 9,472kWh e o valor já compensado de 8,102kWh, resultando em 1,37kWh que deverá ser convertido para geração no posto tarifário FP.

Para obtenção do incremento de P_o é preciso o cálculo do novo PR . Para isso, a energia gerada é dada pela soma entre o consumo integral compensado no posto FP e o excedente 24kWh, valores gerados pelo sistema PV com P_o 0,982kWh.

$$102,997 + 24 = 0,982 \cdot 6,66 \cdot 31 \cdot PR \quad (32)$$

$$PR = 0,626 \quad (33)$$

Portanto, o incremento de P_o para gerar o adicional requerido será o seguinte.

$$1,37 \cdot \frac{0,45257}{0,28266} = P_o \cdot 6,66 \cdot 31 \cdot 0,626 \quad (34)$$

$$P_o = 0,0169 \text{ kWp} \quad (35)$$

Logo, o novo valor P_o será dado pela soma entre o valor inicial obtido e seu incremento obtido acima.

$$P_o = 0,982 + 0,0169 = 0,998 \text{ kWp} \quad (36)$$

Com o valor de P_o acima é gerado o adicional requerido com montante igual 25,31kWh, conforme é apresentado na tabela 15.

Tabela 15: Valor final para o montante necessário a ser gerado no período FP

Mês	Compra de Energia da Rede (kWh)	Energia Injetada na Rede (kWh)	Consumo Líquido (kWh)	Fatura(R\$)
Janeiro	48	73	-25	0
Fevereiro	44	62	-18	0
Março	55	64	-9	0
Abril	55	48	7	3,02
Maio	54	50	4	1,87
Junho	62	38	24	10,61
Julho	59	43	16	7,03
Agosto	57	54	4	1,62
Setembro	56	55	1	0,5
Outubro	49	63	-14	0
Novembro	46	71	-25	0
Dezembro	50	75	-25	0
Anual	636	696	-60	24,60

Fonte: HOMER

No entanto, é preciso chegar ao valor de VPL final para a análise feita. Os resultados foram basicamente calculados manualmente para visualização dos níveis de geração já que o *Homer* não apresenta os valores preciso em seu layout.

Para isso, é preciso ser feita a compensação de créditos gerados excedentes. Como há a presença de três postos tarifários, deverá ser feito o cálculo do montante de energia excedente em todos os meses no período FP e observado a parcela compensada em cada posto tarifário I e P nos 12 meses. Assim, para cada posto tarifário deverá ser a parcela convertida em valor monetário para obtenção do valor total anual compensado em moeda. Posteriormente, o valor em moeda será dividido pelo total do excedente gerado sendo então obtido um valor R\$/kWh que denota a venda destes créditos no posto FP na faixa de consumo analisada visto que o *Homer* não consegue compensar estes créditos em postos subsequentes senão o posto em que foram gerados.

É então obtido um preço médio de R\$0,6089/kWh, e assim os seguintes valores para as faturas dos doze meses do ano, apresentados na tabela 16.

Tabela 16: Meses com Fatura abaixo do Custo de Disponibilidade real

Mês	Compra de Energia da Rede (kWh)	Energia Injetada na Rede (kWh)	Consumo Líquido (kWh)	Fatura(R\$)
Janeiro	85	73	12	16,64
Fevereiro	75	62	14	15,92
Março	90	64	27	24,89
Abril	90	48	42	32,58
Maio	92	50	42	33,79
Junho	96	38	58	39,93
Julho	94	43	51	37,10
Agosto	96	54	42	34,01
Setembro	90	55	34	28,78
Outubro	85	63	22	22,23
Novembro	82	71	11	15,21
Dezembro	84	75	8	13,37
Anual	1.060	696	364	314,44

Fonte: HOMER

As faturas em destaque, possuem valor abaixo do real CD que é calculado sobre a tarifa convencional, sendo preciso um acréscimo anual de R\$4,76 referentes ao montante total necessário para pagamento igual ao CD nos três meses assinalados.

