

Mecanismos de incentivos tarifários para microgeração fotovoltaica por meio de gerenciamento de carga pelo lado da demanda

Tariff incentive mechanisms for photovoltaic microgeneration through demand-side load management

Mecanismos de incentivos tarifarios para microgeneración fotovoltaica por medio de gestión de carga por la demanda


Resumo

O crescimento da inserção de microgeração fotovoltaica (FV) nas redes de distribuição tem sido alavancada por importantes mudanças na regulamentação e incentivos na expansão dessa modalidade no setor elétrico nacional e internacional. No caso do Brasil, o amplo território e o excelente nível de irradiação solar colocam o país em vantagem em termos de recursos a nível mundial. Entretanto, o país possui ainda um enorme potencial energético inexplorado, onde é possível perceber claramente a subutilização desses recursos. Existem países com regiões menos favorecidas em termos de irradiação solar, mas que possuem uma capacidade instalada de geração FV muito superior, apresentando uma parcela considerável de geração renovável na matriz elétrica. Diversos programas de incentivos têm sido criados em vários países no sentido de impulsionar a indústria de microgeração a obter a escala necessária para competir com outras fontes de energia elétrica, buscando a independência tecnológica e a diminuição das emissões de gases de efeito estufa no planeta. Contudo, com o maior uso das instalações de geração FV, surge a preocupação sobre o impacto nos sistemas de distribuição e transmissão de energia, no que se refere à divergência entre os períodos de geração e os períodos de pico de demanda, principalmente para consumidores residenciais. O uso do gerenciamento de energia pelo lado da demanda (GLD) associada às políticas de incentivos tarifários tendem a favorecer financeiramente a fatura de energia do consumidor e auxiliar na mitigação do pico de demanda de energia no sistema elétrico. Assim, a partir desta motivação, o presente artigo apresenta uma metodologia para a análise da viabilidade financeira na fatura de energia, utilizando as tarifas de energia elétrica vigentes no Brasil e combinando o sistema de geração FV com armazenamento de energia. O método proposto contempla base de dados reais de demanda de energia e geração, sugerindo que outras unidades de geração semelhantes possam se beneficiar da mesma análise e auxiliar na tomada de decisão; e, adicionalmente, podem utilizar a análise como forma de direcionar o incentivo à expansão dessa modalidade com base na escolha de tarifas diferenciadas.


Palavras-chave: Geração fotovoltaica. Incentivos tarifários. Geração distribuída.

Abstract

The growth of photovoltaic microgeneration (PV) insertion in the distribution networks has been leveraged by relevant changes in the regulation and incentives for the expansion of this modality in the national and international electric sector. In the case of Brazil, the vast territory and the excellent level of solar irradiation put the country at an advantage in terms of resources worldwide. However, the country still has an enormous untapped energy potential, where it is possible to perceive the underutilization of these resources. There are countries with less favored regions in terms of solar irradiation but have a much higher installed capacity for PV generation with a considerable share of renewable

André Ribeiro da Costa 
andribeirocosta@gmail.com

Programa de Pós-graduação
em Eng. Elétrica - Universidade
Federal do Ceará (PPGEE-
UFC)

Paulo C. M. Carvalho 
carvalho@dee.ufc.br

Programa de Pós-graduação
em Eng. Elétrica - Universidade
Federal do Ceará (PPGEE-
UFC)

generation in the electricity matrix. Several incentive programs have been created in several countries to boost the microgeneration industry to obtain the necessary scale to compete with other sources of electric energy, seeking technological independence and the reduction of greenhouse gas emissions on the planet. However, with the greater use of PV generation facilities, concerns arise about the impact on energy distribution and transmission systems, concerning the divergence between generation periods and peak demand periods, especially for residential consumers. The use of demand-side energy management (GLD) associated with tariff incentive policies tends to favor the consumer's energy bill financially and assist in mitigating peak energy demand in the electrical system. Thus, from this motivation, this article presents a methodology for the financial viability analysis of the energy bill, using the electricity tariffs in force in Brazil and combining the PV generation system with energy storage. The proposed method includes an actual energy demand and generation database, suggesting that other similar generation units can benefit from the same analysis and assist in decision-making. And additionally, they can use it to direct the incentive to expand this modality based on the choice of differentiated tariffs.

Keywords: Photovoltaic generation. Tariff incentives. Distributed generation.

Resumen

El crecimiento de la inserción de microgeneración fotovoltaica (FV) en las redes de reparto está siendo impulsado por importantes cambios en la reglamentación e incentivos en la expansión de esta modalidad en el sector eléctrico nacional e internacional. En el caso de Brasil, el territorio amplio y el excelente nivel de irradiación solar ponen el país en ventaja con relación a los recursos a nivel mundial. Sin embargo, el país posee todavía un gran potencial energético inexplorado, donde es posible notar claramente la subutilización de estos recursos. Existen países con regiones menos favorables con relación a la irradiación solar, pero que poseen una capacidad instalada de generación FV muy superior, presentando una parcela considerable de generación renovable en la matriz eléctrica. Diversos programas de incentivo están siendo creados en países para impulsar la industria de microgeneración a obtener la escala necesaria para competir con otras fuentes de energía eléctrica, buscando la independencia tecnológica y la disminución de gases de efecto invernadero en el planeta. Pero, con un mayor uso de las instalaciones de generación FV, surge la preocupación sobre el impacto en los sistemas de reparto y transmisión de energía, lo que se refiere a la divergencia entre los períodos de generación y los períodos de pico de demanda, principalmente para consumidores residenciales. El uso de gestión de energía por la demanda (GLD) asociada a las políticas de incentivos tarifarios tiende a favorecer financieramente la factura de energía del consumidor y ayudar en la mitigación del pico de demanda de energía en el sistema eléctrico. Así, a partir de esta motivación, el presente artículo presenta una metodología para el análisis de la viabilidad financiera en la factura de energía, utilizando las tarifas de energía eléctrica vigente en Brasil y combinando el sistema de generación FV con almacenamiento de energía. El método propuesto contempla base de datos reales de demanda de energía y generación, sugiriendo que otras unidades de generación semejantes puedan beneficiarse de la misma análisis y auxiliar la toma de decisión; y adicionalmente, pueden utilizar el análisis como forma de direccionar el incentivo a la expansión de esta modalidad con base en la elección de tarifas diferenciadas.

Palabras-clave: Generación fotovoltaica. Incentivos tarifarios. Generación repartida.

1 Introdução

A matriz energética brasileira tem a energia hidráulica como sua base. De acordo com a Agência Internacional para as Energias Renováveis (IRENA, 2020), as hidrelétricas contribuem com 68% da geração elétrica no Brasil, considerando dados levantados ao final de 2019. O crescente uso das fontes alternativas de energia no país, notadamente eólica e solar, é uma opção ao uso das fontes tradicionais, consideradas pouco ou não poluentes, inesgotáveis e com baixa emissão de gases de efeito estufa (COSTA, 2017).

Conforme citado em Aneel (2018), a instalação de microgeração próxima à unidade de consumo apresenta vantagens sobre a geração centralizada, como o adiamento de investimentos em relação à expansão dos sistemas

de distribuição e transmissão; a melhoria do nível de tensão da rede, especialmente nos momentos de maior demanda; pouco impacto ambiental e a diversificação da matriz energética. De acordo com Jannuzzi, Gomes e Varella (2009), no modelo tradicional, a geração de energia elétrica é realizada por usinas centralizadas, consideravelmente distantes dos centros de consumo. Isso acarreta aumento dos custos com manutenção e expansão envolvendo as redes de transmissão e distribuição, embora existam ganhos de escala importantes nessa estratégia.

