

Metodologia para Análise da Tarifa Binômia para Consumidores Residenciais Considerando Microgeração Distribuída

Zancan D. N.* Bernardon D. P.** Jantsch, L. A.***

*Acadêmico de Pós-Graduação do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Maria, PPGEE-UFSM, Santa Maria, Rio Grande do Sul, BR.

Brasil (Tel: 55 98461-0563; e-mail: diogonardizancan@gmail.com).

**Orientador e Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Maria, PPGEE-UFSM, Santa Maria, Rio Grande do Sul, BR. (e-mail: dpbernardon@ufsm.br)

***Engenheiro Eletricista, Santa Maria, Rio Grande do Sul, BR (e-mail: lucas.jantsch.sr@gmail.com)

Abstract: The continuous increase in the consumption of electric energy in the country and the imminent energy crisis experienced, the concessionaires were obliged to resort to energy sources with high costs, passing this amount on to customers. Concerned about the instability of the energy sector, many consumers have been looking for energy alternatives to reduce economic impacts. Distributed microgeneration is a relatively simple alternative and has been widely used by residential consumers. The model known as net metering, used to regulate microgeneration systems in the country, 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 differentiated tariff called binomial tariff to microgenerators, in order to cover the fixed costs of distributors referring to these units added to the cost of demand. Given the current scenario and the imminent need to reassess the tariff system due to the new technologies deployed in this article, a methodology will be analyzed in which the consumer can see to what extent it is positive to implement a binomial tariff for his home, fans or not adept at the microgeneration energy system.

Resumo: O aumento contínuo do consumo de energia elétrica no país e a eminente crise energética vivida, as concessionárias foram obrigadas a recorrer às fontes de energia com custos elevados, repassando este valor aos clientes. Preocupados com a instabilidade do setor de energia, muitos consumidores vêm procurando alternativas energéticas para reduzir os impactos econômicos. A microgeração distribuída é uma alternativa relativamente simples e vem sendo amplamente utilizada por consumidores residenciais. O modelo conhecido como net metering, utilizado para regular os sistemas de microgeração de energia no país, em conjunto com o sistema de tarifa monômia, 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 tarifa binômia aos microgeradores, de forma a cobrir os custos fixos das distribuidoras referentes a essas unidades agregado ao custo da demanda. Dado o cenário atual e a eminente necessidade de reavaliação do sistema tarifário devido as novas tecnologias implantadas neste, no presente artigo será analisado uma metodologia em que o consumidor possa visualizar até que ponto é positivo a implantação de uma tarifa binômia para sua residência, adeptos ou não adeptos ao sistema de microgeração de energia.

Keywords: Microgeneration; distribution; binomial fare; electricity; distributed generation.

Palavras-chaves: Microgeração; distribuição; tarifa binômia; energia elétrica; geração distribuída.

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, os setores elétricos 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 (BRAUM-GRABOLLE P. 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 (BRAUM-GRABOLLE P. 2010).

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 viesse a operar nos limites de geração do país (G1 2019).

A grande necessidade de inserir geração alternativa no sistema auxiliou alterações na legislação permitindo que microgeradores pudessem operar junto a distribuição (PRODIST 2017).

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

2. 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.

2.1 Tarifas vigentes Grupo B

O texto da REN N° 479/2012 diz que, para o grupo B, o faturamento é feito considerando apenas o consumo (kWh) num determinado intervalo de tempo, apresentando duas modalidades tarifárias: convencional monômnia e horária branca. A modalidade convencional monômnia 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 os modelos tarifários baseados em horários, deve-se conhecer os postos horários, que se dividem em: 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 de 1 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:

- **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\$ 15,00 para cada MWh consumido
- **Bandeira Vermelha Patamar 1:** Condições custosas de geração de energia. Acréscimo de R\$ 40,00 para cada MWh consumido.
- **Bandeira Vermelha Patamar 2:** Condições ainda mais custosas de geração de energia. Acréscimo de R\$ 60,00 para cada MWh consumido.

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.

2.2 Tarifas em análise - Binômnia

Novo formato de tarifação está em análise na ANEEL, a Nota Técnica n° 46/2018-SGT/ANEEL, que compôs a Consulta Pública n° 002/2018, há um levantamento do estado da arte nacional e internacional, resumidamente, o mapa a da Figura 1 (Azul – Binômnia; Laranja – Monômnia) 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 estamos discutindo a migração de um modelo monômio para multipartes e da Nigéria, em que está sendo adotado o caminho inverso, de multipartes para monômnia.

