

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA
CENTRO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Diogo Nardi Zancan

**METODOLOGIA PARA ANÁLISE DA TARIFA BINÔMIA PARA
CONSUMIDORES RESIDENCIAIS CONSIDERANDO
MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

Santa Maria, RS
2020

Diogo Nardi Zancan

**METODOLOGIA PARA ANÁLISE DA TARIFA BINÔMIA PARA
CONSUMIDORES RESIDENCIAIS CONSIDERANDO MICROGERAÇÃO
DISTRIBUÍDA**

Dissertação apresentada ao Curso de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção do título de **Mestre em Engenharia Elétrica**.

Orientador: Profº Dr. Daniel Pinheiro Bernardon

Santa Maria, RS
2020

ZANCAN, DIOGO NARDI

Metodologia para análise da Tarifa Binômica para consumidores residenciais considerando microgeração distribuída / DIOGO NARDI ZANCAN.- 2020.

96 p.; 30 cm

Orientador: Daniel Pinheiro Bernardon

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa Maria, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, RS, 2020

1. Tarifa Binôma 2. Geração distribuída 3. Energia Elétrica I. Bernardon, Daniel Pinheiro II. Título.

Sistema de geração automática de ficha catalográfica da UFSM. Dados fornecidos pelo autor(a). Sob supervisão da Direção da Divisão de Processos Técnicos da Biblioteca Central. Bibliotecária responsável Paula Schoenfeldt Patta CRB 10/1728.

Declaro, DIOGO NARDI ZANCAN, para os devidos fins e sob as penas da lei, que a pesquisa constante neste trabalho de conclusão de curso (Dissertação) foi por mim elaborada e que as informações necessárias objeto de consulta em literatura e outras fontes estão devidamente referenciadas. Declaro, ainda, que este trabalho ou parte dele não foi apresentado anteriormente para obtenção de qualquer outro grau acadêmico, estando ciente de que a inveracidade da presente declaração poderá resultar na anulação da titulação pela Universidade, entre outras consequências legais.

Diogo Nardi Zancan

**METODOLOGIA PARA ANÁLISE DA TARIFA BINÔMIA PARA
CONSUMIDORES RESIDENCIAIS CONSIDERANDO MICROGERAÇÃO
DISTRIBUÍDA**

Dissertação apresentada ao Curso de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção do título de **Mestre em Engenharia Elétrica**.

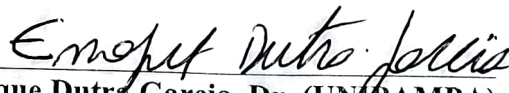
Aprovado em 24 de setembro de 2020:



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



Laura Lisiane Callai dos Santos, Dr^a. (UFSM)
(Examinador)



Enoque Dutra Garcia, Dr. (UNIPAMPA)
(Examinador)

Santa Maria, RS
2020

AGRADECIMENTOS

Primeiramente a Deus.

A minha família pelo apoio e compreensão durante este período.

Ao Professor Daniel Bernardon pela orientação e dedicação não somente com os orientados, mas também a frente da coordenação do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica.

RESUMO

METODOLOGIA PARA ANÁLISE DA TARIFA BINÔMIA PARA CONSUMIDORES RESIDENCIAIS CONSIDERANDO MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA

AUTOR: Diogo Nardi Zancan
ORIENTADOR: Daniel Pinheiro Bernardon

Diante do aumento contínuo do consumo de energia elétrica no país junto as distintas condições climáticas devido à grande extensão territorial e a aproximação da capacidade máxima de geração de energia elétrica de seu consumo, as distribuidoras de energia elétrica foram obrigadas a recorrer às usinas termoelétricas para complementar seu montante de energia. Por conseguinte, comprando energia com custo mais elevado, sendo obrigadas a repassar estes valores aos clientes através das Bandeiras Tarifárias, além de reajustes na própria tarifa. Preocupados com a variação da tarifa de energia elétrica, muitos consumidores vêm procurando alternativas para reduzir os impactos econômicos em suas unidades consumidoras. A microgeração distribuída, em especial a energia solar fotovoltaica é uma alternativa relativamente simples e vem sendo amplamente utilizada por consumidores residenciais, comerciais e até industriais. O modelo conhecido como *net metering*, utilizado para regular os sistemas de microgeração de energia no Brasil, em conjunto com o sistema de tarifa monômnia, pode gerar um subsídio cruzado entre consumidores da mesma distribuidora. Esse fenômeno tem gerado discussões ao redor do mundo, envolvendo a aplicação de uma tarifa diferenciada chamada binômnia aos microgeradores, de forma a cobrir os custos fixos das distribuidoras referentes a essas unidades. A eminente necessidade de reavaliação do sistema tarifário devido as novas tecnologias implantadas no setor elétrico, a metodologia proposta considera um modelo tarifário baseado na demanda máxima horária, obtido pelas curvas de carga e divididos por classes de consumo. Com os dados de residências típicas, aliadas ao software *Hybrid Optimization Model for Electric Renewables* (HOMER), tem como principal resultado a viabilidade técnica e econômica quanto a aplicação do novo modelo tarifário, incluindo dados de consumidores que possuem ou pretendem investir em Geração Distribuída (GD). Ressalta-se que tais análises são inéditas quanto a metodologia desenvolvida e visam o equilíbrio financeiro entre as distribuidoras e os consumidores.

Palavras chave: Microgeração distribuída. Modelo tarifário. Tarifa binômnia.

ABSTRACT

BINOMIC TARIFF ANALYSIS METHODOLOGY FOR RESIDENTIAL CONSUMERS CONSIDERED DISTRIBUTED MICROGENERATION

AUTHOR: Diogo Nardi Zancan
ADVISOR: Daniel Pinheiro Bernardon

In view of the continuous increase in the consumption of electricity in the country, due to the different climatic conditions due to the great territorial extension and the approximation of the maximum capacity of electric energy generation of its consumption, the electricity distributors were obliged to resort to thermoelectric plants to complement your amount of energy. Consequently, buying energy at a higher cost, being obliged to pass these values on to customers through the Tariff Flags, in addition to readjustments in the tariff itself. Concerned with the variation in the electricity tariff, many consumers have been looking for alternatives to reduce the economic impacts on their consumer units. Distributed microgeneration, in particular, photovoltaic solar energy is a relatively simple alternative and has been widely used by residential, commercial and even industrial consumers. The model known as net metering, used to regulate energy microgeneration systems in Brazil, together with the monomial tariff system, can generate a cross-subsidy between consumers from the same distributor. This phenomenon has generated discussions around the world, involving the application of a different tariff called binomial to microgenerators, in order to cover the fixed costs of distributors referring to these units. The eminent need for a revaluation of the tariff system due to new technologies implemented in the electricity sector, the proposed methodology considers a tariff model based on the maximum hourly demand, obtained by the load curves and divided by consumption classes. With data from typical homes, combined with the Hybrid Optimization Model for Electric Renewables (HOMER) software, the main result is the technical and economic feasibility of applying the new tariff model, including data from consumers who own or intend to invest in Distributed Generation (GD). It should be noted that such analyzes are unprecedented in terms of the methodology developed and aim at financial balance between distributors and consumers. including data from consumers who own or intend to invest in Distributed Generation (GD). It should be noted that such analyzes are unprecedented in terms of the methodology developed and aim at financial balance between distributors and consumers. including data from consumers who own or intend to invest in Distributed Generation (GD). It should be noted that such analyzes are unprecedented in terms of the methodology developed and aim at financial balance between distributors and consumers.

Keywords: Distributed microgeneration. Tariff model. Binomial tariff.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Consumo médio de Energia Elétrica residencial em 2019.	16
Figura 2 - Projeção de unidades consumidoras com GD.....	17
Figura 3- Comparativo da Tarifa Residencial (R\$/MWh)	25
Figura 4 - Composição atual da tarifa	27
Figura 5 - Estrutura tarifária em alguns países.	28
Figura 6 - Ilustração do efeito fotovoltaico	34
Figura 7 - Módulo fotovoltaico CS6U-330P policristalino.....	35
Figura 8 - Curva característica I-V dos módulos fotovoltaicos.....	36
Figura 9 - Estrutura de fixação dos módulos fotovoltaicos para telhado tipo brasilite e/ou fibrocimento	37
Figura 10 - Microinversor RENO 500.....	40
Figura 11 - Arquitetura da metodologia de análise	42
Figura 12 - Exemplo de sistema modelado no software HOMER.	43
Figura 13 - Modelagem da carga 1 sem GD.....	44
Figura 14 - Modelagem da rede.....	45
Figura 15 - Modelagem da carga.....	45
Figura 16 - Curva de carga da Carga 1.....	47
Figura 17 - Histórico de consumo dos últimos 12 meses da Carga 1.....	47
Figura 18 - Curva de carga da Carga 2.....	48
Figura 19 - Histórico de consumo dos últimos 12 meses da Carga 2.....	49
Figura 20 - Curva de carga da Carga 3.....	50
Figura 21 - Histórico de consumo dos últimos 12 meses da Carga 3.....	51
Figura 22 - Caminho da energia elétrica até o consumidor final.....	52
Figura 23 - Simulação da Tarifa convencional, Carga 1 sem GD.....	57
Figura 24 - Tarifa binômica, Carga 1 sem GD.....	59
Figura 25 - Simulação Tarifa convencional, Carga 1 com GD.	60
Figura 26 - Fluxo de caixa para tarifa convencional, Carga 1 com GD	61
Figura 27 - Tarifa convencional, Carga 1, comparação entre sistema com e sem GD.....	61
Figura 28 - Tarifa binômica, Carga 1 com GD	62
Figura 29 - Fluxo de caixa para tarifa binômica, Carga 1 com GD	63
Figura 30 - Tarifa binômica, Carga 1, comparação entre sistema com e sem GD.....	64
Figura 31 - Sensibilidade -30% à 30% para a Carga 1	64
Figura 32 - Otimização para a Carga 1	65
Figura 33 - Tarifa convencional, Carga 2 sem GD.....	66
Figura 34 - Tarifa binômica, Carga 2 sem GD.....	67
Figura 35 - Tarifa convencional, Carga 2 com GD	68
Figura 36 - Fluxo de caixa para tarifa convencional, Carga 2 com GD	69
Figura 37 - Tarifa convencional, Carga 2, comparação entre sistema com e sem GD.....	69
Figura 38 - Tarifa binômica, Carga 2 com GD	70
Figura 39 - Fluxo de caixa para tarifa binômica, Carga 2 com GD	71
Figura 40 - Tarifa binômica, Carga 2, comparação entre sistema com e sem GD.....	72
Figura 41 - Sensibilidade -30% à 30% para a Carga 2.....	72
Figura 42 - Otimização para a Carga 2.....	73
Figura 43 - Tarifa convencional, Carga 3 sem GD.....	74

Figura 44 - Tarifa binômia, Carga 3 sem GD.....	75
Figura 45 - Tarifa convencional, Carga 3 com GD	76
Figura 46 - Fluxo de caixa para tarifa convencional, Carga 3 com GD	77
Figura 47 - Tarifa convencional, Carga 3, comparação entre sistema com e sem GD.....	77
Figura 48 - Tarifa binômia, Carga 3 com GD	78
Figura 49 - Fluxo de caixa para tarifa binômia, Carga 3 com GD	79
Figura 50 - Tarifa binômia, Carga 3, comparação entre sistema com e sem GD.....	80
Figura 51 - Sensibilidade -30% à 30% para a Carga 3.....	81
Figura 52 - Otimização para a Carga 3.....	81

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Subdivisões dos grupos tarifários.....	23
Tabela 2 - Parâmetros do módulo fotovoltaico C6SU-330P nas condições nominais de operação (25°C e 1000W/m ²)	36
Tabela 3 - Parâmetros do microinversor RENO 500.....	40
Tabela 4 - Composição de custos da tarifa convencional.....	57
Tabela 5 - Composição de custos da tarifa binômia.....	57
Tabela 6 - Comparativo entre os resultados da análise das tarifas para a Carga 1	82
Tabela 7 - Comparativo entre os resultados da análise das tarifas para a Carga 2.....	82
Tabela 8 - Comparativo entre os resultados da análise das tarifas para a Carga 3.....	83

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BT	Baixa Tensão
COE	Cost of Energy
COFINS	Contribuição para Financiamento da Seguridade Social
FC	Fator de Carga
GD	Geração Distribuída
HOMER	Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
IEA	International Energy Agency
INEE	Instituto Nacional de Eficiência Energética
kWh	Quilowatt-hora
kWp	Quilowatt pico
MME	Ministério de Minas e Energia
MWh	Megawatt-Hora
NPC	Net Present Cost
NR	Norma Regulamentadora
NREL	National Renewable Energy Laboratory
PIS	Programa de Integração Social
PRODIST Nacional	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
PV	Photovoltaic
REN	Resolução Normativa
RGE SUL	Rio Grande Energia Sul
TE	Tarifa de Energia
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição

SUMÁRIO

SUMÁRIO	25
1 INTRODUÇÃO	27
1.1 MOTIVAÇÃO E JUSTIFICATIVA.....	17
1.2 OBJETIVO GERAL.....	18
1.2.1 Objetivos específicos	18
1.3 DISPOSIÇÃO DOS CAPÍTULOS.....	19
2 REREFENCIAL TEÓRICO	19
2.1 ESTRUTURA TARIFÁRIA.....	22
2.1.1 Estrutura tarifária atual - Monômnia	23
2.1.2 Estrutura tarifária binômnia	27
2.2 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA DE ENERGIA.....	30
2.2.1 Aspectos regulatórios	31
2.2.2 Modelagem de Sistemas Fotovoltaicos	32
2.2.3 Módulos fotovoltaicos	33
2.2.4 Estrutura de fixação dos módulos fotovoltaicos	36
2.2.5 Inversor solar	38
2.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	40
3 METODOLOGIA PROPOSTA	42
3.1 IMPLEMENTAÇÃO DA METODOLOGIA NO SOFTWARE HOMER.....	43
3.2 CARGAS.....	46
3.2.1 Carga 1	47
3.2.2 Carga 2	48
3.2.3 Carga 3	50
3.2.4 Demanda contratada	51
3.3 TARIFA DE ENERGIA.....	52
3.3.1 Tarifa monômnia	53
3.3.2 Tarifa binômnia	53
3.4 SISTEMA FOTOVOLTAICO.....	55
3.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	55
4 ESTUDOS DE CASOS E RESULTADOS	56
4.1 TARIFA CONVENCIONAL.....	56
4.2 TARIFA BINÔMIA.....	57
4.3 CARGA 1.....	57

4.3.1 Carga 1 sem GD – Tarifa convencional monômnia	57
4.3.2 Carga 1 sem GD – Tarifa binômnia.....	58
4.3.3 Carga 1 com GD – Tarifa convencional monômnia	59
4.3.4 Carga 1 com GD – Tarifa binômnia	62
4.3.5 Análise de sensibilidade da tarifa binômnia para Carga 1.....	64
4.4 CARGA 2.....	65
4.4.1 Carga 2 sem GD – Tarifa convencional monômnia	65
4.4.2 Carga 2 sem GD – Tarifa binômnia.....	66
4.4.3 Carga 2 com GD – Tarifa convencional monômnia	67
4.4.4 Carga 2 com GD – Tarifa binômnia	70
4.4.5 Análise de sensibilidade da tarifa binômnia para Carga 2.....	72
4.5 CARGA 3.....	73
4.5.1 Carga 3 sem GD – Tarifa convencional monômnia	73
4.5.2 Carga 3 sem GD – Tarifa binômnia.....	74
4.5.3 Carga 3 com GD – Tarifa convencional monômnia	75
4.5.4 Carga 3 com GD – Tarifa binômnia	78
4.5.5 Análise de sensibilidade da tarifa binômnia para Carga 3.....	80
4.6 CARGAS BIFÁSICAS E TRIFÁSICAS	81
4.7 CONSIDERAÇÕES FINAIS	82
5 CONCLUSÕES	84
5.1 TRABALHOS FUTUROS	85
6 REFERÊNCIAS	86
ANEXO A – PREVISÃO DE DEMANDA POR HORA PARA A CARGA 1.....	90
ANEXO B – PREVISÃO DE DEMANDA POR HORA PARA A CARGA 2.....	91
ANEXO C – PREVISÃO DE DEMANDA POR HORA PARA A CARGA 3.....	92
ANEXO D – PARÂMETROS UTILIZADOS NO SOFTWARE HOMER.....	93

1 INTRODUÇÃO

Atualmente a questão energética vem sendo uma preocupação mundial. Crises e escassez no setor elétrico são cada vez mais comuns. Durante os últimos anos, o setor elétrico de vários países sofreram profundas transformações, com grande tendência a desverticalização e ao estímulo a descentralização da geração de energia, impondo à rede de distribuição um papel central nesta nova modelagem (BRAUN-GRABOLLE, 2010).

A grande pressão por mudanças no setor de energia pode ser entendida pela combinação de aspectos referentes à oferta e à demanda do setor elétrico. Do ponto de vista da oferta, a crise do petróleo e incertezas da disponibilidade desta fonte refletiu em uma elevação do preço dos combustíveis fósseis, aumentando os custos operacionais das companhias elétricas que operam usinas geradoras alimentadas por estes insumos. Sobre o aspecto da demanda, o crescente aumento contribui para a intensificação da geração de eletricidade (BRAUN-GRABOLLE, 2010).

O atual cenário demonstra a importância da gestão de energia pelos consumidores. Gestão de energia pelo conjunto de ações e técnicas de eficiência energética, como o uso de equipamentos mais eficientes, como no caso das lâmpadas de LED, também pela substituição energética como troca de chuveiros elétricos por sistemas de aquecimento a gás ou solar, por exemplo, autoprodução de energia (GD) e ações administrativas (escolha da melhor modalidade tarifária) (ANEEL, 2018).

O problema é que o atual modelo tarifário monômio e volumétrico não convive harmoniosamente com gestão de energia. Por mais que o consumidor, individualmente, perceba um incentivo econômico significativo para investir em ações de gestão de energia que resulte em redução do seu consumo e, por consequência, da sua fatura de energia elétrica, dadas as características de alguns dos custos não variarem no curto prazo, há uma transferência desses custos fixos necessários para o funcionamento dos sistemas de distribuição entre todos os consumidores, ou ainda, resultam em perdas financeiras para as distribuidoras (ANEEL, 2018).

Ao mesmo tempo, há intensa cobrança de redução dos impactos ambientais causados pelas gerações de energia existentes, legislações de proteção ambiental barram muitos métodos de geração convencionais, concomitantemente a falta de investimento no setor energético fez com que o mesmo viesse a operar nos limites de geração do país (BIG, 2019).

A grande necessidade de inserir geração alternativa no sistema auxiliou alterações na legislação permitindo que microgeradores pudessem operar junto a distribuição (PRODIST, 2019).

A independência de consumidores que optaram por inserir microgeração em suas residências, mesmo na forma de compensação de energia, vêm diminuindo a remuneração das distribuidoras de energia, diminuindo a arrecadação sobre os serviços prestados e que pode acarretar em aumento na tarifa dos consumidores que utilizam a rede (PORTOGENTE, 2019).

Nessa sistemática de compensação de energia, o prossumidor (consumidor – produtor) tem sua geração remunerada pelo mesmo valor da tarifa da distribuidora. Tendo em vista que a tarifa é composta por diversos itens (remuneração dos agentes de geração, transmissão e distribuição, além de encargos e impostos) e o que o prossumidor injeta é puramente energia, o que ocorre, de fato, é que o consumidor que gera sua própria energia elétrica maior retorno econômico que um gerador convencional (SECAP, 2019).

Esse sistema de subsídios cruzados faz com que entremos em um círculo vicioso, que torna esse sistema cada vez mais ineficiente, pois quanto mais consumidores se tornam prossumidores, maior fica o custo a ser repartido entre os demais consumidores de uma mesma área de concessão da distribuidora, ou seja, à medida que cresce o incentivo econômico para a instalação de GD, eleva-se a tarifa daqueles que não possuem geração distribuída. Portanto, esse sistema provê incentivos econômicos incorretos para a tomada de decisão de consumidores que deixam de pagar pelo uso da rede, mas continuam necessitando do serviço prestado tanto para gerar quanto para consumir energia elétrica (SECAP, 2019).

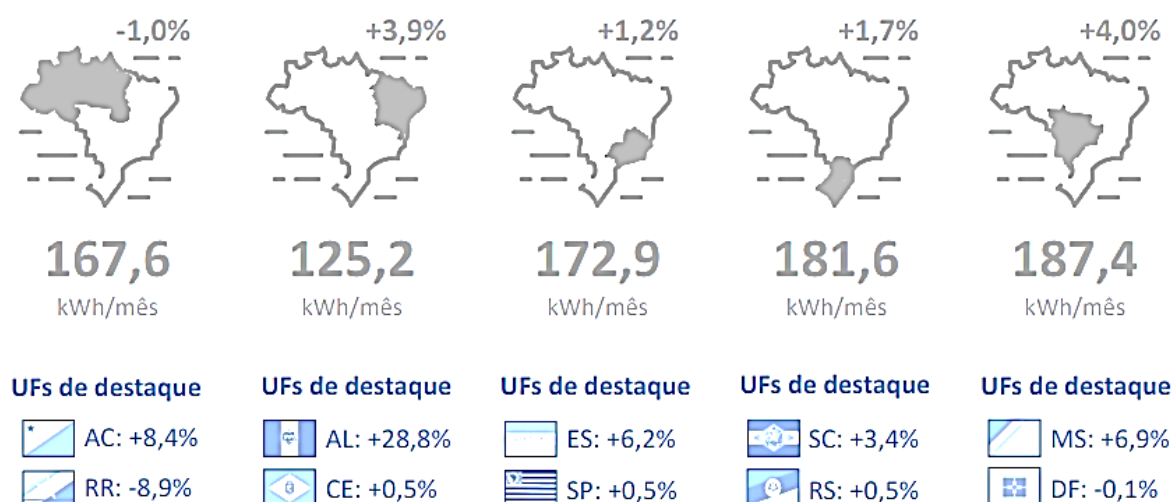
Essa característica do sistema atual vem sendo bastante debatida, justamente por gerar um subsídio cruzado daqueles que não possuem equipamentos de GD instalados para aqueles que possuem. Além disso, visto que os detentores de equipamentos de GD instalados apresentam, em geral, renda mais elevada do que os demais consumidores (SECAP, 2019).

Diante das discussões sobre as tarifações do setor de microgeração o estudo das opções tarifárias se faz necessário, pois pode-se alterar o formato de tarifação, alterando também o comportamento dos consumidores, acompanhando a tendência do mercado.

Os sistemas de microgeração iniciaram em virtude dos avanços tecnológicos na geração de energia elétrica, impulsionados pela necessidade de atendimento de demandas energéticas crescentes. Dados de consumo de energia elétrica apresentados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) apresentam o crescimento do consumo de energia nos últimos anos, conforme apresentado na Figura 1, o consumo de energia elétrica na classe residencial apresentou taxas

de variação em 2019 diferentes entre as regiões do Brasil. Todas apresentam crescimento em relação ao ano de 2018, exceto a região Norte.

Figura 1 – Consumo médio de Energia Elétrica residencial em 2019.



Fonte: EPE (2020).

A produção de energia perto do ponto de consumo pela geração distribuída ajuda a suprir o aumento da demanda de energia elétrica, e desperta constante interesse por parte dos consumidores. Tendo em vista a crescente preocupação com a confiabilidade do sistema e com a sustentabilidade ambiental, para que microgeradores possam de fato beneficiar a operação das redes elétricas, seus impactos técnicos devem ser cuidadosamente estudados (PESSOA, 2016).

Esta situação se traduz em risco potencial para o setor, distribuidoras e consumidores, quando se vislumbra uma mudança de comportamento dos consumidores: aumento da posse e uso de equipamentos para melhoria do conforto, como climatização; utilização de veículos elétricos; inserção da GD; e eficiência energética. Esta nova realidade, somada a outras inovações como o armazenamento de energia, mudam o papel da distribuidora que, além de disponibilizar o sistema, deve prestar serviços adicionais para adequado funcionamento do sistema com o nível de qualidade exigido (ANEEL, 2018).

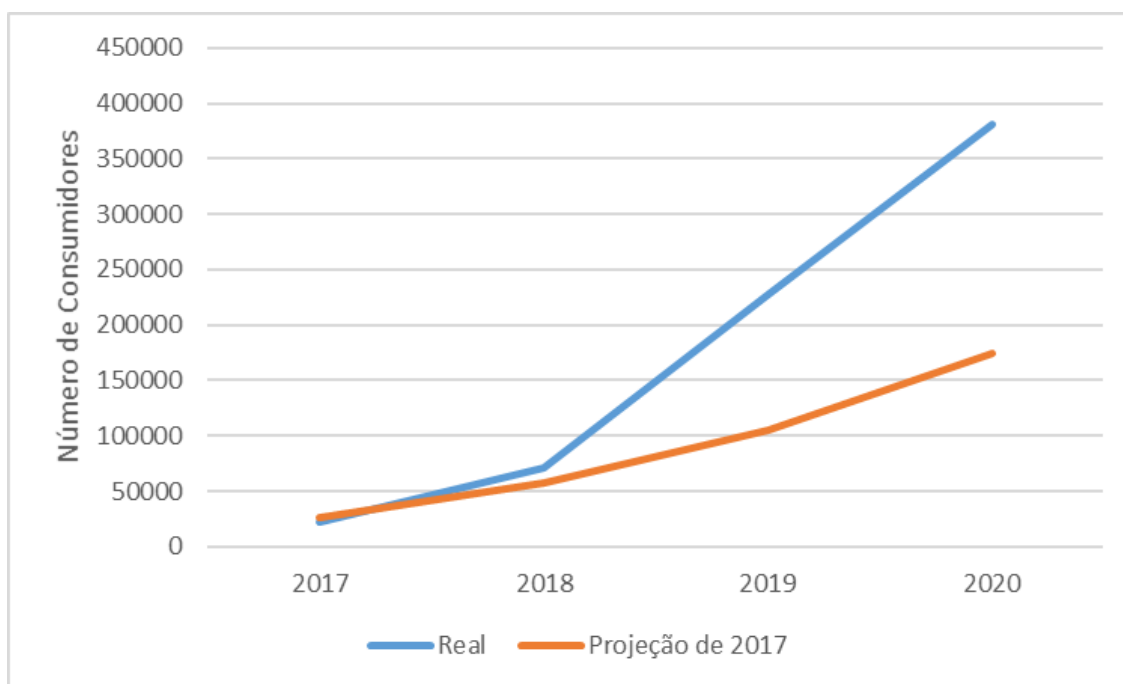
Por mais que os impactos associados à gestão de energia ainda não seja um problema relevante, é salutar a avaliação presente e a possibilidade de impactos futuros, mitigando riscos e barreiras na evolução tecnológica, bem como para a evolução sustentável e equilibrada do setor em suas diversas vertentes. Os desafios devem não apenas ser superados quando se tornam problemas, mas antevistos para que as melhores condições de soluções sejam desenvolvidas (ANEEL, 2018).