Nos últimos anos, o país tem sofrido as consequências devido à forte dependência deste tipo de fonte de energia. O racionamento energético e o aumento da tarifa de energia elétrica são decorrências do longo período de estiagem sobre as importantes bacias hidrográficas do país. A energia solar, por ser uma fonte de energia inesgotável e ter uma característica complementar à geração via hidroelétricas, é considerada uma das mais importantes fontes energéticas do futuro (BARRETO e CARVALHO, 2018). A avaliação do potencial de geração fotovoltaica – FV – do Brasil possui uma abrangência invejável dada a localização estratégica do país. Conforme dados obtidos em Solargis (2020), as regiões Nordeste e Centro-Oeste apresentam os maiores potenciais de geração, com média anual e diárias típicas em todo o território de 1570 kWh/kWp e 4,3 kWh/kWp. Além disso, outro destaque é a irradiação solar global anual e diária no Brasil, com valores médios na ordem de 1899 kWh/m² e 5,2 kWh/m². Assim, uma comparação a nível mundial mostra que a região mais favorecida da Alemanha, em termos de irradiação solar, apresenta aproximadamente 19,1% menos irradiação do que a região menos ensolarada do Brasil. Apesar disso, a Alemanha possui 49GW de capacidade FV instalada no final de 2019, representado aproximadamente 20 vezes a capacidade instalada do Brasil no mesmo período.

Assim, o território brasileiro possui um enorme potencial solar inexplorado, mesmo adotando a geração FV na matriz de fontes renováveis nos últimos anos. Jantsch (2018) confirma que o Brasil ainda apresenta um baixo nível de geração FV, mesmo apresentando características favoráveis em relação aos maiores produtores mundiais deste tipo de fonte. Assim, se faz necessária a discussão de políticas de incentivos, desenvolvimento tecnológico, pesquisas e regulamentações que possibilitem um melhor aproveitamento do amplo potencial solar disponível em todo o país.

No entanto, e apesar dos potenciais impactos benéficos aos sistemas de distribuição de energia, no que se referem aos aspectos ambientais, sociais e técnico-econômicos, existem barreiras que impedem a geração FV de competir, do ponto de vista financeiro, com outras fontes de geração. Os fatores ambientais decorrentes da geração são considerados os que mais influenciam negativamente no desenvolvimento desse mercado. Dessa forma, diversos países têm intensificado o incentivo à propagação da geração FV através de políticas públicas, promovendo a redução de barreiras e/ou a diminuição de externalidades (VIEIRA, 2016).

Diversos programas de incentivos regulatórios e tarifários têm sido utilizados em vários países no sentido de impulsionar a indústria de microgeração a obter a escala necessária para competir com outras fontes de energia elétrica, buscando a independência tecnológica e a diminuição das emissões de gases do efeito estufa no planeta (VEIGA, 2015). As tarifas *Feed-in tariff (FIT)* ou tarifa prêmio foram e continuam sendo o mecanismo principal de incentivo utilizado mundialmente, no qual consiste no estabelecimento de um preço fixo (tarifa mínima) pelo governo sobre a energia renovável gerada, como forma de estímulo. Neste sistema, existe a obrigatoriedade da concessionária de distribuição de energia elétrica local de receber a eletricidade gerada pelo produtor e pagar a tarifa mínima estabelecida. O tipo de tecnologia de geração, a localização do sistema de geração e o porte do sistema são fatores que determinam a fixação de preços diferenciados, dessa forma, abrangendo o estímulo para o pequeno e grande produtor (AFONSO, 2012 *apud* ISES, 2002).

Outro modelo de incentivo muito utilizado no mundo e predominante no Brasil é o *net metering* ou “sistema de compensação de energia”, o qual a energia ativa é injetada na rede elétrica de distribuição, atuando como um sistema de armazenamento. Dessa forma, tal geração é cedida à distribuidora local, por meio de empréstimo gratuito, sendo posteriormente compensado ao consumidor na fatura de energia elétrica (ANEEL, 2012). Nesta configuração, é necessária a instalação de um medidor que seja capaz de medir o consumo e geração da instalação (consumo líquido bidirecional). O excedente injetado na rede é revertido em forma de créditos na fatura de energia do mês seguinte, sem limites (ABINEE, 2012).

O crescimento da geração FV no Brasil está sendo incentivado pela regulamentação da Resolução Normativa N° 482/2012 (ANEEL, 2012) e N° 687/2015 (ANEEL, 2015), implementada pela Agência Nacional

de Energia Elétrica (ANEEL), que estabelece as condições gerais para a conexão de unidades de micro e minigeração distribuída (GD) no sistema de distribuição brasileiro através das unidades consumidoras e define o sistema de compensação a ser adotado pelos clientes.

A GD no Brasil iniciou efetivamente a expansão no final de 2015, apresentando um crescimento acelerado a partir de então. O principal impulsor desse crescimento foi a atualização da REN 482/12 pela REN 687/15, possibilitando a inclusão de novas modalidades de conexão ao sistema de distribuição e utilizando o sistema de compensação de energia como principal mecanismo de incentivo tarifário (ANEEL, 2020).

A priori, a tarifa envolvida na compensação do excedente de energia gerada geralmente é aplicada na modalidade convencional, por um valor fixo, sem levar em consideração a utilização em diferentes horas do dia. Com o propósito inicial de centralizar seu consumo no período fora de ponta foi criada uma nova modalidade tarifária diferenciada chamada de Tarifa Branca, aplicada ao consumidor conectado à rede de baixa tensão, definido como grupo B. Conforme Aneel (2020a), este tipo de tarifa incentiva o consumidor a centralizar seu consumo no período fora de ponta, a partir da variação do valor da energia elétrica conforme o horário do consumo e dia (úteis e finais de semana), assim reduzindo seus gastos com energia elétrica e também contribuindo na melhoria do fator de utilização das redes.

Contudo, em sistemas de geração FV, a aplicabilidade para este tipo de tarifa exige o emprego de sistemas de armazenamento para a possibilidade de armazenar energia em períodos nos quais a tarifa é reduzida e injetar em momentos em que a tarifa é mais elevada e ao mesmo tempo contribuir para a redução da demanda exigida da geração centralizada. Assim, para que não haja impacto nas formas de consumo de eletricidade por partes dos consumidores com geração FV e a possibilidade de otimização da fatura de energia destes, Santos (2018) menciona que o armazenamento de energia é planejado conforme a situação da oferta; contudo, diversos estudos propõem caminhos para que nesse plano seja inserido também o uso da tecnologia de armazenamento através do GLD. Segundo Hausmann (2014), tarifas flexíveis favorecem o suporte ao mercado de armazenamento de energia, de modo que o excesso de geração FV possa ser consumido localmente ou injetado na rede de distribuição nos momentos de pico de demanda.

A partir desta motivação, o presente artigo apresenta uma metodologia de análise de viabilidade financeira e faturamento de instalações de microgeração FV, combinando módulos FV e armazenamento de energia, considerando a utilização de tarifas diferenciadas e modalidade de incentivo tarifário à geração FV por meio de simulação de cenários. Até o momento, a maioria dos estudos realizados apresentaram avaliações com dados de consumo e geração hipotéticos; enquanto que no presente artigo são utilizados dados reais de consumidores com microgeração FV já conectados à rede e desenvolvidas estimativas para novos microgeradores a partir de suas curvas de cargas e dados de irradiação por meio de medição local. Adicionalmente, o artigo revisa os mecanismos de incentivo à geração FV a nível nacional e mundial, tarifas utilizadas e o GLD.

2 Programas e incentivos à microgeração FV no Brasil

Desde o início dos primeiros programas de desenvolvimento do setor de energia renovável no Brasil, os diversos incentivos procuravam proporcionar a expansão, produção, comercialização e distribuição da energia renovável como um todo, buscando melhorar a participação dessas fontes na matriz elétrica e aumentar a segurança energética do país. A regulamentação governamental é o ponto primordial para viabilizar essa forma de geração onde alterações significativas têm ocorrido nos últimos anos para a expansão dessas fontes.

O primeiro sistema FV conectado à rede elétrica foi instalado pela Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (Chesf), entre 1986 e 1991, na cidade de Natal (RN), com uma potência de 11 kWp. Em 1995, foi transferido para a cidade de Recife (PE) onde foi conectado à rede elétrica, operando até 2001, quando foi desativado por degradação dos módulos e problemas técnicos dos inversores (ZILLES, 2012).

