

Metodologia para Avaliação da Implementação da Tarifa Branca e da Geração Distribuída pelos Consumidores Rurais de Baixa Tensão

Valéria Braida*. Laura Lisiane Callai dos Santos**. Felix Alberto Farret***

*Mestra em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Santa Maria, Brasil
(e-mail: valeria_braida@hotmail.com).

**Doutora em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Santa Maria, Brasil
(e-mail: laura.callai.santos@gmail.com).

***PhD em Engenharia Elétrica pela Universidade de Londres
(e-mail: fafarret@gmail.com).

Abstract: Low Voltage (LV) consumers are considered the main cause of loading the electrical systems during peak hours so increasing the expansion costs of the distribution system. To stimulate the efficient use of electricity, the National Electric Energy Agency (ANEEL) established a new tariff modality for low voltage consumers, known as White Tariff, effective since January 2018. The White Tariff is an hourly rate with three different time schedules throughout a day. In addition to this new tariff modality, ANEEL established the conditions for access to distributed micro-generation and mini-generation since 2012 through the Normative Resolution (RN) No. 482 and No. 687 as a way to encourage the inclusion of Distributed Generation (DG) for Low Voltage consumers. In this sense, this article aims to present a methodology to analyze the implementation of the white tariff for photovoltaic and biomass DG by rural LV consumers. The methodology consists of carrying out simulations using the Hybrid Optimization Model for Electric Renewables (HOMER) software including combinations that consider energy tariffs from different local utilities, load profiles of rural consumers in different consumption ranges, natural resources and distributed generation technologies. The conclusion is that results through simulations were more satisfactory for the white tariff together with the DG biomass for the consumption within the ranges from 501 to 1000 kWh and 1001 to 5000 kWh.

Resumo: Os consumidores em Baixa Tensão (BT) são considerados os maiores causadores do carregamento do sistema elétrico no horário de ponta, acarretando custos na expansão dos sistemas de distribuição. Buscando estimular o uso eficiente da energia elétrica, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) estabeleceu uma nova modalidade tarifária para os consumidores em BT, a chamada tarifa branca, em vigor desde janeiro de 2018. A tarifa branca é uma tarifa horária com três postos tarifários diferentes ao longo do dia que buscam incentivar a redução do consumo de energia elétrica no horário de ponta por parte dos consumidores. Além dessa nova modalidade tarifária, a ANEEL estabeleceu as condições para o acesso a microgeração e minigeração distribuída desde 2012, por meio das Resoluções Normativas (RN) nº 482 e nº 687, buscando incentivar a inserção de Geração Distribuída (GD) em consumidores de BT. Neste sentido, este artigo tem como objetivo apresentar uma metodologia para analisar a implementação da tarifa branca e da GD fotovoltaica e/ou biomassa pelos consumidores rurais de BT. A metodologia consiste na realização de simulações com o *software Hybrid Optimization Model for Electric Renewables* (HOMER), com combinações que consideram a aplicação de tarifas de energia de diferentes concessionárias locais, perfis de carga dos consumidores rurais em diferentes faixas de consumo, recursos naturais e as tecnologias de GD. Os resultados obtidos através das simulações mostraram-se mais satisfatórios para a tarifa branca em conjunto com a GD de biomassa para as faixas de consumo de 501 a 1000 kWh e 1001 a 5000 kWh.

Keywords: Rural Consumers; White Tariff; Distributed Generation; Photovoltaic; Biomass.

Palavras-chaves: Consumidores Rurais; Tarifa Branca; Geração Distribuída; Fotovoltaica; Biomassa.

1. INTRODUÇÃO

Nos últimos dezessete anos (ANEEL, 2008) ocorreram muitas mudanças no comportamento dos consumidores de energia elétrica. Tais mudanças são decorrência da implantação de novas variedades dos equipamentos elétricos

no mercado. No Brasil, um exemplo disto são os aparelhos de climatização que hoje são encontrados com facilidade em residências e empresas de todo país, mas que em alguns anos atrás não eram utilizados com tanta frequência (Hammarstron et al. 2018).

Essa inserção de tecnologias que demandam grande quantidade de energia elétrica ocasiona uma modificação na curva de carga do sistema elétrico contribuindo para o aumento da demanda energética. Contudo, esse aumento da demanda resulta na necessidade de maior geração de energia e investimentos na ampliação do sistema elétrico de potência, de modo a evitar a sobrecarga nas linhas de transmissão e distribuição (Hammarstron et al. 2018).

Com o propósito de adiar os investimentos em expansão do sistema de distribuição são utilizadas as estratégias de Gerenciamento pelo Lado da Demanda (GLD) que consistem no planejamento, implementação e monitoramento de ações que visem a economia e o uso racional de energia pelos consumidores, através de alterações em suas respectivas curvas de carga geradas pela mudança em seus hábitos de consumo (Magalhães et al. 2015).

Dentre as técnicas de GLD usadas até então destacam-se a conservação estratégica, o crescimento estratégico de carga, a curva de carga flexível, o deslocamento de carga, o preenchimento de vales e a redução do pico (Magalhães et al. 2015).

Para implementação da metodologia da tarifa branca e da geração distribuída pelos consumidores rurais de baixa tensão foi escolhida a técnica da mudança de carga. Esta técnica foi escolhida por ser uma das formas mais clássicas de gerenciamento de carga e consiste no seu deslocamento do horário de pico para o horário fora do pico. Desse modo, essa técnica combina os efeitos do corte da ponta e do preenchimento de vales (Cunha et al. 2016).

De acordo com Cunha et al. (2016), o gerenciamento das cargas através da técnica de deslocamento de carga é aplicado em tarifas horárias, ou seja, tarifas que variam conforme o dia e o horário de consumo. Esta estratégia baseia-se na adoção de tarifas mais elevadas em horários de pico e mais baixas para períodos fora de pico.