1.1 MOTIVAÇÃO E JUSTIFICATIVA

A crise energética vivida em nosso país juntamente com a escassez de chuvas em algumas regiões, acaba fazendo com que as distribuidoras se obriguem a recorrer a fontes de energia mais caras, às usinas termoeletricas, para complementar a sua compra de energia, encarecendo o custo da geração de energia elétrica, e conseqüentemente, tendo que repassar este valor aos seus clientes. Preocupados com a variação da tarifa energética, com aumentos substanciais e frequentes em sua conta de energia elétrica, muitos consumidores estão procurando alternativas para que seus custos não sejam afetados nem repassados aos consumidores.

Os estímulos à geração distribuída se justificam pelos potenciais benefícios que tal modalidade pode proporcionar ao consumidor e também ao sistema elétrico. Uma projeção da quantidade de unidades consumidoras com microgeradores até 2024 feita pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) na Nota Técnica (NT) N° 0056/2017 é apresentada na **Erro! Fonte de referência não encontrada.**, porém, com dados atualizados da ANEEL, temos que em junho do ano de 2020 já foi atingido um total de 383.993 unidades consumidoras com micro e minigeração, tornando a exponencial da Figura 2 mais inclinada.

Figura 2 - Projeção de unidades consumidoras com GD



Fonte: Adaptado de ANEEL (2017); ANEEL (2020).

O atual modelo conhecido como *net metering*, também conhecido como Sistema de Compensação de Energia, utilizado para regular os sistemas de microgeração de energia no país, em conjunto com o sistema de tarifa monômnia, pode gerar um subsídio cruzado entre consumidores da mesma distribuidora, com esse sistema a energia excedente gerada pela unidade consumidora com micro e minigeração é injetada na rede da distribuidora, para uso em outras residências que não possuem GD. Quando a energia injetada for maior que a consumida, o consumidor receberá um crédito em energia (kWh) a ser utilizado para abater o consumo em outro posto tarifário (para consumidores com tarifa horária) ou na fatura dos meses subsequentes. Esse fenômeno tem gerado discussões ao redor do mundo, envolvendo uma possível aplicação de uma tarifa binômnia aos microgeradores, de forma a cobrir os custos fixos das distribuidoras referentes a essas unidades. O novo formato da tarifação em estudo seria um custo fixo das distribuidoras acrescidos da demanda adquirida da rede.

Em sessões de audiência da ANEEL é realizado discussões sobre o novo modelo de tarifa binômnia que está sendo proposto, um tipo de tarifa multipartes, em que se define duas variáveis de faturamento: uma fixa mensal, em reais, para cada unidade consumidora e outra que permanece volumétrica, em energia (KWh). Essa parte fixa deve ser definida considerando que determinados custos são permanentes no curto prazo e que parte dessa parcela fixa é definida de forma equânime entre todas as unidades consumidoras, outra parte deve ser baseada na capacidade utilizada do sistema pela unidade consumidora. (ANEEL, 2018. Audiência 059/2018)

1.2 OBJETIVO GERAL

Desenvolver uma metodologia para análise da tarifa binômnia para consumidores residenciais com microgeração distribuída divididos pela classe de consumo.

1.2.1 Objetivos específicos

- Realizar a análise de três grupos de consumidores diferenciados pela classe de consumo;
- Comparar a receita total entre as duas tarifas, convencional monômnia e binômnia;
- Analisar o limite de consumo até onde é vantagem cada tarifa, assim como a inserção ou não de GD;

- Implementar no software HOMER o perfil inicial dos consumidores, inserindo microgeração distribuída.

1.3 DISPOSIÇÃO DOS CAPÍTULOS

O presente trabalho é composto por cinco capítulos, sendo o primeiro designado para introdução. Nela, foi apresentada um pouco do setor elétrico e o atual cenário, as motivações e justificativas que levaram a realização deste trabalho, assim como os objetivos do mesmo.

No segundo capítulo, apresentam-se os aspectos gerais que envolvem o assunto discutido no trabalho. Serão apresentados os modelos e a estrutura tarifária vigente no país. Será abordado o tema da geração distribuída, com ênfase na microgeração, assim como os aspectos regulatórios da mesma.

O terceiro capítulo apresenta a metodologia do trabalho, onde é apresentado a obtenção dos dados iniciais, o desenvolvimento da nova forma de cálculo da tarifa binômica proposta, o software utilizado para a modelagem do sistema, HOMER.

No capítulo quatro, são apresentadas as simulações e resultados comparativos entre os modelos tarifários vigentes com o modelo proposto, realizando análises da resposta dos estudos de caso quando a sensibilidade da tarifa e VPL.

Por fim, o quinto capítulo apresenta as conclusões em torno do impacto que a implementação de uma tarifa binômica traria para consumidores residenciais microgeradores e também, propostas e ideias de trabalhos futuros que poderiam complementar este.

2 REREFENCIAL TEÓRICO

Ao desenvolver estudos sobre a proposta de novo formato de tarifação, ressalta-se alguns autores que já desenvolveram estudos similares ao deste, ressaltando gargalos na aplicação da atual tarifa para todo e qualquer consumidor, onde há eminentes alterações no comportamento de consumo, principalmente pela inserção de novas tecnologias aplicadas as residências.

De acordo com Azevedo (2018), a perda de receita por parte das distribuidoras deve ser recuperada alterando a tarifa atual volumétrica para uma nova tarifa que leve em conta a demanda da unidade consumidora.

Como a receita da distribuição de energia deve ser recuperada através de tarifas volumétricas e a quantidade de energia por usuário caiu, as taxas unitárias aumentaram e a repartição do seu pagamento entre diferentes tipos de consumidores foi alterada, dessa forma, por causa da mudança da forma que o sistema opera, com indivíduos não só consumindo como também produzindo energia (usam e enviam energia ao sistema), a diferença entre o produto energia que a distribuidora vende e o serviço que ela fornece passou a ser crítica. Além disso, a intermitência da geração distribuída, a maior parte composta de geração fotovoltaica, e a natureza dinâmica do fluxo de energia bidirecional faz com que o gerenciamento físico do sistema elétrica seja mais complexo. Uma tarifa volumétrica não leva em conta o fato de que o custo de fornecer serviço elétrico é cada vez mais uma função da demanda de eletricidade no sistema, em vez da energia total consumida. Logo, enquanto a forma que os consumidores usam o produto energia e serviços de rede mudou, as tarifas geralmente não.

A metodologia de cálculo de uma tarifa deve buscar os princípios de eficiência, equidade, justiça, equilíbrio financeiro, simplicidade e estabilidade, sinalizando aos consumidores a direção do mínimo custo e promovendo o uso racional da energia elétrica. Ao mesmo tempo é necessário garantir o equilíbrio econômico-financeiro da concessão para a prestação do serviço, de acordo com a qualidade exigida, assim como uma tarifa justa que possibilite a correta alocação dos custos ao consumidor (BITU; BORN, 1993).

A alteração no formato de consumo, assim como a desverticalização da geração, o crescimento desenfreado da GD traz contradições nos princípios citados por Bitu e Born (1993) levando a uma nova regulação tarifária.

De acordo com Pires e Piccinini (1998),

A regulação tarifária é um dos aspectos mais importantes da regulamentação dos serviços públicos, tendo em vista a necessidade, em um regime de monopólio natural, de se garantir tanto a rentabilidade do investidor quanto a preservação dos interesses dos consumidores.

Assim, no caso da distribuição de energia elétrica, cujas características são de monopólio natural, é necessária a atuação da agência reguladora do setor elétrico (ANEEL) que define a tarifa de energia elétrica para maximizar o bem estar social ao mesmo tempo em que procura garantir o equilíbrio econômico da concessão do serviço público.

Até 1994, todos os consumidores residenciais pagavam a energia elétrica de acordo com uma tarifa escalonada conforme o consumo: 0 a 30 kWh pagavam um valor; de 31 a 100 kWh, outro e assim por diante, a partir de 1995, somente os consumidores classificados como baixa renda continuaram com o benefício da tarifa “escalonada” até o limite regional definido pelo DNAEE (Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica), os demais consumidores

residenciais começaram a pagar uma tarifa única independente do nível de consumo, calculada de forma ponderada para manter a receita a ser arrecadada (FUGIMOTO, 2005). Essa constatação demonstra que a ANEEL mantém as relações históricas existentes entre as tarifas em cada área de concessão. Assim, uma nova estrutura tarifária alinhada com os reais custos de atendimento das diversas classes de consumidores precisa ser estudada detalhadamente, inclusive quanto aos possíveis impactos dessa alteração.

Diante dos conceitos de alguns autores citados, pode-se notar certa complexidade em realizar ajustes tarifários, assim como o importante papel da ANEEL em gerenciar essas discussões de forma imparcial, criando audiências para se chegar a um ponto comum entre as distribuidoras e os consumidores.

Há menos tempo, no mundo todo, os sistemas elétricos estão experimentando uma mudança sem precedentes que tem o potencial de promover uma “disruptura” na conjuntura atual impulsionada por um conjunto de tendências citados por MIT (2016),

Crescente descentralização das redes elétricas estimulada pelo desenvolvimento dos Recursos Energéticos Distribuídos (REDs)¹, de novas opções de fornecimento e da utilização de serviços elétricos com a consequente redução do consumo de energia proveniente das redes de distribuição.

O Sistema elétrico está se tornando mais digitalizado, o desenvolvimento de tecnologias de informação e comunicação permitem que a energia seja produzida, distribuída e consumida de forma mais inteligente e eficiente pelos agentes.

O portfólio de geração de energia está ficando mais renovável e intermitente com o aumento expressivo principalmente da geração solar e eólica, as quais possuem variação na capacidade de produção ao longo do dia e ao longo do ano.

O modelo de fornecimento de energia seguia um fluxo direcional tradicional, onde se gerava energia em grandes unidades geradoras, transmitia e distribuía aos consumidores finais, o que permitia um certo planejamento centralizado e uma distinção dos papéis de cada agente.

Esse cenário está mudando rapidamente. O consumidor está tomando um papel cada vez mais ativo nesse sistema à medida que novas tecnologias de REDs são desenvolvidas e se tornam acessíveis, passando a ser capaz de influenciar o fluxo e demanda na rede através de geração própria, armazenamento de energia, gerenciamento de sua demanda, consumo e eficiência energética. Assim, os consumidores decidirão quais e onde instalarão os REDs baseados em sua própria relação de custo e benefício.

Segundo o relatório do MIT Energy Initiative, *Utility of the Future* (MIT, 2016), podem ser citadas três principais propulsores para a taxa acelerada de desenvolvimento dos REDs:

¹ Recursos Energéticos Distribuídos são definidos como recursos capazes de fornecer serviços de eletricidade, atuando do lado da demanda e da oferta e normalmente junto a unidades consumidoras, incluindo: gerenciamento de demanda, geração distribuída, armazenamento de energia e eficiência energética (FGV, 2016).

1. A redução do custo de várias tecnologias, principalmente eólica e solar fotovoltaica, as duas tecnologias que lideram as tecnologias renováveis não hidráulicas, as quais tiveram seu custo reduzido em 40% e 60% respectivamente entre 2008 e 2014. Os custos das tecnologias de armazenamento de energia estão também reduzindo rapidamente: baterias de íons de lítio, a tecnologia mais escolhida para veículos elétricos e para projetos de armazenamento de energia estacionários, teve redução anual de 14% entre 2007 e 2014.
2. Políticas de incentivo ao desenvolvimento de tecnologias de geração renovável de energia e de descarbonização do setor elétrico criaram um ambiente favorável de investimento e inovação tecnológica.
3. Papel mais proativo do consumidor que tem a possibilidade de escolher o fornecimento e a origem da eletricidade que utiliza baseado em diversos parâmetros como custos, impacto ambiental, controle da geração de sua energia, insatisfação com fornecedor atual.

O principal desafio para a inserção eficiente de RED no Brasil está relacionado ao modelo de tarifação da energia elétrica atualmente vigente. Isto porque tarifas volumétricas (baseada exclusivamente no consumo em kWh, no caso da baixa tensão), sem granularidade temporal e sem o devido sinal locacional não permitem sinalização econômica para que a inserção dos RED seja adequadamente valorada e revertida em benefícios sistêmicos (FGV, 2016).

2.1 ESTRUTURA TARIFÁRIA

De acordo com a definição da ANEEL, estrutura tarifária se refere ao conjunto de tarifas, aplicadas ao faturamento do mercado de distribuição de energia elétrica, que refletem a diferenciação relativa dos custos regulatórios da distribuição entre os subgrupos, classes e subclasses tarifárias, de acordo com as modalidades e postos tarifários.

Conforme as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica, atualmente REN nº 414/2010, os consumidores dividem-se em dois grupos de acordo com os níveis de tensão de fornecimento:

XXXVII – grupo A: grupamento composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão igual ou superior a 2,3 kV, ou atendidas a partir de sistema subterrâneo de distribuição em tensão secundária, caracterizado pela tarifa binômia.

XXXVIII – grupo B: grupamento composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão inferior a 2,3 kV, caracterizado pela tarifa monômnia. (ANEEL, p. 9, 2010).

As subdivisões dos grupos podem ser vistas na Tabela 1, com cada grupo possuindo sua própria modalidade tarifária. Definida pela ANEEL, a tarifa é a forma de assegurar aos prestadores dos serviços receita suficiente para cobrir custos operacionais eficientes e remunerar investimentos necessários para expandir a capacidade e garantir o atendimento com qualidade. O valor calculado da tarifa leva em conta os custos de todo sistema elétrico, desde a geração de energia, transmissão, distribuição às unidades consumidoras e os encargos setoriais (ANEEL 2018).

Tabela 1 - Subdivisões dos grupos tarifários

GRUPO A		
Alta Tensão – 88 kV ou mais	A1	230 kV ou mais
	A2	88 kV a 138 kV
	A3	69 kV
Média Tensão – 2,3 kV até 69 kV	A3a	30 kV a 44 kV
	A4	2,3 kV a 25 kV
	AS	Inferior a 2,3 kV (subterrâneo)
GRUPO B		
Baixa Tensão – Inferior a 2,3 kV	B1	Residencial
	B2	Rural
	B3	Comercial
	B4	Iluminação Pública

Fonte: REN 414, ANEEL (2010).

Definida pela ANEEL, a tarifa é a forma de assegurar aos prestadores dos serviços receita suficiente para cobrir custos operacionais eficientes e remunerar investimentos necessários para expandir a capacidade e garantir o atendimento com qualidade. O valor calculado da tarifa leva em conta os custos de todo sistema elétrico, desde a geração de energia, transmissão, distribuição às unidades consumidoras e os encargos setoriais (ANEEL 2018).

As tarifas homologadas são expressas na unidade R\$/kWh (reais por quilowatt-hora) e não contemplam tributos, ICMS, Taxa de Iluminação Pública e Encargo de Capacidade Emergencial, esses tributos são taxados pela política Estadual ou Municipal.

2.1.1 Estrutura tarifária atual - Monômnia

De acordo com a REN N° 414/2010 e a retificação dada pela REN N° 479/2012, para o grupo A, o faturamento é feito de diferentes formas para os subgrupos, sendo baseado na aplicação de uma tarifa binômia, a qual leva em consideração duas grandezas: consumo (kWh) e demanda (kW). Existem dois modelos tarifários neste grupo, conhecido como convencional binômia e horosazonal. A modalidade convencional binômia é caracterizada por tarifas de consumo e demanda de potência, independente das horas de utilização do dia. A modalidade horosazonal subdivide-se em dois modelos tarifários: Horosazonal verde é caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo, de acordo com as horas de utilização do dia e uma única tarifa de demanda de potência; horosazonal azul é caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo e demanda, de acordo com as horas de utilização do dia.

O texto da REN N° 479/2012 informa que, para o grupo B, o faturamento é feito considerando apenas o consumo (kWh) num determinado intervalo de tempo, apresentando duas modalidades tarifárias: convencional monômia e horária branca. A modalidade convencional monômia é caracterizada por uma tarifa de consumo, independente das horas de utilização do dia. A tarifa horária branca é caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de acordo com as horas de utilização no dia.

Para o modelo tarifário baseado em horários, deve-se conhecer os postos horários, que se dividem: horário de ponta, horário intermediário e horário fora ponta. Horário de ponta é o período composto por 3 horas diárias consecutivas definidas pela distribuidora considerando a curva de carga de seu sistema elétrico, com exceção feita aos sábados, domingos e feriados listados pela REN n° 414/2010. Horário intermediário é o período variável de 1 hora à 1,5 hora que antecede e sucede o horário de ponta, aplicado exclusivamente as unidades pertencentes à tarifa branca. Horário fora ponta é o período composto das horas diárias consecutivas e complementares àquelas definidas no horário de ponta e intermediário (no caso da tarifa branca).

A partir de 2015, a REN N° 479/2012 incluiu a cobrança de energia pelo sistema de bandeiras tarifárias, com o intuito de sinalizar aos consumidores os custos atuais de geração de energia. O sistema de bandeiras tarifárias se divide em quatro categorias, uma delas sem acréscimo no valor da tarifa, quando há condições favoráveis de produção de energia, e as outras três com acréscimos, de acordo com a complexidade das condições de produção da energia. As categorias são as seguintes (valores atualizados em dezembro de 2019):

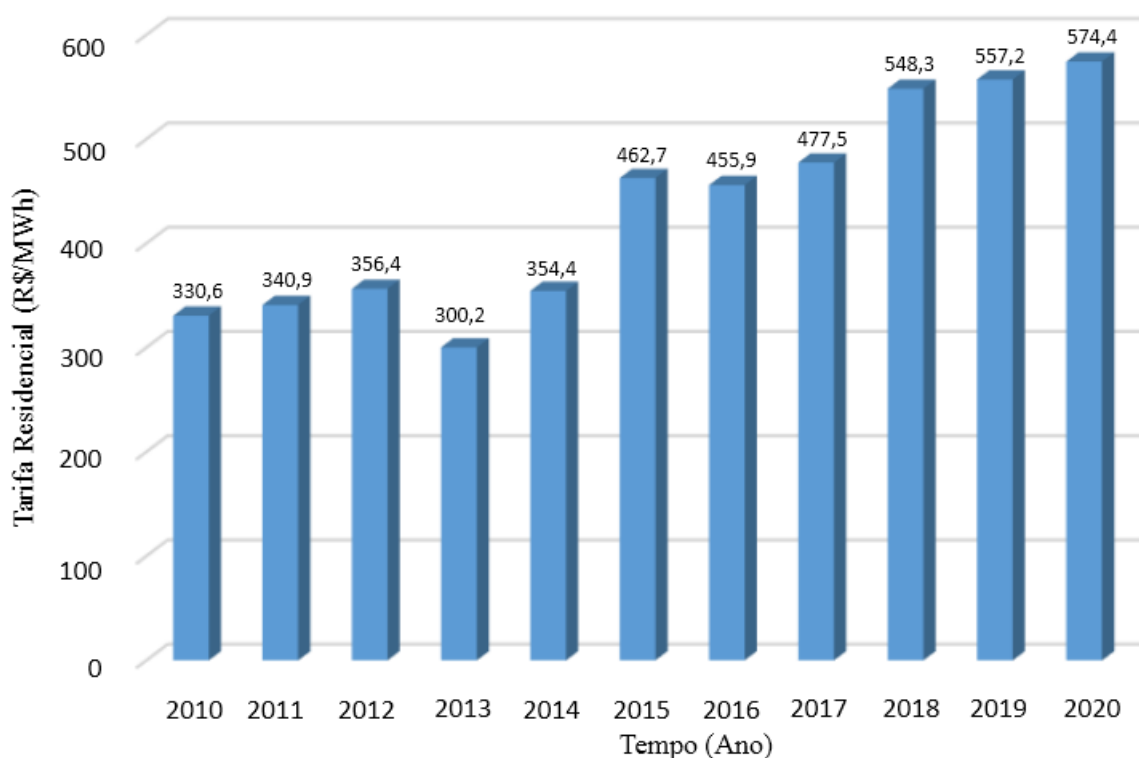
- **Bandeira Verde:** Condições favoráveis de geração de energia. Não possui acréscimo na tarifa

- Bandeira Amarela: Condições menos favoráveis de geração de energia. Acréscimo de R\$ 0,01343 para cada kWh consumidos;
- Bandeira Vermelha Patamar 1: Condições custosas de geração de energia. Acréscimo de R\$ 0,04169 para cada kWh consumidos;
- Bandeira Vermelha Patamar 2: Condições ainda mais custosas de geração de energia. Acréscimo de R\$ 0,06243 para cada kWh consumidos.

As distribuidoras de energia são responsáveis apenas pela parte final da cadeia de valor da energia elétrica. Elas repassam aos consumidores o valor da aquisição da energia e também da transmissão até o seu sistema. Como comentado anteriormente, esses valores são determinados pela ANEEL, que aprova a tarifa básica sem impostos para cada distribuidora. Por sua vez, as distribuidoras adicionam os seus próprios custos, bem como outros encargos setoriais e impostos, compondo a tarifa final (ANEEL, 2017).

A tarifa cobrada pelas distribuidoras também pode variar de acordo com mudanças nas bandeiras tarifárias, que servem para refletir o custo incremental de se utilizar usinas termelétricas nos períodos de pouca chuva (NEXOJORNAL, 2017). Na Figura 3 pode-se perceber essa variação do valor da tarifa com o tempo.

Figura 3- Comparativo da Tarifa Média Residencial (R\$/MWh)



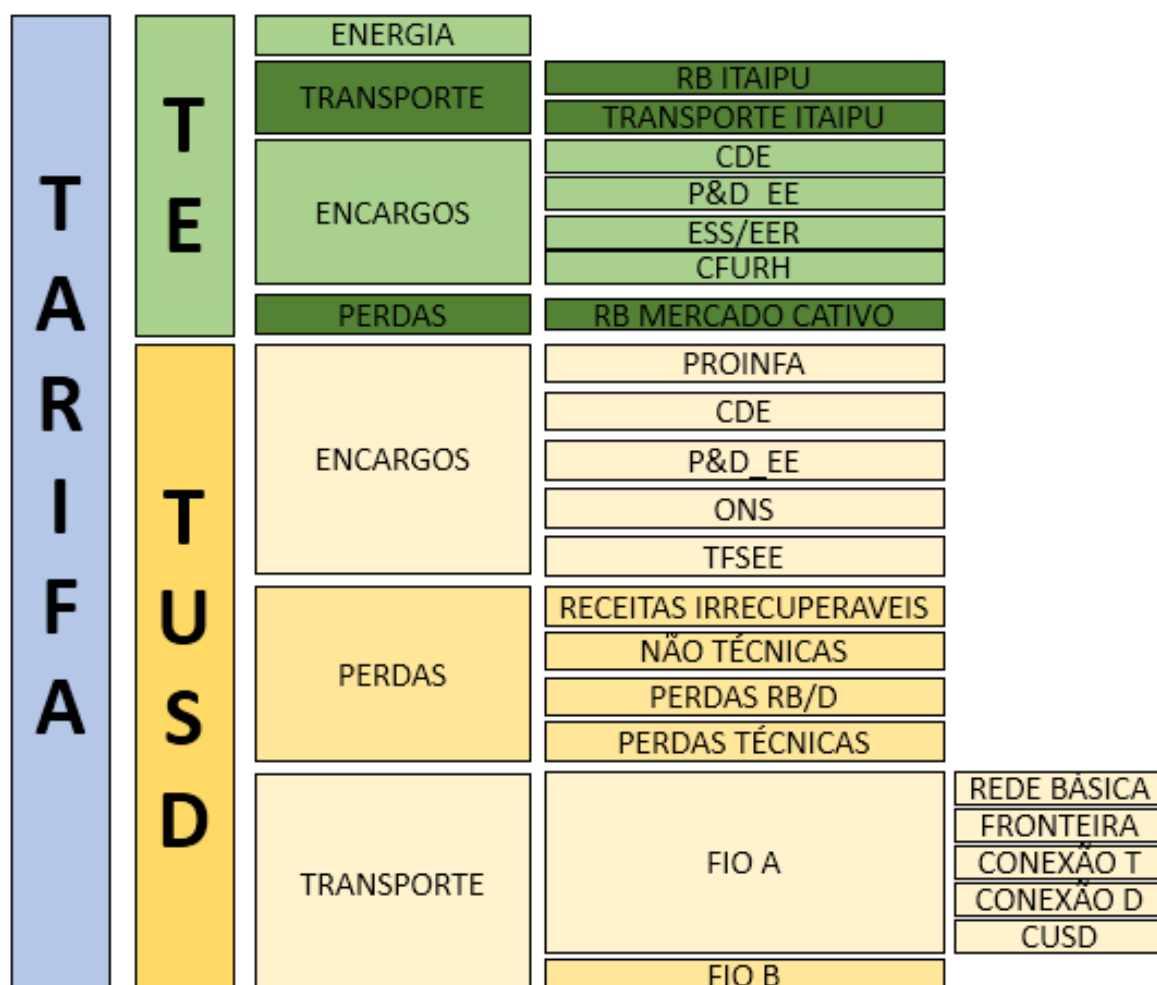
Fonte: Adaptado de ANEEL (2020).

Uma característica do faturamento dos consumidores de baixa tensão é a existência do custo de disponibilidade, que visa atribuir um valor mínimo a ser pago pelos consumidores por estarem conectados ao sistema elétrico, indiferente se faz uso ou não do mesmo. O valor do custo de disponibilidade mensal varia de acordo com a quantidade de fases existentes na conexão da unidade consumidora, monofásica, bifásica ou trifásica, sendo o valor monetário correspondente, respectivamente, a quantidade de energia de 30 kWh, 50 kWh ou 100 kWh. Como o nome indica, esta franquia mínima de consumo têm o objetivo de sinalizar o preço da disponibilidade do sistema, ou seja, o valor a ser pago pelo serviço de disponibilização do sistema para a unidade consumidora (ANEEL, 2018).

A tarifa de energia elétrica é composta por diversos componentes tarifários que refletem os custos de operação, manutenção e valores dedicados a investimentos de toda a cadeia (geração, transmissão e distribuição), custos intrínsecos do setor elétrico como perdas elétricas, e encargos setoriais que visam custear políticas públicas e outras obrigações de natureza pública (ANEEL, 2018).