Em 1994 foi criado o *Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios* (Prodeem) com o propósito de promover a instalação de sistemas FV em comunidades rurais isoladas, onde foram instalados 5 MWp em aproximadamente 7.000 comunidades. Posteriormente este programa foi incorporado ao *Programa Luz para Todos* com o objetivo de atender as localidades remotas não eletrificadas no território nacional (ABINEE, 2012).

Influenciado pela crise de energia elétrica de 2001 foi criado o *Programa Emergencial de Energia Eólica* (Proeólica) que vigorou entre os anos de 2001 e 2004. Paralelamente, entre os anos de 2001 e 2003, também entrou em vigência o *Programa para a Comercialização e Desenvolvimento das Pequenas Centrais Hidrelétricas* (PCH-COM) promovido pela Eletrobras (Centrais Elétricas Brasileiras S.A.). Tanto o Proeólica quanto o PCH-COM, pouco depois foram absorvidos pelo *Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica* (Proinfa) (RUIZ; RODRIGUEZ; BERMANN, 2007). Criado em 2004, o Proinfa teve como objetivo aumentar a participação da energia eólica, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas (PCH) por meio de projetos conectados ao Sistema Elétrico Interligado Nacional (SIN). No entanto, a energia solar não foi inserida no programa devido ao seu custo de produção ser consideravelmente superior às demais (ABINEE, 2012).

Segundo a WWF (2015b), nos últimos anos, o Brasil iniciou o processo de inclusão da geração FV em sua matriz elétrica. Através da Chamada Pública de Pesquisa & Desenvolvimento (P&D) N° 13 da ANEEL, de agosto de 2011, foi proposto um projeto que estimulava universidades, institutos de pesquisa e especialistas a nível internacional a se associarem com agentes difusores de conhecimento do setor. O objetivo principal era avaliar as melhores tecnologias existentes no mercado, identificando os impactos técnicos na rede elétrica e a necessidade de ajustes em termos fiscais e financeiros para a inserção dessa fonte na matriz elétrica. Dessa forma, a ação inicial foi promover a instalação de usinas FV de 0,5 MWp a 3 MWp e de estações solarimétricas para a análise do desempenho técnico-econômico dos projetos.

Em 2012, através da Resolução Normativa ANEEL 481/2012 foi determinado que plantas FV de até 30 MW tenham desconto de 80% nas Tarifas de Uso dos Sistemas de Transmissão e Distribuição (TUST e TUSD) para os empreendimentos que entrarem em operação comercial até 31 de dezembro de 2017, reduzindo o preço final da energia gerada. Neste mesmo ano, foi publicada pela ANEEL a RN N° 482/2012 com o intuito de regulamentar e facilitar a inserção da GD no país, posteriormente revisada pela RN N° 687/2015.

Segundo Oliveira Junior (2018), além das ações de regulamentação e implementação de programas do setor, é também importante destacar que as políticas fiscais são extremamente relevantes para atrair investimentos, viabilizar a implementação de usinas FV e facilitar a aquisição de equipamentos. Entre os tipos mais comuns desses incentivos, destacam-se os financiamentos, a isenção parcial ou total de impostos e os subsídios de capital, a exemplo da isenção do Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) concedida a alguns estados sobre a comercialização e produção de módulos FV.

Em termos gerais, a geração FV no Brasil tem crescido de forma exponencial nos últimos anos através dos devidos incentivos e regulamentações da GD no país. Em 2012, a potência total instalada de sistemas FV era de 2,72MW, passando para 2,48 GW no final de 2019 (IRENA, 2020). Portanto, a inserção de sistemas de GD é uma realidade para as unidades consumidoras, com o crescimento acelerado após as ações de regulamentação aplicadas ao setor, inferindo-se uma maior viabilidade financeira aos micro e minissistemas FV.

3 Uso de estratégias para análise de viabilidade técnica e faturamento em sistemas FV no Brasil

As estratégias apresentadas nessa seção serão aplicadas ao estudo de caso do presente artigo, combinando a modalidade de compensação de energia, tarifas de energia e gestão de demanda com armazenamento para um microgerador FV. Inicialmente serão apresentadas as modalidades tarifárias vigentes no Brasil, além da forma como pode ser implementada a gestão da demanda como suporte para a utilização da energia armazenada por um microgerador FV.

3.1 Análise Tarifária

A prestação de serviço de energia elétrica é essencial no dia a dia da sociedade, seja nas residências ou nos segmentos econômicos dos setores primário, secundário e terciário. A aplicação de tarifas é de fundamental importância para o uso desse bem para a remuneração adequada do serviço prestado, assegurando cobrir custos operacionais na manutenção e expansão da capacidade do sistema de distribuição e fornecer serviços com qualidade e eficiência desejada. Com base nessas premissas, o órgão regulador ANEEL desenvolve metodologias para o cálculo de tarifas de energia elétrica para os segmentos do setor elétrico (geração,

transmissão, distribuição e comercialização), levando em consideração fatores como a infraestrutura de geração, transmissão e distribuição, bem como incentivos econômicos à modicidade tarifária e sinalização ao mercado (ANEEL, 2016). A seguir, serão apresentadas duas modalidades tarifárias utilizadas nesta proposta, tendo como foco a tarifa branca.

3.1.1 Tarifa Convencional

Conforme Resolução Normativa nº 414/2010, é uma modalidade tarifária constituída pela aplicação da tarifa de consumo de energia elétrica às unidades atendidas em baixa tensão (Grupo B) sem considerar as horas de utilização do dia. O valor da fatura do consumo (FC), em R\$, é definido pelo produto da Tarifa Convencional de Energia Elétrica (TC), em R\$/kWh, pelo Consumo de Energia Elétrica (CE), em kWh, conforme é apresentada na Eq. (1).

$$FC = TC \times CE \tag{1}$$

Entretanto, o setor de energia elétrica brasileiro avaliou a necessidade da implementação de uma tarifa horo sazonal diferenciada para os clientes do Grupo B de acordo com o horário de consumo. O principal objetivo deste tipo de tarifa é promover o incentivo aos consumidores de baixa tensão a realizarem mudanças nos hábitos de consumo, no sentido de centralizar este nos períodos fora de ponta, com tarifa reduzida, evitando assim a expansão da capacidade instalada das usinas geradoras para suprir os picos de demanda em determinados momentos do dia e proporcionar economia de energia por parte do consumidor (ANEEL, 2020a).

3.1.2 Tarifa Horária Branca

A Tarifa Branca é uma nova opção tarifária para unidades consumidoras do grupo B, de forma a incentivar o consumidor a deslocar seu consumo para o período fora de ponta, a partir da variação do valor da energia elétrica conforme o horário e dia (úteis e finais de semana), assim reduzindo seus gastos com energia elétrica e também contribuindo na melhoria do fator de utilização das redes. Neste tipo de tarifa, caso o consumidor promova a alteração nos hábitos de consumo e priorize a utilização da energia fora do período de ponta, a opção pela Tarifa Branca oferece a oportunidade de reduzir o valor pago pela energia consumida comparada com a Tarifa Convencional (ANEEL, 2020a). Conforme o Procedimento de Regulação Tarifária (Proret) – Submódulo 7.1 – são definidos três postos tarifários para a Tarifa Branca de acordo com a Tab. (1).

Tabela 1 – Definição dos postos tarifários para a Tarifa Branca

Posto tarifário	Característica
Ponta (P)	Período composto por três horas diárias consecutivas, exceto para finais de semana e os feriados definidos (REN nº 414/2010 2º, inciso LVIII)
Intermediário (I)	Período de duas horas, sendo uma hora imediatamente anterior e outra imediatamente posterior ao posto ponta
Fora Ponta (FP)	Período composto pelo conjunto das horas diárias consecutivas e complementares àquelas definidas nos postos ponta e intermediário.

Fonte: Adaptado de (Proret – Submódulo 7.1).

Nos feriados nacionais e nos finais de semana, o valor da tarifa é considerado o posto tarifário FP. No que se refere aos postos tarifários I e P, os períodos de consumo e os valores das tarifas podem alterar conforme a concessionária local. Essa divisão permite a diferenciação de contratação e o faturamento da energia ao longo do dia, conforme as diversas modalidades tarifárias.