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) possui resoluções normativas que incentivam a aplicação de tarifas horárias para estimular o uso eficiente da energia elétrica pelos consumidores em períodos de maior carregamento do sistema elétrico, como é o caso da tarifa branca, em vigor desde janeiro de 2018 para consumidores de Baixa Tensão (BT). A tarifa branca é uma tarifa horária com três postos tarifários diferentes ao longo do dia.

Além dessa nova modalidade tarifária, a ANEEL estabeleceu as condições para o acesso a micro e minigeração distribuída desde 2012, por meio da Resolução Normativa (RN) nº 482, buscando incentivar a inserção de Geração Distribuída (GD) por consumidores de BT. Em 2015, a RN nº 482 foi alterada pela RN nº 687, a qual reclassificou a potência instalada na microgeração e minigeração distribuída e estendeu o prazo para a compensação de energia (ANEEL, 2015a).

Neste contexto, a proposta deste artigo tem como foco uma metodologia para avaliar os efeitos da adesão à tarifa branca para consumidores rurais utilizando em conjunto sistemas de geração de energia fotovoltaica e/ou biomassa (biogás). Através dessa metodologia, espera-se obter um panorama do

impacto financeiro que o sistema de tarifação implantado pela ANEEL, tarifa branca, irá trazer frente à tarifação convencional para os consumidores rurais. Além disto, visa também estabelecer a viabilidade deste consumidor ao aderir às fontes renováveis de energia.

Para a realização da metodologia prevista foram coletadas amostras de curvas de carga para cada faixa de consumo e as tarifas de energia vigentes nas áreas de concessão utilizadas. De posse destas informações foi feita a configuração do sistema no *software* Homer. Neste *software* foi possível realizar simulações que auxiliaram na análise econômica e tomada de decisão quanto a adesão ou não do consumidor rural à tarifa branca em conjunto com a GD.

2. TARIFA CONVENCIONAL E TARIFA BRANCA

Na unidade consumidoras de BT, conhecida também por Grupo B, estão enquadrados os consumidores residenciais, rurais e pequenos estabelecimentos comerciais e industriais. Esse grupo de consumidores é caracterizado pelas tarifas convencional e branca (ANEEL, 2010a). De forma geral, a tarifa convencional se caracteriza por um único valor de tarifa cobrado pelo consumo da energia elétrica que independe das horas de utilização do dia. Diferentemente da tarifa convencional, a tarifa branca é um modelo de precificação pelo Tempo de Uso (TOU), composta por três postos tarifários definidos como: ponta, intermediário e fora ponta (ANEEL, 2010a).

Aprovada pela ANEEL em 2011, a tarifa branca só entrou em vigor a partir de 2018. Seu objetivo é estimular a gestão do consumo de energia elétrica pelo consumidor para horários fora da ponta quando o carregamento do sistema de distribuição é menor, otimizando assim o uso da rede de distribuição e minimizando a necessidade de expansão da rede e de investimentos pela distribuidora, o que refletirá em tarifas mais baixas (Bueno et al. 2013; Ferreira et al. 2015).

A tarifa branca é uma modalidade de caráter opcional para todos os consumidores do Grupo B, exceto a classe residencial de baixa renda e a classe de iluminação pública (ANEEL, 2015b), as quais não podem aderir a tarifa branca. Na Fig. 1 mostra-se um comparativo entre os valores em porcentagem da tarifa convencional e da branca para dias úteis.

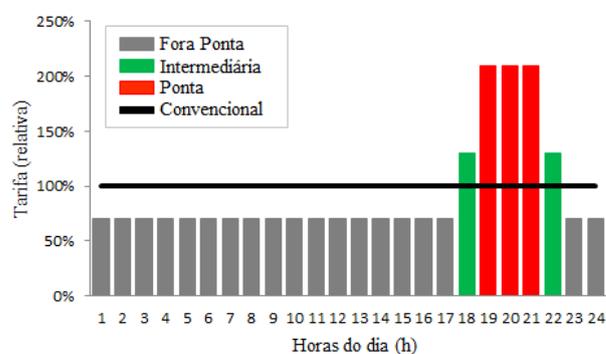


Fig. 1 Comparação entre a tarifa branca e a convencional para dias úteis (ANEEL, 2015b).

O posto tarifário ponta é o período composto por três horas consecutivas que são definidas pela maior demanda da curva de carga de cada distribuidora. O intermediário corresponde ao período de duas horas, sendo uma hora imediatamente anterior e outra posterior a ponta. O posto tarifário fora ponta corresponde às horas que não coincidem com os postos intermediários e a ponta do sistema. Aos finais de semana e feriados é considerado apenas o período fora de ponta para tarifação (ANEEL, 2010a).

Nas Fig. 1 é possível visualizar-se que a tarifa convencional mantém o valor da tarifa constante ao longo do dia, enquanto a tarifa branca possui, na maior parte do dia, um valor de tarifa menor que o valor da tarifa convencional. Contudo, a tarifa branca possui dois períodos (ponta e intermediário) nos quais a tarifa de energia fica mais cara que o valor da convencional. Dessa forma, a tarifa branca será mais vantajosa para os consumidores que conseguirem modificar seus hábitos de consumo, concentrando o uso da energia elétrica nos períodos em que esta é mais barata (fora ponta).

Além da tarifa branca que incentiva o consumidor a gerenciar seus hábitos de consumo, outra opção atrativa para o consumidor é poder gerar sua própria energia através da inserção da GD.

3. GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Nos últimos anos, o Sistema Elétrico de Potência (SEP) brasileiro vem passando por um processo de modernização para se adaptar as atuais inovações tecnológicas. A energia elétrica que antes circulava em sentido unilateral, ou seja, da fonte para as cargas, agora passa a circular de forma bidirecional. Dessa forma, surgem questões como fontes renováveis e geração distribuída, aumento do preço da energia, o advento das *smart grids* e os veículos elétricos que são fatores que modificam o atual paradigma caracterizado pela geração centralizada. O foco dessa inovação reflete principalmente na modernização das atuais redes de distribuição, criando condições para um modelo de geração descentralizado que permite a produção de energia junto ou próxima aos consumidores, incidindo sobre a tarifa, a demanda e a qualidade da energia (Bradley et al. 2013).

Atualmente, a GD de pequeno porte mais utilizada no Brasil é a microgeração fotovoltaica (EPE, 2019). A biomassa usada para a geração de energia vem apresentando grande destaque nos últimos anos, principalmente por reaproveitar a matéria orgânica disponível na natureza ou produzida em locais específicos e por o Brasil ser um dos maiores produtores dela. Um exemplo disso são os dejetos de bovinos para a produção do biogás. A utilização de bovinos de leite como fonte de renda tem sido cada vez mais explorada por consumidores rurais, pois os dejetos que antes eram vistos somente como poluidores do meio ambiente, hoje podem ser tratados em biodigestores e utilizados para geração de energia elétrica e como biofertilizante (Walker, 2009). A Fig. 2 apresenta a participação das fontes renováveis na micro e na minigeração distribuída em 2018.

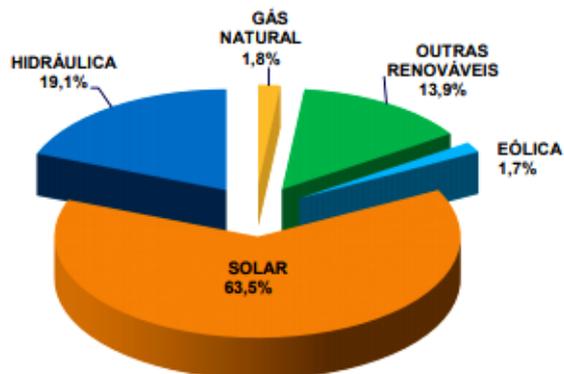


Fig. 2 Participação de cada fonte na geração distribuída em 2018 (EPE, 2019).

De acordo com a Fig. 2, a participação da energia solar na geração distribuída no ano de 2018 predominou, totalizando 63,5% enquanto a biomassa atingiu a marca de 13,9% e inclui o biogás proveniente dos resíduos agrícolas e urbanos, casca de arroz, gás de alto-forno e resíduos florestais (EPE, 2019).

3.1 Energia Solar Fotovoltaica

Em um sistema fotovoltaico, o painel é responsável por captar a radiação solar e transformá-la em corrente elétrica contínua (CC). A partir dessa transformação, a corrente contínua é convertida para corrente alternada (CA) pelo inversor para ser injetada na rede elétrica (Faria, 2017).

Há três formas de instalação de um sistema de energia fotovoltaica. O sistema conectado à rede, chamado também de on-grid, é caracterizado por estar conectado a rede pública de energia elétrica (Tonin, 2017). O sistema off-grid que é caracterizado por não estar conectado à rede (Tonin, 2017). E o mais recente, o sistema híbrido que se caracteriza pela capacidade de armazenar a energia em baterias, atuando como um sistema de geração solar on-grid juntamente com um sistema de armazenamento da energia off-grid (Solien, 2020). A Fig. 3 apresenta um sistema fotovoltaico híbrido.

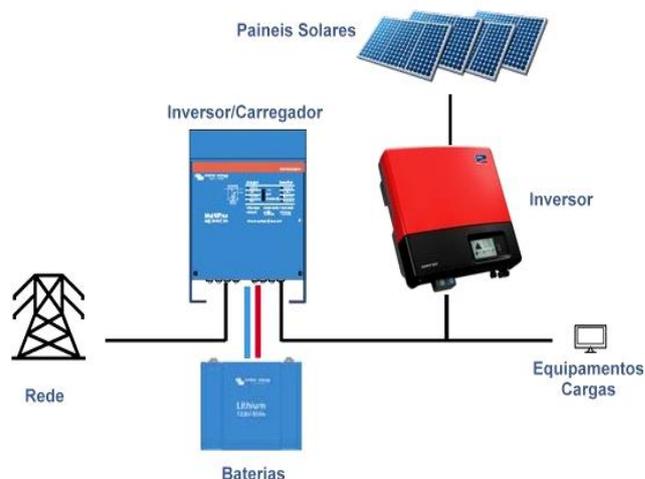


Fig. 3 Representação de um sistema fotovoltaico híbrido. (Portal Energia, 2020).

Os sistemas solares híbridos proporcionam como vantagem economia e maior confiabilidade para o consumidor, uma vez que continuam em funcionamento durante quedas de energia, por exemplo. Apesar disso, é importante ressaltar que não se deve confundir os novos sistemas híbridos com modelos híbridos mais antigos que utilizavam em conjunto a energia fotovoltaica e a eólica (Soliens, 2020).

3.2 Energia da Biomassa

Todos os materiais que têm a propriedade de se decompor pela ação de diferentes tipos de bactérias são considerados biomassa. A biomassa decomposta pela ação de bactérias metanogênicas produz o biogás. Esse processo de decomposição depende de diversos fatores como temperatura, relação carbono/nitrogênio, nível de pH e a qualidade de cada uma. São classificados como biomassa os dejetos de animais, restos culturais, aguapé, resíduos industriais, lixo urbano e algas marinhas (Farret, 2014).

Para Walker (2009) a grande vantagem da biomassa são suas variadas formas de utilização, desde a produção de energia elétrica até a utilização como combustível, nas formas de gases, líquidos ou sólidos.