Na Figura 4 apresentam-se os componentes tarifários que compõem as tarifas TUSD – Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição e a TE – Tarifa de Energia. A primeira está atrelada à prestação do serviço necessário para o consumo de energia elétrica, como a manutenção, operação e disponibilização, já a TE, em grande medida, corresponde ao produto (energia) utilizada pelo consumidor final (ANEEL, 2018).

Figura 4 - Composição atual da tarifa



Fonte: Adaptado de ANEEL (2018).

Portanto, a característica volumétrica da tarifa torna-se uma incógnita aos investidores de GD, pois mesmo minimizando a parcela de TE ainda deverão arcar com a parcela TUSD, assim, o estudo de um novo modelo de tarifação é necessário a fim de diminuir os custos fixos da TUSD, como é estudado na tarifa binômia.

2.1.2 Estrutura tarifária binômia

Novo formato de tarifação está em análise na ANEEL, a Nota Técnica nº 46/2018-SGT/ANEEL, que compôs a Consulta Pública nº 002/2018, há um levantamento do estado da arte nacional e internacional, resumidamente, o mapa da Figura 5 ilustra quais países possuem uma tarifa multipartes. Trata-se de uma amostragem baseada em informações disponíveis na internet. Destacam-se os casos do Brasil, em que está sendo discutida a migração de um modelo

O valor pago pela fatura de energia elétrica pelos consumidores que aderem à tarifa binômia é a soma de parcelas referentes ao consumo e parcela de demanda e, caso exista, o valor referente à demanda de ultrapassagem, que é pago caso a demanda exigida da distribuidora for 5% maior do que a demanda contratada (ANEEL, 2010).

2.1.2.1 Tarifação por Demanda

Nessa alternativa avaliam-se os impactos de um modelo tarifário com base na demanda medida, similar ao que ocorre no faturamento vigente do grupo A. Nessa alternativa parte-se da necessidade de troca do sistema de medição.

A metodologia de medição ainda carece de estudo, pois deve-se alterar a medição para que seja sensível, além da demanda de carga, o horário que ocorreu a demanda máxima, vinculando no futuro a tarifa branca a tarifa binômia. Ademais, outra dúvida é em relação à variação da fatura dos consumidores mês a mês e, por consequência, à variação do faturamento das distribuidoras. O consumo de energia possui menor volatilidade face a demanda associada a este consumo. Em outras palavras, para um mesmo consumo, pode se ter registrados valores bem distintos de demanda máxima, diante de sua condição temporal (registro em pequeno intervalo de tempo) (ANEEL, 2018).

A importância de saber-se o valor real da demanda máxima da unidade consumidora está ligada ao TUSD demanda que será contratado na tarifa que irá garantir o mínimo custo para o consumidor, especialmente aos consumidores que já optaram pela geração distribuída de energia.

Um método para estimar a curva de carga e conseqüentemente a demanda de potência é através do fator de carga (FC). Segundo as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica, atualmente a REN 414/2010, o fator de carga é definido como sendo a razão entre a demanda média (D_{med}) e a demanda máxima (D_{max}) da unidade consumidora ocorridas no mesmo intervalo de tempo especificado, como na Equação 6.

$$FC = \frac{D_{med}}{D_{max}} \quad (6)$$

Demanda média pode ser definida pela relação entre a energia consumida em um determinado período e o período do consumo em horas. Considerando o consumo mensal de

um consumidor, sendo que este mês tem 30 dias e cada dia 24h, a demanda média desse consumidor é dada pela Equação 7.

$$D_{\text{med}} = \frac{\text{Consumo (kWh)}}{30 * 24\text{h}} \quad (7)$$

A demanda máxima é a maior demanda de potência verificada durante um determinado período, que neste caso seria a maior potência em uma hora durante o mês. Para determiná-la, exige-se a colaboração do consumidor para informar os equipamentos que utiliza e o intervalo de tempo que utiliza o mesmo, visto que não se tem medidor de demanda nas unidades residenciais.

2.2 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA DE ENERGIA

A geração distribuída é caracterizada pela instalação de geradores de pequeno porte, normalmente a partir de fontes renováveis ou mesmo utilizando combustíveis fósseis, localizados próximos aos centros de consumo de energia elétrica, independente da potência e tecnologia utilizada. A ANEEL (2017) cita que, a presença de pequenos geradores próximos às cargas apresenta vantagens sobre a geração centralizada, dentre elas a postergação de investimentos em expansão nos sistemas de distribuição e transmissão; a melhoria do nível de tensão da rede no período de carga pesada; o baixo impacto ambiental e a diversificação da matriz energética.

Por outro lado, há algumas desvantagens associadas ao aumento da quantidade de pequenos geradores espalhados na rede de distribuição, tais como: o aumento da complexidade de operação da rede, a dificuldade na cobrança pelo uso do sistema elétrico, a eventual incidência de tributos e a necessidade de alteração dos procedimentos das distribuidoras para operar, controlar e proteger suas redes. O crescimento da geração distribuída nos próximos anos parece inexorável, tanto que o texto de INEE (2018) faz uma analogia com o crescimento do microcomputador com relação aos grandes computadores centrais (*main frames*). Com a geração distribuída, torna-se possível obter maior eficiência energética, por isso tem-se trabalhado para derrubar eventuais imperfeições do mercado que dificultam o desenvolvimento desta forma de geração elétrica.

Atualmente há inúmeras formas de geração distribuída disponíveis, neste estudo será utilizado a energia solar com o uso de painéis fotovoltaicos, por ser a preferência dentre os

consumidores. O uso de Energia solar subiu de 562,3 MW em 2018 para 1.992,1 MW em 2019, sendo a mais utilizada em sistemas de Micro e Minigeração no Brasil, dados apresentados pelo Balanço Energético Nacional de 2020 (EPE, 2020)

2.2.1 Aspectos regulatórios

Desde 17 de abril de 2012, quando a ANEEL criou o Sistema de Compensação de Energia Elétrica, o consumidor brasileiro pode gerar sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada e inclusive fornecer o excedente para a rede de distribuição de sua localidade. No exercício das suas competências legais, a Agência promoveu a Consulta Pública nº 15/2010 e a Audiência Pública Nº 42/2011, as quais foram instauradas com o objetivo de debater os dispositivos legais que tratam da conexão de geração distribuída de pequeno porte na rede de distribuição. Como resultado desse processo de consulta e participação pública na regulamentação do setor elétrico, a Resolução Normativa - REN Nº 482, de 17/04/2012, estabeleceu as condições gerais para o acesso de micro e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, e criou o sistema de compensação de energia elétrica correspondente.

O acompanhamento da implantação da REN Nº 482/2012, realizado pela ANEEL nos últimos anos, permitiu identificar diversos pontos da regulamentação que necessitavam de aprimoramento. Dessa forma, com o objetivo de reduzir os custos e o tempo para a conexão da micro e minigeração, compatibilizar o Sistema de Compensação de Energia Elétrica com as Condições Gerais de Fornecimento (Resolução Normativa Nº 414/2010), aumentar o público alvo e melhorar as informações na fatura, a ANEEL realizou a Audiência Pública nº 26/2015 que culminou com a publicação da REN Nº 687/2015, a qual revisou a REN Nº 482/2012 e a seção 3.7 do Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST, 2019).

Conforme disposto na regulamentação, a micro e a minigeração distribuída consistem na produção de energia elétrica a partir de pequenas centrais geradoras que utilizam fontes renováveis de energia elétrica ou cogeração qualificada, conectadas à rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.

Para efeitos de diferenciação e de acordo, a REN nº 687/2015 define micro e minigeração como:

I - microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada, conforme

regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;
II - minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW para fontes hídricas ou menor ou igual a 5 MW para cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou para as demais fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras. (ANEEL, 2015).

No final de 2015, o Ministério de Minas e Energia (MME) lançou o Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica (ProGD), que visa a ampliação de ações de estímulo à geração de energia, baseada em fontes renováveis, pelos próprios consumidores, principalmente a solar fotovoltaica. De acordo com o MME, o Programa poderá movimentar um montante de R\$ 100 bilhões em investimentos, até o ano de 2030.

No texto da REN N° 687/2015 traz que todo excedente de geração de energia, através do sistema de compensação e energia elétrica, é convertido em créditos que podem ser compensados no período de 60 meses (5 anos). Além disso, os créditos podem ser abatidos em outras unidades consumidoras do mesmo titular, desde que essas unidades sejam atendidas pela mesma distribuidora de energia. Este tipo de utilização dos créditos foi denominado autoconsumo remoto.

Dentre outras inovações da REN N° 687/2015 informam a respeito da possibilidade de instalação de geração distribuída em condomínios (empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras), no qual a energia gerada pode ser repartida entre os condôminos em porcentagens definidas pelos próprios consumidores. Também foi criada ainda a geração compartilhada, possibilitando que diversos interessados se unam em um consórcio ou cooperativa, instalem uma mini ou microgeração distribuída e utilizem a energia gerada para redução das faturas dos consorciados ou cooperados.

2.2.2 Modelagem de Sistemas Fotovoltaicos

Os sistemas fotovoltaicos dividem-se em quatro aplicações principais, sendo ainda subdivididos em sistemas isolados (não conectados à rede elétrica) também chamados de *off grid* e em sistemas conectados à rede elétrica, conhecidos como sistemas *on grid*. No que diz respeito aos sistemas isolados, os mesmos podem ser classificados em sistemas domésticos, fixados as residências ou sistemas não domésticos, que possa ser movido para locais alternativos para usos diversos. Já os sistemas conectados à rede elétrica podem se apresentar na forma de sistema distribuído ou sistema centralizado, de acordo com (IEI 2009). A principal diferença entre esses sistemas é que os sistemas isolados, ou autônomos, normalmente utilizam

acumuladores de energia, enquanto os sistemas conectados injetam a energia produzida diretamente na rede elétrica. Sistemas domésticos caracterizam-se por ser fixados as residências e sistemas não domésticos são caracterizados por serem móveis.

A composição de um sistema fotovoltaico residencial conta com os seguintes equipamentos: os módulos fotovoltaicos, que convertem a radiação solar em energia elétrica; as estruturas de fixação, que permitem que os módulos fiquem seguros e presos as estruturas; e o inversor, que converte a corrente contínua produzida pelos módulos em corrente alternada.

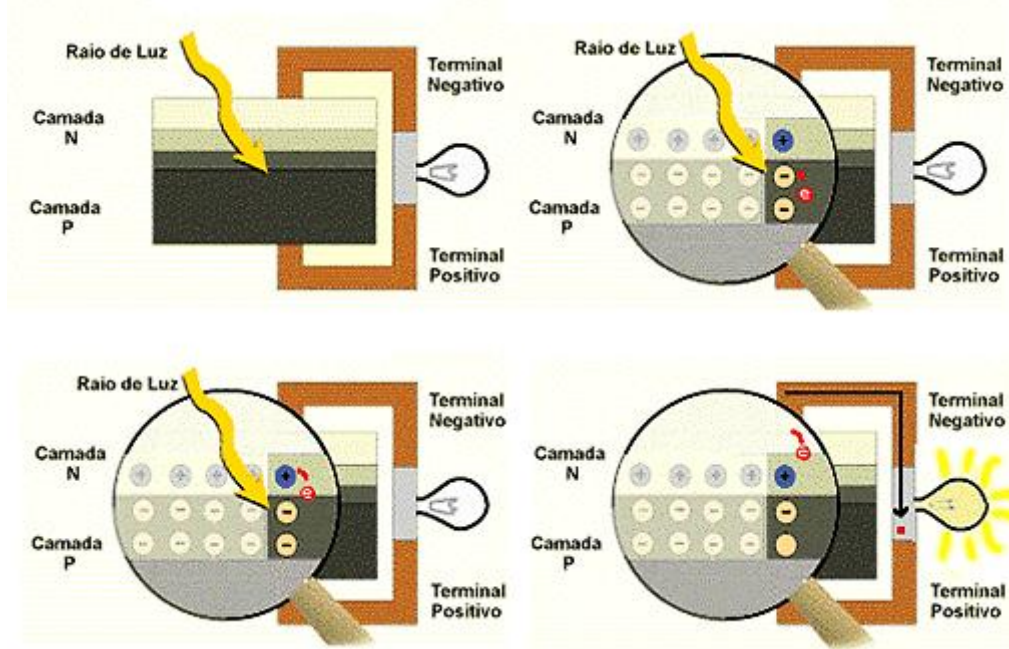
Além disso, o sistema fotovoltaico residencial é uma opção ecológica de fornecimento de energia elétrica, pois, com ele, obtém-se energia de forma limpa e com impactos ao meio ambiente reduzidos, quando comparados com termoelétricas, nucleares entre outros métodos de geração tradicionais.

2.2.3 Módulos fotovoltaicos

Os módulos fotovoltaicos são compostos por um conjunto de células solares, de material semicondutor, que são interconectadas entre si para o fim de transformação da energia proveniente da radiação solar em Energia Elétrica. A transformação da energia da radiação (fótons) se dá através do efeito fotovoltaico, apresentado na Figura 6.

O material semicondutor das células solares (normalmente silício) é composto por duas camadas: a camada n, dopada para ter elétrons sobrando; a camada tipo p, dopada para ter lacunas. Quanto a junção pn é exposta à fótons com energia maior que a energia de gap do semicondutor, ocorrerá a geração de pares elétron-lacunas e, se isto acontecer na região onde o campo elétrico é diferente de zero, as cargas serão aceleradas, gerando assim, uma corrente através da junção. Este deslocamento de cargas dá origem a uma diferença de potencial ao qual se chama Efeito Fotovoltaico (CEPEL, 2014).

Figura 6 - Ilustração do efeito fotovoltaico



Fonte: CEPEL (2008).

As ligações das células estão diretamente relacionadas ao quanto se deseja de produção de energia, corrente e tensão que o módulo deva atender ao projeto de fabricação. As ligações séries produzem o acréscimo de tensão de cada célula mantendo a propriedade de corrente CC de cada célula enquanto as ligações paralelas das células produzem acréscimo de corrente. Lembrando que, esses conceitos de ligações série e paralelos se mantêm para um sistema fotovoltaico para uma determinada quantidade de combinação série e paralelo de módulos fotovoltaicos formando o chamado arranjo fotovoltaico (CEPEL, 2014).

As células apresentam espessuras muito reduzidas, necessitando de proteção contra esforços mecânicos e fatores ambientais onde, na maioria dos casos, é utilizado o vidro temperado que também assegura o isolamento elétrico entre as células e o meio externo evitando em parte acidente com descargas elétricas (CEPEL, 2014).

A composição dos módulos fotovoltaicos normalmente se dá por 36, 60, 72 ou 144 células, resultando em tensões nominais de 18 V até 50 V. Os módulos que apresentam a maior eficiência comercial são aqueles fabricados com células de silício cristalino, podendo ser compostos por células mono ou policristalinas cuja eficiência de conversão da luz solar em eletricidade varia 13 a 18%. Atualmente apresentam uma vida útil de mais de 25 anos, sendo que os fabricantes garantem que os módulos estarão com pelo menos 80% da potência nominal

no ano 25 (CEPEL, 2014). Na Figura 7 é apresentado um módulo fotovoltaico de silício policristalino, com 72 células e 330 W de potência nominal, o qual fará parte do sistema fotovoltaico do trabalho. O preço de cada módulo fotovoltaico considerado foi de R\$ 725,00, O valor foi obtido a partir do catálogo de preços da empresa RENOVIGI, de setembro de 2018, e estão disponíveis também no ANEXO D, nos parâmetros de modelagem do HOMER, ressaltando que os valores para o ano corrente, 2020, não houve variações significativas nos valores.

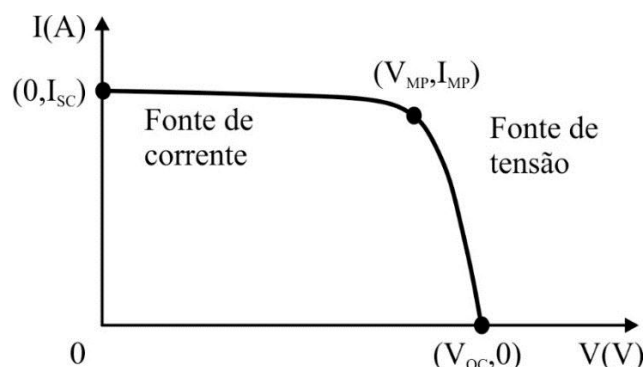
Figura 7 - Módulo fotovoltaico CS6U-330P policristalino



Fonte: CANADIAN (2018).

O comportamento elétrico de um módulo fotovoltaico é analisado verificando-se sua curva característica (I-V), conforme a Figura 8, que relaciona a tensão com a corrente. Esta curva está disponível na folha de dados do produto, que é representada pela Tabela 2, e pode estar relacionada à temperatura e/ou radiação solar emitida. Dentre os principais pontos a serem considerados para a representação da curva característica (I-V) de um módulo fotovoltaico estão tensão nominal de circuito aberto (V_{oc}), corrente nominal de curto circuito (I_{sc}), tensão e corrente no ponto de máxima potência (V_{mp} , I_{mp}) e o valor máximo de potência obtido experimentalmente (P_{max}).

Figura 8 - Curva característica I-V dos módulos fotovoltaicos



Fonte: MELO (2014)

Tabela 2 - Parâmetros do módulo fotovoltaico C6SU-330P nas condições nominais de operação (25°C e 1000W/m²)

Parâmetro	Valor
Corrente no ponto de máxima potência (I_{MP})	8,88 A
Tensão no ponto de máxima potência (V_{MP})	37,2 V
Potência nominal (P_{MAX})	330 Wp
Corrente de curto circuito (I_{SC})	9,45 A
Tensão de circuito aberto (V_{OC})	45,6 V
Eficiência do módulo (%)	16,97 %
Coefficiente de temperatura (P_{MAX})	-0,41 % / °C
Temperatura nominal da célula (°C)	43 ± 2 °C
Número de células	72

Fonte: CANADIAN (2018).

Na geração fotovoltaica é importante ter o conhecimento sobre o funcionamento dos painéis e de sua instalação em residenciais, para isso, será estudado as estruturas de fixação dos painéis.

2.2.4 Estrutura de fixação dos módulos fotovoltaicos

As estruturas de fixação são aqueles itens instalados para dar sustentação aos módulos fotovoltaicos, promovendo os seus agrupamentos e interligando-os de forma simples. Há diversos tipos de estruturas, pois elas dependem de algumas variáveis, como modelo do telhado,

inclinação, local da instalação e material do qual o módulo fotovoltaico é formado (ECYCLE, 2020).

Dentre os diferentes tipos de estruturas de fixação, o que é mais utilizado é a estrutura metálica de inclinação fixa. Esse tipo de estrutura demanda menores esforços para ser instalada e menores gastos com manutenções. Para este tipo, é calculada uma inclinação ótima (inclinação sob a qual os painéis solares receberão uma maior incidência de radiação solar e menores interferências), para a qual é fixada a estrutura de suporte, sendo normalmente a mesma inclinação que o telhado (ECYCLE, 2020). A Figura 9 apresenta o modelo de estrutura metálica de inclinação fixa para telhados de brasilit e/ou fibrocimento, e as partes que a compõem.

Os custos relacionados à estrutura de fixação dos módulos foram obtidos do catálogo de preços da empresa RENOVIGI, do mês de setembro de 2018. Foi realizado uma média de quanto é o custo da estrutura por módulo, chegando-se ao valor de R\$ 110,00. Este custo da estrutura foi adicionado na modelagem ao valor do módulo fotovoltaico (resultou em R\$ 835,00) pelo fato de o software HOMER não apresentar nenhuma opção para este componente do sistema.

Figura 9 - Estrutura de fixação dos módulos fotovoltaicos para telhado tipo brasilit e/ou fibrocimento



Fonte: MACK SOLUÇÕES EM ENERGIA (2018).

No texto de Sunlab (2018) é informado que quando no hemisfério sul, as faces dos módulos fotovoltaicos devem estar voltadas para o norte geográfico. Uma fórmula simples de

cálculo do ângulo de inclinação em relação ao horizonte pode ser como na Equação (1), levando-se em conta a latitude do local:

$$\text{Inclinação} = \text{Latitude} - (\text{Latitude}/3) \quad (1)$$

Obtido o ângulo, este servirá como referência do melhor aproveitamento da incidência da luz solar, tanto no verão quanto no inverno. A inclinação e direção não precisam ser rigorosos e podem ser ajustados por aproximação.

Recomenda-se que, devido ao peso e durabilidade, os suportes sejam constituídos de alumínio, ou materiais similares na leveza e estabilidade, para sua segurança e ausência de manutenção. Outros materiais com tratamento contra corrosão, como galvanização a fogo, normalmente são utilizados para estruturas em solo pois se trata de um material mais pesado, mantendo a estabilidade e vida útil, evitando manutenções prematuras na instalação.

Para o bom andamento de uma instalação solar, é necessário que seja planejada e contemple todos os cuidados necessários à sua execução. Instalações em altura requerem qualificação e treinamento para não envolver riscos desnecessários. O instalador deve ter certificações (NR 10 e NR 35) além de conhecimentos sobre instalação de sistemas fotovoltaicos.

2.2.5 Inversor solar

O inversor solar é um equipamento eletrônico que converte a corrente elétrica contínua (CC) em alternada (sinal elétrico CA). Usualmente, o inversor solar também serve como proteção de todo o sistema, monitora a geração e é responsável pela otimização de energia produzida. Os inversores podem ser classificados em *on grid*, *off grid* e microinversor (PORTAL SOLAR, 2020).

2.2.5.1 Inversor on grid

Inversores *on grid* são os inversores “conectado à rede”, utilizados para ligar sistemas fotovoltaicos sem uso de armazenadores de energia nas redes residenciais ou industriais. A vantagem é que eles são projetados para desligar rapidamente da rede elétrica, caso haja queda de energia. Esse desligamento é um procedimento de segurança para com a rede elétrica, chamada de ilhamento e exigido por lei para sistemas fotovoltaicos, pois os painéis não

suportam manter toda demanda da rede. O inversor *on grid* copia a frequência da rede e para de funcionar para evitar curtos ou problemas quando não há fornecimento de energia da rede (PORTAL SOLAR, 2020).

Os inversores possuem um sistema de monitoramento que faz o registro de dados integrados no inversor, conectando a uma rede *wi-fi*. Este tipo de inversor solar também faz a sincronização com a rede pública de eletricidade, isto é, a energia solar fornecida é exatamente igual àquela que é recebida pela rede elétrica (PORTAL SOLAR, 2020).

2.2.5.2 *Inversor off grid*

Inversores *off grid*, não serão considerados neste estudo, pois são os inversores desconectados da rede, usados em sistemas independentes que não necessitam da rede pública de distribuição de energia. São viáveis em áreas isoladas ou espaços rurais, principalmente em lugares onde há dificuldade ao acesso à energia elétrica. São usados principalmente para abastecerem sistemas de telefonia e de rádio, estações meteorológicas, sistemas de bombeamento d'água entre outros (PORTAL SOLAR, 2020).

2.2.5.3 *Microinversor*

Microinversor tem a mesma função dos inversores citados anteriormente, a diferença é que ele é projetado para operar com até dois módulos fotovoltaicos. O microinversor estabiliza a energia elétrica em cada componente, fazendo-os funcionar independentemente em um único cômodo ou lugar específico, que necessita o tempo todo de eletricidade (RENOVIGI, 2018). Esse tipo de inversor é a melhor escolha para telhados com muito sombreamento pois otimiza individualmente a produção de energia dos módulos, sistemas que precisam orientar os módulos em diferentes direções, sistemas pequenos (até 2 kWp) e sistemas que serão expandidos aos poucos no futuro.

Dados os tipos de inversores disponíveis e levando-se em consideração os consumidores a serem analisados neste estudo, o sistema fotovoltaico em questão será composto por microinversores, visto todas as vantagens em relação aos inversores *on grid*, porém, há um investimento maior que um inversor tradicional. Os preços de cada microinversor considerado é de R\$ 1.175,00. O valor foi obtido a partir do catálogo de preços da empresa RENOVIGI, de setembro de 2018, e estão disponíveis também no ANEXO C, nos parâmetros de modelagem

do HOMER. A Figura 10 apresenta o microinversor que será utilizado, RENO 500, e a Tabela 3 mostra os parâmetros do mesmo.

Figura 10 - Microinversor RENO 500



Fonte: RENOVIGI (2018).

Tabela 3 - Parâmetros do microinversor RENO 500

Parâmetro	Valor
Potência máxima entrada (P_{MAX_IN})	2 x 330W
Potência máxima saída (P_{MAX_OUT})	500 W
Corrente máxima saída (I_{MAX_OUT})	2,17 A
Tensão nominal saída (V_{N_OUT})	220 V
Eficiência (%)	95,8 %
Garantia (anos)	15 anos
Comunicação	PLC (Comunicação em linha de alimentação)

Fonte: RENOVIGI (2018).

A escolha de utilização do modelo de microinversor RENO 500 está ligada a melhor distribuição de potência, pela independência de geração dos painéis fotovoltaicos.

2.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo, procurou-se realizar uma revisão bibliográfica geral sobre a estrutura tarifária vigente no Brasil, apresentando os grupos de consumidores e a legislação que rege a

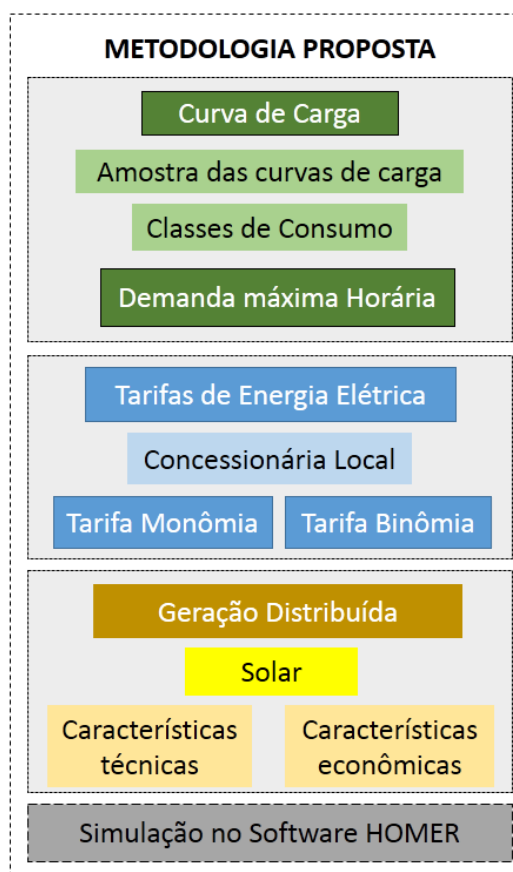
mesma. Também foi abordado o tema da geração distribuída, micro e minigeração distribuída de energia e os aspectos regulatórios referentes às mesmas.