A forma de cálculo da fatura de consumo de energia elétrica para o consumidor que opte pela Tarifa Branca é representada pela Eq. (2), onde as composições envolvem as parcelas referentes a cada posto tarifário. O valor da parcela de ponta (PP), em R\$, é representado pelo produto do consumo na ponta (CP), em kWh, pela tarifa na ponta (TP), em R\$/kWh.

$$PP = CP \times TP \quad (2)$$

O valor da parcela intermediária (PI), em R\$, é representado pelo produto do consumo no período intermediário (CI), em kWh, pela tarifa no período intermediário (TI), em R\$/kWh, conforme Eq.(3).

$$PI = CI \times TI \quad (3)$$

Da mesma maneira das outras parcelas, o valor da parcela fora ponta (PF), em R\$, é representado pelo produto do consumo fora da ponta (CF), em kWh, pela tarifa (TF), em R\$/kWh, conforme Eq. (4).

$$PF = CF \times TF \quad (4)$$

O valor final da tarifa para as unidades consumidoras é a soma das parcelas de consumo de energia de cada posto tarifário, conforme Eq. (5), e do acréscimo sobre o consumo total, referente às bandeiras tarifárias e os tributos (PIS/COFINS, ICMS) sobre o valor final.

$$Fatura_{Branca} = PP + PI + PF + Tributos \quad (5)$$

3.2 Gerenciamento pelo Lado da Demanda

O segmento da gestão da demanda de energia elétrica constitui a base para um planejamento energético mais integrado em conjunto com a oferta de energia tradicional. De uma forma geral, o GLD engloba um conjunto de ações relacionadas ao estímulo de alteração de comportamentos nos consumidores, objetivando uma mudança na característica da curva de carga destes, como, por exemplo, uma redução ou deslocamento do pico de consumo característico (REBECHI, 2008).

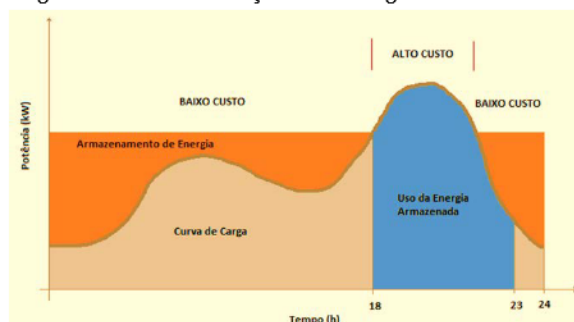
Para que não haja impacto nas formas de consumo de eletricidade por partes dos consumidores com geração FV e a possibilidade de otimização da fatura de energia destes, Santos (2018) menciona que o armazenamento de energia é planejado conforme a situação da oferta. Contudo, diversos estudos propõem caminhos para que nesse plano seja inserido também o uso da tecnologia de armazenamento no lado da demanda. Nesse sentido, a efetividade da implantação de programas de gestão pode ser impulsionada a partir da criação de políticas de incentivos tarifários para o estímulo e aderência de consumidores, evitando impactos negativos na qualidade de energia da rede elétrica. Segundo Hausmann (2014), tarifas flexíveis favorecem o mercado de armazenamento de energia, de modo que o excesso de geração FV possa ser consumido localmente ou injetado na rede de distribuição nos momentos de pico de demanda.

De forma a aplicar tecnicamente o uso de armazenamento em sistemas FV, a seguir são exemplificados dois tipos de serviços mais comuns que auxiliam no controle de demanda bem como na gestão do uso da tarifa horária para redução de custos com faturamento, conhecidos como serviço de arbitragem e corte de pico.

3.2.1 Uso do serviço de arbitragem

Conforme Albuquerque e Rosas (2020), o serviço de arbitragem é uma forma de obter vantagem na diferença entre os preços da energia elétrica nos horários de ponta e fora de ponta. Armazena-se a energia gerada pelo sistema FV no horário fora de ponta, cujo custo da energia é mais baixo, para utilização no horário de ponta, evitando a compra da energia por um valor mais caro (Fig.1).

Figura1– Uso do serviço de arbitragem

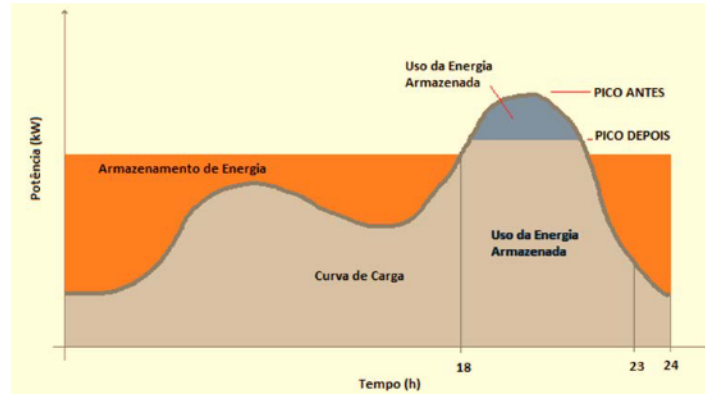


Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

3.2.2 Uso do serviço de corte de pico

De acordo com WEC (2016), o corte do pico de demanda é descrito como a forma de utilizar o sistema de armazenamento para atrasar ou deslocar o uso da demanda por energia, com o propósito de reduzir o pico de carga, reduzindo a geração requerida (Fig.2).

Figura 2 – Uso do sistema de corte de pico



Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

3.3 Estudos de viabilidade técnica e financeira a nível nacional (estado da arte)

Trabalhos sobre a viabilidade financeira de plantas FV em unidades consumidoras sob a opção de faturamento na Tarifa Branca têm sido publicados após a criação da Resolução Normativa 482 da ANEEL, publicada em 17 de abril de 2012 e, em especial, a partir da regulamentação da Tarifa Branca através da Resolução Normativa nº 733/2016 em vigor desde 1º de janeiro de 2018. Portanto, é um tema recente e amplo às propostas para aplicação de novas metodologias de análises e padronização mais consistentes, considerando diversos aspectos em âmbito econômico, local, regulatório e tecnológico para a sustentação ao incentivo de crescimento de novas conexões em microgeração FV.

Ferreira, Brandão e Silva (2017) avaliam o retorno dos investimentos em faturamento considerando a instalação de geração FV em consumidores no estado de São Paulo sem (Opção A) e com (Opção B) a inclusão de sistemas de armazenamento de energia utilizando o *software* PVSyst. Assim, o estudo considera que a energia ativa gerada é armazenada e injetada durante o período de pico de carga.

Rolin (2018) analisa cenários evolutivos referente à competitividade GD no Brasil considerando a adoção da Tarifa Branca para consumidores residenciais, a utilização de tarifas *feed-in* como alternativa ao mecanismo de compensação e o uso de baterias de lítio acopladas a sistemas FV em consumidores de baixa tensão residencial como forma de armazenamento de energia. O estudo inclui a análise do dimensionamento dos sistemas FV e das capacidades mínimas livres das baterias para avaliação de quatro cenários típicos sendo: (1) Tarifa Branca e *feed-in*, (2) Tarifa Convencional e *feed-in* e (3) Tarifa Branca e *net metering*.

Braida, Farret e Santos (2019) apresentam um estudo de viabilidade financeira no que diz respeito à adoção da Tarifa Branca em faturas de consumidores de localidades rurais em regiões brasileiras, considerando a GD formada por energia solar e biomassa. Para a simulação dos diferentes perfis de carga foi utilizado o *software* HOMER Pro Energy, ferramenta importante para aplicação de tarifas diferenciadas associadas aos diversos perfis de carga. Foram analisados consumidores urbanos e rurais, respectivamente, em diferentes faixas de consumo com a utilização da mesma metodologia. Silva *et al.* (2018) avaliam os efeitos na tarifa de energia elétrica dos consumidores residenciais que aderirem à Tarifa Branca, com e sem geração FV, e instalada em unidades localizadas na região Sudeste do Brasil. Foram estudadas duas alternativas para a redução na tarifa de energia elétrica: a adesão à Tarifa Branca e o uso de sistema FV conectado à rede. Abraão *et al.* (2017) analisam a viabilidade financeira para instalação de geração FV em consumidores residenciais de baixa tensão, avaliando o uso da Tarifa Convencional e Tarifa Branca nos modelos regulatórios adotados no Brasil.