6. RESULTADOS

A metodologia aplicada neste trabalho teve como fim a análise, para consumidores residenciais; da viabilidade econômica na migração ou adesão à TB. Essa foi baseada em um estudo comparativo com a modalidade convencional, juntamente com possibilidade de inserção de GD Fotovoltaica sem estratégias de GLD, onde o *software Homer* foi o “canal” escolhido para conversão das variáveis de entrada em resultados expressos em VPL. À vista disso, os resultados trazidos neste trabalho justificarão a migração ou adesão à TB quando configurações ou topologias com esta modalidade, Branca, apresentarem o menor VPL dentre os resultados obtidos.

6.1 ANÁLISE UTILIZANDO APENAS DA REDE ELÉTRICA

Nesta seção serão apresentados os resultados obtidos para as duas modalidades tarifárias, Branca e Convencional, com a utilização apenas da rede elétrica. A partir destes resultados, será analisado o comparativo entre as duas modalidades tarifárias, baseado principalmente na influência dos três postos tarifários presentes na TB.

6.1.1 Faixa de consumo de 101 a 160kWh

De forma geral, a distribuição do consumo anual de energia entre os três postos tarifários para a seguinte faixa de consumo é apresentada na tabela 17.

Tabela 17: Distribuição de consumo anual nos três postos tarifários para a faixa de consumo 101 a 160kWh

POSTOS	Fora Ponta	Intermediário	Ponta
CONSUMO	1191,265kWh	142,256kWh	292,034kWh

Fonte: Homer

Para a tarifa Convencional, a distribuição destes postos é inexistente, sendo o consumo faturado por um preço único R\$/kWh. Em contrapartida, na TB como já foi explicado neste trabalho, o posto FP traz um valor menor que o da modalidade Convencional e à medida que o

consumo se concentra no posto FP, a economia obtida neste posto pode ser superior ao acréscimo pago nos postos I e P, tornando a TB a melhor opção frente à Convencional.

Na tabela 18 são apresentados os valores para a economia obtida no posto FP e o acréscimo pago nos postos I e P, em comparação ao preço único R\$/kWh da modalidade Convencional.

Tabela 18: Economia e Acréscimos para os três postos tarifários

POSTOS	Fora Ponta	Intermediário	Ponta
R\$	118,2330	10,0902	120,0289

Fonte: HOMER

De acordo com a tabela 4 acima, a diferença entre a economia e a soma dos acréscimos é negativa, denotando um custo anual menor para a modalidade Convencional, e sendo, então, a melhor opção para a faixa de consumo analisada.

6.1.2 Comparação de resultados

Como foi mencionado na seção 5.2.2, quando o consumo se concentra no posto FP, a economia obtida neste posto pode ser superior ao acréscimo pago nos postos I e P, tornando a TB a melhor opção frente à modalidade Convencional.

Nesta perspectiva, foram analisadas as representações percentuais do consumo total para os postos I e P em cada faixa de consumo.

A tabela 19 apresenta estes valores para as cinco faixas de consumo estudadas.

Tabela 19: Representação percentual do consumo total para os postos I e P

	Posto Intermediário	Posto Ponta
31 a 100kWh	8,37%	17,07%
101 a 160kWh	8,75%	18,00%
161 a 300kWh	8,22%	16,51%
301 a 500kWh	8,52%	14,35%
Acima de 500kWh	8,90%	13,85%

Fonte: HOMER

Conforme a tabela 5, de acordo com as amostras que compuseram os perfis de carga para as faixas de consumo estudadas, é observado que o posto I representa um percentual do consumo total similar para todas as faixas de consumo analisadas. Já para o posto P, há uma variação maior entre as faixas, sendo possível afirmar, de acordo com os dados, que à medida que a faixa de consumo é maior, a TB torna-se a melhor opção dada a redução do percentual do consumo total no posto P onde a tarifa possui custo maior, corroborando o fato de que a TB tem característica tal que beneficia consumidores com consumo centrado no posto FP.

Esta análise é ratificada pelos valores obtidos para o VPL de cada faixa de consumo, os quais são apresentados na tabela 20.