Ainda no capítulo, foi apresentado características técnicas de painéis fotovoltaicos, inversores, sistemas de fixação. Apresentado modelos que posteriormente serão utilizados em estudos de casos para a metodologia do estudo.

3 METODOLOGIA PROPOSTA

A metodologia proposta para a análise da tarifa binômica para distintos consumidores residenciais seguirá a Figura 11 que representa a arquitetura da metodologia desenvolvida.

Figura 11 - Arquitetura da metodologia de análise



Fonte: Autor (2020).

Inicialmente será classificado 3 grupos de consumidores, divididos em Carga 1, Carga 2 e Carga 3, onde a Carga 1 representa consumidores com consumo médio mensal entre 0 e 160 kWh, já a Carga 2 será entre 160 e 300 kWh e a carga 3 acima de 300 kWh, limitado a 500 kWh.

Através dessa divisão de consumidores será realizado análises quanto ao comportamento da tarifa convencional monômica e a binômica estudada. Analisando ainda, comportamento da tarifa quanto a aplicação de GD.

A análise será realizada por auxílio do software HOMER Energy, no qual será estudado o valor presente líquido (VPL, representados pelo NPC do software) para cada carga e os

valores das tarifas de energia (TE, representados pelo COE do software). Nesse estudo, quanto menor o valor de VPL, melhor o comportamento financeiro da opção estudada, assim como a tarifa COE, quanto menor, mais atrativo é o sistema do ponto de vista do consumidor.

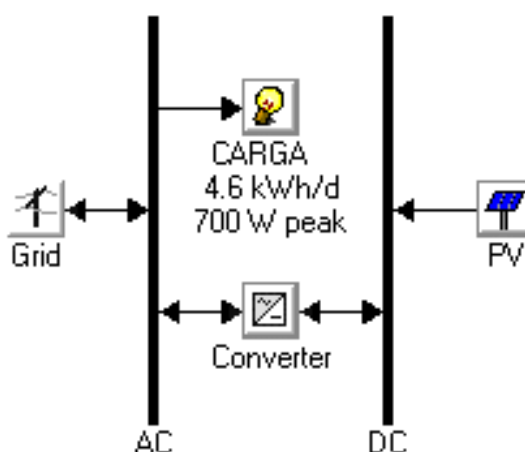
3.1 IMPLEMENTAÇÃO DA METODOLOGIA NO SOFTWARE HOMER

A análise e simulação de cada consumidor será realizada no software Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources (HOMER) que é um aplicativo desenvolvido pelo National Renewable Energy Laboratory (NREL), para simulação e otimização de sistemas de microgeração de energia e pequeno porte baseados em recursos renováveis. A grande demanda levou seus criadores para a iniciativa privada, com o lançamento de versões mais modernas e completas.

O sistema a ser analisado neste estudo consiste de uma unidade consumidora residencial (CARGA), cuja curva de carga será obtida através de uma previsão pelo fator de carga, a partir do consumo mensal. Os estudos realizados pelo programa computacional HOMER necessitam de diversos parâmetros para que o mesmo possa apresentar a melhor opção sob o ponto de vista técnico e econômico. Seu processo de otimização necessita, entre outros, os seguintes dados: curva de carga da unidade consumidora; modalidade tarifária; valores de tarifa de energia para os postos tarifários e características componentes de geração distribuída que farão parte do sistema em análise, neste caso o sistema de geração fotovoltaico.

O sistema computacional é de fácil manuseio e a montagem de uma configuração é totalmente interativa, como vê-se na Figura 12, que apresenta o esquemático do sistema a ser simulado.

Figura 12 - Exemplo de sistema modelado no software HOMER.

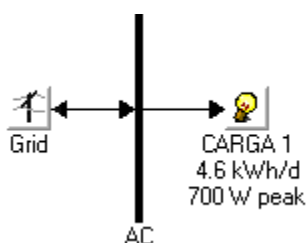


Fonte: Autor (2020).

A seguir, serão apresentados todos parâmetros necessários para a modelagem do sistema no software HOMER. Primeiramente serão apresentadas as duas tarifas que serão utilizadas neste trabalho. Na sequência, as características de consumo das unidades consumidoras a serem analisadas serão apresentadas.

Inicialmente modelamos para a tarifa convencional, sem geração distribuída, apenas com a carga e a rede suprindo a mesma, conforme a Figura 13.

Figura 13 - Modelagem da carga 1 sem GD.



Fonte: Autor (2020).

Na configuração da rede, é utilizado a tarifa da distribuidora no local estudado, independente da demanda contratada e dia da semana, como mostra na Figura 14.

Figura 14 - Modelagem da rede.

Click Add to add as many rates as necessary. Select a rate and click on the diagram to indicate when each rate applies.
Hold the pointer over an element or click Help for more information.

Rates | Emissions | Advanced | Forecasting |

Scheduled rates
 Real time prices

Rate schedule

Step 1: Define and select a rate

Rate	Price (\$/kWh)	Sellback (\$/kWh)	Demand (\$/kW/mo)
Tarifa	0.000	0.000	0.000

Add Remove Edit...

Step 2: Select a time period
All Week Weekdays Weekends

Step 3: Click on the chart to indicate when the selected rate applies.

Net metering
 Net purchases calculated monthly
 Net purchases calculated annually

The chart, titled 'Rate Schedule', displays a grid where the vertical axis is 'Time of Day' (00:00 to 24:00) and the horizontal axis is months (Jan to Dec). A legend indicates that green cells represent 'Tarifa', black cells represent 'All week', white cells represent 'Weekdays', and grey cells represent 'Weekends'. The entire grid is filled with green cells, signifying that the 'Tarifa' rate is applied to all months, all times of day, and all days of the week.

Fonte: Autor (2020).

Já na carga, os dados alteram conforme o grupo que a carga está inserida, na Figura 15 os dados mostrados em *Load (kW)* se referem a carga, constando a demanda horária da residência, mensal e divididos em dias da semana e final de semana.

Figura 15 - Modelagem da carga.



Choose a load type (AC or DC), enter 24 hourly values in the load table, and enter a scaled annual average. Each of the 24 values in the load table is the average electric demand for a single hour of the day. HOMER replicates this profile throughout the year unless you define different load profiles for different months or day types. For calculations, HOMER uses scaled data: baseline data scaled up or down to the scaled annual average value.

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

Label: Load type: AC DC Data source: Enter daily profile(s) Import time series data file

Baseline data

Month: Day type:

Hour	Load (kW)
00:00 - 01:00	0.000
01:00 - 02:00	0.000
02:00 - 03:00	0.000
03:00 - 04:00	0.000
04:00 - 05:00	0.000
05:00 - 06:00	0.000
06:00 - 07:00	0.000
07:00 - 08:00	0.000
08:00 - 09:00	0.000
09:00 - 10:00	0.000
10:00 - 11:00	0.000
11:00 - 12:00	0.000

Random variability

Day-to-day: %

Time-step-to-time-step: %

Scaled annual average (kWh/d):

Efficiency Inputs...

	Baseline	Scaled
Average (kWh/d)	4.24	4.24
Average (kW)	0.177	0.177
Peak (kW)	0.700	0.701
Load factor	0.252	0.252

Plot... Export... Help Cancel OK

Fonte: Autor (2020).

Ainda na Figura 15, conforme os dados de demanda horária forem inseridos, na caixa *Daily Profile* mostrará a curva de carga da residência.

3.2 CARGAS

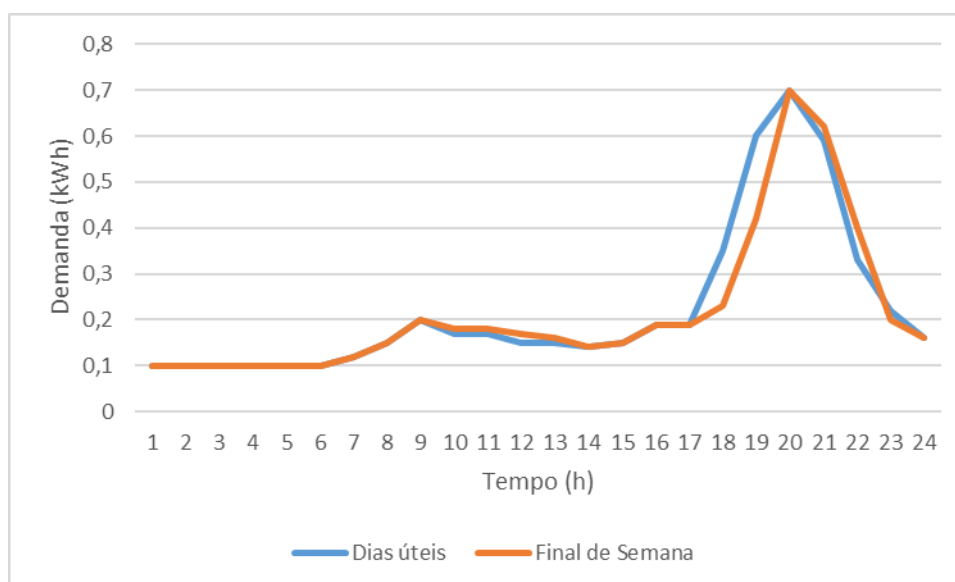
As análises que serão feitas neste trabalho são exclusivamente para consumidores do grupo B (baixa tensão), sendo que eles pertencem ao subgrupo B1, de consumidores residenciais. Serão levadas em consideração três unidades consumidoras distintas, que serão chamadas de Carga 1 (0 a 160 kWh), Carga 2 (160 a 300 kWh) e Carga 3 (300 a 500 kWh).

Uma ferramenta importante no estudo de tarifação elétrica e essencial para as simulações que serão realizadas é a curva de carga, que consiste em uma representação gráfica da demanda de potência elétrica por parte de uma unidade consumidora ao longo de um intervalo de tempo. Como não se tem os dados de demanda de potência através dos medidores convencionais de energia, é necessário estimar a curva de carga através do consumo mensal.

3.2.1 Carga 1

A unidade consumidora designada como Carga 1 é um consumidor residencial, monofásico e localizado em Santa Maria – Rio Grande do Sul. Nesta unidade consumidora habitam um casal, que passam boa parte do dia fora de casa, consumindo menos energia. A curva de carga deste consumidor foi reconstruída com as informações de consumo horário repassadas pelo consumidor e é apresentada na Figura 16. A fim de simplificar, foi considerada que essa curva de carga é igual para todos dias e meses do ano.

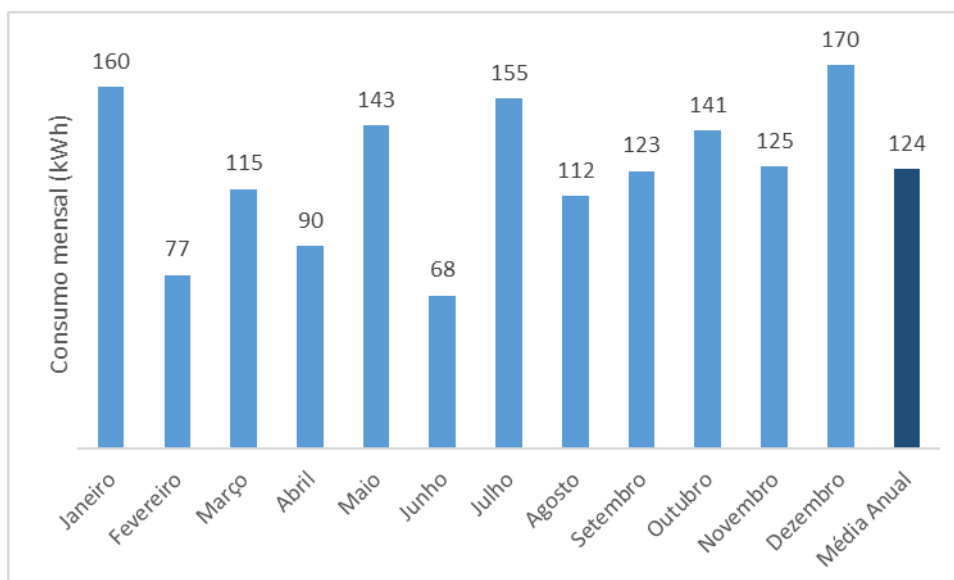
Figura 16 - Curva de carga da Carga 1.



Fonte: Autor (2020).

Analisando a Figura 16, vê-se que mesmo sem apresentar muita variação, nos finais de semana o consumo de energia é maior que nos dias úteis durante a semana. A Figura 17 apresenta o histórico de consumo dessa unidade consumidora no último ano. Somando os consumos mensais desta unidade e dividindo-se pelo período de 12 meses, a unidade consumidora apresenta uma média de consumo mensal de aproximadamente 124 kWh/mês.

Figura 17 - Histórico de consumo dos últimos 12 meses da Carga 1.



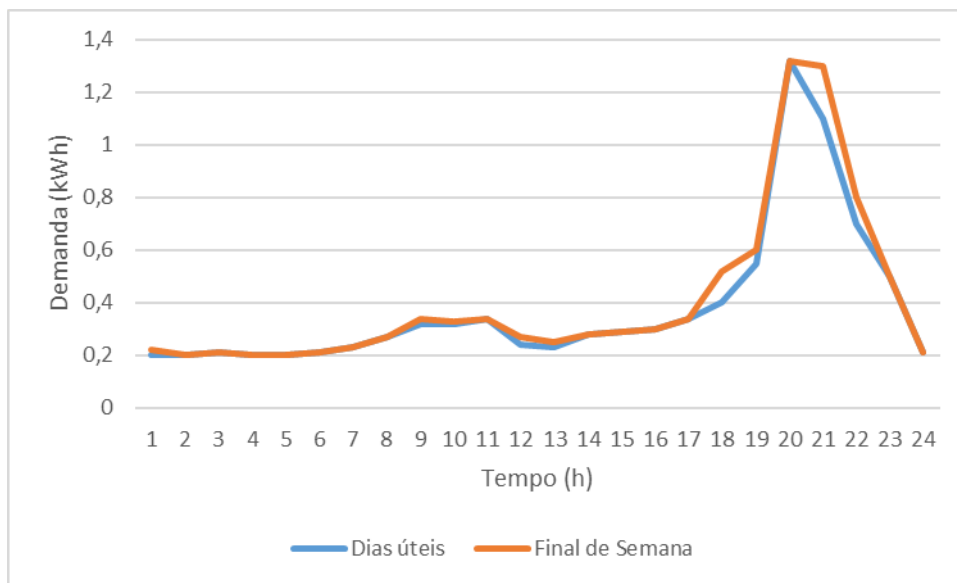
Fonte: Autor (2020).

A partir da curva de carga, Figura 16, e o consumo mensal, Figura 17, obteve-se as demandas de potência para cada horário e cada mês, podendo assim analisar qual foi a maior demanda exigida nos últimos meses. No Anexo A estão disponíveis os resultados dos cálculos, os quais indicam a demanda horária para cada dia e mês, que também serão usados como dados para as simulações. Chegou-se ao valor de demanda máxima no último ano de 0,64 kW, no mês de dezembro, valor esse importante para definir o valor de demanda que será contratado na análise para tarifa binômia.

3.2.2 Carga 2

A unidade consumidora designada como Carga 2 é também um consumidor residencial, monofásico e localizado em Santa Maria – Rio Grande do Sul. Nesta unidade consumidora habita uma família composta por 3 pessoas, com diferentes hábitos de consumo. A curva de carga deste consumidor foi reconstruída com as informações de consumo horário repassadas pelo consumidor e é apresentada na Figura 18. Pode-se afirmar que esta unidade consumidora não apresenta um padrão em seu consumo diário, porém evitando a complexidade desnecessária, foi considerada que essa curva de carga normalizada é igual para todos dias e meses do ano.

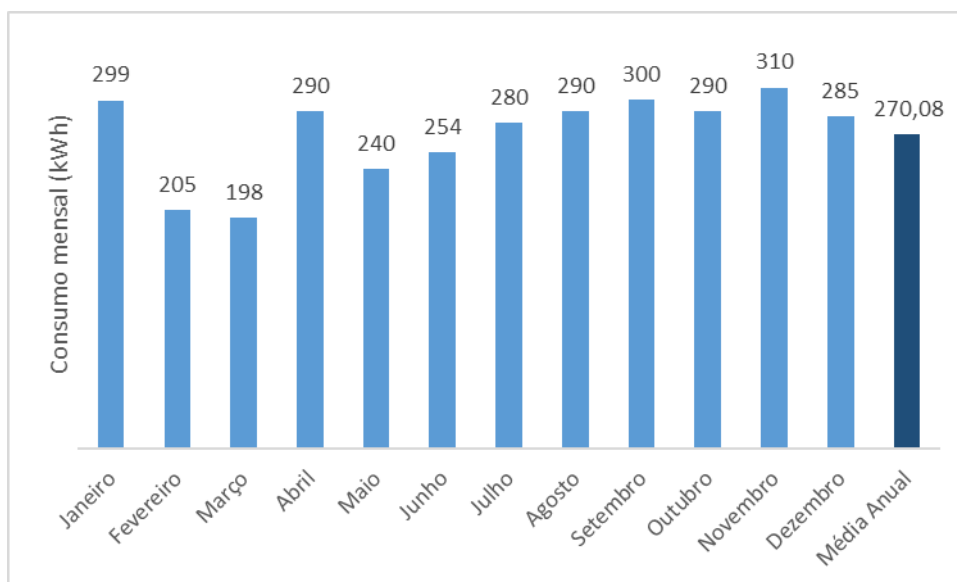
Figura 18 - Curva de carga da Carga 2.



Fonte: Autor (2020).

Analisando a Figura 18, vê-se que nos dias úteis o consumo é pouco menor que nos finais de semana. A Figura 19 apresenta o histórico de consumo dessa unidade consumidora no último ano. Sua média de consumo mensal é de aproximadamente 270 kWh/mês.

Figura 19 - Histórico de consumo dos últimos 12 meses da Carga 2.



Fonte: Autor (2020).

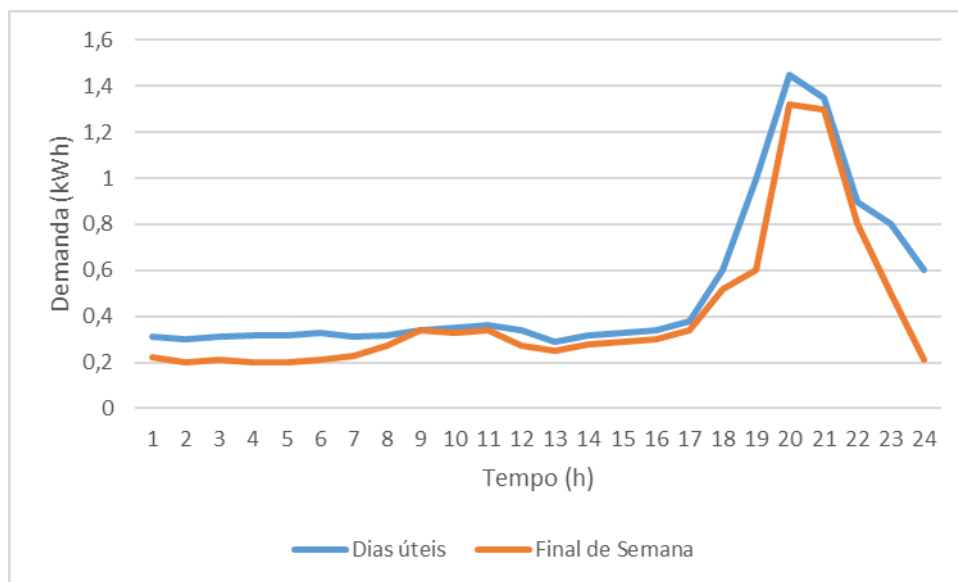
Com a curva de carga, Figura 18, e o consumo mensal, Figura 19, obteve-se as demandas de potência para cada horário e cada mês, podendo assim analisar qual foi a maior demanda exigida no último ano. No Anexo B estão disponíveis os resultados dos cálculos referentes à

Carga 2, os quais indicam a demanda horária para cada dia e mês, que também serão usados como dados para as simulações. Chegou-se ao valor de demanda máxima no último ano de 1,17 kW, no mês de novembro, valor esse importante para definir o valor de demanda que será contratado na análise para tarifa binômia.

3.2.3 Carga 3

A unidade consumidora designada como Carga 3 é também um consumidor residencial, monofásico e localizado em Santa Maria – Rio Grande do Sul. Nesta unidade consumidora habita uma família composta por aproximadamente 5 pessoas, com diferentes hábitos de consumo. A curva de carga deste consumidor foi reconstruída com as informações de consumo horário repassadas pelo consumidor e é apresentada na Figura 20. Pode-se afirmar que esta unidade consumidora não apresenta um padrão em seu consumo diário, porém evitando a complexidade desnecessária, foi considerada que essa curva de carga normalizada é igual para todos dias e meses do ano.

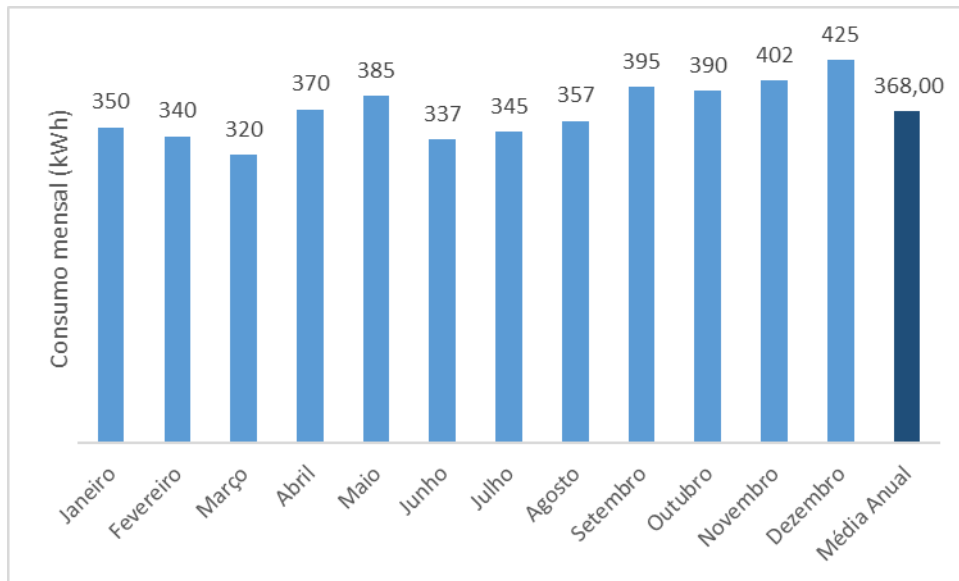
Figura 20 - Curva de carga da Carga 3.



Fonte: Autor (2020).

Analisando a Figura 20, vê-se que nos dias úteis o consumo é pouco menor que nos finais de semana. A Figura 21 apresenta o histórico de consumo dessa unidade consumidora no último ano. Sua média de consumo mensal é de aproximadamente 368 kWh/mês.

Figura 21 - Histórico de consumo dos últimos 12 meses da Carga 3.



Fonte: Autor (2020).

Com a curva de carga, Figura 20, e o consumo mensal, Figura 21, obteve-se as demandas de potência para cada horário e cada mês, podendo assim analisar qual foi a maior demanda exigida no último ano para escolha da melhor opção tarifária. No anexo C estão disponíveis os resultados dos cálculos referentes à Carga 3, os quais indicam qual a demanda horária para cada dia e mês, que também serão usados como dados para as simulações. Chegou-se ao valor de demanda máxima no último ano de 1,6 kW, no mês de dezembro, valor esse importante para definir o valor de demanda que será contratado na análise para tarifa binômica. Para as três cargas, obteve-se a maior demanda no mês que apresentou maior consumo por parte das unidades consumidoras.

3.2.4 Demanda contratada

A demanda é definida como o valor médio de potência que o consumidor absorve da rede num determinado intervalo de tempo, a legislação atual, REN 414/2010, estabelece o intervalo de 15 minutos para a medida de demanda.

Neste estudo, será necessário a alteração da Resolução Normativa 414, de 9 de setembro de 2010, art 2, XXIII, onde estabelece que demanda medida é a maior demanda de potência ativa, verificada por medição, integralizada em intervalos de 15 (quinze) minutos durante o período de faturamento. A alteração é necessária para a aplicação do modelo proposto, onde a

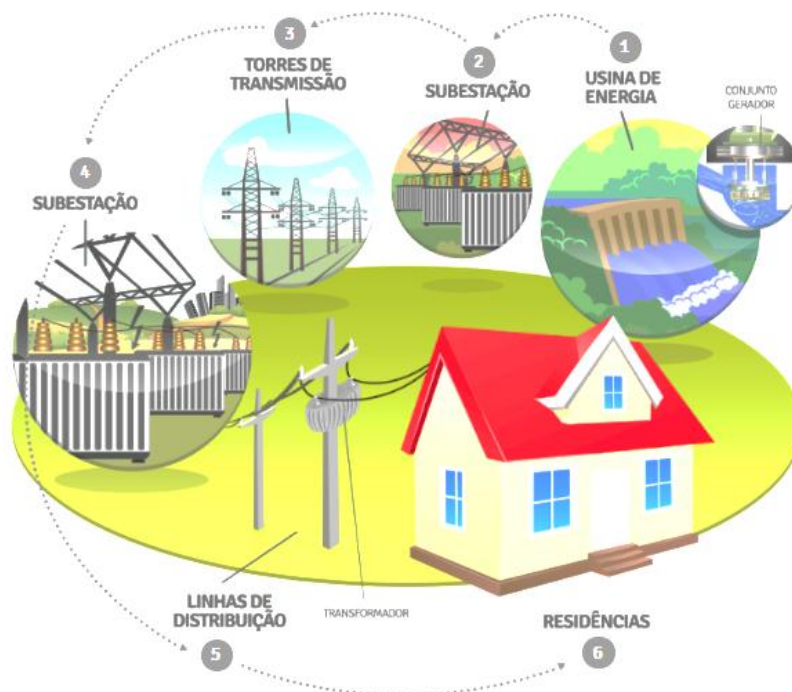
demanda passa a ser horária, ou seja, maior demanda de potência ativa, verificada por medição, integralizada em intervalos de 60 minutos.

A alteração do tempo de coleta do valor de demanda é necessária em decorrência dos consumidores com classes de consumo variadas apresentarem demandas muito semelhantes, provavelmente pela utilização de um equipamento elétrico específico de grande potência por um curto intervalo de tempo, como é o caso de um chuveiro elétrico.

3.3 TARIFA DE ENERGIA

A energia elétrica é essencial no dia a dia da sociedade, seja nas residências ou nos diversos segmentos da economia. Para o uso desse bem é necessária a aplicação de tarifas que remunerem o serviço de forma adequada, que viabilize a estrutura para manter o serviço com qualidade e que crie incentivos para eficiência. A Figura 22, fornecida pela concessionária ENERGISA mostra o caminho que a energia elétrica percorre, desde sua geração até o consumidor final.