Na cidade de São Paulo, Finotti, Almeida e Zilles (2018) investigam se a utilização de baterias em unidades consumidoras com geração FV é vantajosa caso aderissem à Tarifa Branca, considerando a alocação

do consumo de energia armazenada no horário de pico, onde o custo da tarifa é maior. Em Goiás, Santos *et al.* (2018) utilizam simulações computacionais, através do HOMER Pro Energy, para auxiliar a análise técnica-econômica-ambiental, em unidades de consumo residenciais, considerando o uso de sistema FV e de aquecimento solar de acordo com o perfil de carga e diferentes tipos de tarifação vigentes.

Santos *et al.* (2013) analisam o impacto da Tarifa Branca e GD nos consumidores residenciais no Rio Grande do Sul, estudando a viabilidade técnica e financeira através do HOMER Pro Energy. Esteves (2018) analisa a viabilidade técnica e financeira de um sistema FV instalado em uma residência de médio porte em Campinas (SP), com a integração de um sistema de gerenciamento de demanda e armazenamento de energia. A partir disso, foi considerado o modelo de tarifação de energia elétrica da concessionária local de forma a estimar a viabilidade financeira do sistema para os diversos cenários definidos. Assim, a viabilidade técnica considerou os conjuntos de equipamentos existentes no mercado e os recursos naturais e potenciais energéticos disponíveis na região com o auxílio do PVSyst.

Santos (2014) apresenta o desenvolvimento de uma metodologia para avaliar o impacto da Tarifa Branca nos consumidores residenciais de baixa tensão, considerando a inserção de GD com aerogeradores, módulos FV, baterias e conversores utilizando o HOMER Pro Energy. Foram avaliadas cinco faixas de consumo de energia elétrica com a combinação das fontes de GD relacionadas. Nascimento (2019) analisa o levantamento técnico e financeiro em um novo modelo de custo nivelado de energia, comparando alternativas de investimento para instalação de sistemas FV e armazenamento de energia em redes inteligentes no Brasil e considerando a Tarifa Branca através do PVSyst. A análise foi realizada através da simulação interativa entre sistemas de armazenamento, geração FV e demanda energética residencial.

Em Curitiba, Pimenta (2015) avalia a viabilidade financeira de sistemas de armazenamento de energia com o auxílio do HOMER Pro Energy nos seguintes cenários: o caso de consumidor residencial isolado da rede, utilizando geração FV com a opção de armazenamento de energia em baterias; a utilização da Tarifa Branca para o caso de um consumidor residencial; e, finalmente, o caso de um consumidor comercial/industrial com tarifação verde A4 e azul A4.

O Quadro (2) apresenta os principais artigos a nível nacional pesquisados sobre tipo de avaliação, tarifas e forma de gerenciamento da demanda e sistema utilizado.

Quadro 2 – Principais artigos a nível nacional sobre o tema

Artigos	Tipo de avaliação	Tarifas utilizadas	Forma de gerenciamento da demanda	Programa para simulações
(Ferreira; Brandão e Silva, 2017)	Faturamento de energia	Convencional	Armazenamento	PVSyst
(Rolin, 2018)	Faturamento de energia	Tarifa Branca e Convencional	Armazenamento	-
(Braidá; Farret e Santos, 2019)	Viabilidade financeira	Tarifa Branca e Convencional	Hábitos de consumo	HOMER Pro Energy
(Silva et al., 2018)	Faturamento de energia	Tarifa Branca e Convencional	Hábitos de consumo	-
(Abraão; Paschoareli e Silva, 2017)	Viabilidade financeira e faturamento de energia	Tarifa Branca e Convencional	Hábitos de consumo	-
(Finotti; Almeida e Zilles, 2018)	Faturamento de energia	Tarifa Branca e Convencional	Armazenamento	-
(Souto et al., 2018)	Viabilidade técnica, financeira e ambiental	Tarifa Branca e Convencional	Hábitos de consumo	HOMER Pro Energy
(Santos et al., 2013)	Viabilidade técnica e financeira	Tarifa Branca e Convencional	-	HOMER Pro Energy
(Esteves, 2018)	Viabilidade técnica e financeira	Tarifa Branca e Convencional	Armazenamento	PVSyst
(Santos, 2014)	Viabilidade financeira	Tarifa Branca e Convencional	Armazenamento	HOMER Pro Energy
(Nascimento, 2019)	Viabilidade técnica e financeira	Tarifa Branca e Convencional	Armazenamento	PVSyst
(Pimenta, 2015)	Viabilidade financeira	Tarifa Branca e Convencional	Armazenamento	HOMER Pro Energy

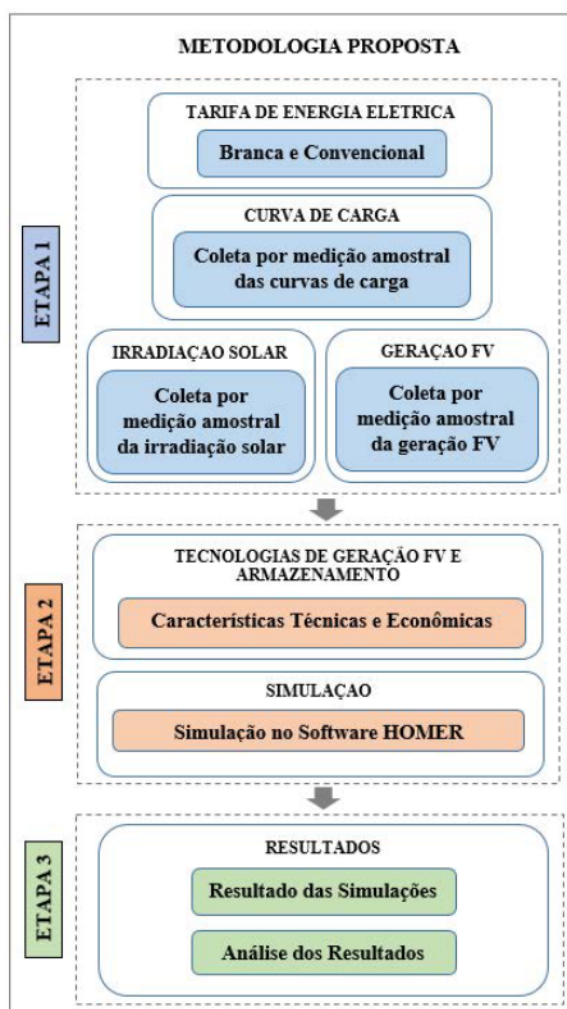
Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

4 Proposta de viabilidade técnica utilizando tarifas de faturamento vigentes e armazenamento com geração FV

Como citado, a proposta apresentada no presente artigo é a avaliação de inserção de microgeração FV nos consumidores residenciais de baixa tensão, aliada ao uso de tarifas diferenciadas, armazenamento de energia e incentivos regulatórios predominante no Brasil. A análise inclui a avaliação de um microgerador já existente como forma de opção de alteração de tarifa e inclusão de armazenamento no sistema FV instalado, porém mantendo os hábitos de consumo para ambas as situações.

A metodologia para analisar a viabilidade financeira é composta por três etapas (Fig.3). A etapa 1 corresponde aos valores de entrada representados pelas curvas de cargas reais em diferentes faixas de consumo, valores das tarifas Convencional e Branca da concessionária local e dados históricos de irradiação solar local para estimativa da geração FV do consumidor. No estudo de um microgerador existente, são considerados os dados reais de geração FV, descartando a necessidade de estimativas. A etapa 2 corresponde aos requisitos técnicos e características financeiras relacionadas à geração FV; a etapa 3 se refere aos resultados obtidos com a aplicação da técnica proposta no presente artigo.