3.2.1 Geração de Eletricidade Usando o Biogás

O biogás é uma mistura de gases e resulta da fermentação anaeróbia de matérias orgânicas, denominadas de biomassa. O processo para formação do biogás ocorre dentro de biodigestores (Farret, 2014). Sua produção de energia elétrica é realizada através de geradores acionados por motores de combustão. Por meio desse processo ocorre a conversão da energia química do gás em energia mecânica que ativa o gerador de energia elétrica, convertendo a energia do biogás em energia elétrica (PROBIOGÁS, 2010).

A relação entre a energia elétrica gerada e o biogás é de 6,5 kWh/m³. No entanto, é importante ressaltar que a conversão do biogás em energia elétrica utilizando um grupo de geradores com motor de combustão interna Ciclo Otto possui um rendimento em torno de 23% o que acaba reduzindo a equivalência para 1,428 kWh/m³ (STEMAC, 2013 apud Brignol, 2017).

4. METODOLOGIA PROPOSTA

A metodologia para implementação da tarifa branca e da GD pelos consumidores rurais de BT é composta por três etapas conforme mostra a Fig. 4. A etapa 1 corresponde aos valores de entrada que são respectivamente, as curvas de carga em diferentes faixas de consumo, as tarifas convencional e branca da concessionária local e as características técnicas e econômicas das tecnologias de GD. A etapa 2 corresponde a elaboração dos cenários a partir de cada curva de carga. Para tanto, o modelo proposto neste artigo foi submetido a três diferentes cenários que consideraram diferentes regiões para análise e técnicas de deslocamento da curva de carga por intermédio do GLD. Para isso, foi utilizado o percentual de composição no horário de ponta que o chuveiro elétrico e o ar condicionado representam no sistema de BT. Por fim, na

etapa 3 foram feitas simulações e análises dos cenários utilizados.

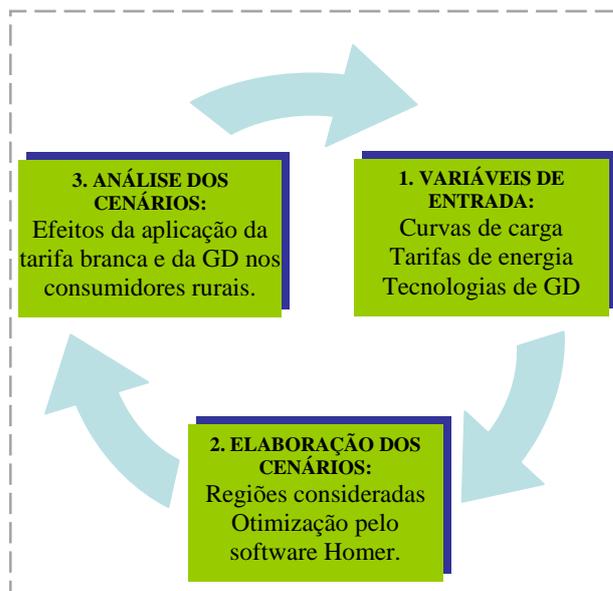


Fig. 4 Diagrama da metodologia elaborada.

Para a implantação da metodologia deste artigo foi utilizado o *software* Homer, o qual possibilitou a avaliação do desempenho de uma rede elétrica em conjunto com a GD. Obteve-se com a metodologia uma análise econômica incluindo uma tomada de decisão com relação a adesão ou não à Tarifa Branca em conjunto com a GD pelo consumidor rural. Para tanto, o modelo proposto é submetido a três diferentes cenários que são as curvas de carga em diferentes faixas de consumo.

4.1 Sistema modelado no software Homer

A primeira etapa da metodologia proposta na Fig. 4 consiste nas variáveis de entrada, inseridas no *software* Homer. Para a GD fotovoltaica considerou-se a combinação das seguintes tecnologias: painéis fotovoltaicos, bateria, inversor CC-CA conectadas à rede de distribuição de energia elétrica e as curvas de cargas representando o sistema de geração de energia fotovoltaica, tal como ilustrado na Fig. 5.

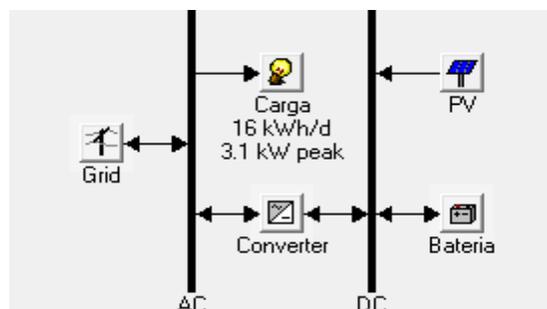


Fig. 5 Diagrama da metodologia elaborada.

A geração de energia elétrica a partir do biogás compõe-se do gerador a biogás conectado à rede de distribuição e pelas curvas de carga, tal como ilustrado na Fig. 6.

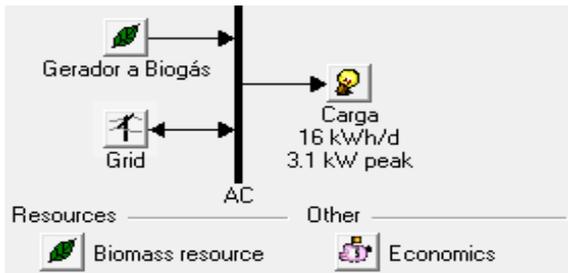


Fig. 6 Diagrama da metodologia elaborada.

4.2 Tarifas da Rede de Energia Elétrica

As simulações no Homer foram realizadas para as Regiões Sul e Nordeste do Brasil. Foram utilizados os valores das tarifas de energia sem considerar os tributos. Para a Região Sul utilizou-se como referência a cidade de Catuïpe e as tarifas de energia elétrica são as praticadas em março de 2019 pela Cooperativa Regional de Energia e Desenvolvimento Ijuí LTDA (Ceriluz), tal como apresentadas na Tabela 1.