Figura 22 - Caminho da energia elétrica até o consumidor final.



Fonte: ENERGISA (2018).

O trabalho consiste em simular os impactos que a implantação de uma tarifa binômica traria para consumidores residenciais com e sem geração distribuída, se comparado aos consumidores com tarifa convencional monômica. Desta forma, as análises serão compostas por quatro cenários: modelo de tarifação vigente, envolvendo a tarifa convencional monômica com e sem geração distribuída; e o modelo de tarifa binômica, no qual a fatura da unidade consumidora é dividida em uma parcela fixa e em outra variável com e sem geração distribuída.

3.3.1 Tarifa monômica

A Resolução Normativa nº 479/2012 estabelece que a modalidade tarifária convencional monômica é aquela aplicada às unidades consumidoras do grupo B, grupo este de baixa tensão, caracterizada por tarifas de consumo de energia elétrica ativa, independentemente das horas de utilização do dia. Esta modalidade também deve ser imposta de forma compulsória e automática a todas unidades consumidoras de baixa tensão.

O valor pago pelo consumidor que opta pela tarifa convencional monômica, desta forma, é definido simplesmente pela multiplicação do valor da tarifa convencional pelo consumo, dado pela Equação 2.

$$\text{Valor}_{\text{convencional}} = \text{Tarifa}_{\text{Convencional}}(\text{R\$/kWh}) \times \text{Consumo (kWh)} \quad (2)$$

3.3.2 Tarifa binômica

O enquadramento na estrutura tarifária binômica, também chamada de binômica convencional, exige um contrato específico com a concessionária, no qual se pactua um único valor de demanda pretendida pelo consumidor (demanda contratada), independente da hora do dia ou período do ano. Atualmente, esta modalidade foi extinta, restando apenas a modalidade binômica horosazonal (horosazonal azul e horosazonal verde), a qual leva em consideração além da demanda contratada e consumo, postos horários para variar que influenciam no preço da tarifa e só são ofertadas para consumidores do grupo A (alta tensão).

Consumidores de baixa tensão, como residências com poucos eletrodomésticos, podem ganhar uma economia significativa em suas contas de energia elétrica. Isso porque, hoje, todos os consumidores, independente da demanda de eletricidade consumida, pagam o mesmo valor pelo custo de serviço de distribuição de energia, a chamada “tarifa fio”. Com a implantação da

tarifa binômica, teoricamente o valor cobrado pelo serviço de distribuição seria proporcional ao consumo e a demanda contratada, ou seja, grandes consumidores pagariam mais pelo serviço do que os consumidores menores.

O valor pago pela fatura de energia elétrica pelos consumidores que aderem à tarifa binômica é a soma de parcelas referentes ao consumo (P_{consumo}) e parcela de demanda (P_{demanda}) e, caso exista, o valor referente à demanda de ultrapassagem, que é pago caso a demanda exigida da concessionária for 10% maior do que a demanda contratada.

A parcela de consumo é calculada multiplicando-se o consumo medido pela tarifa de consumo, de acordo com a Equação 3:

$$P_{\text{Consumo}} = \text{Tarifa}_{\text{Consumo}}(\text{R\$/kWh}) \times \text{Consumo (kWh)} \quad (3)$$

A parcela de demanda é calculada multiplicando-se a tarifa de demanda pela demanda contratada, conforme a Equação 4, custo fixo.

$$P_{\text{Demanda}} = \text{Tarifa}_{\text{Demanda}}(\text{R\$/kWh}) \times \text{Demanda}_{\text{Contratada}} \text{ (kWh)} \quad (4)$$

Desta forma, o valor pago pelo consumidor com tarifa binômica é a soma da parcela referente ao consumo com a soma da parcela da demanda, como na Equação 5.

$$\text{Valor}_{\text{Binômica}} = P_{\text{Demanda}} + P_{\text{Consumo}} \quad (5)$$

Como esse modelo tarifário atualmente não existe, buscou-se analisar possíveis valores que seriam razoáveis para a tarifa binômica. A metodologia de cálculo tarifário da ANEEL preza os princípios de eficiência, equidade, justiça, equilíbrio financeiro e simplicidade. Também tem que garantir que a tarifa seja justa e possibilite a correta alocação dos custos aos consumidores, os quais devem estar seguros que estão pagando um preço justo pelos serviços que recebem.

Buscando conciliar todos esses pontos, analisou-se vários valores referentes à demanda e ao consumo (TUSD e TE), os quais estão na Tabela 5. A definição de um valor para a tarifa se fez um grande desafio, pela não disposição dos dados necessários para a análise da mesma. Desta forma, o valor referente à demanda adotado é o mesmo valor destinado a consumidores do grupo A com tarifa horosazonal verde, dados pela Resolução Homologatória nº 2.385/2017. O valor da parcela de consumo (TUSD + TE) foi definido como a metade do valor adotado pela

tarifa convencional monômnia, valor este que também fica abaixo da parcela fora ponta da tarifa branca, tarifa que também está disponível ao grupo B, porém não estudado. Além disso, as unidades consumidoras com geração distribuída terão como custo de disponibilidade o valor de demanda contratada junto à distribuidora de energia elétrica.

Em síntese, a diferença entre a tarifa monômnia e a tarifa binômnia é a flexibilização da demanda contratada, ou seja, altera-se o custo mínimo de uma unidade consumidora, passando ao cliente a responsabilidade de contratar a sua demanda, essa demanda passa a ser o custo fixo da unidade consumidora. Além da demanda contratada, ainda teria uma tarifa aplicada na energia consumida, ou seja, custo variável, de acordo com o consumo da unidade consumidora, ou seja, a parcela TUSD que na tarifa monômnia é fixa passa a ser dividida em duas parcelas na tarifa binômnia, TUSD demanda (fixo) e TUSD consumo (variável), somando ainda a TE, que não sofre alterações no seu formato, apenas uma tarifa pelo consumo.

3.4 SISTEMA FOTOVOLTAICO

O sistema de geração distribuída utilizado no estudo é o sistema fotovoltaico, devido à preferência de consumidores nesta opção. No estudo, os sistemas fotovoltaicos foram dimensionados de acordo com as cargas, gerando aproximadamente toda energia consumida, todas cargas ligadas a rede no modelo de compensação de energia. Vale ressaltar que optou-se pelo sistema que gere energia próximo ao consumo, analisando o menor VPL de cada caso.

3.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo foi apresentado a metodologia principal do estudo, onde ferramentas auxiliarão no desenvolvimento e análise de uma tarifa que ainda não existe, importante alteração para o setor de distribuição e abrangida por alguns estudos da ANEEL.

Neste capítulo também foi tratado no novo formato de demanda a ser contratada, diferente do existente, diferenciando ainda mais as classes de consumo.

4 ESTUDOS DE CASOS E RESULTADOS

Neste capítulo são apresentados os resultados das simulações no software HOMER, última etapa da metodologia proposta. As análises são baseadas nas unidades consumidoras Carga 1, Carga 2 e Carga 3, com e sem geração distribuída de energia.

A modelagem do sistema foi feita conforme as Figuras 12 e 13, com todos parâmetros necessários já sendo apresentados no capítulo 3. O sistema foi analisado no horizonte de 20 anos, com taxa de inflação de 8% ao ano e sem previsão de crescimento das cargas. Também foi usado o sistema de *net metering* anual nas simulações, pois apenas dessa forma o software pode calcular a compensação de créditos gerados. Os custos adotados para os equipamentos do sistema são do catálogo de preços da empresa Renovigi Energia Solar, de setembro de 2018.

Algumas siglas e palavras na língua inglesa vão aparecer junto aos resultados, dessa forma, serão previamente esclarecidas.

- Energy Purchased (kWh): O consumo da carga em um determinado período.
- Energy Sold (kWh): A energia gerada pelo sistema de geração distribuída.
- Net Purchased (kWh): Diferença entre a energia consumida e energia gerada.
- Peak Demand (kW): Demanda máxima.
- Energy Charge (R\$): Custo da energia consumida
- Demand Charge (R\$): Custo da demanda contratada
- Operation Cost (R\$/yr): Custos de operação do sistema
- NPC: Net Present Cost – Valor presente de todos os custos que o sistema tem ao longo de sua vida útil menos o valor total da receita que ele obteve neste mesmo período.
- COE: Cost of Energy – Custo médio do kWh no sistema.

4.1 TARIFA CONVENCIONAL

A análise será dividida por carga, nas três cargas serão analisadas duas hipóteses: sistema conectado e alimentado somente pela rede de distribuição, e sistema conectado à rede de distribuição e alimentado também por geração distribuída.

Os valores vigentes para a tarifa convencional em Santa Maria (TUSD e TE), concessionária RGE SUL, de acordo com a Resolução Homologatória nº 2.385/2017 são mostrados na Tabela 4. Este será o valor considerado para tarifa convencional.

Tabela 4 - Composição de custos da tarifa convencional.

Tarifa convencional	TUSD (R\$/kWh)	TE (R\$/kWh)	Impostos	Tarifa + impostos (R\$/kWh)
Tarifa convencional	0,25050	0,29682	30 % ICMS 0,82 % PIS 3,81 % COFINS	0,84

Fonte: Adaptado de ANEEL (2017).

4.2 TARIFA BINÔMIA

A tarifa binômica é o modelo tarifário composta por um custo fixo, referente à demanda contratada, e um custo variável, em relação ao consumo. As três cargas serão analisadas em sistema conectado e alimentado somente pela rede de distribuição, e sistema conectado à rede de distribuição e alimentado também por geração distribuída. Para os casos com geração distribuída, o valor contratado de demanda se manteve o mesmo que para os casos sem geração distribuída.

Tabela 5 - Composição de custos da tarifa binômica.

Tarifa Binômica	TUSD (R\$/kW)	TUSD (R\$/kWh)	TE (R\$/kWh)	Impostos	Tarifa + impostos (R\$/kWh)
Demanda	21,67	-	-	30 % ICMS 0,82 % PIS	33,15
Consumo	-	0,14841	0,19160	3,81 % COFINS	0,42

Fonte: Adaptado de ANEEL (2018).

4.3 CARGA 1

4.3.1 Carga 1 sem GD – Tarifa convencional monômica

A análise da tarifa convencional sem geração distribuída é intuitiva, pois a carga só pode ser abastecida pela rede de distribuição. O custo de operação anual do sistema é basicamente o consumo da Carga 1, 1.653,6 kW, multiplicado pelo valor da tarifa COE de R\$ 0,84/kWh, resultando assim no valor de R\$ 1.389,00. Este sistema apresenta um VPL total de R\$ 15.931,00, como pode-se ver na Figura 23.

Figura 23 - Simulação da Tarifa convencional, Carga 1 sem GD.

Month	Energy	Energy	Net	Peak	Energy	Demand
	Purchased	Sold	Purchases	Demand	Charge	Charge
	(kWh)	(kWh)	(kWh)	(kW)	(\$)	(\$)
Jan	156	0	156	1	0	0
Feb	82	0	82	1	0	0
Mar	123	0	123	1	0	0
Apr	93	0	93	1	0	0
May	143	0	143	1	0	0
Jun	76	0	76	1	0	0
Jul	183	0	183	1	0	0
Aug	159	0	159	1	0	0
Sep	136	0	136	1	0	0
Oct	174	0	174	1	0	0
Nov	144	0	144	1	0	0
Dec	185	0	185	1	0	0
Annual	1,653	0	1,653	1	1,389	0

	Grid (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.
	0.8	\$ 0	1,389	\$ 15,931	0.840	0.00

Fonte: Autor (2020).

Além da simulação da carga 1 com a tarifa convencional sem GD também foi realizada a simulação da carga 1 com a tarifa binômica, sem GD.

4.3.2 Carga 1 sem GD – Tarifa binômica

Para simular o sistema com a tarifa binômica sendo o modelo tarifário para a Carga 1, deve-se primeiramente analisar as curvas de carga referentes a cada mês e ver qual é a demanda máxima exigida pela carga. Com auxílio dos dados disponíveis no Anexo A, vê-se que o mês de dezembro exige uma demanda máxima de 0,67 kW, sendo a maior demanda no analisado. Desta forma, será considerado que uma demanda de 1 kW foi contratada junto à concessionária de energia elétrica, ficando acima da demanda máxima real e essa diferença como margem para crescimento do consumo sem multas por ultrapassagem, caso houver.

O custo de operação anual da Carga 1 com modelo de tarifa binômica seria de R\$ 1.161,00 sendo este custo composto por aproximadamente 36% de custo fixo com a demanda contratada, 1 kW multiplicado pelo valor da demanda de R\$ 33,15 já incluso impostos e 64% com custos variáveis de energia consumida, 1.653,6 kWh multiplicado pelo valor da tarifa R\$ 0,84 /kWh. O VPL total foi de R\$ 13.316,00 enquanto o COE foi de R\$ 0,637 /kWh, como pode-se ver na Figura 24.

Figura 24 - Tarifa binômia, Carga 1 sem GD

Month	Energy	Energy	Net	Peak	Energy	Demand
	Purchased	Sold	Purchases	Demand	Charge	Charge
	(kWh)	(kWh)	(kWh)	(kW)	(\$)	(\$)
Jan	155	0	155	1	0	33
Feb	140	0	140	1	0	33
Mar	155	0	155	1	0	33
Apr	150	0	150	1	0	33
May	155	0	155	1	0	33
Jun	150	0	150	1	0	33
Jul	155	0	155	1	0	33
Aug	155	0	155	1	0	33
Sep	150	0	150	1	0	33
Oct	155	0	155	1	0	33
Nov	150	0	150	1	0	33
Dec	155	0	155	1	0	33
Annual	1,821	0	1,821	1	765	396

	Grid (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.
	1000	\$ 0	1,161	\$ 13,316	0.637	0.00

Fonte: Autor (2020).

Ainda na carga 1, também foi realizada a simulação da carga 1 com a tarifa convencional monômnia com a inserção de geração distribuída.









4.3.3 Carga 1 com GD – Tarifa convencional monômnia

Ao momento em que a análise da tarifa convencional para a Carga 1 passa a constar também com a geração distribuída, o sistema começa a ficar mais complexo. Deve-se dimensionar um sistema que apresente o menor VPL, ou um sistema com VPL baixo, porém que supra as necessidades de consumo. Um sistema adequado para este caso seria composto por 4 módulos fotovoltaicos de 2 microinversores, resultando numa potência instalada de 1,32 kWp, esse dimensionamento é alcançado devido a simulação para suprir toda ou próximo da totalidade da carga analisada, restando a opção mais próxima da ótima a de menor VPL.

Como pode-se ver na Figura 25, o sistema não gera toda energia que é consumida, desta forma, ainda necessita pagar uma parcela equivalente a R\$ 72,00 no ano referente ao consumo de energia da rede da distribuidora de energia. O que leva a escolha por esse sistema é seu VPL de R\$ 10.686,00 e seu COE de R\$ 0,654 /kWh.

Figura 25 - Simulação Tarifa convencional, Carga 1 com GD.

Month	Energy	Energy	Net	Peak	Energy	Demand
	Purchased	Sold	Purchases	Demand	Charge	Charge
	(kWh)	(kWh)	(kWh)	(kW)	(\$)	(\$)
Jan	115	114	1	1	0	0
Feb	53	127	-73	1	0	0
Mar	84	114	-30	1	0	0
Apr	65	102	-36	1	0	0
May	108	65	43	1	0	0
Jun	56	68	-12	1	0	0
Jul	147	50	97	1	0	0
Aug	122	73	49	1	0	0
Sep	103	78	26	1	0	0
Oct	124	90	34	1	0	0
Nov	97	118	-22	1	0	0
Dec	126	116	10	1	0	0
Annual	1,202	1,115	86	1	72	0

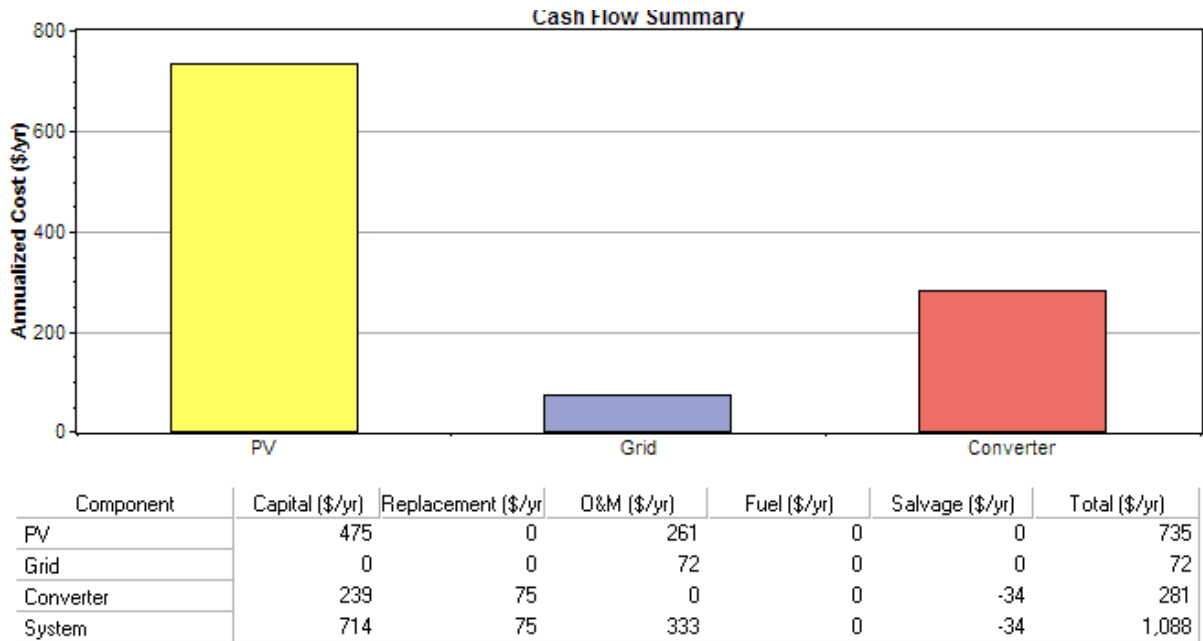
										
PV (kW)	Conv. (kW)	Grid (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.			
<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	1.32	1	1000	\$ 7,010	374	\$ 10,686	0.654	0.60

Fonte: Autor (2020).

Como o software HOMER é limitado em alguns pontos, foram necessárias algumas adequações na simulação para representar o sistema ideal. As unidades consumidoras com geração distribuída devem pagar pelo custo de disponibilidade da rede, que para a Carga 1 é de R\$ 25,20/mês. Por não dispor de uma opção para inserir este custo de disponibilidade na modelagem, este custo foi incluso como *O&M* (Operação e Manutenção) dos módulos fotovoltaicos (PV), como pode-se ver na Figura 26. Acrescido ao capital inicial do PV estão os custos equivalentes ao projeto do sistema fotovoltaico e mão de obra para instalação, que custam aproximadamente R\$ 2,00 por Watt instalado, neste caso R\$ 2.640,00 (PORTAL SOLAR, 2018).

O fato de inserir estes valores ao O&M do PV faz com que os custos deste componente sejam superiores aos outros custos do sistema, como o inversor e a própria energia que ainda é paga.

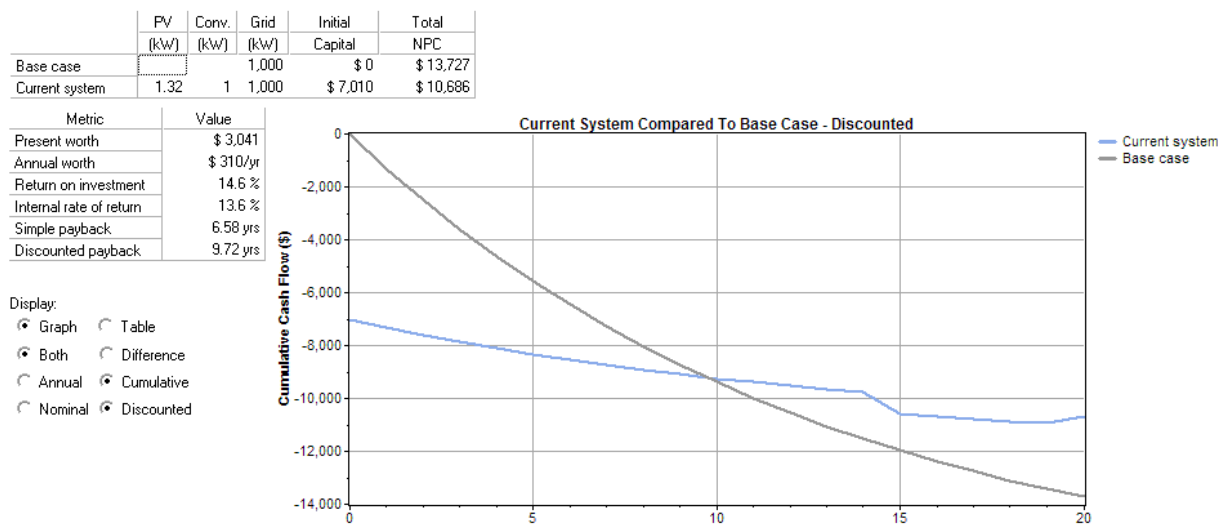
Figura 26 - Fluxo de caixa para tarifa convencional, Carga 1 com GD



Fonte: Autor (2020).

Também foi realizada uma comparação entre o sistema com e sem GD para a Carga 1, considerando a tarifa convencional. A Figura 27 apresenta a comparação dos sistemas. Se optar por um sistema com GD, um capital inicial de R\$ 7.010,00 deverá ser investido, o qual tem previsão de tempo de retorno simples do de 6,58 anos e retorno descontado de 9,72 anos dos investimentos.

Figura 27 - Tarifa convencional, Carga 1, comparação entre sistema com e sem GD



Fonte: Autor (2020).

Nessa análise, comparando a tarifa convencional monômnia para a carga 1, o sistema com GD é vantajoso, visto que possui um retorno inferior a 10 anos, porém é necessário capital para investir na GD.

Finalizando a carga 1, será realizada a simulação com GD para a tarifa binômnia.

4.3.4 Carga 1 com GD – Tarifa binômnia

Visto anteriormente que a demanda contratada é de 1 kW para a Carga 1, basta dimensionar qual seria o sistema fotovoltaico mais apropriado para este caso. Seguindo as análises dos outros modelos tarifários para Carga 1 com GD, o sistema mais adequado é o sistema composto por 4 módulos fotovoltaicos e 2 microinversores, resultando em um sistema de 1,32 kWp.

O custo de operação anual da Carga 1 com modelo de tarifa binômnia com GD seria de R\$ 540,00. Analisando a Figura 28, vê-se que o sistema ainda exige 240 kWh da rede resultando em uma despesa ao consumidor de aproximadamente R\$ 500,00. O VPL total foi de R\$ 12.311,00 enquanto o COE foi de R\$ 0,688 /kWh.

Figura 28 - Tarifa binômnia, Carga 1 com GD

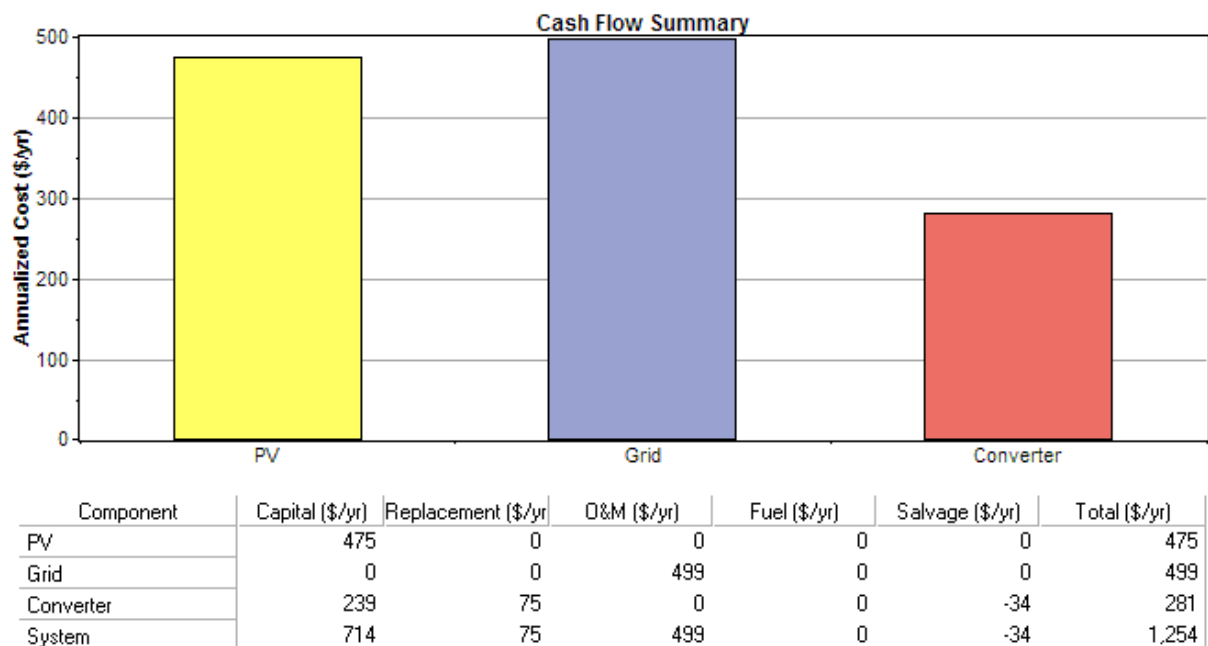
Month	Energy	Energy	Net	Peak	Energy	Demand
	Purchased (kWh)	Sold (kWh)	Purchases (kWh)	Demand (kW)	Charge (\$)	Charge (\$)
Jan	105	121	-16	1	0	33
Feb	95	106	-12	1	0	33
Mar	110	106	4	1	0	33
Apr	109	84	25	1	0	33
May	119	63	56	1	0	33
Jun	120	50	70	1	0	33
Jul	121	58	63	1	0	33
Aug	118	75	42	1	0	33
Sep	115	75	40	1	0	33
Oct	109	98	11	1	0	33
Nov	102	119	-17	1	0	33
Dec	104	130	-26	1	0	33
Annual	1,327	1,086	240	1	101	398

	PV (kW)	Conv. (kW)	Grid (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.
			100	\$ 0	1,163	\$ 11,417	0.638	0.00
	1.32	1	100	\$ 7,010	540	\$ 12,311	0.688	0.57

Fonte: Autor (2020).