Figura 3 – Metodologia proposta



Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

As etapas mencionadas descrevem como uma unidade consumidora (UC) se beneficia com a instalação de um sistema FV e com a avaliação de viabilidade de se instalar sistemas de armazenamento de energia e/ou migrar para uma nova modalidade tarifária por meio dos dados de produção, irradiação, consumo de energia e o sistema de compensação de créditos vigente no Brasil. Para a implementação da metodologia e obtenção

dos resultados é utilizado o *software* HOMER Pro Energy, desenvolvido pelo Laboratório de Energia Renovável dos Estados Unidos (NREL). O programa é um modelo de otimização de sistemas híbridos de energia, criado com o propósito de prever a configuração da GD, avaliando diversas alternativas, na busca pela melhor solução no que diz respeito na identificação da configuração do sistema com menor custo que seja capaz de suprir a demanda de energia (ALMEIDA, 2008).

Com o programa é possível realizar diferentes formas de simulações, alternando tipos de geração (FV, eólica, etc), modalidades tarifárias e curvas de cargas típica de cada unidade de consumo. Dessa forma, o *software* realiza o balanço energético para cada uma das 8.760 horas do ano, onde em cada período (hora, mês, ano) são simuladas as configurações do sistema que melhor correspondem em termos financeiros e analisada a viabilidade em relação à instalação, operação e vida útil do projeto (NREL, 2005). Assim, no presente artigo, o *software* é proposto para a avaliação financeira a partir dos dados coletados e a forma de incentivo regulatório aplicado, incluindo a decisão de escolha da adesão à Tarifa Branca, em conjunto com armazenamento e geração FV. Para isso, o modelo é analisado em 12 cenários diferentes, conforme abaixo:

a) Com proposta de geração FV instalada

Cenário 1: Rede + Tarifa Convencional (simulação sem o sistema)

Cenário 2: Rede + Tarifa Branca (simulação sem o sistema)

Cenário 3: Rede + Tarifa Convencional

Cenário 4: Rede + Tarifa Branca

Cenário 5: Rede + Tarifa Convencional + armazenamento

Cenário 6: Rede + Tarifa Branca + armazenamento

b) Com proposta de Inserção de geração FV

Cenário 7: Rede + Tarifa Convencional (Simulação sem o sistema)

Cenário 8: Rede + Tarifa Branca (Simulação sem o sistema)

Cenário 9: Rede + Tarifa Convencional

Cenário 10: Rede + Tarifa Branca

Cenário 11: Rede + Tarifa Convencional + armazenamento

Cenário 12: Rede + Tarifa Branca + armazenamento

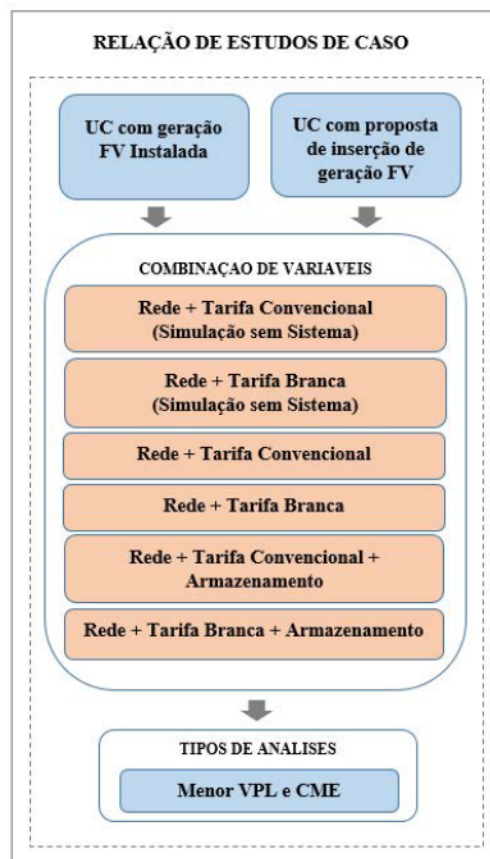
Após a finalização do processo de simulação, o programa classifica os resultados por meio do custo médio de energia (CME). Esta variável de análise representa a média do custo por kWh consumido, seja este gerado pelo sistema FV ou consumido da rede da distribuidora local. A Equação 6 apresenta a formulação utilizada pelo programa para calcular o CME, onde E representa a energia consumida pela carga. Dessa forma, é possível estimar o valor da fatura anual da UC para cada um dos cenários propostos.

$$CME = \frac{Custo_{Anual}}{E} \quad (6)$$

Além dessa análise, é avaliado o valor presente líquido (VPL) como forma de análise de viabilidade do projeto de geração FV com ou sem armazenamento. Neste caso, o valor do investimento é projetado para o valor presente, tornando as comparações dos cenários na mesma base de análise.

Em resumo, os cenários podem ser classificados conforme Fig.4.

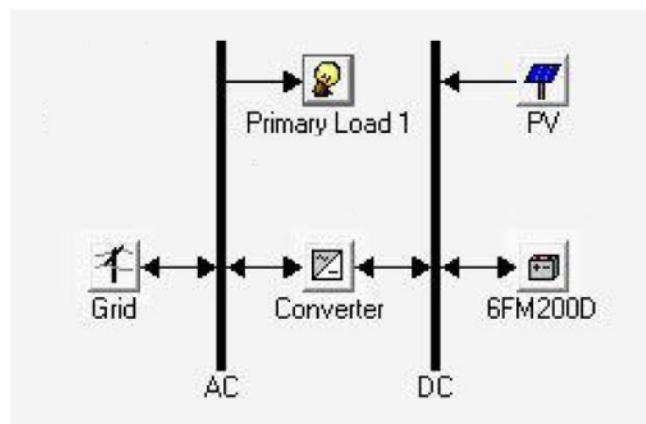
Figura 4 – Representação dos cenários propostos



Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

A título de exemplo da modelagem do sistema no HOMER Pro Energy, é apresentado o cenário 4 com a presença da carga, conversor de corrente alternada, módulos FV e bateria na Fig.5.

Figura 5 – Exemplo de modelagem no HOMER Pro Energy



Fonte: Adaptado de Braida; Farret e Santos (2019).

Após a identificação e inclusão dos componentes, o programa delimita quatro classes de entradas: tarifas da rede elétrica, curvas de carga, geração FV, armazenamento e características técnicas e financeiras dos componentes. É aplicado o VPL de todos os custos acumulados no projeto durante sua vida útil (excluindo o custo do investimento inicial); uma taxa de 2,5% ao ano e duração do projeto de 25 anos são propostas.

5 Análise financeira

Os estudos de casos propostos são relacionados com as variáveis VPL e CME como resultado das simulações no *software* para avaliação da análise de viabilidade financeira e custo de energia envolvida. Inicialmente é simulada uma UC com geração FV obtendo-se a proposição de resultados simulados conforme Quadro (3).

Quadro 3 – Proposta de verificação de resultados com geração FV instalada

UC com geração FV instalada		
Tipo de configuração	VPL	CME
Rede + Tarifa Convencional (simulação sem o sistema)	VPL1	CME1
Rede + Tarifa Branca (simulação sem o sistema)	VPL2	CME2
Rede + Tarifa Convencional + GF existente	VPL3	CME3
Rede + Tarifa Branca + GF existente	VPL4	CME4
Rede + Tarifa Convencional + armazenamento + GF existente	VPL5	CME5
Rede + Tarifa Branca + armazenamento + GF existente	VPL6	CME6

Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

Dessa forma, é comparado o menor VPL considerando a faixa entre VPL1 e VPL6, obtendo-se assim a configuração com o menor custo de investimento com e sem geração FV existente. Igualmente é identificado o menor resultado do CME, na faixa entre CME1 e CME6, para avaliação do custo de energia e, assim, o custo anual da fatura do consumidor com e sem geração FV existente. O Quadro (4) expõe a mesma forma de análise comparativa de resultados verificada para uma UC com geração FV instalada; contudo, neste caso, a unidade não possui geração e propõe-se à instalação de geração FV para a simulação de resultados do VPL e CME.