Seguindo na linha da alteração tarifária, a ANEEL propôs seis alternativas para o novo formato de tarifação, analisando as mesmas em relação a atual vigente no país, conforme Tabela 1.



Fig. 1 Estrutura tarifária nos países estudados.

Tabela 1. Alternativas da Tarifa Binômnia

Alternativa	Nome	Descrição
-------------	------	-----------

Alternativa 0	Atual	Condição vigente, utilizada como parâmetro de comparação
Alternativa 1	Franquia Mínima	Definição de novos valores para consumo mínimo
Alternativa 2	Custo Comercial	Taxa comercial, indiferente do consumidor.
Alternativa 3	Custo fixo	Taxa de disponibilidade mais comerciais, indiferente do consumidor
Alternativa 4	Custo fixo diferenciado	Tarifa fixa por faixas de consumo
Alternativa 5	Demanda	Tarifa R\$/kW para disponibilidade
Alternativa 6	Qualidade	Tarifa de acordo com a qualidade

A alternativa a ser analisada neste artigo será a Alternativa 5, onde a tarifa é constituída da parte comercial somado a parte da demanda consumida.

2.3 Geração Distribuída (GD)

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 eles 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 (2019) 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.

2.4 Microgeração

Conforme disposto na regulamentação, a microgeração distribuída consiste 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.

A REN nº 687/2015 define microgeração como 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;

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 sistema net metering, o consumidor-gerador de energia elétrica paga em sua conta de energia apenas o custo de disponibilidade e a diferença entre o seu consumo e a geração. O custo de disponibilidade trata-se de um valor mínimo cobrado pela companhia de energia para disponibilizar a rede elétrica para o consumidor, mesmo que se tenha gerado mais energia do que consumido. Conforme REN Nº 414/2010 Artigo 98, os valores mínimos faturáveis referentes ao custo de disponibilidade do sistema elétrico, aplicáveis ao consumo mensal de unidades consumidoras de baixa tensão (BT), classe B1 são os seguintes: 30 kWh/mês para clientes monofásicos; 50 kWh/mês para clientes bifásicos; e 100 kWh/mês para consumidores trifásicos.

2.5 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, neste estudo não será abordado minigeração,

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 2017).

3. ESTUDO MATEMÁTICO DA MODALIDADE DE TARIFAÇÃO BINÔMIA

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 horo sazonal (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 (1):

$$P_{consumo} = \text{Tarifa}_{consumo} (\text{R\$/kWh}) \times \text{Consumo} (\text{kWh}) \quad (1)$$

A parcela de demanda é calculada multiplicando-se a tarifa de demanda pela demanda contratada, conforme (2).

$$P_{demanda} = \text{Tarifa}_{demanda} (\text{R\$/kW}) \times \text{Demanda}_{Contratada} (\text{kW}) \quad (2)$$

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, conforme (3).

$$\text{Valor}_{binomia} = P_{Consumo} + P_{Demanda} \quad (3)$$

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 2. 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 monômica, valor este que também fica abaixo da parcela fora ponta da tarifa branca. Além disso, as unidades consumidoras com geração distribuída terão como custo de disponibilidade o valor de demanda contratada junto à distribuidora de energia elétrica

Tabela 2. Composição dos 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	33,15
Consumo	-	0,14841	0,19160	0,82 PIS 3,81 COFINS	0,42

Fonte: Adaptado de (ANEEL 2018)

4. ANÁLISE DE CASO

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. Será levada em consideração uma unidade consumidora de padrão popular brasileira, residencial, monofásica, 2 pessoas.

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.

Um método para estimar a curva de carga e conseqüentemente a demanda de potência é através do fator de carga (FC). Segundo a REN nº 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, conforme (4).

$$FC = \frac{D_{med}}{D_{max}} \quad (4)$$

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 por (5).

$$D_{med} = \frac{\text{Consumo} (\text{kWh})}{30 \times 24 \text{h}} \quad (5)$$

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.