Os custos do sistema detalhados por componentes podem ser vistos na Figura 29. Como a carga ainda necessita de uma parcela energia da rede de distribuição, e existe o valor da demanda contratada, o custo por parte desta parcela é o mais significativo nos custos do sistema. Incluso ao capital inicial do PV os custos de mão de obra e projeto do sistema fotovoltaico, que são de R\$ 2.640,00.

Figura 29 - Fluxo de caixa para tarifa binômia, Carga 1 com GD

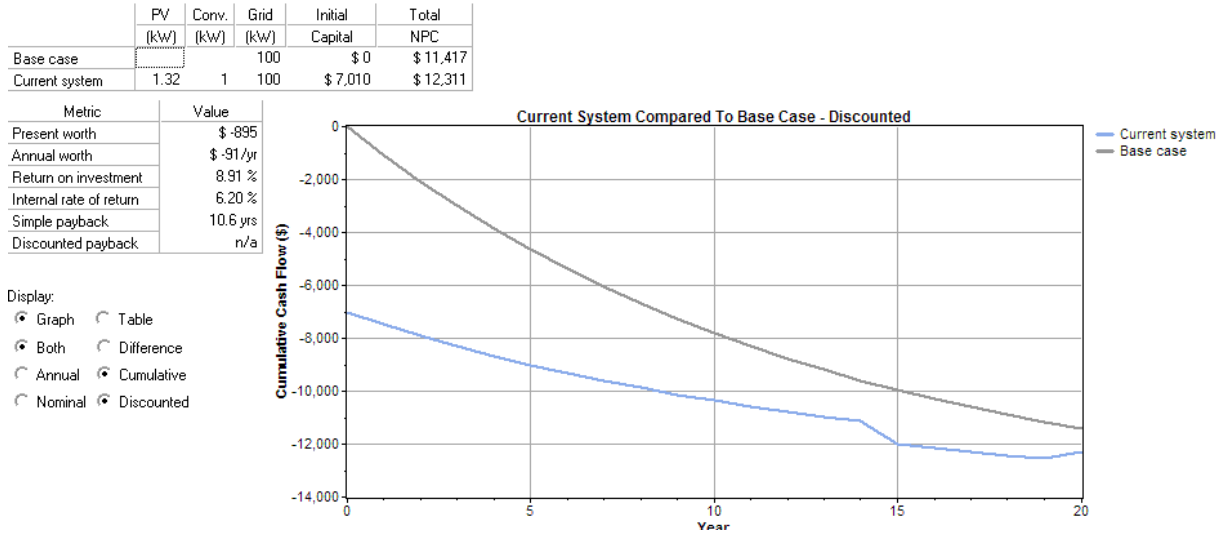


Fonte: Autor (2020).

A comparação entre os sistemas com e sem GD para a Carga 1, considerando a tarifa binômia, pode ser vista na Figura 40. Ao comparar os valores do COE (sem GD é R\$ 0,637 /kWh e com GD é de R\$ 0,688 /kWh) vê-se quão parecidos os sistemas se comportam através do valor do custo de energia média, possuindo ou não geração distribuída. Tal semelhança também é observada no VPL em ambos os casos. Para esta unidade consumidora, com esta tarifa, o sistema com GD seria vantajoso financeiramente, porém não atrativo, devido ao retorno simples ultrapassar os 8 anos.

Considerando a vida útil do sistema de 20 anos, o tempo de retorno de investimento simples seria de 10,6 anos, enquanto o retorno investimento descontado não seria alcançado no horizonte dos 20 anos, conforme apresenta a Figura 30. O investimento necessário, se a unidade consumidora fosse optar por sistema de geração fotovoltaica, seria de R\$ 7.010,00.

Figura 30 - Tarifa binômia, Carga 1, comparação entre sistema com e sem GD

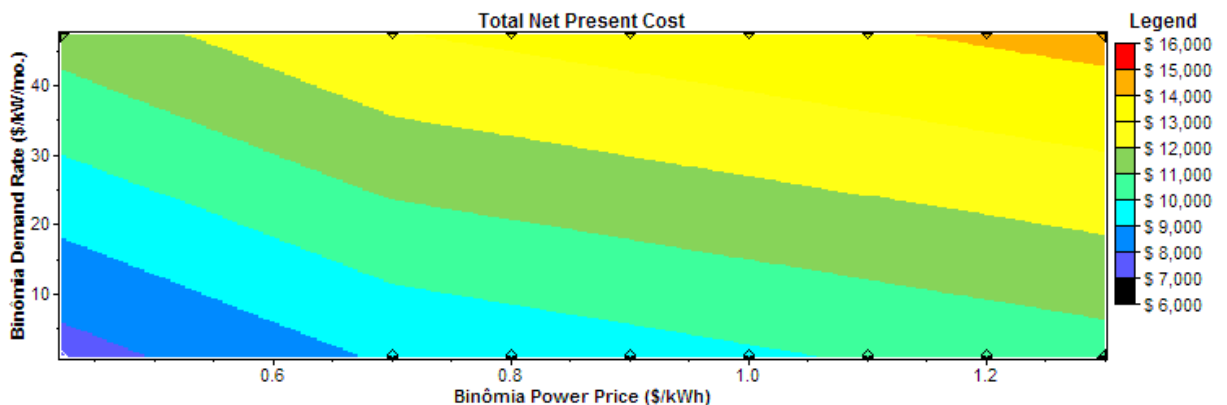


Fonte: Autor (2020).

4.3.5 Análise de sensibilidade da tarifa binômia para Carga 1

Como o valor exato da tarifa estudada não é conhecida, a Figura 31 mostra a variação de -30% a 30% da tarifa para a Carga 1, lembrando que a tarifa binômia possui dois custos variáveis, assim há variações no custo da demanda e do consumo. Notamos que quanto menor as tarifas, menor o VPL, tornando mais vantajosa esta opção tarifária, quanto maior o VPL, a opção da tarifa binômia se torna menos atrativa, nota-se ainda um comportamento linear entre as variações tarifárias de consumo e demanda próximas a variação de -30%.

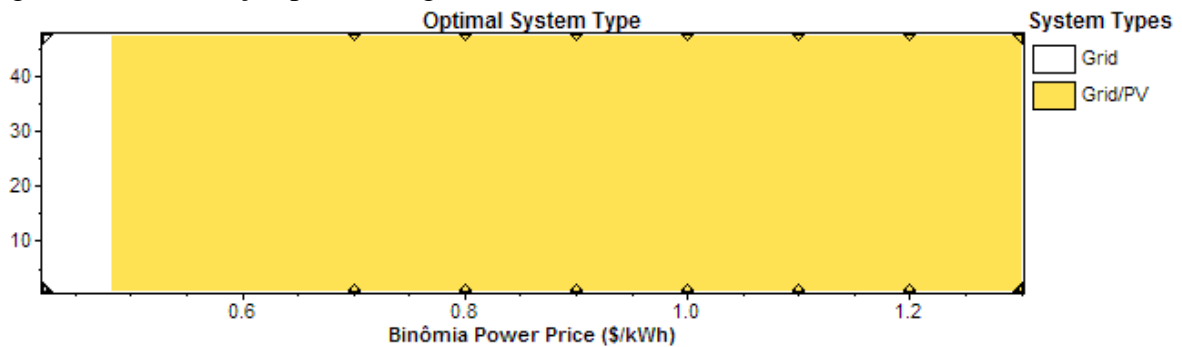
Figura 31 - Sensibilidade -30% à 30% para a Carga 1



Fonte: Autor (2020).

Junto a variação do valor da tarifa, a Figura 32 mostra a carga 1 otimizada, onde é possível verificar que o sistema com GD seria atrativo em grande parte da sensibilidade estudada (cor laranja).

Figura 32 - Otimização para a Carga 1



Fonte: Autor (2020).

Para a carga 1, é vantagem a implementação da tarifa binomial no ponto de vista do consumidor, porém, a distribuidora de energia continuaria reduzindo sua receita.

Em sequência as simulações, será analisado uma residência com consumo superior, representado pela carga 2.

4.4 CARGA 2

4.4.1 Carga 2 sem GD – Tarifa convencional monomial

Como visto na análise da Carga 1, o sistema com tarifa convencional só pode ser abastecido pela rede de distribuição. O custo de operação anual do sistema é basicamente o consumo da Carga 2, 3.342,86 kWh, multiplicado pelo valor da tarifa, COE de R\$ 0,84/kWh, resultando assim no valor de R\$ 2.808,00. Este sistema apresenta um VPL total de R\$ 32.213,00, como pode-se ver na Figura 33.

Figura 33 - Tarifa convencional, Carga 2 sem GD

Month	Energy	Energy	Net	Peak	Energy	Demand
	Purchased	Sold	Purchases	Demand	Charge	Charge
	(kWh)	(kWh)	(kWh)	(kW)	(\$)	(\$)
Jan	284	0	284	1	0	0
Feb	256	0	256	1	0	0
Mar	284	0	284	1	0	0
Apr	275	0	275	1	0	0
May	284	0	284	1	0	0
Jun	275	0	275	1	0	0
Jul	284	0	284	1	0	0
Aug	284	0	284	1	0	0
Sep	275	0	275	1	0	0
Oct	284	0	284	1	0	0
Nov	275	0	275	1	0	0
Dec	284	0	284	1	0	0
Annual	3,343	0	3,343	1	2,808	0

	Grid (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.
	1000	\$ 0	2,808	\$ 32,213	0.840	0.00

Fonte: Autor (2020).

Além da simulação da carga 2 com a tarifa convencional sem GD também foi realizada a simulação da carga 2 com a tarifa binômica, sem GD.

4.4.2 Carga 2 sem GD – Tarifa binômica

Assim como feito para a Carga 1, ao simular o sistema com a tarifa binômica sendo o modelo tarifário para a Carga 2, deve-se primeiramente analisar as curvas de carga referentes a cada mês e ver qual é a demanda máxima exigida pela carga. Com auxílio dos dados disponíveis no Anexo B, vê-se que o mês de novembro exige uma demanda máxima de 1,17 kW, sendo a maior demanda. Desta forma, será considerado que uma demanda de 1,25 kW foi contratada junto à concessionária de energia elétrica.

O custo de operação anual da Carga 2 com modelo de tarifa binômica seria de R\$ 2.058,00, sendo este custo composto por aproximadamente 29% de custo fixo com a demanda contratada (1,25 kW multiplicado por R\$ 33,15/kW) e 71% com custos variáveis de energia consumida (3.340 multiplicado por R\$ 0,42/kWh). O VPL total foi de R\$ 23.601,00 enquanto o COE foi de R\$ 0,615 /kWh, como pode-se ver na Figura 34.

Figura 34 - Tarifa binômia, Carga 2 sem GD

Month	Energy	Energy	Net	Peak	Energy	Demand
	Purchased	Sold	Purchases	Demand	Charge	Charge
	(kWh)	(kWh)	(kWh)	(kW)	(\$)	(\$)
Jan	284	0	284	1	0	54
Feb	256	0	256	1	0	54
Mar	284	0	284	1	0	54
Apr	275	0	275	1	0	54
May	284	0	284	1	0	54
Jun	275	0	275	1	0	54
Jul	284	0	284	1	0	54
Aug	284	0	284	1	0	54
Sep	275	0	275	1	0	54
Oct	284	0	284	1	0	54
Nov	275	0	275	1	0	54
Dec	284	0	284	1	0	54
Annual	3,343	0	3,343	1	1,404	653

	Grid (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.
	1000	\$ 0	2,058	\$ 23,601	0.615	0.00

Fonte: Autor (2020).

Ainda na carga 2, também foi realizada a simulação da carga 2 na tarifa convencional monômica com a inserção de geração distribuída.

4.4.3 Carga 2 com GD – Tarifa convencional monômica

Da mesma forma que para a análise para a Carga 1, para o dimensionamento do sistema de geração distribuída procurou-se o menor VPL mas também, um sistema que suprisse as necessidades da carga. Desta forma, o sistema que seria mais adequado, é um sistema composto por 8 módulos fotovoltaicos e 4 microinversores, resultando numa potência instalada de 2,64 kWp, chegando muito próximo ao consumo da carga.

Como pode-se ver na Figura 35, o sistema não foi capaz de gerar toda energia que é consumida, restando a rede suprir 132 kWh. O custo de operação anual ficou em R\$ 571,00, enquanto o VPL total deste sistema é R\$ 21.973,00 e seu COE é de R\$ 0,669 /kWh.

Figura 35 - Tarifa convencional, Carga 2 com GD

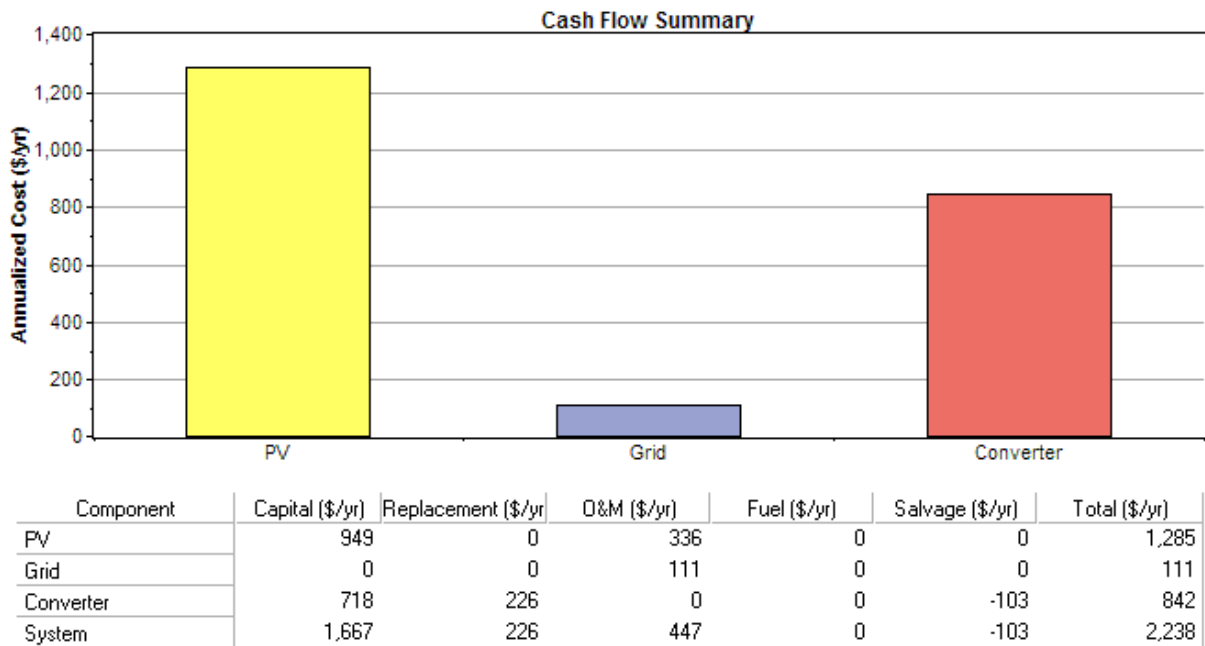
Month	Energy	Energy	Net	Peak	Energy	Demand
	Purchased	Sold	Purchases	Demand	Charge	Charge
	(kWh)	(kWh)	(kWh)	(kW)	(\$)	(\$)
Jan	194	257	-63	1	0	0
Feb	175	225	-50	1	0	0
Mar	201	223	-22	1	0	0
Apr	201	178	23	1	0	0
May	218	135	83	1	0	0
Jun	221	107	113	1	0	0
Jul	220	123	97	1	0	0
Aug	214	160	54	1	0	0
Sep	209	158	50	1	0	0
Oct	200	208	-8	1	0	0
Nov	188	253	-64	1	0	0
Dec	191	272	-81	1	0	0
Annual	2,431	2,298	132	1	111	0

	PV (kW)	Conv. (kW)	Grid (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.
	2.64	3	1000	\$ 16,370	571	\$ 21,973	0.669	0.59

Fonte: Autor (2020).

Os custos do sistema detalhados por componentes podem ser vistos na Figura 36. O custo por parte da rede na Figura 36 é de R\$ 111,00, porém, vale ressaltar ainda, que os custos de disponibilidade do sistema estão inclusos ao O&M do PV. Como a Carga 2 é uma unidade consumidora monofásica, esses custos são de R\$ 25,20/mês. Estão inclusos ao capital inicial do PV os custos de mão de obra e projeto do sistema fotovoltaico, que são de R\$ 5.280,00.

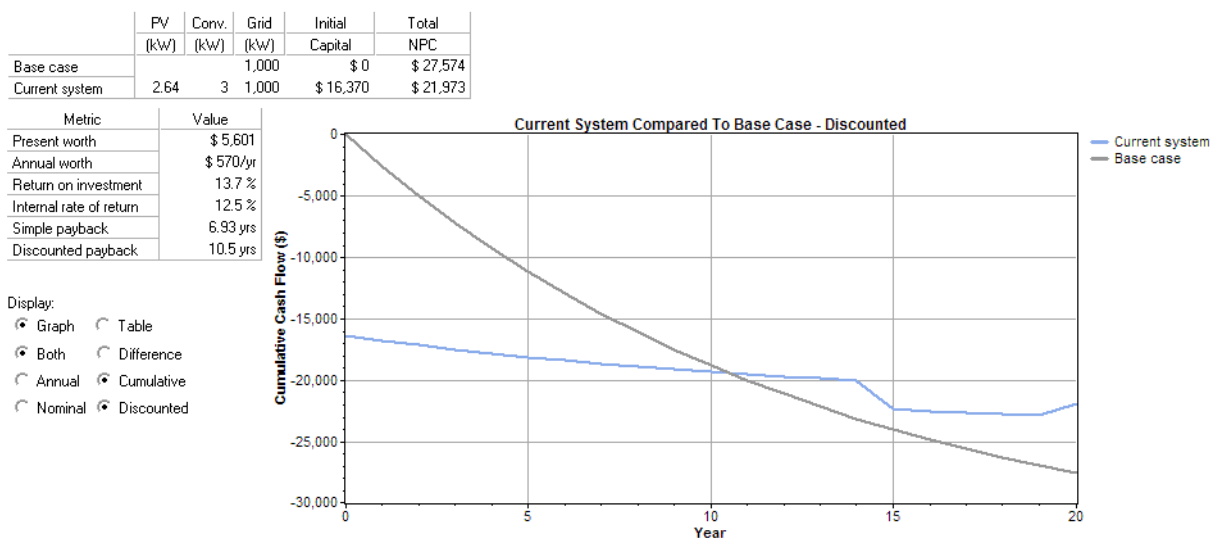
Figura 36 - Fluxo de caixa para tarifa convencional, Carga 2 com GD



Fonte: Autor (2020).

Pode-se também comparar os resultados entre o sistema com e sem GD para a Carga 2, considerando a tarifa convencional. A Figura 37 apresenta a comparação dos sistemas. Ao optar por um sistema com GD, deverá ser realizado um investimento de R\$ 16.370,00, sendo que terá como previsão de tempo de retorno simples 6,93 anos e retorno descontado de 10,5 anos.

Figura 37 - Tarifa convencional, Carga 2, comparação entre sistema com e sem GD



Fonte: Autor (2020).

Nessa análise, comparando a tarifa convencional monômnia para a carga 2, o sistema com GD é vantajoso, visto que possui um retorno próximo a 10 anos, porém é necessário capital para investir na GD.

Finalizando a carga 2, será realizada a simulação com GD para a tarifa binômnia.















4.4.4 Carga 2 com GD – Tarifa binômnia

Como visto anteriormente, a demanda contratada para a Carga 2 é de 2 kW, desta forma, basta dimensionar qual seria o sistema fotovoltaico mais apropriado para este caso. Seguindo as análises dos outros modelos tarifários para Carga 1 com GD, o sistema mais adequado é o sistema composto por 8 módulos fotovoltaicos e 4 microinversores, resultando em um sistema de 2,64 kWp.

O sistema fotovoltaico não é capaz de suprir todo consumo da carga, sendo consumido da rede da distribuidora 132 kWh. O VPL total foi de R\$ 25.831,00 enquanto o COE foi de R\$ 0,787 /kWh, conforme a Figura 38.

Figura 38 - Tarifa binômnia, Carga 2 com GD

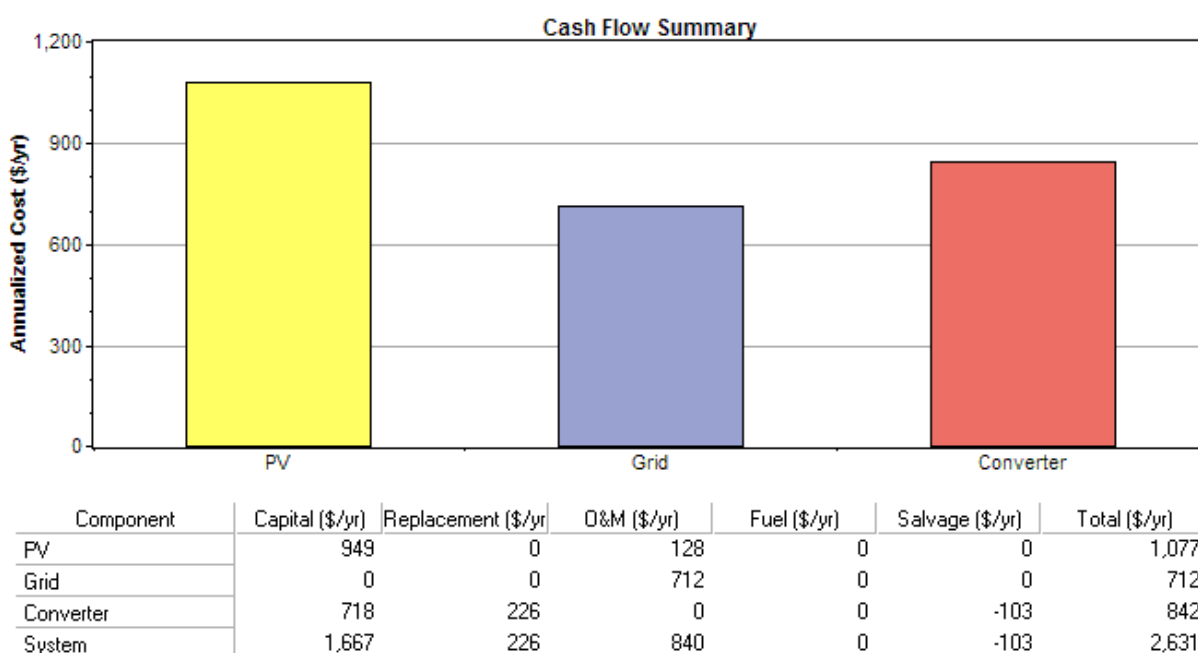
Month	Energy	Energy	Net	Peak	Energy	Demand
	Purchased	Sold	Purchases	Demand	Charge	Charge
	(kWh)	(kWh)	(kWh)	(kW)	(\$)	(\$)
Jan	194	257	-63	1	0	55
Feb	175	225	-50	1	0	55
Mar	201	223	-22	1	0	55
Apr	201	178	23	1	0	55
May	218	135	83	1	0	55
Jun	221	107	113	1	0	55
Jul	220	123	97	1	0	55
Aug	214	160	54	1	0	55
Sep	209	158	50	1	0	55
Oct	200	208	-8	1	0	55
Nov	188	253	-64	1	0	55
Dec	191	272	-81	1	0	55
Annual	2,431	2,298	132	1	56	656

							
PV (kW)	Conv. (kW)	Grid (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.
			\$ 0	2,061	\$ 20,232	0.616	0.00
			\$ 16,370	964	\$ 25,831	0.787	0.59

Fonte: Autor (2020).

Ao detalhar os custos do sistema por componentes, como podem ser vistos na Figura 39, pode-se ver que a parcela de PV e conversor representam o maior custo. Para fazer com que o consumo da carga seja suprido, necessita-se de um sistema que representa um custo significativo. Em função de existir o custo fixo por parte da demanda contratada, a parcela de energia da rede também não é tão baixa. Ainda, estão inclusos ao capital inicial do PV os custos de mão de obra e projeto do sistema fotovoltaico, que são de R\$ 5.280,00.

Figura 39 - Fluxo de caixa para tarifa binômia, Carga 2 com GD



Fonte: Autor (2020).

Foram comparados os sistemas com e sem GD para a Carga 2, considerando a tarifa binômia, como pode ser vista na Figura 40. Como já pode-se perceber através da comparação dos valores do COE (sem GD é R\$ 0,615 /kWh e com GD é de R\$ 0,787 /kWh), o sistema com GD apresenta desvantagem sobre o sistema sem GD por ter o maior valor de custo de energia. Esta diferença também pode ser percebida ao comparar os VPLs. Para esta unidade consumidora, com esta tarifa, não seria vantajoso na questão financeira investir em geração distribuída.

Considerando a vida útil do sistema de 20 anos, o tempo de retorno de investimento simples seria de 13,4 anos, enquanto o retorno do investimento descontado não aconteceria no horizonte de 20 anos, tornando esta opção não atrativa. O investimento necessário, se a unidade consumidora fosse optar por sistema de geração fotovoltaica, seria de R\$ 16.370,00.