Tabela 20: VPL para cada faixa de consumo com utilização apenas da rede elétrica

	Branca	Convencional
31 a 100kWh	R\$5.581,00	R\$5.559,00
101 a 160kWh	R\$11.352,00	R\$11.168,00
161 a 300kWh	R\$19.108,00	R\$19.142,00
301 a 500kWh	R\$28.391,00	R\$29.005,00
Acima de 500kWh	R\$58.010,00	R\$59.464,00

Fonte: HOMER

Conclui-se, então, que, conforme apresenta na tabela 20 acima, para faixas de consumo onde o posto P representa percentual igual ou inferior a 16,51% do consumo total a TB mostrou-se a melhor opção para análises utilizando apenas a rede elétrica.

6.2 ANÁLISE UTILIZANDO A REDE ELÉTRICA EM CONJUNTO COM GERAÇÃO DISTRIBUIÇÃO FOTOVOLTAICA

Nesta seção serão apresentados os resultados obtidos para as duas modalidades tarifárias, Branca e Convencional, com a utilização da rede elétrica em conjunto com GD Fotovoltaica. Com relação a estes resultados, serão discutidas as três variáveis com maior relevância para a instalação de sistemas PV: VPL, investimento inicial e tempo de retorno do investimento inicial.

6.2.1 Faixa de consumo de 101 a 160kWh

Dando continuidade a metodologia de cálculo do dimensionamento do sistema PV apresentada na seção 4.6.2 deste trabalho, serão apresentados aqui os resultados obtidos para as duas modalidades tarifárias para a faixa de consumo de 101 a 160kWh.

6.2.2 Modalidade Convencional

Para a modalidade Convencional foi definido um sistema PV com potência nominal P_o de 0,8279KW com um inversor de 0.600KW, o qual atende às necessidades do sistema de forma satisfatória tendo perdas insignificantes na ordem de 8kWh/ano.

Os resultados obtidos para a simulação são apresentados na figura 17.

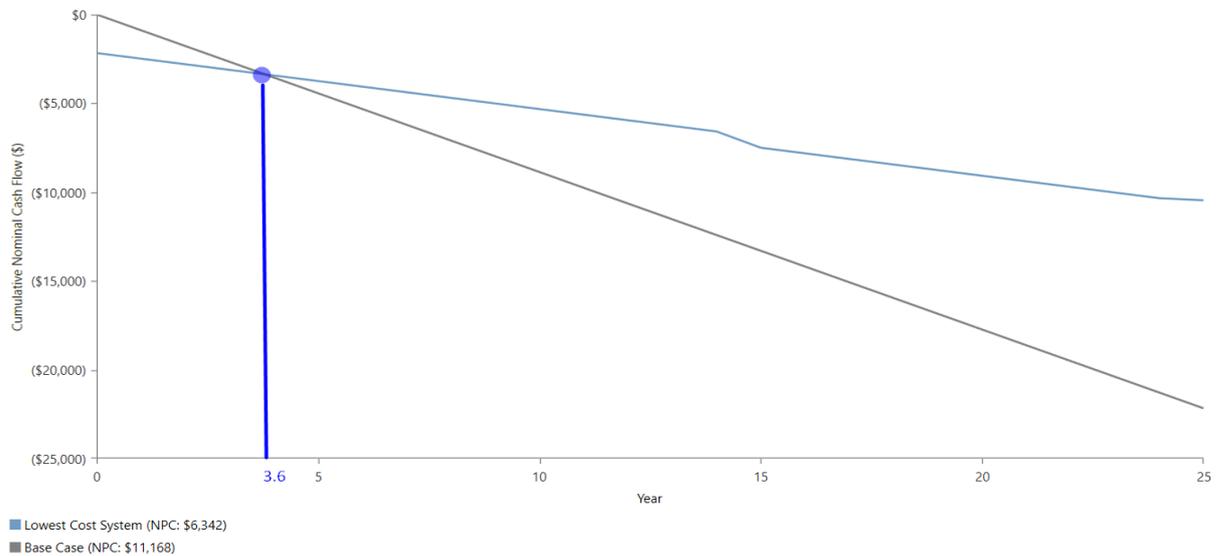
Figura 17: Resultados obtidos para tarifa convencional com utilização da rede elétrica em conjunto com GD