Tabela 1. Tarifas de energia elétrica Ceriluz

Convencional (R\$/kWh)	Branca (R\$/kWh)		Diferença percentual
0,31823	Ponta	0,54424	71,02%
	Intermediária	0,39625	24,51%
	Fora Ponta	0,24827	- 21,98%

Para a Região Nordeste utilizou-se como referência a cidade de Fortaleza e as tarifas de energia elétrica praticadas em março de 2019 pela Companhia Energética do Ceará (Enel CE) e apresentadas na Tabela 2.

Tabela 2. Tarifas de energia elétrica Enel

Convencional (R\$/kWh)	Branca (R\$/kWh)		Diferença percentual
0,3447	Ponta	0,6662	93,27%
	Intermediária	0,4102	19,00%
	Fora Ponta	0,2621	- 23,97%

A partir das Tabelas 1 e 2 é possível verificar a diferença de valoração para os postos horários implantados pela tarifa branca. Diante disso, se os consumidores adotarem hábitos que priorizem o uso de energia elétrica nos períodos fora de ponta e diminuïrem o consumo nos períodos de ponta e intermediário, essa opção de tarifa possibilita uma redução na fatura de energia elétrica.

4.3 Curvas de Carga

Para obtenção das curvas de carga nesta seção foram utilizadas amostras reais que foram normalizadas em função da demanda máxima para obter um valor base de referência da curva. Os dados obtidos foram disponibilizados por uma distribuidora localizada no Sul do Brasil e são apresentados nas Figs. 7, 8 e 9. A Fig. 7 apresenta o perfil diário para a classe consumidora de 201 a 500 kWh.

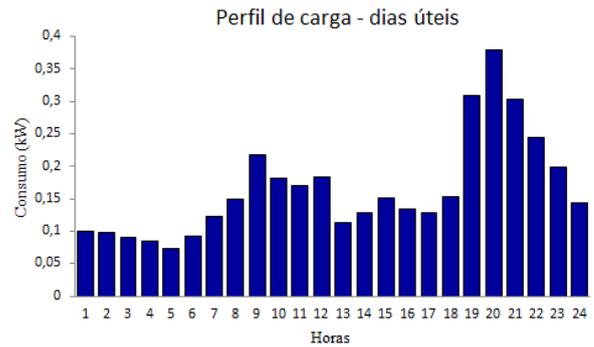


Fig. 7 Perfil de carga rural para a faixa de 201 a 500 kWh.

A curva de carga da Fig. 8 representa o perfil diário para a classe consumidora de 501 a 1000 kWh.

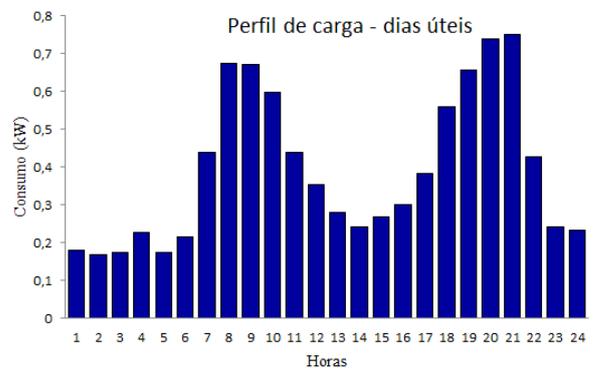


Fig. 8 Perfil de carga rural para a faixa de 501 a 1000 kWh.

Para as faixas de consumo de 201 a 500 kWh e de 501 a 1000 kWh, as simulações não levaram em consideração a aplicação do GLD. Na faixa de consumo acima de 1000 kWh, Fig. 9, o GLD foi considerado. Para isso, utilizou-se como referência o percentual de composição no horário de ponta que o chuveiro elétrico e o ar condicionado representam no sistema de BT, totalizando 50% do consumo (ANEEL, 2010b).

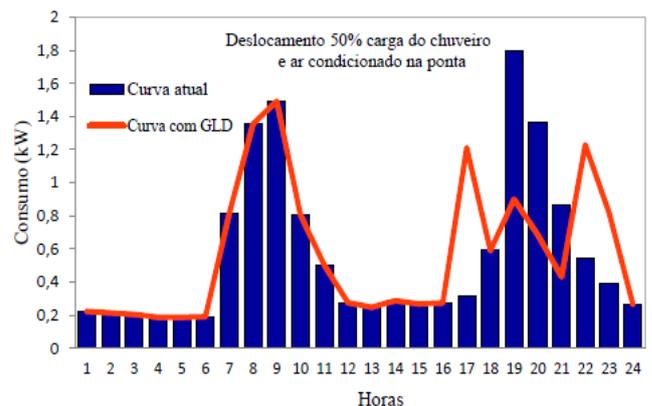


Fig. 9 Perfil de carga rural entre 1001 a 5000 kWh.

4.4 Recursos Renováveis

Os dados da radiação média para cada mês do ano em Catuïpe e Fortaleza foram obtidos através do Homer a partir dos dados de latitude e longitude da base de dados da NASA. Os recursos de biomassa foram determinados com base nos insumos. Para este estudo o insumo considerado foi o biogás

oriundo de dejetos bovinos. Dessa forma, como o estudo envolve diferentes faixas de consumo, a estimativa para o potencial de geração de energia elétrica a partir do biogás foi calculada através de dados fornecidos por (Pereira et al. 2015), o qual informa que 0,6 m³ de biogás equivalem a 1 kWh. Assim, na Tabela 3 é informada a quantidade necessária de biogás por mês para cada faixa de consumo.