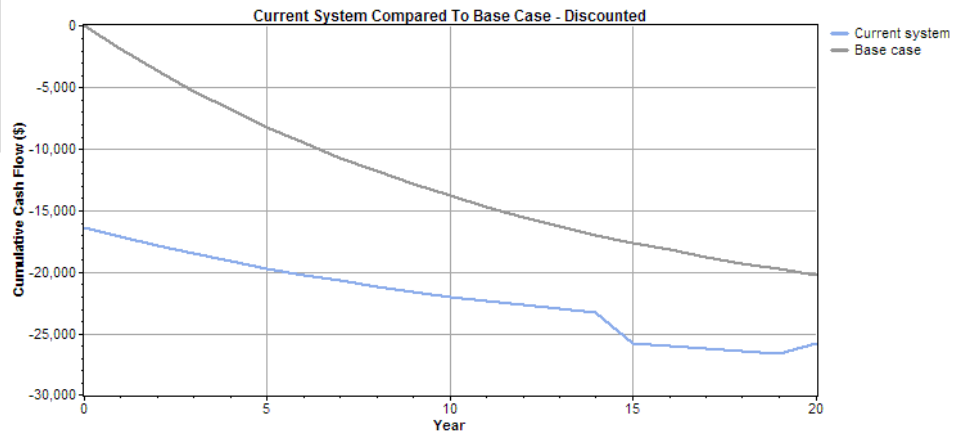
Figura 40 - Tarifa binômia, Carga 2, comparação entre sistema com e sem GD

	PV (kW)	Conv. (kW)	Grid (kW)	Initial Capital	Total NPC
Base case			1,000	\$ 0	\$ 20,232
Current system	2,64	3	1,000	\$ 16,370	\$ 25,831

Metric	Value
Present worth	\$ -5,599
Annual worth	\$ -570/yr
Return on investment	6.74 %
Internal rate of return	2.91 %
Simple payback	13.4 yrs
Discounted payback	n/a

Display:

- Graph Table
 Both Difference
 Annual Cumulative
 Nominal Discounted

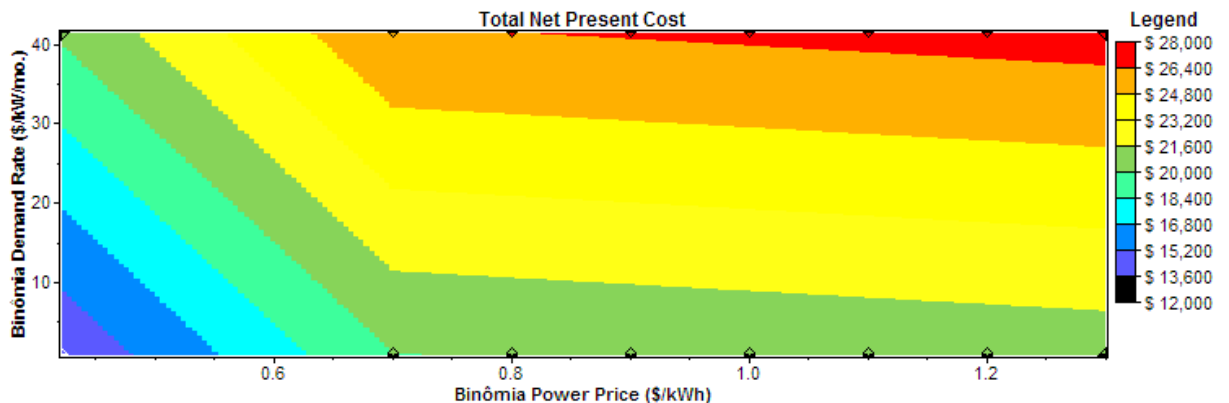


Fonte: Autor (2020).

4.4.5 Análise de sensibilidade da tarifa binômia para Carga 2

Como o valor exato da tarifa estudada não é conhecida, a Figura 41 mostra a variação de -30% a 30% da tarifa para a Carga 2, lembrando que a tarifa binômia possui dois custos variáveis, assim há variações no custo da demanda e do consumo. Notasse um comportamento similar ao da Carga 1, linear na menor tarifa analisada, quanto menor o VPL mais vantajosa é essa opção tarifária, quanto maior o VPL, a opção da tarifa binômia se torna menos atrativa.

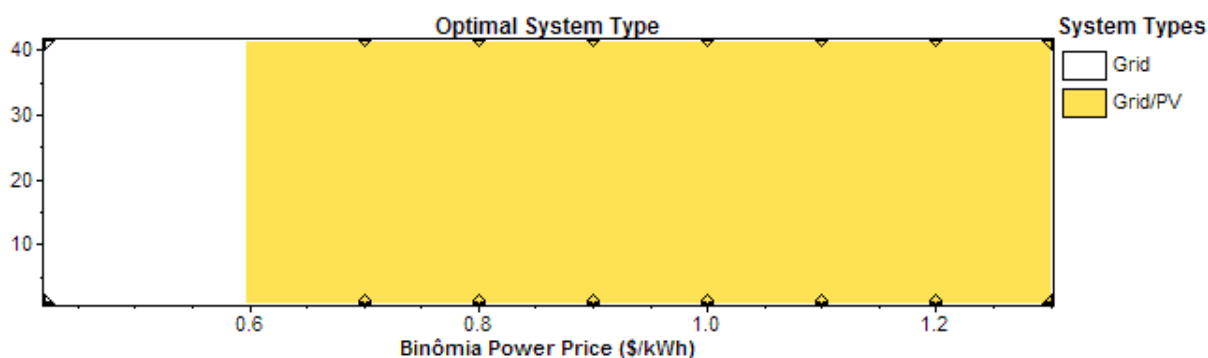
Figura 41 - Sensibilidade -30% à 30% para a Carga 2



Fonte: Autor (2020).

Junto a variação do valor da tarifa, a Figura 42 mostra a carga 2 otimizada, onde é possível verificar que o baixo custo da tarifa seria ótimo com um sistema sem GD (cor branca), comportamento similar da Carga 1 e a medida que a tarifa aumenta seu valor o sistema com GD seria atrativo, pois reduziria os custos da unidade consumidora (faixa laranja).

Figura 42 - Otimização para a Carga 2



Fonte: Autor (2020).

Ao compararmos a carga 2, é vantagem a transição para a tarifa binômia tanto com ou sem GD, visto que ela diminuirá os custos de energia. Para as distribuidoras ainda não é atrativo a transição, visto que continuaria perdendo mercado para a GD e em unidades consumidoras sem GD, perderia receita pela tarifa binômia ser mais barata que a convencional monômia.

4.5 CARGA 3

4.5.1 Carga 3 sem GD – Tarifa convencional monômia

Para a Carga 3, o custo de operação anual do sistema é basicamente o consumo da Carga 3, 3.832 kWh, multiplicado pelo valor da tarifa, COE de R\$ 0,84 /kWh, assim como na análise das cargas anteriores, resultando assim no valor de R\$ 3.219,00. Este sistema apresenta um NPC total de R\$ 36.924,00, como pode-se ver na Figura 43.

Figura 43 - Tarifa convencional, Carga 3 sem GD

Month	Energy	Energy	Net	Peak	Energy	Demand
	Purchased	Sold	Purchases	Demand	Charge	Charge
	(kWh)	(kWh)	(kWh)	(kW)	(\$)	(\$)
Jan	325	0	325	1	0	0
Feb	294	0	294	1	0	0
Mar	325	0	325	1	0	0
Apr	315	0	315	1	0	0
May	325	0	325	1	0	0
Jun	315	0	315	1	0	0
Jul	325	0	325	1	0	0
Aug	325	0	325	1	0	0
Sep	315	0	315	1	0	0
Oct	325	0	325	1	0	0
Nov	315	0	315	1	0	0
Dec	325	0	325	1	0	0
Annual	3,832	0	3,832	1	3,219	0

Grid (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.
1000	\$ 0	3,219	\$ 36,924	0.840	0.00

Fonte: Autor (2020).

Além da simulação da carga 2 com a tarifa convencional sem GD também foi realizada a simulação da carga 2 com a tarifa binômica, sem GD.

4.5.2 Carga 3 sem GD – Tarifa binômica

Assim como feito para as Cargas anteriores, ao simular o sistema com a tarifa binômica sendo o modelo tarifário para a Carga 3, deve-se primeiramente analisar as curvas de carga referentes a cada mês e ver qual é a demanda máxima exigida pela carga. Com auxílio dos dados disponíveis no Anexo C, vê-se que o mês de dezembro exige uma demanda máxima de 1,6 kW, sendo a maior demanda no analisado. Desta forma, será considerado que uma demanda de 1,7 kW foi contratada junto à concessionária de energia elétrica.

O custo de operação anual da Carga 3 com modelo de tarifa binômica seria de R\$ 2.493, consumo de 4.416 kWh no ano multiplicado pela tarifa de R\$ 0,42 R\$/kWh, sendo este custo composto por aproximadamente 27% de custo fixo com a demanda contratada (1,7 kW multiplicado pelo valor do kW contratado de R\$ 33,15) e 73% com custos variáveis de energia consumida. O do VPL total foi de R\$ 28.594,00 enquanto o COE foi de R\$ 0,650 /kWh, como pode-se ver na Figura 44.

Figura 44 - Tarifa binômia, Carga 3 sem GD

Month	Energy	Energy	Net	Peak	Energy	Demand
	Purchased	Sold	Purchases	Demand	Charge	Charge
	(kWh)	(kWh)	(kWh)	(kW)	(\$)	(\$)
Jan	325	0	325	1	0	74
Feb	294	0	294	1	0	74
Mar	325	0	325	1	0	74
Apr	315	0	315	1	0	74
May	325	0	325	1	0	74
Jun	315	0	315	1	0	74
Jul	325	0	325	1	0	74
Aug	325	0	325	1	0	74
Sep	315	0	315	1	0	74
Oct	325	0	325	1	0	74
Nov	315	0	315	1	0	74
Dec	325	0	325	1	0	74
Annual	3,832	0	3,832	1	1,610	883

Grid (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.
1000	\$ 0	2,493	\$ 28,594	0.650	0.00

Fonte: Autor (2020).

Ainda na carga 3, foi realizada a simulação quanto a inserção de geração distribuída.

4.5.3 Carga 3 com GD – Tarifa convencional monômnia

Da mesma forma que a análise das cargas anteriores, para o dimensionamento do sistema de geração distribuída procurou-se o menor VPL mas também, um sistema que suprisse as necessidades da carga. Desta forma, o sistema que seria mais adequado, é um sistema composto por 10 módulos fotovoltaicos e 5 microinversores, resultando numa potência instalada de 3,3 kWp, aproximando do consumo real da carga.

Como pode-se ver na análise da Figura 45, o sistema não foi capaz de suprir toda energia que é consumida, restando ainda 470 kWh para remunerar a distribuidora de energia. O custo de operação anual ficou em R\$ 959,00, enquanto o VPL total deste sistema é R\$ 29.289,00 e seu COE é de R\$ 0,664 /kWh.

Figura 45 - Tarifa convencional, Carga 3 com GD

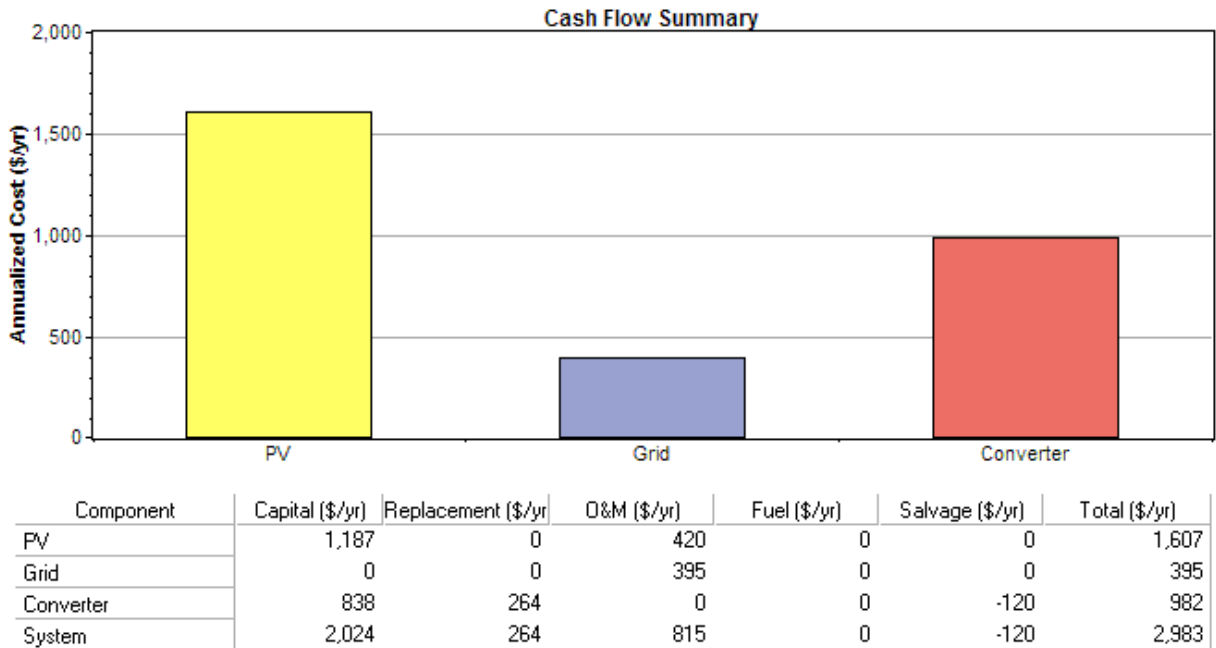
Month	Energy	Energy	Net	Peak	Energy	Demand
	Purchased	Sold	Purchases	Demand	Charge	Charge
	(kWh)	(kWh)	(kWh)	(kW)	(\$)	(\$)
Jan	275	327	-52	1	0	0
Feb	247	287	-40	1	0	0
Mar	283	284	-1	1	0	0
Apr	283	230	53	1	0	0
May	303	175	128	1	0	0
Jun	303	139	164	1	0	0
Jul	307	159	147	1	0	0
Aug	299	206	94	1	0	0
Sep	292	204	89	1	0	0
Oct	285	267	18	1	0	0
Nov	266	322	-56	1	0	0
Dec	272	346	-74	1	0	0
Annual	3,416	2,946	470	1	395	0

	PV	Conv.	Grid	Initial	Operating	Total	COE	Ren.
	(kW)	(kW)	(kW)	Capital	Cost (\$/yr)	NPC	(\$/kWh)	Frac.
	3.3	3.5	1000	\$ 19,875	959	\$ 29,289	0.664	0.57

Fonte: Autor (2020).

Os custos do sistema detalhados por componentes podem ser vistos na Figura 46. O custo por parte da rede na imagem é zero, porém vale ressaltar que os custos de disponibilidade do sistema estão inclusos ao O&M do PV. Como a Carga 3 é uma unidade consumidora monofásica, esses custos são de R\$ 25,20/mês. Também estão inclusos ao capital inicial do PV os custos de mão de obra e projeto do sistema fotovoltaico, que são de R\$ 6.600,00.

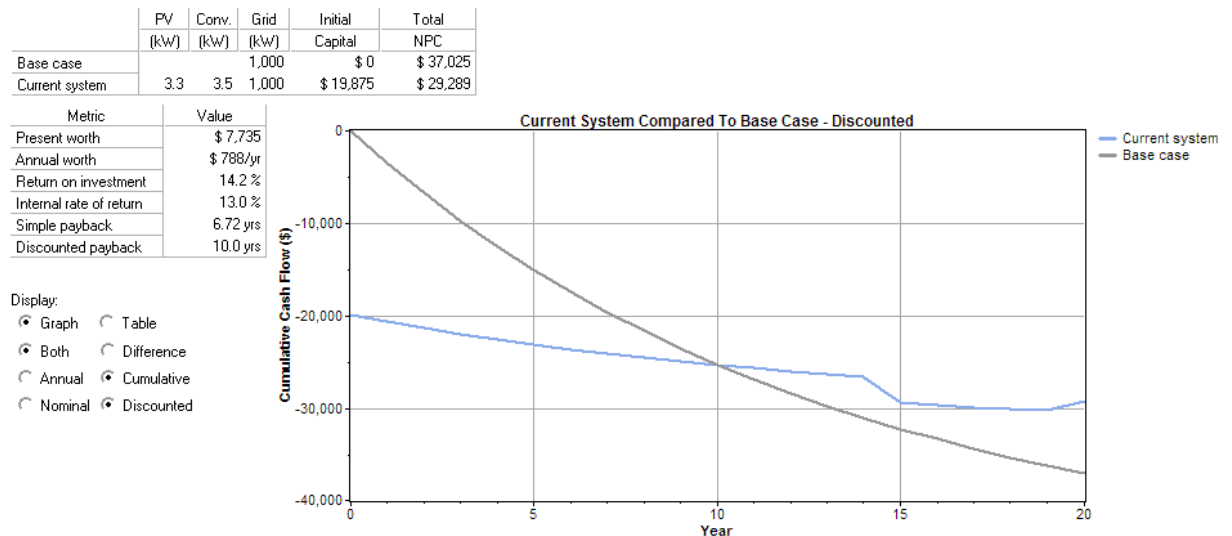
Figura 46 - Fluxo de caixa para tarifa convencional, Carga 3 com GD



Fonte: Autor (2020).

Pode-se também comparar os resultados entre o sistema com e sem GD para a Carga 3, considerando a tarifa convencional. A Figura 47 apresenta a comparação dos sistemas. Ao optar por um sistema com GD, um investimento de R\$ 19.875,00 deverá ser feito, sendo que terá como previsão de tempo de retorno simples 6,72 anos e retorno descontado de 10 anos, tornando mais vantajoso ao consumidor a utilização de GD, pois o tempo de retorno está próximo dos 10 anos.

Figura 47 - Tarifa convencional, Carga 3, comparação entre sistema com e sem GD



Fonte: Autor (2020).

Comparando os resultados obtidos da Carga 1, Carga 2 e Carga 3 para a tarifa convencional, vê-se que os sistemas com geração distribuída são uma ótima solução, com ampla atratividade e através das simulações destes cenários vê-se uma aproximação dos sistemas reais, com retorno simples apresentando baixos tempo de retorno de investimento.

4.5.4 Carga 3 com GD – Tarifa binômia

Como visto anteriormente, a demanda contratada para a Carga 3 é de 1,7 kW, desta forma, basta dimensionar qual seria o sistema fotovoltaico mais apropriado para este caso. Seguindo as análises dos outros modelos tarifários para Carga 3 com GD, o sistema mais adequado é o sistema composto por 10 módulos fotovoltaicos e 5 microinversores, resultando em um sistema de 3,3 kWp.

O sistema fotovoltaico não é capaz de suprir todo consumo da carga, restando ainda 470 kWh para ser remunerado a distribuidora de energia. O VPL total foi de R\$ 30.617,00 enquanto o COE foi de R\$ 0,695 /kWh, conforme a Figura 48.

Figura 48 - Tarifa binômia, Carga 3 com GD

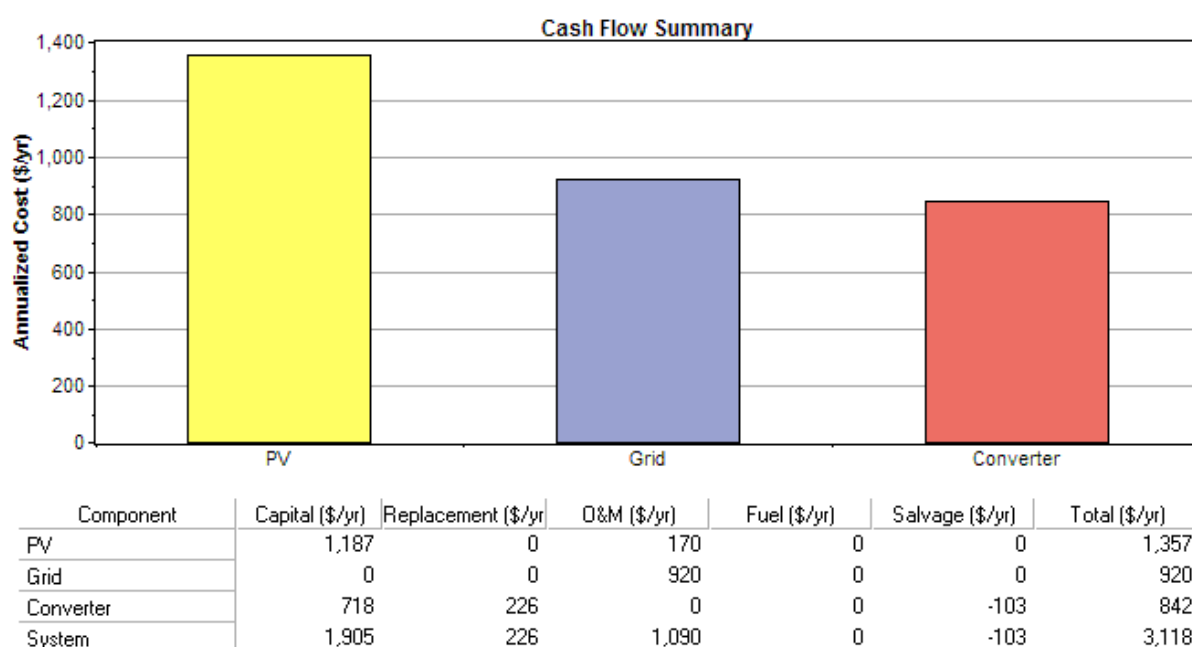
Month	Energy	Energy	Net	Peak	Energy	Demand
	Purchased	Sold	Purchases	Demand	Charge	Charge
	(kWh)	(kWh)	(kWh)	(kW)	(\$)	(\$)
Jan	275	327	-52	1	0	60
Feb	247	287	-40	1	0	60
Mar	283	284	-1	1	0	60
Apr	283	230	53	1	0	60
May	303	175	128	1	0	60
Jun	303	139	164	1	0	60
Jul	307	159	147	1	0	60
Aug	299	206	94	1	0	60
Sep	292	204	89	1	0	60
Oct	285	267	18	1	0	60
Nov	266	322	-56	1	0	60
Dec	272	346	-74	1	0	60
Annual	3,416	2,946	470	1	197	723

	PV (kW)	Conv. (kW)	Grid (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.
			1000	\$ 0	2,608	\$ 25,609	0,581	0,00
	3.3	3	1000	\$ 18,700	1,214	\$ 30,617	0,695	0,57

Fonte: Autor (2020).

Ao detalhar os custos do sistema por componentes, como podem ser vistos na Figura 49, pode-se ver que a parcela de PV e conversor representam o maior custo, situação semelhante da carga 2. Para fazer com que o consumo da carga seja suprido, necessita-se de um sistema que representa um custo significativo, assim para cargas maiores das analisadas, o custo da GD aumentaria praticamente na mesma proporção. Em função de existir o custo fixo por parte da demanda contratada, a parcela de energia da rede também não é tão baixa. Ainda, estão inclusos ao capital inicial do PV os custos de mão de obra e projeto do sistema fotovoltaico, que são de R\$ 6.600,00.

Figura 49 - Fluxo de caixa para tarifa binômia, Carga 3 com GD



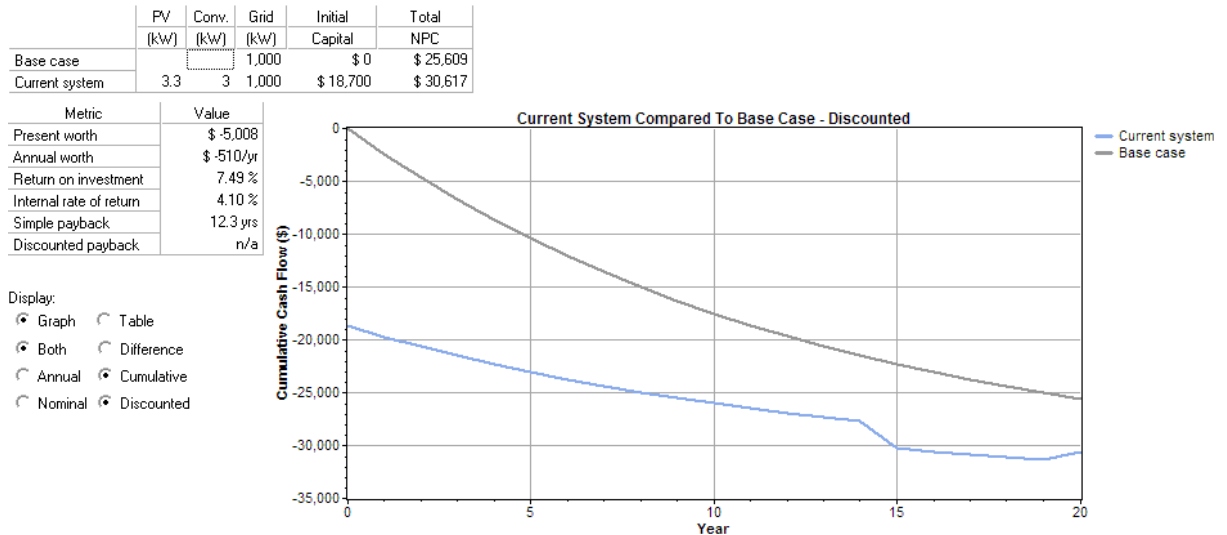
Fonte: Autor (2020).

Foram comparados os sistemas com e sem GD para a Carga 3, considerando a tarifa binômia, como pode ser vista na Figura 50. Como já pode-se perceber através da comparação dos valores do COE (sem GD é R\$ 0,65 /kWh e com GD é de R\$ 0,695 /kWh), o sistema com GD apresenta desvantagem sobre o sistema sem GD por ter o maior valor de custo de energia. Esta diferença também pode ser percebida ao comparar os VPLs. Para esta unidade consumidora, com esta tarifa, não seria vantajoso na questão financeira investir em geração distribuída.

Considerando a vida útil do sistema de 20 anos, o tempo de retorno de investimento simples seria de 12,3 anos, enquanto o retorno do investimento descontado não aconteceria no

horizonte de 20 anos, tornando esta opção não atrativa. O investimento necessário, se a unidade consumidora fosse optar por sistema de geração fotovoltaica, seria de R\$ 18.700,00.

Figura 50 - Tarifa binômia, Carga 3, comparação entre sistema com e sem GD

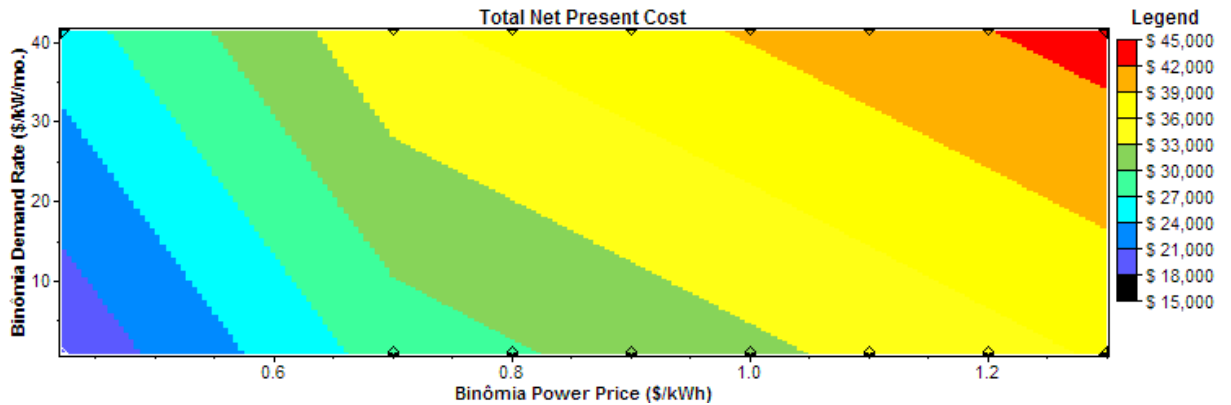


Fonte: Autor (2020).

4.5.5 Análise de sensibilidade da tarifa binômia para Carga 3

Como o valor exato da tarifa estudada não é conhecida, a Figura 51 mostra a variação de -30% a 30% da tarifa para a Carga 3, lembrando que a tarifa binômia possui dois custos variáveis, assim há variações no custo da demanda e do consumo. Notasse um comportamento muito semelhante ao da Carga 2, que quanto menor as tarifas, menor o VPL, tornando mais vantajosa esta opção tarifária, quanto maior o VPL, a opção da tarifa binômia se torna menos atrativa.