PV (kW)	1kWh LA	Grid (kW)	Converter (kW)	Dispatch	NPC (\$)	COE (\$)	Operating cost (\$/yr)	Initial capital (\$)
0.828		999,999	0.600	CC	\$6,341	\$0.237	\$336.87	\$2,099

Fonte: HOMER

Como mostra a figura 31 acima, o VPL final para a faixa de consumo 101 a 160kWh foi de R\$6.342,00 para análise dentro de um período de 25 anos com investimento inicial de R\$2.099,00. O gráfico apresentado na figura 18 traz um comparativo com topologia utilizando somente a rede elétrica onde é apresentado o tempo de retorno para o investimento inicial.

Figura 18: Tempo de retorno para o investimento inicial com a modalidade Convencional



Fonte: HOMER

Desse modo, conforme apresentado na figura 18 acima, fica evidenciado que a utilização da rede elétrica em conjunto com a GD Fotovoltaica é justificada visto que o VPL final para a topologia apresenta, aproximadamente, 57% do valor obtido para topologia com utilização somente da rede elétrica, com um tempo de retorno para o investimento inicial de 3,6 anos.

5.3.3 Modalidade branca

Para a modalidade Branca, foi definido um sistema PV com potência nominal P_0 de 0,9930KWp como apresentado na seção 4.6.3.2. Para o inversor, foi utilizada uma potência de 0.800KW que atendeu às necessidades do sistema, tendo perdas de somente 5kWh/ano.

Os resultados obtidos para a simulação são apresentados na figura 19.

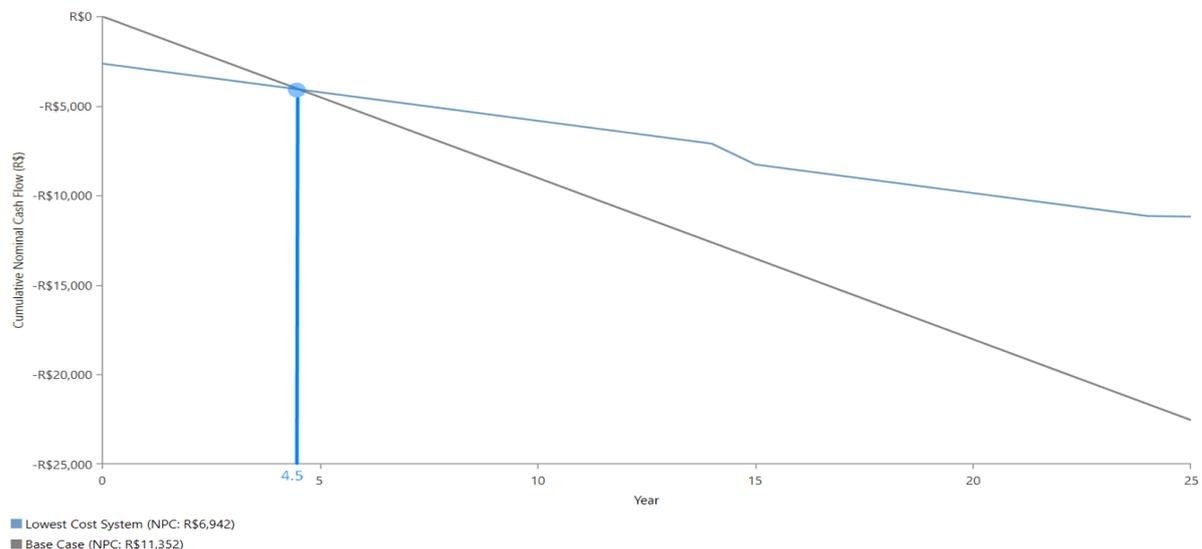
Figura 19: Resultados obtidos para tarifa branca com utilização da rede elétrica em conjunto com GD

PV (kW)	1kWh LA	Grid (kW)	Converter (kW)	Dispatch	NPC (R\$)	COE (R\$)	Operating cost (R\$/yr)	Initial capital (R\$)
0.993		999,999	0.800	CC	R\$6,859	R\$0.235	R\$338.37	R\$2,598

Fonte: HOMER

Como mostra a figura 33 acima, o VPL final para a faixa de consumo 101 a 160kWh foi de R\$6.859,00 para análise dentro de um período de 25 anos com investimento inicial de R\$ R\$2.598,00. O gráfico apresentado na figura 20 traz um comparativo com topologia utilizando somente a rede elétrica onde é apresentado o tempo de retorno para o investimento inicial.