Tabela 3. Estimativa da produção de biogás por faixa de consumo

Faixas de consumo (kWh)	Valor adotado (kWh/mês)	Volume de biogás necessário (m ³ /mês)
201-500	380	228
501-1000	750	450
1001-5000	1800	1080

4.5 Tecnologias de Geração Distribuída

O painel fotovoltaico escolhido para a simulação foi o modelo CSICS6P-265P da marca Canadian Solar, feito de material policristalino, potência de 260 W e custo de R\$ 570,00. O Homer realiza a modelagem adequada do painel permitindo cadastrar suas propriedades técnicas e econômicas. Para as simulações considerou-se uma quantidade de até 20 painéis para que, dessa forma, houvesse a definição pelo *software* da quantidade adequada. Com relação aos custos de operação e manutenção dos painéis adotou-se o valor de R\$ 42,00 por ano, conforme também é adotado por Sen e Bhattacharyya (2014).

Como o arranjo fotovoltaico foi simulado de forma a otimizar a geração de energia, o Homer considerou a inclinação do módulo próxima a latitude do local (28,25°) e o azimute em 180° em função da região considerada estar localizada no hemisfério Sul. A Fig. 10 apresenta as especificações técnicas do painel fotovoltaico.

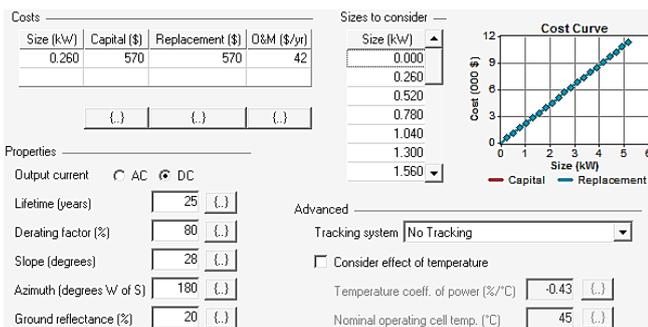


Fig. 10 Propriedades técnicas e econômicas do painel fotovoltaico CSI CS6P-260P.

O conversor escolhido é da marca Hayonik modelo 12Vcc/220Vca com potência nominal de 1000 W e um custo de R\$1.356,00. Foi inserido no *software* a capacidade, custos de capital, reposição, operação e manutenção do conversor. Para as simulações considerou-se uma quantidade de até 20 conversores para que, dessa forma, houvesse a definição pelo *software* da quantidade adequada. A Fig. 11 apresenta as especificações técnicas do conversor.

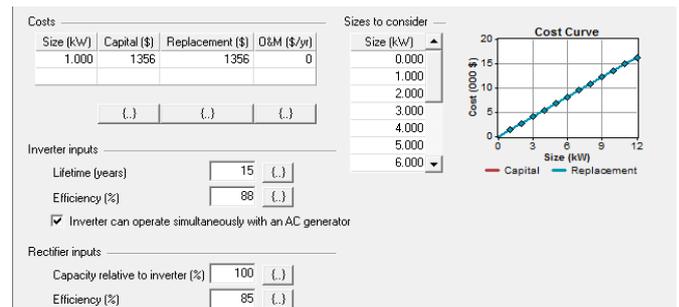


Fig. 11 Propriedades técnicas e econômicas conversor.

Para armazenamento da energia gerada foi escolhida a bateria estacionária Moura Clean 12MF220, com vida útil de aproximadamente 4 anos e um custo de R\$ 1.115,00 por unidade. O *software* Homer propicia uma modelagem adequada da bateria que permite o ajuste de suas propriedades. Considerou-se um total de até 10 baterias devido à necessidade do uso de energia no horário de pico. As propriedades citadas foram inseridas no *software*, tal como apresentado na Fig. 12.

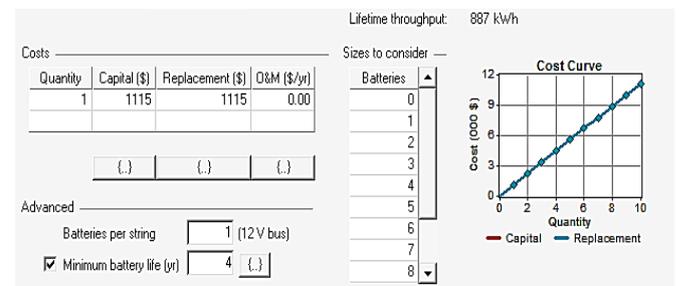


Fig. 12 Propriedades técnicas e econômicas da bateria.

O gerador escolhido para as análises experimentais foi o modelo Bioflex de 10 kW marca Branco, custando R\$ 19.102,00. Foram determinadas as condições de funcionamento, custos de reposição, operação e manutenção. Além dessas informações, determinou-se qual a mínima carga para o gerador ser ativado, ou seja, qual deve ser a demanda mínima de sua capacidade total, o período mínimo em que deve permanecer em funcionamento e a vida útil da instalação. Para esta simulação considerou-se até 4 geradores para que o Homer pudesse escolher a melhor entre as opções. Os custos relacionados à operação e manutenção foram de R\$ 0,30 por hora para 15.000 horas de operação e foram baseados na metodologia aplicada por Cervi et al. (2010). A Fig. 13 apresenta os dados referentes ao gerador.

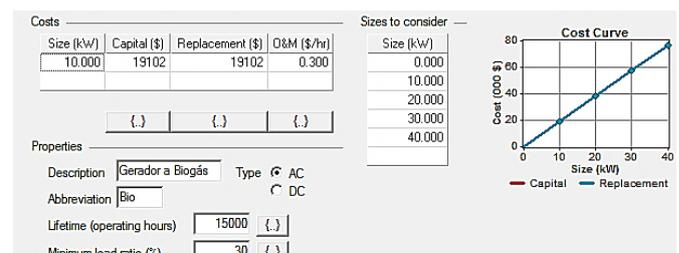


Fig. 13 Propriedades técnicas e econômicas do gerador.