Quadro 4 – Proposta de verificação de resultados com inserção de geração FV

UC com proposta de Inserção de Geração FV		
Tipo de configuração	VPL	CME
Rede + Tarifa Convencional (simulação sem o sistema proposto)	VPL1	CME1
Rede + Tarifa Branca (simulação sem o sistema proposto)	VPL2	CME2
Rede + Tarifa Convencional + GF proposta	VPL3	CME3
Rede + Tarifa Branca + GF proposta	VPL4	CME4
Rede + Tarifa Convencional + armazenamento + GF proposta	VPL5	CME5
Rede + Tarifa Branca + armazenamento + GF proposta	VPL6	CME6

Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

A inclusão nas simulações da configuração somente utilizando a rede + Tarifa Convencional e rede + Tarifa Branca é necessária, pois representa uma análise base em comparação às outras configurações simuladas com geração FV.

6 Conclusão

Os mecanismos de incentivo para a expansão da microgeração FV no Brasil têm proporcionado um impulso significativo neste tipo de geração, principalmente a partir da publicação da RN N° 482/2012, posteriormente revisada pela RN N° 687/2015. Contudo, o território brasileiro ainda possui um enorme potencial para geração FV inexplorado, necessitando de medidas complementares para que a expansão seja continuada e, ao mesmo tempo, promova benefícios financeiros para o microgerador, com a redução da fatura de energia, melhor escolha na viabilidade financeira de instalação de sistemas FV e também em relação à redução da demanda das redes de distribuição da concessionária. Com a criação da tarifa diferenciada para consumidores de baixa tensão, chamada de Tarifa Branca, surgiu a oportunidade de estudar a utilização desta modalidade tarifária

com sistemas FV e propor a utilização de sistemas de armazenamento integrados ao sistema. Esta estratégia possibilita gerenciar a utilização da demanda de energia em horário de pico, em momentos em que a tarifa é mais onerosa, com a aplicação de técnicas de GLD.

Assim, visando elaborar uma análise crítica sobre a viabilidade da instalação de sistemas FV integrados com armazenamento de energia e gestão de carga, é necessário observar diversos fatores relevantes e resultantes da instalação e funcionamento desse sistema, como características técnicas dos equipamentos, demanda de energia do consumidor e recurso solar associados à região estudada. No presente artigo, portanto, é utilizado o *software* HOMER Pro Energy de forma a possibilitar a simulação de 12 cenários, considerando os fatores mencionados, incluindo incentivos tarifários e armazenamento de energia.

Os resultados propostos como avaliação são classificados por meio das variáveis CME e VPL; e, por meio destas, é possível avaliar o menor custo de energia ao consumidor e a viabilidade financeira do projeto de instalação FV de acordo com os cenários propostos na simulação. Espera-se, então, que a metodologia auxilie na tomada de decisão referente à aquisição de equipamentos de armazenamento e migração para a Tarifa Branca para um microgerador FV existente e também em relação aos novos microgeradores FV que desejam instalar o sistema.

Dessa forma, portanto, deseja-se também que o estudo aplicado promova a expansão dos sistemas FV no Brasil, a redução do carregamento das redes de distribuição com a postergação de investimentos de expansão, melhoria no nível de tensão e benefícios sustentáveis para a sociedade com a diminuição das emissões de gases de efeito estufa.

Agradecimentos

Paulo C. M. Carvalho agradece ao CNPq pela bolsa de pesquisador concedida.

Referências

- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DA INDÚSTRIA ELÉTRICA E ELETRÔNICA (ABINE). **Propostas para inserção da energia solar fotovoltaica na matriz elétrica brasileira**. São Paulo: Abinee: LCA: PSR, 2012. 176 p. Disponível em: <http://www.abinee.org.br/informac/arquivos/profotov.pdf>. Acesso em: 14 maio 2020.
- ABRAÃO, R. R. *et al.* Economic viability of installations of photovoltaic microgeneration in residences of a smart city. *In*: INTERNATIONAL CONFERENCE ON RENEWABLE ENERGY RESEARCH AND APPLICATIONS (ICRERA), 6., 2017, Nova York. **Anais eletrônicos** [...]. Nova York: ICRERA, 2017. Disponível em: <https://repositorio.unesp.br/handle/11449/163946>. Acesso em: 14 maio 2020.
- AFONSO, G. S. **Análise dos instrumentos normativos de suporte à geração fotovoltaica distribuída conectada à rede de distribuição**. 2012. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade de Brasília, Brasília, 2012.
- ALBUQUERQUE, J. E.; ROSAS, P. A. Inclusão de armazenamento de energia para arbitragem tarifária. **Revista de Engenharia e Pesquisa Aplicada**, Recife/PE, v. 5, n. 3, p. 85-93, maio 2020. Disponível em: <http://revistas.poli.br/~anais/index.php/rep/article/view/1266/660>. Acessado em: 04 jul. 2020.
- ALMEIDA, S. C. A.; FREIRE, R. L. Geração de Energia Elétrica Através de Sistema Híbrido Diesel-Eólico para um Hospital. *In*: CONGRESSO INTERNACIONAL SOBRE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E ENERGIA NO MEIO RURAL, 7., 2008, Fortaleza-CE. **Anais eletrônicos** [...]. Fortaleza-CE: AGRENERGD, 2008. Disponível em: <https://www.osti.gov/etdweb/servlets/purl/21340850>. Acesso em: 14 maio 2020.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **A tarifa de energia elétrica**. Brasília – DF: ANEEL, 2016. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas>. Acesso em: 09 maio 2020.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Dados abertos**: relação de empreendimentos. Brasília – DF: ANEEL, 2020. Disponível em: <https://dadosabertos.aneel.gov.br/>. Acesso em: 08 jun. 2020.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Geração Distribuída**. Brasília – DF: ANEEL, 2018. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/geracao-distribuida>. Acesso em: 17 jun. 2020.

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. Brasília – DF: ANEEL, 2012. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>. Acesso em: 17 jun. 2020.

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 – PRODIST Brasília – DF: ANEEL, 2015. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>. Acesso em: 17 jun. 2020.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Tarifa Branca. **ANEEL**, Brasília – DF, 2020a. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas>. Acesso em: 09 maio 2020.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET**. Brasília – DF: ANEEL, 2017. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20221003_Proret_Submod_7_1_V2_5C.pdf. Acesso em: 09 maio 2020.

BARRETO, S. C.; CARVALHO, P. C. M. Estudo de viabilidade para implementação de uma planta fotovoltaica integrada em um Shopping Center de Fortaleza-CE. *In*: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, 7., 2018, Gramado-RS. **Anais eletrônicos** [...]. Gramado-RS: CBENS, 2018. Disponível em: <https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/251>. Acesso em: 20 jun. 2020.

BRAIDA, V.; FARRET, F. A.; SANTOS, L. L. C. Analysis of the Economic Viability of the White Tariff in Conjunction with the Distributed Generation for Rural Consumers. *In*: IEEE PES INNOVATIVE SMART GRID TECHNOLOGIES CONFERENCE - LATIN AMERICA (ISGT LATIN AMERICA), 5., 2019, Gramado-RS. **Anais eletrônicos** [...]. Gramado-RS: ISGT, 2019. DOI: 10.1109/ISGT-LA.2019.8895508. Acesso em: 25 jun. 2020.

COSTA, A. C. A. **Metodologia de planejamento de uma planta fotovoltaica integrada à edificação**: estudo de caso para o instituto da primeira infância (IPREDE). 2017. Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica) - Centro de Tecnologia, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2017. Disponível em: <http://www.repositorio.ufc.br/handle/riufc/34517>. Acesso em: 25 jun. 2020.

ESTEVES, O. L. **Inserção da geração fotovoltaica distribuída com armazenamento de energia para gerenciamento de demanda em horário de ponta em unidades consumidoras residenciais**. 2018. 90f. Dissertação (Mestrado em Planejamento de Sistemas Energéticos), Universidade de Campinas, Campinas, 2018.