Figura 20: Tempo de retorno para o investimento inicial com a modalidade Branca



Fonte: HOMER

Desse modo, conforme apresentado na figura 20 acima, fica evidenciado que a utilização da rede elétrica em conjunto com a GD Fotovoltaica é justificada visto que o VPL final para a topologia apresenta, aproximadamente, 61% do valor obtido para topologia com utilização somente da rede elétrica, com um tempo de retorno para o investimento inicial de 4,5anos.

5.3.4 Comparação de resultados

Em concordância com os resultados obtidos para a faixa de consumo de 101 a 160kWh, as demais faixas analisadas tiveram, também, a Tarifa Convencional como melhor opção quando da utilização da rede elétrica em conjunto à GD.

Esta diferença se dá, principalmente pelo investimento inicial superior para instalação do sistema fotovoltaico na TB.

Na tabela 21, tem-se os investimentos iniciais para cada faixa de consumo considerando as duas modalidades tarifárias.

Tabela 21: Custo do investimento inicial para instalação do sistema fotovoltaico

	Branca	Convencional
31 a 100kWh	R\$998,00	R\$833,00
101 a 160kWh	R\$2.598,00	R\$2.100,00
161 a 300kWh	R\$5.674,00	R\$5.346,00
301 a 500kWh	R\$7.205,00	R\$6.613,00
Acima de 500kWh	R\$15.031,00	R\$13.539,00

Fonte: HOMER

Como apresentado na tabela 7, é exigido um investimento inicial maior para a instalação de sistemas fotovoltaicos em conjunto à TB, já que o cálculo de dimensionamento destes sistemas considerando a nova modalidade determinam um sistema com potência nominal P_o maior. A forma de compensação de créditos gerados ocorre de maneira distinta na TB, a qual leva em consideração a relação das TE, conforme apresentado na RN n°687/2015 e, também, explanado na seção 4.6.2.3 deste trabalho.

Compondo o VPL final para cada faixa de consumo analisada, deve ser acrescido à tabela 7 os valores referentes aos custos referentes à tarifação da energia consumida bem como a adição do custo da troca dos inversores, já que estes foram considerados com 10 anos de vida útil. A tabela 22, apresenta o VPL final para cada faixa de consumo.

Tabela 22: VPL final para cada faixa de consumo considerando a utilização da rede elétrica em conjunto à GD.

	Branca	Convencional
31 a 100kWh	R\$4.343,00	R\$4.318,00
101 a 160kWh	R\$6.942,00	R\$6.342,00
161 a 300kWh	R\$12.114,00	R\$11.053,00
301 a 500kWh	R\$17.009,00	R\$16.061,00
Acima de 500kWh	R\$34.487,00	R\$32.392,00

Fonte: HOMER

Desse modo, é avaliado que de forma diferente à análise feita considerando somente a rede elétrica para atendimento da carga, aqui os resultados trazem a modalidade Convencional como melhor opção para todos os casos.

7. CONCLUSÃO

7.1 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Desde o início de 2018, a tarifa Convencional deixou de ser a única forma de tarifação para consumidores de Baixa Tensão com a implantação da TB. Entretanto, somente estará disponível a todos os consumidores no início de 2020 visto que sua implantação ocorre de forma parcial, estando aptos, atualmente, à migração ou adesão, consumidores com consumo médio mensal superior a 250kWh.

Com a presença de três postos tarifários, a TB possui sinalização horária, permitindo ao consumidor a aplicação de estratégias de GLD para concentração no posto FP, o qual possui tarifa inferior à cobrada na modalidade Convencional. No entanto, é importante ressaltar que a flexibilidade para mudanças nos hábitos de consumo é limitada para alguns consumidores, sendo necessário um estudo para entendimento do impacto financeiro da nova modalidade tarifária na fatura de energia, caso não haja mudanças nos hábitos de consumo.