O Homer possui um cronograma em que há a possibilidade de se selecionar o modo de operação do gerador, optando

entre forçado ligado, forçado desligado e otimizado para os horários compreendidos entre 00:00 e 23:59 para todos os meses do ano podendo também diferenciar entre a semana inteira, somente dias úteis ou então finais de semana. Neste caso, optou-se por manter o gerador forçado ligado durante toda a semana, mas somente para os horários em que a tarifa branca tende a ser mais cara que é o horário de ponta e intermediário, conforme a Fig. 14.

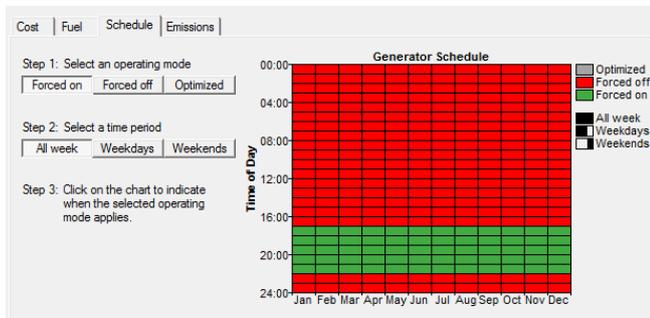


Fig. 14 Especificações cronograma do gerador.

5. ANÁLISE DOS CENÁRIOS

A segunda e a terceira etapas da metodologia proposta, Fig. 4, consiste na elaboração e análise dos cenários considerando as curvas de carga das Figs. 7, 8 e 9 e as cidades Catuípe e Fortaleza. Para cada cenário, foram realizadas cinco diferentes análises utilizando o *software* Homer:

1. Rede + Tarifa Convencional;
2. Rede + Tarifa Branca;
3. Rede + Tarifa Conv. + GD;
4. Rede + Tarifa Branca + GD
5. Rede + T. Branca + GD PV + GLD.

O melhor resultado é aquele que atende a carga e apresenta o menor valor presente líquido. Foram consideradas as taxas de 2,5% ao ano e duração do projeto de 10 anos, conforme valores aplicados pelo Programa Nacional de Agro Energia, ofertado através do Banco do Brasil e destinado a financiamentos de geração distribuída no meio rural. Para um melhor entendimento dos resultados obtidos apresentam-se as simulações que consideram o melhor resultado para a faixa entre 1001 a 5000 kWh em Catuípe.

5.1 Resultados Faixa de 1001 a 5000 kWh – Catuípe

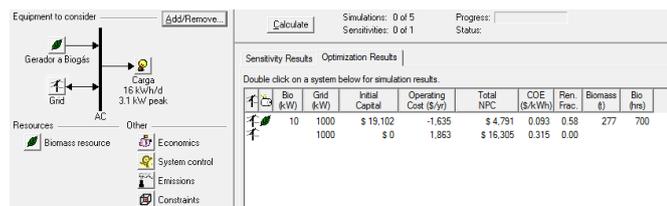


Fig. 15 Simulação da tarifa branca para Catuípe, faixa de consumo de 1001 a 5000 kWh.

Pela análise da Fig. 15, o melhor resultado utiliza a tarifa branca com a rede de energia elétrica e o gerador a biogás,

pois é o que tem o menor valor total (R\$ 4.791,00) para os 10 anos de projeto. O capital inicial de R\$ 19.102,00 é referente a aquisição do gerador. Neste caso, a GD em conjunto com a tarifa branca se torna vantajosa. Fazendo-se uma comparação com a tarifa convencional, para esta mesma configuração, o custo é de R\$ 9.967,00.

Nas Tabelas 4 e 5 é apresentado o melhor resultado das simulações para a tarifa branca e para a tarifa convencional. A partir disso, é possível visualizar e comparar em qual dos cenários a tarifa branca foi mais vantajosa em relação à tarifa convencional e também qual das fontes de GDs tornou-se economicamente a melhor das opções.

Tabela 4. Comparação resultados para Catuípe

Simulações para a cidade de Catuípe		
Faixas de consumo (kWh)	Branca (menor VPL)	Convencional (menor VPL)
201-500	R\$ 4.300,00	Conv. + GD PV R\$ 3.409,00
501-1000	Branca + GD Bio R\$7.008,00	Conv. + GD PV R\$ 7.597,00
1001-5000	Branca + GD Bio R\$ 4.791,00	Conv. + GD Bio R\$ 9.967,00
1001-5000 GLD	Branca R\$ 12.757,00	-

Tabela 5. Comparação resultados Fortaleza

Simulações para a cidade de Fortaleza		
Faixas de consumo (kWh)	Branca (menor VPL)	Convencional (menor VPL)
201-500	R\$ 4.676,00	Conv. + GD PV R\$ 2.643,00
501-1000	Branca + GD Bio R\$7.718,00	Conv. + GD PV R\$ 5.638,00
1001-5000	Branca + GD Bio R\$ 3.437,00	Conv. + GD Bio R\$ 9.715,00
1001-5000 GLD	Branca + GD PV R\$ 13.024,00	-

6. CONCLUSÕES

Esse artigo apresenta uma metodologia de estudo de casos para avaliação da implantação da tarifa branca e da GD fotovoltaica e/ou da biomassa em consumidores rurais de BT. Com os cenários analisados para a cidade de Catuípe, a tarifa branca em conjunto com a GD viabilizou somente para a GD de biomassa (biogás). Além disso, mesmo aplicando-se as técnicas de GLD, não foi possível viabilizar a tarifa branca em conjunto com GD fotovoltaica. Para Fortaleza, o melhor resultado obtido também foi a tarifa branca em conjunto com a GD de biomassa. Isto deve ter ocorrido em função dos custos de operação e manutenção serem menores e pelo fato de o gerador ter sido dimensionado para operar somente nos horários em que a tarifa branca é mais cara. É importante ressaltar que o *software* Homer não leva em consideração o capital para implantação do biodigestor, ou seja, ele

considera em suas análises somente o custo do biogás e do gerador. Em relação à viabilidade da tarifa branca e a GD fotovoltaica não foi possível alcançá-la, pois diferente das configurações de operação do gerador a biogás, o Homer não permite configurar a bateria do sistema fotovoltaico para operar em determinados horários, sendo um ponto desfavorável para estas análises.