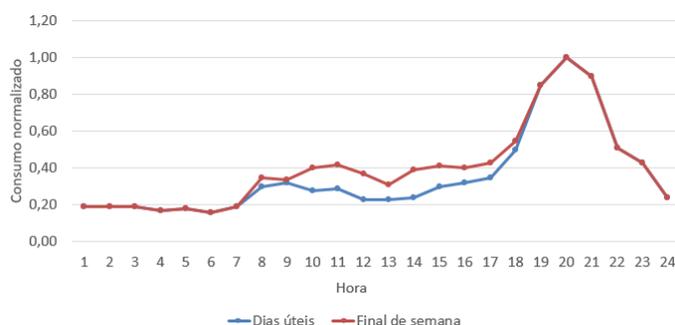


Fig. 2 Curva horária de carga

Analisando a curva de carga, 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 3 traz 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 140 kWh/mês. Acrescenta-se que a carga instalada da unidade consumidora é de 12 kW.

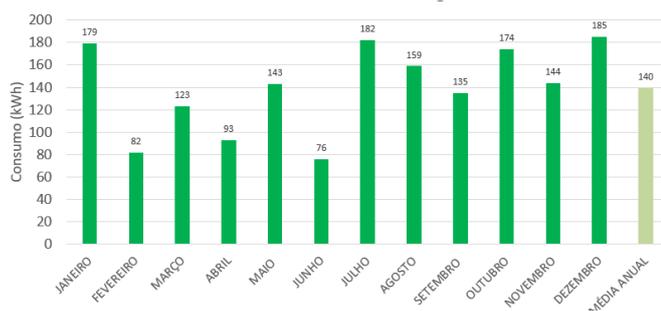


Fig. 3 Histórico de consumo dos últimos 12 meses

A partir da curva de carga normalizada e o consumo mensal, obteve-se as demandas de potência para cada horário e cada mês, podendo assim analisar qual foi a maior demanda exigida nos últimos meses. Chegou-se ao valor de demanda máxima no último ano de 0,67 kW, no mês de dezembro, valor esse importante para definir o valor de demanda que será contratado na análise para tarifa binômia.

5. RESULTADOS

5.1 Estudo de caso: Tarifa binômia sem Geração Distribuída

Para simular o sistema com a tarifa binômia sendo o modelo tarifário para a carga estudada, 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 mensais do consumidor, chegou-se que o mês de dezembro exige uma demanda máxima de 0,67 kW, sendo a maior demanda não analisado. Desta forma, será considerado que uma demanda de 0,8 kW foi contratada junto à concessionária de energia elétrica.

O custo de operação anual da carga com modelo de tarifa binômia seria de R\$ 1.099,00, sendo este custo composto por aproximadamente 36% de custo fixo com a demanda

contratada e 64% com custos variáveis de energia consumida. Analisando com o software HOMER Energy, o valor presente líquido total foi de R\$ 12.611,00 enquanto o custo da energia foi de R\$ 0,656 /kWh.

5.2 Estudo de Caso: Tarifa binômia com Geração Distribuída

Visto anteriormente que a demanda contratada é de 0.8 kW para a carga, basta dimensionar qual seria o sistema fotovoltaico mais apropriado para este caso. Seguindo as análises para chegar ao caso próximo ao ideal para o consumidor 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, dentro dos padrões estabelecidos pela RES482.

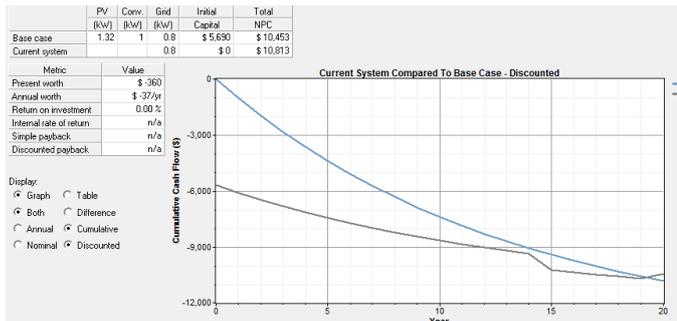
O custo de operação anual do consumidor com modelo de tarifa binômia com GD seria de R\$ 485,00. Analisando a Figura 4, vê-se que o sistema necessita de 110 kW da rede. O valor presente líquido (VPL) total foi de R\$ 10.453,00 enquanto o preço da energia foi de R\$ 0,635 /kWh.