Ademais, desde 2012, o acesso à GD e ao sistema de compensação de créditos possibilita ao consumidor a geração própria de energia elétrica, onde a energia solar é unanimidade nos sistemas de GD dado o alto potencial solar Brasileiro, atribuindo ao consumidor papel ativo na composição de uma matriz elétrica cada vez mais renovável.

Consideradas a TB e a GD Fotovoltaica, a análise feita neste trabalho tem estudo direcionado a consumidores residenciais com a preservação dos hábitos de consumo. Para tal, são considerados cenários com atendimento à carga via utilização apenas da rede elétrica e com rede elétrica em conjunto à GD Fotovoltaica. Para esta, são descartados sistemas de armazenamento de energia dado o alto custo atual para instalação destes equipamentos.

Para o primeiro cenário, com atendimento à carga via utilização somente da rede elétrica, foi analisado que a TB pode vir a ser uma opção viável. Dentre as cinco faixas de consumo analisadas, as três faixas com consumo superior demonstraram resultados mais viáveis comparados à modalidade Convencional. Isto foi constatado devido ao fato de que a relação entre o consumo nos postos P e FP diminuía à medida que a faixa de consumo de energia elétrica fosse maior, tendo como limiar a faixa de consumo de 101 a 160kWh como pode ser observado na tabela 5.

Ainda, de acordo com os resultados para as faixas de consumo de 31 a 100kWh assim como para a de 101 a 160kWh, foi constatado que o aumento na fatura de energia não é

relevante a ponto de serem implantadas, necessariamente, técnicas de GLD a fim de frear um possível aumento na fatura de energia em caso de adesão obrigatória à TB.

Desse modo, com a possível extinção da modalidade convencional, a TB não surge, propriamente, a fim de arrecadar um valor maior com sua forma de tarifação mas, sim, como forma de troca de benefícios entre consumidor e concessionária, para estimular a concentração de consumo de energia elétrica no posto FP – energia mais barata – e o uso mais eficiente do sistema de distribuição com a atenuação dos picos do sistema e postergação de investimentos na expansão da rede elétrica.

Para o segundo cenário, com a utilização da rede elétrica em conjunto à GD Fotovoltaica, foi observado que a viabilidade econômica para instalação desses sistemas é, hoje, ratificada dada gradual redução do custo dos painéis solares nos últimos anos. Os resultados obtidos para todos os cenários analisados (nas duas modalidades tarifárias) têm topologia considerando estes sistemas com um VPL em torno de 45% menor comparado ao obtido utilizando a somente a rede elétrica para atendimento à carga.

No que diz respeito ao comparativo entre as duas modalidades tarifárias considerando a utilização da rede elétrica em conjunto à GD Fotovoltaica, foi denotado que a modalidade Convencional apresenta ligeira vantagem frente à TB visto que para esta é exigido um investimento inicial maior considerada a metodologia proposta no trabalho. A justificativa para tal, se baseia na diferença entre o sistema de compensação de créditos de energia de cada modalidade.

Para a modalidade Convencional, a compensação de créditos de energia tem estilo único, onde o excedente gerado tem dimensão na ordem do montante compensado. Já para a TB, com a presença de postos tarifários, a compensação de créditos em postos distintos do gerado segue a relação entre as TE. Como a geração de energia pelo sistema fotovoltaico se dá de forma integral no posto FP, haverá compensação de créditos de energia nos postos I e P, caso a geração nesse posto seja superior ao consumo. Desse modo, conforme tabela 1, a compensação de créditos de energia se dá de forma igual à modalidade convencional quando esta ocorre no posto I. No entanto, para compensação no posto P, é necessário um montante gerado superior ao compensado visto que a relação entre as TE do posto P e do posto FP é maior do que 1, implicando em um cálculo de dimensionamento do sistema fotovoltaico com potência nominal P_o superior à dimensionada quando a modalidade tarifária considerada é a Convencional, ratificando o investimento inicial maior requerido para a TB.