Para concluir, pode-se dizer que a utilização do *software* Homer é uma ferramenta útil para a modelagem da aplicação de tarifas diferenciadas para o consumidor rural. Com este *software* é possível modelar sistemas de pequeno e médio porte, criar diversos cenários para simulação variando o preço dos equipamentos, a quantidade de combustível, o tempo de projeto e a taxa de juros para a análise da viabilidade econômica.

REFERÊNCIAS

- Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL (2008). Atlas de energia elétrica do Brasil. 3ª ed. 236p. Brasília.
- Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL (2010a). Resolução Normativa Nº 414, de 9 de setembro de 2010.
- Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL (2010b). Estrutura Tarifária para o serviço de distribuição de energia elétrica - Sinal econômico para a baixa tensão. Nota Técnica nº 362/2010, de 06 de dezembro de 2010.
- Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL (2015a). Resolução Normativa Nº 687, de 24 de novembro de 2015.
- Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL (2015b). Tarifa Branca. Disponível: <www.aneel.gov.br/tarifa-branca>
- Bradley, P., Leach, M. A., Torriti, J. (2013). A Review of the Costs and Benefits of Demand Response for Electricity in the UK. In: *Energy Policy*, vol. 52, pp. 312-327, January 2013.
- Brignol, W. S. (2017). Otimização do Armazenamento e Geração de Energia a Biogás Visando ao Gerenciamento das Redes de Distribuição. 133f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal de Santa Maria. Santa Maria, 2017.
- Bueno, E. A. B., Utubey, W., Hostt, R. R. (2013). Evaluating the Effect of the White Tariff on a Distribution Expansion Project in Brazil. In: *IEEE PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Latin America)*, April 2013.
- Cervi, R. G., Esperancini, M. S. T., Bueno, O. C. (2010). Viabilidade econômica da utilização do biogás produzido em granja suinícola para geração de energia elétrica. *Scientific Electronic Library Online*, v. 30, nº 5, pp. 831-844, set-out. 2010.
- Cunha, M. V., Bernardon, D. P., Ramos, D. B. (2016). Técnicas de GLD aplicadas ao Consumidor de BT considerando a Tarifa Branca e a Geração Distribuída. In: *Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos - SBSE2016*.
- Empresa de Pesquisa Energética – EPE. (2019). Balanço Energético Nacional 2019: ano Base 2018. Rio de Janeiro.
- Faria, N. A. (2017). Ferramenta de Auxílio para o Dimensionamento de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica e Isolados. Monografia (Especialização em Energias Renováveis). Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba.
- Farret, F. A. (2014). *Aproveitamento de Pequenas Fontes de Energia Elétrica*. 3ª ed. Editora UFSM, 2014. 320 p.
- Ferreira, R. S., Barroso, L. A., Lino, P. R., Carvalho, M. M., Valenzuela, P. (2015). Time-of-Use Tariff Design Under Uncertainty in Price-Elasticities of Electricity Demand: A Stochastic Optimization Approach. In: *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 4, nº 4, pp. 2285-2295, December 2015.
- Hammarstron, J. R., Abaide, A. R., Blank, B. L., Silva, L. N. F. (2018). Analysis of the electricity tariffs in Brazil in light of the current behavior of the consumers. In: *53rd International Universities Power Engineering Conference, Glasgow. UPEC 2018*.
- Magalhães, F. B., Fortes, F. Z., Vidaurre, R. M., Fortes, M. Z. (2015). Development of an Application for Brazilian Energy Tariff Choice. In: *IEEE Latin America Transactions*, vol. 13, nº 4, April 2015.
- Pereira, M. S. et al. (2015). Energias renováveis: biogás e energia elétrica provenientes de resíduos de suinocultura e bovinocultura na UFSM. *Revista Eletrônica em Gestão, Educação e Tecnologia Ambiental Santa Maria*, vol. 19, nº 3, pp. 239-247, set-dez, 2015.
- Portal Energia. (2020). Vantagens e desvantagens dos sistemas solares híbridos. Disponível em: <www.portal-energia.com>
- PROBIOGÁS (2010). *Projeto Brasil Alemanha de Fomento ao Aproveitamento Energético do Biogás - Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR)*, 5ª ed. Editora Gülzow, 2010.
- Sen, R.; Bhattacharyya, S. C. (2014). Off-grid electricity generation with renewable energy technologies in India: An application of HOMER. *Renewable Energy*, v. 62, p. 388-398, 2014. ISSN 0960-1481.
- Soliens. (2020). Energia Solar. Belo Horizonte. Disponível: <www.soliens.com.br>
- Tonin, F. S. (2017). Caracterização de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica na Cidade de Curitiba. 2017. 132 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). Universidade Tecnológica Federal do Paraná.
- Walker, E. (2009). Estudo da Viabilidade Econômica na Utilização de Biomassa como Fonte de Energia Renovável na Produção de Biogás em Propriedades Rurais. 107f. Dissertação (Mestrado em Modelagem Matemática). Unijuí.