Month	Energy Purchased	Energy Sold	Net Purchases	Peak Demand	Energy Charge	Demand Charge
	(kWh)	(kWh)	(kWh)	(kW)	(\$)	(\$)
Jan	125	109	16	1	0	33
Feb	53	123	-70	1	0	33
Mar	84	113	-28	1	0	33
Apr	65	101	-36	1	0	33
May	108	65	43	1	0	33
Jun	56	68	-12	1	0	33
Jul	147	50	97	1	0	33
Aug	122	73	49	1	0	33
Sep	103	77	27	1	0	33
Oct	124	90	34	1	0	33
Nov	97	117	-20	1	0	33
Dec	126	116	11	1	0	33
Annual	1,212	1,102	110	1	46	398

PV (kW)	Conv. (kW)	Grid (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.
1.32	1	0.8	\$ 5,690	485	\$ 10,453	0.635	0.60

Fig. 4 Simulação de Geração Distribuída para a carga estudada

A comparação entre os sistemas com e sem GD para o consumidor estudado, considerando a tarifa binômia, pode ser vista na Figura 5. Ao comparar os valores da tarifa de energia 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 vantajoso financeiramente, porém não muito atrativo, pois a atratividade não ultrapassaria dos 7 anos, no caso em análise, o investimento descontado aconteceria dentro do horizonte dos 20 anos, aproximadamente em 19 anos. O investimento necessário, se a unidade consumidora fosse optar por sistema de geração fotovoltaica, seria de R\$ 5.690,00, nesse valor estaria os painéis solares, inversor, fixação de painéis, parafusos e mão de obra.



— Current system
— Base case

Fig. 5 Tarifa binômica: Comparativo entre sistema com e sem GD

6. CONCLUSÕES

Ao analisar os resultados referentes à tarifa binômica, para ambas cargas o sistema com e sem GD teve um comportamento muito parecido. Nas análises, o sistema sem GD apresenta maior VPL e Tarifa de energia, mesmo que a diferença seja pouca. 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 atrasem o payback descontado aproximando dos 20 anos. Vale ressaltar que na maioria dos casos, o custo da energia da tarifa binômica foi o mais baixo, o que resulta em menor custo pago pelo consumidor.

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 problema na implantação deste modelo tarifário. O método com melhor resultado seria a troca de medidores dos clientes, porém o alto custo dos equipamentos inviabiliza esta opção. A demanda também poderia ser calculada a partir da dimensão do disjuntor de entrada dos consumidores, porém a falta de padrão por parte das concessionárias e a facilidade de fraudes comprometeriam os resultados. O método proposto neste trabalho foi o método do fator de carga, porém necessita-se do conhecimento da curva de carga da unidade consumidora.

AGRADECIMENTOS

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES/PROEX) - Código de Financiamento 001.

A Universidade Federal de Santa Maria por apoiar o desenvolvimento da pesquisa através do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica.

REFERÊNCIAS

- ANEEL (2010). Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa nº 414, 9 setembro de 2010. Diário Oficial da União. Poder Executivo, Brasília, DF, Brasil.
- ANEEL (2010). Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa nº 418, 23 novembro de 2010. Diário Oficial da União. Poder Executivo, Brasília, DF, Brasil.

- ANEEL (2012). Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa nº 482, 17 abril de 2012. Diário Oficial da União. Poder Executivo, Brasília, DF, Brasil.
- ANEEL (2017). Agência Nacional de Energia Elétrica. Nota Técnica Nº 0056/2017. Poder Executivo, Brasília, DF, Brasil.
- ANEEL (2018). Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Homologatória nº 2.385, 17 abril de 2018. Diário Oficial da União. Poder Executivo, Brasília, DF, Brasil.
- BRAUM-GRABOLLE, P. (2010). A Integração de sistemas solares fotovoltaicos em larga escala no sistema elétrico de distribuição urbana, Tese Doutorado. Florianópolis, SC, Brasil.
- G1 (2019). Economia. Nível de água em hidrelétricas de Sudeste e Centro-Oeste fica abaixo da média pelo 5º ano consecutivo. Brasil.
- INEE (2019). Instituto Nacional de eficiência Energética. O que é Geração Distribuída. Brasília, DF, Brasil.
- PORTOGENTE (2019). Polêmica envolve discussão de regras de Microgeração de energia. Brasil.
- PRODIST (2017). Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional, ANEEL. Brasília, DF, Brasil.