Concluindo, os resultados obtidos vão ao encontro dos objetivos propostos para o trabalho, podendo, de certa forma, contribuir com uma parcela de conhecimento e entendimento

a respeito da nova modalidade tarifária Branca e a Geração Distribuída Fotovoltaica, a fim de difundir e reiterar a existência de ferramentas que possam trazer benefícios tanto ao consumidor quanto às concessionárias de energia elétrica e o sistema elétrico Brasileiro.

7.2 SUGESTÃO DE TRABALHOS FUTUROS

Seguindo a mesma linha de estudo realizada neste trabalho, pode-se analisar a viabilidade econômica na adesão da TB para o subgrupo B2 – rural – em UCs que possuem sistemas de irrigação, onde há alto consumo de energia elétrica.

Propor um estudo para cálculo de dimensionamento de sistemas fotovoltaicos de tal forma que o custo anual, restrito à fatura de energia, seja igual ao Custo de Disponibilidade.

Ademais, pode ser estudado os efeitos da TB caso a concentração de consumo em período FP tenha crescimento desenfreado de tal forma que os picos de demanda sejam descolados e não, necessariamente, atenuados.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA). **Resolução Normativa nº 435, de 24 de maio de 2011**

_____. **Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012**

_____. **Resolução Normativa nº 547, de 16 de abril de 2013.**

_____. **Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015.**

_____. **Resolução Normativa nº 733, de 06 de setembro de 2016.**

_____. **Resolução Normativa nº 786, de 17 de outubro de 2017**

_____. **Submódulo 7.1 e 7.2. Procedimentos Gerais (PRORET).** ANEEL, 2012a. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/area/cfm?idArea=702>. Acesso em: 20 Nov. 2018.

AZEVEDO, F.S.; CALILI, R. F. **Análise dos benefícios da migração para da tarifa branca, utilizando dados de medições inteligentes provenientes de clientes residenciais de baixa tensão da área de concessão da distribuidora Ampla.** In: ELAEE-6th Latin American Energy Economics Meeting, 2017, Rio de Janeiro. Proceedings of the 6th Latin American Energy Meeting, 2017, v. 1.

COMMANDEUR, C. D.; SANTOS, L. L. C. . **Análise do impacto da utilização da tarifa branca pelos consumidores residenciais de baixa tensão na distribuidora de energia elétrica.** In: Salão do Conhecimento, 2018, Ijuí - RS. XIX Jornada de Extensão, 2018.

CUNHA, M. **Estratégias de gerenciamento pelo lado da demanda aplicadas aos consumidores de BT considerando a tarifa branca e a geração distribuída.** Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Maria, 2016.

CUNHA, M. V; BERNARDON, D. P.; RAMOS, D. B. **Técnicas de GLD aplicadas ao Consumidor de BT considerando a Tarifa Branca e a Geração Distribuída.** O Setor Elétrico, v. 1, p. 26-33, 2016

Estadão. (2018). **Maiores represas do País enfrentam seca histórica - Economia - Estadão.** [online]. Disponível em: <https://economia.estadao.com.br/noticias/geral,maiores-represas-do-pais-enfrentam-seca-historica,70002012904> [Acesso em: 21 Nov. 2018].

FIGUEIRÓ, I. C. **A tarifa horária para os consumidores residenciais sob o foco das redes elétricas inteligentes -REI.** Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Maria, 2013.

FIGUEIRÓ, I. C.; ABAIDE, A. R.; BERNARDON, D. P. **Smart Grid and the Challenges of the Application of an Hourly Rate for Residential Consumer in Brazil.** Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT LA), 2013 IEEE PES Conference On, vol., no., pp. 1,5, 15-17 Abril 2013.

GERALDI, D. **Estudo da Microgeração Distribuída no Contexto de Redes Inteligentes**. 2013. 109f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) – Faculdade de Engenharia Mecânica de Campinas da Universidade Estadual de Campinas, SP, 2013.

Metro Jornal. (2018). **Energia eólica no Nordeste cresce e tem ápice na época de secas**. [online]. Disponível em: <https://www.metrojornal.com.br/foco/2018/02/05/energia-eolica-no-nordeste-cresce-e-tem-apice-na-epoca-de-secas.html> [Acesso em: 20 Nov. 2018].