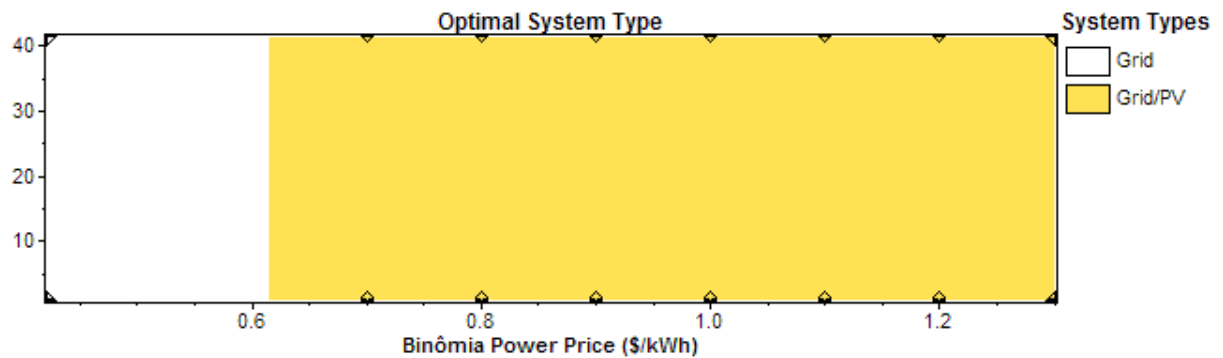
Figura 51 - Sensibilidade -30% à 30% para a Carga 3



Fonte: Autor (2020).

Junto a variação do valor da tarifa, a Figura 52 mostra a carga 3 otimizada, onde é possível verificar que o baixo custo da tarifa seria ótimo com um sistema sem GD, comportamento semelhante ao da Carga 2 e demonstra uma possível tendência para cargas superiores a Carga 3, assim como a tarifa vai assumindo valores superiores, o sistema com GD seria atrativo e reduziria os custos da unidade consumidora.

Figura 52 - Otimização para a Carga 3



Fonte: Autor (2020).

Para os estudos de caso analisados, foi considerado cargas monofásicas, com isso, será realizado algumas simulações para cargas bifásicas e trifásicas.

4.6 CARGAS BIFÁSICAS E TRIFÁSICAS

As análises de cargas não monofásicas não alteram os resultados na tarifa binômica, pois a tarifa não depende mais de uma demanda fixa. Por outro lado, na tarifa convencional monômica há um acréscimo na parcela TUSD, referente a disponibilidade da rede.

4.7 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo foram apresentados os resultados de simulações do sistema proposto, que era analisar três cargas diferentes com duas tarifas: monômica e binômica, com e sem geração distribuída de energia. Após serem simuladas as hipóteses de sistemas, há muitos dados para serem analisados. Um resumo dos dados mais relevantes para a Carga 1 é apresentado na Tabela 6, assim como para a Carga 2 na Tabela 7 e Tabela 8 para a Carga 3 Tabela 7.

Tabela 6 - Comparativo entre os resultados da análise das tarifas para a Carga 1

CARGA 1					
Tarifa	Sem geração distribuída		Com geração distribuída		Payback descontado
	VPL (R\$)	COE (R\$/kWh)	VPL (R\$)	COE (R\$/kWh)	
Convencional	15.931	0,840	10.686	0,654	9,72 anos
Binômica	13.316	0,637	12.311	0,688	n/a

Fonte: Autor (2020).

Tabela 7 - Comparativo entre os resultados da análise das tarifas para a Carga 2

CARGA 2					
Tarifa	Sem geração distribuída		Com geração distribuída		Payback descontado
	VPL (R\$)	COE (R\$/kWh)	VPL (R\$)	COE (R\$/kWh)	
Convencional	32.213	0,840	21.973	0,669	10,5 anos
Binômica	23.601	0,615	25.831	0,787	n/a

Fonte: Autor (2020).

Tabela 8 - Comparativo entre os resultados da análise das tarifas para a Carga 3

CARGA 3					
Tarifa	Sem geração distribuída		Com geração distribuída		Payback descontado
	VPL (R\$)	COE (R\$/kWh)	VPL (R\$)	COE (R\$/kWh)	
Convencional	36.924	0,840	29.289	0,664	8,42 anos
Binômia	28.594	0,650	30.617	0,695	n/a

Fonte: Autor (2020).

As análises com relação à tarifa convencional, levam a conclusão de que os sistemas com geração distribuída se adaptam bem, para os consumidores, a este sistema tarifário. Para as 3 cargas o sistema com GD foi mais vantajoso pois apresentou menores VPLs e custo médio de energia (COE).

Ao analisar os resultados referentes à tarifa binômia, para ambas cargas o sistema com e sem GD teve um comportamento muito parecido. Nas análises há pequenas variações nas cargas com e sem GD, pode-se concluir que o COE é menor para a carga sem GD, e o VPL é menor em cargas menores, com GD e vai invertendo a medida que aumenta a carga, passando a ser menor em cargas sem GD. O fato de as cargas ficarem “presas” ao custo fixo referente à demanda e também, os custos de implantação do sistema de geração, resultam com que os sistemas de geração distribuída não tenham o *payback* descontado no período de 20 anos ou próximos aos 20 anos. Vale ressaltar que na maioria dos casos, o COE da tarifa binômia não foi o mais baixo, concluindo que ela não seria a melhor opção, mas se trataria de uma conclusão precoce, visto que ao reduzir o valor da tarifa TE da tarifa binômia, que neste estudo fora adaptado do Grupo A por não existir ainda, todas cargas estudadas passariam a optar para a tarifa binômia.

5 CONCLUSÕES

Com objetivo de frear a perda de receita das distribuidoras de energia devido a resoluções normativas regulamentadas pela ANEEL, autorizando a conexão de micro e minigradores de energia ao longo da rede de distribuição acarretou em discussões sobre o atual modelo tarifário, confrontando princípios propostos pela legislação vigente.

A revisão da estrutura tarifária já se faz necessária visto que a estrutura vigente não está refletindo adequadamente os custos e as condições do sistema onde gera atrito entre distribuidoras de energia, que pressionam a ANEEL para frear a nova inserção de GD. Desta forma, este trabalho analisou os impactos causados por uma tarifa binômica à consumidores residenciais com e sem geração distribuída de energia.

A metodologia de cálculo de uma tarifa deve buscar os princípios de eficiência, equidade, justiça, equilíbrio financeiro, simplicidade e estabilidade, sinalizando aos consumidores a convicção de direção do mínimo custo e promovendo o uso racional da energia elétrica. Ao mesmo tempo é necessário garantir o equilíbrio econômico-financeiro da concessão para a prestação do serviço, de acordo com a qualidade exigida, assim como uma tarifa justa que possibilite a correta alocação dos custos ao consumidor, a modicidade tarifária. Embora o foco deste trabalho não tenha sido em calcular qual seria a tarifa binômica que seguisse todos estes princípios, as análises foram realizadas com base na tarifa existente do Grupo A.

A implantação da tarifa binômica traria alterações na receita das distribuidoras, com tendência a continuar diminuindo, enquanto os consumidores pagariam uma tarifa mais justa em relação a eficiência locativa de custos, ou seja, grandes consumidores pagariam mais pelo serviço do que os consumidores menores. Os riscos de as distribuidoras de energia perderem mercado ficariam menores, pois todos clientes pagariam por uma taxa fixa, resultando também em mais incentivos à programas de eficiência energética.

O maior desafio na implementação da tarifa binômica é a não existência de resoluções normativas quanto a custos da tarifa estudada, tornando os valores analisados para a tarifa em valores aproximados.

Para que o sistema de tarifa binômica possa ser implantado, deve-se haver alguma forma de medir a demanda de potência de cada unidade consumidora, o que acaba sendo um grande obstáculo na implantação deste modelo tarifário. O método utilizado neste trabalho foi o método do fator de carga, porém necessita-se do conhecimento da curva de carga da unidade consumidora.

Os impactos que a adesão ao modelo de tarifa binômia traria às unidades consumidoras com geração distribuída são significativos. Além dos custos de implantação do sistema de geração, a economia mensal em energia elétrica do cliente não seria tão grande, pois ainda deve pagar a parcela fixa relacionada à demanda. Possivelmente muitos clientes continuariam investindo em sistemas fotovoltaicos pois se trata de energia renovável, e com o consumo racional da energia (evitando os picos de demanda) o sistema acaba se tornando economicamente viável aos consumidores.

Embora a ANEEL já esteja analisando a implantação de tarifa binômia para consumidores de baixa tensão, alguns trabalhos futuros ficam abertos a fim de complementar o tema abordado neste trabalho.

5.1 TRABALHOS FUTUROS

Para futuras pesquisas sobre a implementação da tarifa binômia à consumidores residenciais, poderia ser analisado em um cenário com medidores inteligentes, onde a contratação da demanda pelo consumidor passa a ser a demanda real.

Como não há posicionamento da ANEEL sobre valores de cada parcela que compõe a tarifa binômia, seria necessária uma reavaliação deste estudo caso o valor divirja do proposto neste, pois qualquer alteração, as cargas estudadas alterariam o comportamento.

6 REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Resolução Homologatória nº 2.385, de 17 de abril de 2018. Homologa o resultado da quarta Revisão Tarifária Periódica – RTP da RGE SUL Distribuidora de Energia S/A. – RGE SUL, as Tarifas de Energia – TE e as Tarifas de Uso do sistema de Distribuição – TUSD, e dá outras providências. **Diário Oficial da União**. Poder Executivo, Brasília, DF, 19 abril. 2018.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Resolução Normativa Nº 414, de 9 de setembro de 2010. Estabelece as condições gerais de fornecimento de energia elétrica de forma atualizada e consolidada. **Diário Oficial da União**. Poder Executivo, Brasília, DF, 15 set. 2010.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Resolução Normativa Nº 418, de 23 de novembro de 2010. Retifica a Resolução normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010. **Diário Oficial da União**. Poder Executivo, Brasília, DF, 01 dez. 2010.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Resolução Normativa Nº 479, de 3 de abril de 2012. Altera a Resolução normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010, que estabelece as condições gerais de fornecimento de energia elétrica de forma atualizada e consolidada. **Diário Oficial da União**. Poder Executivo, Brasília, DF, 12 abril 2012.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Resolução Normativa Nº 482, de 17 de abril de 2012. Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências. **Diário Oficial da União**. Poder Executivo, Brasília, DF, 19 abril. 2012.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Resolução Normativa Nº 687, de 24 de novembro de 2015. Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e os módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST. **Diário Oficial da União**. Poder Executivo, Brasília, DF, 02 dez. 2015.

ANEEL. In: Agência Nacional de Energia Elétrica. **Nota Técnica Nº 0056/2017**. Disponível em:<

https://www.aneel.gov.br/documents/656827/15234696/Nota+T%C3%A9cnica_0056_PROJ+E%C3%87%C3%95ES+GD+2017/>. Acesso em: 10 nov. 2019.

ANEEL. In: Agência Nacional de Energia Elétrica. **Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 02/2018** – SGT/SEM/ANEEL. Acesso em: 17 out. 2019.

ANEEL. In: Agência Nacional de Energia Elétrica. **Como é composta a tarifa**. 04/02/2016. Disponível em: < http://www.aneel.gov.br/conteudo-educativo/-/asset_publisher/vE6ahPFxsWHt/content/composicao-da-tarifa/654800?inheritRedirect=false>. Acesso em: 11 out. 2019.

AZEVEDO, F. S. de. **Tarifa binômia para consumidores de baixa tensão no Brasil: impactos e análise crítica**. Orientador: Rodrigo Flora Calili. – 2018. Dissertação (Mestrado),

BIG. Banco de Informações de Geração. In: Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Disponível em: <www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>. Acesso em: 13 nov. 2019.

BITU, R. S.; BORN, P. H. **Tarifas de Energia: Aspectos conceituais e metodológicos.** 1. Ed. São Paulo: MM Editora Ltda, 1993. 173p.

BRAUN-GRABOLLE, P. **A interação de sistemas solares fotovoltaicos em larga escala no sistema elétrico de distribuição urbana.** Tese Doutorado, Florianópolis, SC, 2010.

CANADIAN. Canadian Solar. **Folha de dados: Maxpower CS6U-315|320|325|330P.** [S.I.] 2018.

CEPEL – CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA; CRESESB – CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO BRITO. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos.** Rio de Janeiro, RJ: Especial 2014.

CEPEL – CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA; CRESESB – CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO BRITO. **Tutorial de energia solar fotovoltaica.** Rio de Janeiro, RJ. 2008.

CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA FAZENDÁRIA - CONFAZ. Convênio ICMS 157, de 18 de dezembro 2015. Dispõe sobre a adesão dos Estados de Acre, Alagoas, Minas Gerais1, Rio de Janeiro, e Rio Grande do Sul ao Convênio ICMS 16/15, que autoriza a conceder isenção nas operações internas relativas à circulação de energia elétrica, sujeitas a faturamento sob o Sistema de Compensação de Energia Elétrica de que trata a Resolução Normativa nº 482, de 2012, da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. **Diário Oficial da União.** Poder Executivo, Brasília, DF, 22 dez. 2015.

ECYCLE. **Energia Solar: Estruturas de Suporte.** Disponível em <<https://www.ecycle.com.br/component/content/article/69-energia/3328-estrutura-suporte-termico-energia-fotovoltaica-captacao-kit-eletrica-eletricidade-vantagem-fonte-renovavel-limpa-meio-ambiente-eficiente-sustentavel-onde-comprar-custo-investimento-instalacao-telhado-residencia-casa-tracker-inclinacao-angulo.html>>. Acesso em 27 set. 2020.

ENERGISA. In: Energisa. **Composição da tarifa.** Disponível em: <<https://www.energisa.com.br/paginas/informacoes/sua-conta/composicao-tarifa.aspx>>. Acesso em 1 set. 2020.

EPE. In: Empresa de Pesquisa Energética; 2016. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2022.** Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Plano-Decenal-de-Expansao-de-Energia-2022>>. Acesso em 15 nov. 2019.

EPE. In: Empresa de Pesquisa Energética; 2020. **Balço Energético Nacional (BEN).** Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-479/topico-521/Relato%CC%81rio%20Si%CC%81ntese%20BEN%202020-ab%202019_Final.pdf>. Acesso em 27 set. 2020.

FGV. Fundação Getúlio Vargas. **Caderno de Recursos Energéticos Distribuídos**. ISSN2358-5277. Rio de Janeiro, 2016.

FUGIMOTO, S. K. A. **Universalização do Serviço de Energia Elétrica: Acesso e Uso Contínuo**. 2005. 264 f. Dissertação (mestrado) – USP, São Paulo, 2005.

INEE. In: Instituto Nacional de Eficiência Energética. **O que é geração distribuída**. Disponível em: <http://www.inee.org.br/forum_ger_distrib.asp>. Acesso em: 15 nov. 2019.

MACK SOLUÇÕES EM ENERGIA. Disponível em: <www.mack.eng.br>. Acesso em: 01 set. 2020.

MELO, M. F. de. **Sistema de Geração Distribuída de Energia Fotovoltaica Integrado a um Sistema de Iluminação Pública à base de LEDs**. 2014, 145 p. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2014.

MIT. Massachusetts Institute of Technology Energy Initiative. **Utility of The Future**. Massachusetts, 2016.

NEXOJORNAL. In: Nexojornal. **A trajetória das tarifas de energia nos últimos 14 anos**, 2017. Disponível em: <<https://www.nexojornal.com.br/grafico/2017/10/06/A-trajet%C3%B3ria-das-tarifas-de-energia-nos-%C3%BAltimos-14-anos>>. Acesso em 15 nov. 2019.

PESSOA, L. L. da S. **Impactos Provocados pelos Aumentos de Tensão em Redes Elétricas com Geração Distribuída**. 2016, 96 p. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2016.

PIRES, J. C. L.; PICCININI, M. S. **Modelo de regulação tarifária do setor elétrico**. Revista do BNDES, Rio de Janeiro, Junho de 1998.

PORTAL SOLAR. **Quanto custa para instalar Energia Solar**. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/quanto-custa-para-instalar-energia-solar.html>>. Acesso em 28 set. de 2020.

PORTOGENTE. **Polêmica envolve discussão de regras de microgeração de energia**. Disponível em <<https://portogente.com.br/noticias/transporte-logistica/106076-vantagens-do-biogas-para-a-geracao-eletrica>>. Acesso em 30 out. 2019.

PRODIST. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional**. In: Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/modulo-3>>. Acesso em: 3 mar. 2019.

RENOVIGI. Renovigi Energia Solar. **Folha de dados: Microinversor RENO 500 e Monitoramento RENO 201**. Chapeco 2018.

RGE SUL. In: **CPFL Energia**. Disponível em: <<https://www.rgesul.com.br/Paginas/default.aspx>>. Acesso em: 08 jul. 2020.

SECAP. Secretaria de Avaliação, Planejamento, Energia e Loteria. **Visão da SECAP sobre o setor de energia o caso da micro e minigeração distribuída.** 2019. Disponível em: <<https://www.gov.br/fazenda/pt-br/centrais-de-conteudos/publicacoes/analises-e-estudos/arquivos/2019/visao-da-secap-sobre-o-setor-de-energia-o-caso-da-micro-e-minigeracao-distribuida>>. Acesso em: 20 ago. 2020.

SUNLAB. In: Sunlab Power. **Suporte para painéis solares.** Disponível em: <http://www.sunlab.com.br/Suportes_Painel_solar_Sunlab1.htm>. Acesso em 10 jun. 2020.

ANEXO B – PREVISÃO DE DEMANDA POR HORA PARA A CARGA 2

A grid of 12 monthly data tables for months from January to December. Each table includes columns for month, kWh, FC*, Dmed, Dmax, Hora, DU, FS, P, and P(kW), with a final consumption (CONSUMO) row.

ANEXO C – PREVISÃO DE DEMANDA POR HORA PARA A CARGA 3

MÊS						JANEIRO		Dmed		0,49	
kWh						350		Dmax		1,32	
FC*						0,37		Dmax		1,32	
Hora	DU	FS	P ^a	P ^b	P (kW)	P (kW)	DU	FS	P ^a	P ^b	P (kW)
0	0,19	0,19	0,25	0,25							
1	0,19	0,19	0,25	0,25							
2	0,19	0,19	0,25	0,25							
3	0,17	0,17	0,22	0,22							
4	0,18	0,18	0,24	0,24							
5	0,16	0,16	0,21	0,21							
6	0,19	0,19	0,25	0,25							
7	0,30	0,35	0,40	0,46							
8	0,32	0,34	0,42	0,45							
9	0,28	0,40	0,37	0,53							
10	0,29	0,42	0,38	0,56							
11	0,23	0,37	0,30	0,49							
12	0,23	0,31	0,30	0,41							
13	0,24	0,39	0,32	0,52							
14	0,30	0,41	0,40	0,54							
15	0,32	0,40	0,42	0,53							
16	0,35	0,43	0,46	0,57							
17	0,50	0,55	0,66	0,73							
18	0,85	0,85	1,12	1,12							
19	1,00	1,00	1,32	1,32							
20	0,90	0,90	1,19	1,19							
21	0,51	0,51	0,67	0,67							
22	0,43	0,43	0,57	0,57							
23	0,24	0,24	0,32	0,32							
CONSUMO						350		350		350	

ANEXO D – PARÂMETROS UTILIZADOS NO SOFTWARE HOMER

Grid Inputs

File Edit Help

Click Add to add as many rates as necessary. Select a rate and click on the diagram to indicate when each rate applies.
Hold the pointer over an element or click Help for more information.

Rates | Emissions | Advanced | Forecasting

Scheduled rates
 Real time prices

Rate schedule

Step 1: Define and select a rate

Rate	Price (\$/kWh)	Sellback (\$/kWh)	Demand (\$/kW/mo)
Convencional	0.840	0.000	0.000

Add Remove Edit...

Step 2: Select a time period
All Week Weekdays Weekends

Step 3: Click on the chart to indicate when the selected rate applies.

Net metering
 Net purchases calculated monthly
 Net purchases calculated annually

Time of Day

00:00
04:00
08:00
12:00
16:00
20:00
24:00

Jan Feb Mar Apr May Jun Jul Aug Sep Oct Nov Dec

Help Cancel OK

Grid Inputs

File Edit Help

Click Add to add as many rates as necessary. Select a rate and click on the diagram to indicate when each rate applies.
Hold the pointer over an element or click Help for more information.

Rates | Emissions | Advanced | Forecasting

Scheduled rates
 Real time prices

Rate schedule

Step 1: Define and select a rate

Rate	Price (\$/kWh)	Sellback (\$/kWh)	Demand (\$/kW/mo)
Binômia	0.420	0.000	33.150

Add Remove Edit...

Step 2: Select a time period
All Week Weekdays Weekends

Step 3: Click on the chart to indicate when the selected rate applies.

Net metering
 Net purchases calculated monthly
 Net purchases calculated annually

Time of Day

00:00
04:00
08:00
12:00
16:00
20:00
24:00

Jan Feb Mar Apr May Jun Jul Aug Sep Oct Nov Dec

Help Cancel OK

Converter Inputs

File Edit Help



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

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

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

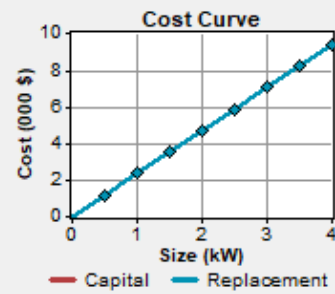
Costs

Size (kW)	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$/yr)
0.500	1175	1175	0

{.}	{.}	{.}
-----	-----	-----

Sizes to consider

- Size (kW) ▲
- 0.500
- 1.000
- 1.500
- 2.000
- 2.500
- 3.000
- 3.500 ▼



Inverter inputs

Lifetime (years) {.}

Efficiency (%) {.}

Inverter can operate simultaneously with an AC generator

Rectifier inputs

Capacity relative to inverter (%) {.}

Efficiency (%) {.}

Help

Cancel

OK

PV Inputs

File Edit Help



Enter at least one size and capital cost value in the Costs table. Include all costs associated with the PV (photovoltaic) system, including modules, mounting hardware, and installation. As it searches for the optimal system, HOMER considers each PV array capacity in the Sizes to Consider table.

Note that by default, HOMER sets the slope value equal to the latitude from the Solar Resource Inputs window.

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

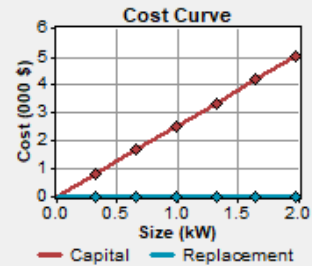
Costs

Size (kW)	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$/yr)
0.330	835	0	50

{.} {.} {.}

Sizes to consider

- Size (kW) ▲
- 0.000
- 0.330
- 0.660
- 0.990
- 1.320
- 1.650
- 1.980 ▼



Properties

Output current AC DC

Lifetime (years) {.}

Derating factor (%) {.}

Slope (degrees) {.}

Azimuth (degrees W of S) {.}

Ground reflectance (%) {.}

Advanced

Tracking system

Consider effect of temperature

Temperature coeff. of power (%/°C) {.}

Nominal operating cell temp. (°C) {.}

Efficiency at std. test conditions (%) {.}

Help Cancel OK

Solar Resource Inputs

File Edit Help



HOMER uses the solar resource inputs to calculate the PV array power for each hour of the year. Enter the latitude, and either an average daily radiation value or an average clearness index for each month. HOMER uses the latitude value to calculate the average daily radiation from the clearness index and vice-versa.

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

Location

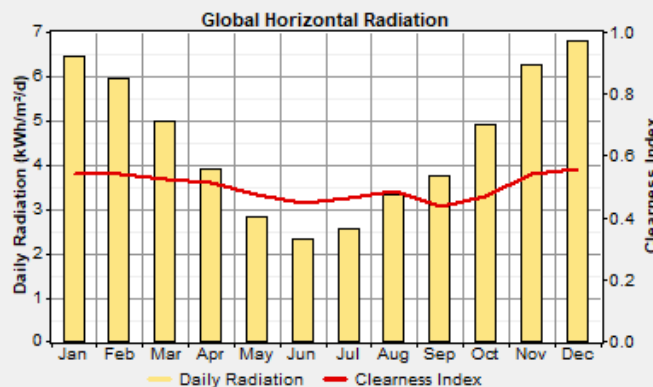
Latitude ° ' North South Time zone

Longitude ° ' East West

Data source: Enter monthly averages Import time series data file

Baseline data

Month	Clearness Index	Daily Radiation (kWh/m ² /d)
January	0.541	6.460
February	0.541	5.960
March	0.526	4.970
April	0.515	3.890
May	0.472	2.810
June	0.449	2.330
July	0.464	2.560
August	0.486	3.320
September	0.435	3.770
October	0.472	4.930
November	0.539	6.280
December	0.560	6.810
Average:	0.508	4.500



Scaled annual average (kWh/m²/d) {.}

Plot... Export... Help Cancel OK

Temperature Inputs

File Edit Help



HOMER uses ambient temperature data to calculate the power produced by the PV array in each time step. For calculations, HOMER uses scaled data: baseline data scaled up or down to the scaled annual average value.

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

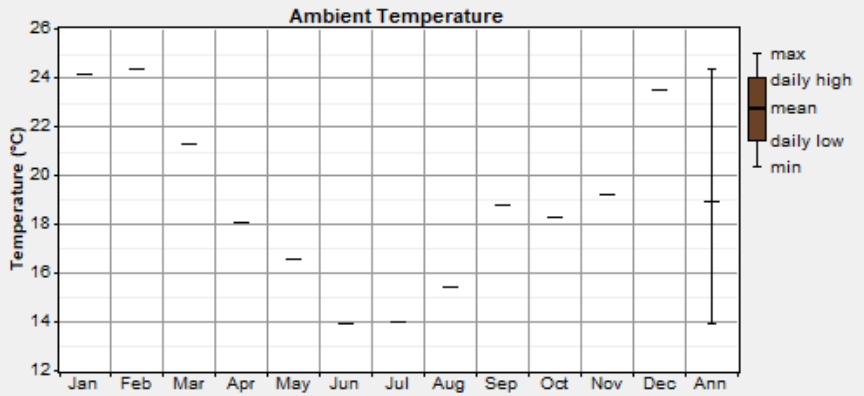
Data source: Enter monthly averages Import time series data file

Import File...

Baseline data

Month	Temperature (°C)
January	24.1
February	24.4
March	21.3
April	18.1
May	16.6
June	13.9
July	14.0
August	15.4
September	18.8
October	18.3
November	19.2
December	23.5

Annual average: 18.9



Scaled annual average (°C) (.)

Plot..

Export..

Help

Cancel

OK