FERREIRA, V. F.; BRANDÃO, D. I.; SILVA, S. M. Assessment of energy storage viability for a PV power plant injecting during peak load time. *In*: IEEE INTERNATIONAL SYMPOSIUM ON POWER ELECTRONICS FOR DISTRIBUTED GENERATION SYSTEMS (PEDG), 8., 2017, Florianópolis-SC. **Anais eletrônicos** [...]. Florianópolis - SC: IEEE, 2017. DOI: 10.1109/PEDG.2017.7972475.

FINOTTI, A. S.; ALMEIDA, M. P.; ZILLES, R. Simulação do Uso de Baterias Adotando a Tarifa Branca para Microgeração Fotovoltaica de Classe Residencial. *In*: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, 7., 2018. **Anais eletrônicos** [...]. Gramado-RS: CBENS, 2018. Disponível em: <https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/523>. Acesso em: 25 jun. 2020.

HAUSMANN, S. The importance of batteries for electricity supply in Brazil. **EES-Magazine**, [s. l.], [2014]. Disponível em: <http://ees-magazine.com/the-importance-of-batteries-for-electricity-supply-in-brazil/>, 2014. Acesso em: 04 jul. 2020.

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY (IRENA). **Data & Statistics**. Emirados Árabes Unidos, 2020. Disponível em: <https://www.irena.org/Statistics/>. Acesso em: 27 maio 2020.

JANNUZZI, G. G.; GOMES, R. D. M.; VARELLA, F. K. O. M. **Sistemas fotovoltaicos conectados à rede**

elétrica no Brasil: panorama da atual legislação. Campinas: International Energy Initiative, 2009. Disponível em: <https://leonardo-energy.org.br/iniciativas/sistemas-fotovoltaicos-conectados-a-rede-eletrica-no-brasil-panorama-da-atual-legislacao/>. Acesso em: 27 maio 2020.

JANTSCH, A. L. **Análise do Impacto da Tarifa Binômia para Consumidores Residenciais com Microgeração Fotovoltaica.** 2018. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2018.

OLIVEIRA JUNIOR, L. G. **Razões que levaram os consumidores de energia elétrica a se transformarem em geradores:** uma análise da geração fotovoltaica na cidade de Vitória - ES. 2018. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Desenvolvimento Sustentável) - Universidade Federal do Espírito Santo, Vitória, 2018.

NASCIMENTO, A. D. J. **Geração fotovoltaica distribuída como elemento subsidiário para sistemas de armazenamento de energia em ambiente de tarifas diferenciadas.** 2019. Dissertação (Mestrado em Construção Civil) - Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2019.

NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY (NREL). **Homer Energy User Manual**, Colorado, May, 2005. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy05osti/36774.pdf>. Acesso em: 25 jul. 2020.

PIMENTA, C. M. **Modelagem de cenários de armazenamento de energia com deslocamento de carga.** 2015. Dissertação (Mestrado em Desenvolvimento de Tecnologia) - Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento, Curitiba-PR, 2015.

REBECHI, S. H. **O potencial da geração solar fotovoltaica conectada ao sistema de distribuição urbano:** estudo de caso para um alimentador com pico de carga diurno. 2008. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) - Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis-SC, 2008.

ROLIN, L. **Energy storage and photovoltaic distributed generation:** evaluation of impacts on the remuneration of prosumers. *In:* SIMPÓSIO BRASILEIRO DE SISTEMAS ELÉTRICOS (SBSE), 7., 2018, Niterói - RJ. **Anais eletrônicos** [...]. Niterói - RJ: IEEE, 2018. p. 1-6. DOI: 10.1109/SBSE.2018.8395915.

RUIZ, B. J.; RODRIGUEZ, V.; BERMANN, C. Analysis and perspectives of the government programs to promote the renewable electricity generation in Brazil. **Energy Policy**, [s. l.], v.35, n.5, p. 2989-2994, May 2007. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/journal/energy-policy>. Acesso em: 31 maio 2020.

SANTOS, L. G. M. **Estratégias de armazenamento de energia elétrica e uma análise de viabilidade econômica da adoção de baterias para gerenciamento pelo lado da demanda.** 2018. Dissertação (Mestrado em Planejamento de Sistemas Energéticos) - Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2018.

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

SANTOS, L. L. C. *et al.* Impacto da tarifa branca e da geração distribuída nos consumidores residenciais. *In:* SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (SNPTEE), 22., 2013, Brasília. **Anais eletrônicos** [...]. Brasília: SNPTEE, 2013. Disponível em: <https://xxvisnptee.com.br/publicacoes/>. Acesso em: 31 maio 2020.

SILVA, A. C. S. *et al.* Estudo dos efeitos da modalidade tarifária branca aplicada a consumidores residenciais tipo b na região sudeste e a residências com sistemas fotovoltaicos conectados à rede. *In:* CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, 8., 2018, Gramado-RS. **Anais eletrônicos** [...]. Gramado-RS: CBENS, 2018. Disponível em: <https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/569>. Acesso em: 31 maio 2020.

SOLARGIS. **Solar resource maps of World.** SOLARGIS. Eslováquia: Solargis,2020. Disponível em: <https://solargis.com/maps-and-gis-data/download/world>. Acesso em: 25 jun. 2020.

SOUTO, O. C. N. *et al.* Análise econômica de sistemas fotovoltaicos conectados à rede considerando a tarifa branca e ações de eficiência energética para consumidores residenciais utilizando homer pro energy. *In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR*, 8., 2018, Gramado-RS. **Anais eletrônicos** [...]. Gramado-RS: CBENS, 2018. Disponível em: <https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/75>. Acesso em: 31 maio 2020.

VEIGA, C. E. **Avaliação do comportamento da demanda com a integração de geração fotovoltaica e tarifas horárias**. 2015. Dissertação (Mestrado em Sistemas de Energia) - Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2015.

VIEIRA, D. **Método para a determinação do tipo de incentivo regulatório à geração distribuída fotovoltaica que potencializa seus benefícios técnicos na rede**. 2016. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Universidade de Brasília, Brasília, 2016.

WORLD ENERGY COUNCIL (WEC). **World Energy Resources E-Storage**. Reino Unido: WEC, 2016. 61 p. Disponível em: <http://docplayer.net/57695477-World-energy-resources-e-storage-2016.html>. Acessado em: 04 jul. 2020.

WORLD WILDLIFE FUND (WWF). **Desafios e oportunidades para a energia solar fotovoltaica no brasil: recomendações para políticas públicas**. Brasil: WWF-Brasil, 2015. 37 p. Disponível em: <https://www.wwf.org.br/informacoes/biblioteca/?46522>. Acesso em: 31 maio 2020.

ZILLES, R. *et al.* **Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica**. São Paulo: Oficina de Textos, 2012.

Sobre os autores

André Ribeiro da Costa

Mestrando em Engenharia Elétrica (Energias Renováveis e Sistemas Elétricos) pela Universidade Federal do Ceará - UFC (2020); Graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade de Fortaleza - UNIFOR (2009); graduação em Tecnólogo em Mecatrônica pelo Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Ceará - IFCE (2003) e curso técnico em Eletrotécnica pelo IFCE (1999). Pós-graduado em MBA em Gerenciamento de Projetos pela UNIFOR (2012) e MBA em Gestão de Negócios com Ênfase no Setor Elétrico pela UNIFOR (2014). Atualmente ocupa o cargo de Engenheiro Eletricista Especialista na Enel Distribuição Ceará, na Área de Análise de Redes, atuando na coordenação de equipes com foco na análise de ocorrências do sistema elétrico de alta, média e baixa tensão. Experiência nas áreas de manutenção preventiva e preditiva, projetos, inspeção e obras em sistemas elétricos de distribuição

Paulo C. M. Carvalho

Graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Ceará – UFC - (1989), mestrado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal da Paraíba – UFPA (1992) e doutorado em Engenharia Elétrica pela Universidade de Paderborn, Alemanha (1997). Atualmente é professor associado do Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará. Tem atividades de ensino, pesquisa e extensão nos seguintes temas: geração fotovoltaica, geração eólica e biodigestores. Coordena o Laboratório de Energias Alternativas da UFC. Bolsista de produtividade em pesquisa do CNPq.