Minha Casa Solar. **Painel Solar 270W BYD Solar - BYD270P6C-30 - Minha Casa Solar**. [online]. Disponível em: https://www.minhacasasolar.com.br/produto/painel-solar-270w-byd-solar-byd270p6c-30-79345?utm_source=GoogleShopping&utm_medium=&utm_campaign=GoogleShopping&gclid=CjwKEAajwue3nBRCCyrqY0c7bw2wSJACSlmGZMdLbE5Yd5qcRjd3jFEbbZqnsCpiO7m13X49Oq9F11BoCfrHw_wcB [Acesso em: 29 Abr. 2018].

OLIVEIRA JUNIOR, S. P. **Análise do impacto na conta de energia elétrica de um consumidor residencial provocado pela migração tarifária e pelo sistema de compensação de energia elétrica**. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2017.

RIBEIRO, B. P. M. **Inserção da Geração Fotovoltaica Distribuída: Estudo de Caso e Análise Econômica**. 2015. 90f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia de Energia) – Faculdade UnB Gama, Universidade de Brasília, Brasília, 2015.

SANTOS, L. L. C. **Metodologia para análise da tarifa branca e da geração distribuída de pequeno porte nos consumidores residenciais de baixa tensão**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Maria, 2014.

SANTOS, A. B. S.; CAMACHO, J. B. GUIMARÃES JUNIOR, S. C.; et al. **Um estudo da estrutura tarifária o grupo B do setor elétrico – Parte II: estudos de casos**. In: XII CEEL – Conferência de Estudos de Engenharia Elétrica, 2014, Uberlândia. Anais da XII CEEL – Conferência de Estudos de Engenharia Elétrica. Uberlândia, Universidade Federal de Uberlândia, 2014.

SCHIO, G. S. **Tarifa branca no brasil: estudo de caso para o Consumo residencial na região sudeste**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Estadual de Campinas, 2018.

THOMAZ, T. **Estudo de viabilidade econômica de adesão à tarifa branca para consumidores residenciais com geração distribuída fotovoltaica**. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Catarina, 2017.

Y-solar.com. **ON Grid Inverters - Y-solar,MPPT Solar Charge Controller Supplier,Grid Tie inverters,Solar Home System,Shenzhen Hehejin Industrial Co.,Ltd,YSmart Technology Co.,Ltd**. [online]. Disponível em: <http://www.y-solar.com/list.php?fid-89-page-1.htm> [Acesso em: 30 Abr. 2018].

SITES CONSULTADOS

<http://www.aneel.gov.br/tarifa-branca> Acesso em 27 Out. 2018

<http://www.aneel.gov.br/luz-na-tarifa> Acesso em 13 Mai. 2018

<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiOTY0NWQzOGItMmQ3ZS00MWUzLTllNmMtNTA5NTYxODdhYTgzIiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBlMSIsImMiOjR9> Acesso em 15 Mai. 2019

<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiZjM4NjM0OWYtN2IwZS00YjViLTllMjItN2E5MzBkN2ZlMzVkIiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBlMSIsImMiOjR9&fbclid=IwAR1FITkiJpYTixT5nSiADRXXZBa92oc460HA-7fcSY3jBNzvVy4AA418EYw> Acesso em 15 Mai. 2019

<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiYWVmNTI4IiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBlMSIsImMiOjR9> Acesso em 15 Mai. 2019

<https://www.cpfl.com.br/atendimento-a-consumidores/bandeira-tarifaria/Paginas/default.aspx> Acesso em 17 Jun. 2019

http://epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-303/topico-419/BEN2018__Int.pdf Acesso em: 14 Nov. 2018

http://ftp.cptec.inpe.br/labren/publ/livros/brazil_solar_atlas_R1.pdf Acesso em: 12 Nov. 2018

<https://www.pewtrusts.org/-/media/assets/2014/04/01/clenwhoswinningthecleanenergyrace2013pdf.pdf> Acesso em: 12 Nov. 2018

<https://www.solarvoltenergia.com.br/como-funciona/> Acesso em: 17 Nov. 2018