

SISTEMAS FOTOVOLTAICOS ACOPLADOS A BATERIAS NO SETOR RESIDENCIAL SOB O ÂMBITO DA TARIFA BRANCA DE ENERGIA

Raul F. C. Miranda – raulcarvalho@ppe.ufrj.br

Alexandre Szklo – szklo@ppe.ufrj.br

Roberto Schaeffer – roberto@ppe.ufrj.br

Universidade Federal de Rio de Janeiro, Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós Graduação e Pesquisa em Engenharia, Programa de Planejamento Energético

Resumo. *A demanda por geração de energia procedente de fontes limpas ou de menor impacto sócio ambiental cresce em todo o mundo. O aproveitamento de recursos de cunho renovável tem relação direta com questões meteorológicas, de grande incerteza no médio e longo prazo, além de sua baixa densidade energética. Para o real aproveitamento destes recursos, em larga escala, faz-se necessário o uso de tecnologias com a finalidade de minimização da intermitência da fonte, trazendo operacionalidade ao sistema. No que concerne a geração distribuída fotovoltaica conectada à distribuidora de energia, o uso de baterias tem o objetivo de assegurar a geração de energia em momentos de baixa incidência solar e também de alto custo de geração. Neste sentido, a tarifa branca de energia surge para sinalização do custo de energia ao consumidor, incentivando o menor consumo em momentos de grande custo ao sistema. Dito isto, este trabalho tem o objetivo de elucidar aspectos da geração fotovoltaica acoplada a baterias, destacando benefícios e prejuízos com a eventual escolha pela nova modalidade tarifária. O estudo indica o comportamento da curva de carga de uma unidade domiciliar com a adesão de sistema fotovoltaico acoplado a bateria, sob âmbito da modalidade tarifária branca. Para um domicílio com consumo acima de 300 kWh/mês, resultados preliminares indicam um potencial de redução de carga em 2.239 kWh/ano, sendo 719 kWh/ano no posto de ponta do sistema elétrico brasileiro, entre 18-22h.*

Palavras-chave: *Energia Solar Fotovoltaica, Geração Distribuída, Tarifa Branca, Setor Residencial*

1. INTRODUÇÃO

Com o crescimento da preocupação acerca de impactos socioambientais oriundos da geração de energia, cresce também o interesse pelo uso de energia renovável – normalmente com menor impacto, em todo o mundo. Diferentemente de recursos fósseis, naturalmente estocados, o recurso renovável depende de condições meteorológicas e é perdido caso não seja utilizado no momento da geração.

O aproveitamento direto da energia elétrica a partir de sistemas fotovoltaicos é possível somente durante o dia. Entretanto, através do mecanismo de *net metering*, instaurado pela resolução nº 482/12 da ANEEL, o aproveitamento *indireto* da energia gerada no período diurno já é possível. Isto ocorre, pois através do novo marco o montante de energia enviado à rede durante o dia pode ser posteriormente aproveitado, através de créditos na conta do consumidor.

Em um sistema elétrico, o horário de ponta é o período do dia no qual o consumo de energia elétrica é consideravelmente maior. Comumente, este período ocorre entre 18h e 21h, momento em que o comércio e indústria ainda se encontram em operação e no qual se observa o aumento do consumo com iluminação pública e residências. Para atendimento da demanda neste período faz-se necessária a construção de novas usinas e extensas linhas de transmissão. Uma vez que o horário de ponta ocorre apenas em um curto período do dia, parte da capacidade de geração de energia eventualmente acaba se tornando ociosa.

Com a inserção de sistemas fotovoltaico em larga escala é possível que o vale entre a demanda de base e o período de ponta seja ainda maior, eventualmente tornando o sistema ainda mais caro. Além do mais, com a alta variabilidade de geração solar é possível que haja um limite superior para a participação da geração solar na matriz de um país, a partir do qual a utilidade marginal com a capacidade incremental passa a ser decrescente (Denholm e Margolis, 2007a), haja crescimento do custo nivelado da energia com a penetração marginal da fonte ou que uma tecnologia complementar seja necessária (Denholm e Margolis, 2007b; Steinke et al., 2013), com base no contexto energético do local em estudo (Bayod-Rújula, 2009; Borges, 2012). Assim, a forma e o nível de penetração de renováveis na matriz de um país é fronteira de estudo em diversos locais (Denholm e Hand, 2011; Koochi-Kamali et al., 2013). Possivelmente por essas razões, instaurou-se no Brasil o limite superior de 10% para contratação de geração distribuída pelo agente de distribuição e também a obrigatoriedade de assegurar, em caso de atraso do empreendimento de geração distribuída, a compra de energia no mercado spot pelo agente distribuidor, através do Decreto nº 5.163 de 2004.

Assim, a utilização de sistemas fotovoltaicos com baterias para o armazenamento de energia e seu posterior uso em horários de pico pode trazer benefícios ao sistema (Toledo et al., 2010), fornecendo energia ao *grid* no horário de maior custo. Ademais, a possibilidade de administração da energia produzida agrega valor ao sistema, tornando-o ainda

mais robusto (Hoff et al., 2007). Este tipo de sistema já vem sendo abordado em diferentes estudos (Mulder et al., 2013; Nair e Garimella, 2010; Nottrott et al., 2013; Parra et al., 2014).

Dito isto, em função do desencontro entre a geração de energia a partir de painéis fotovoltaicos e o horário de pico do sistema, especificamente no que concerne o setor residencial, a utilização de baterias pode ser uma opção interessante. A chegada da chamada tarifa branca de energia sinaliza ao consumidor final o maior custo do sistema. Caso o consumidor opte por esta modalidade, com maior custo no posto de ponta, o uso de arranjos fotovoltaicos com bateria pode vir a ter importante papel.

2. TARIFA CONVENCIONAL E TARIFA BRANCA

Até o começo da década de 1990, uma única tarifa de energia elétrica era cobrada para todo o país. A lei 8.631 de 1993 e Lei 8.987 de 1995 encerraram o regime de tarifa única, determinando que dali em diante o valor pago fosse especificado pela concessionária responsável pela área específica, prevendo mecanismos de reajuste tarifário de modo a manter o equilíbrio econômico-financeiro destes agentes. Através de um contrato de concessão celebrado com a União, as distribuidoras de energia elétrica fornecem energia elétrica em sua área de concessão. Para o setor residencial, atualmente uma única tarifa é aplicada, independentemente da hora de consumo e dia da semana.

2.1 Tarifa Branca

No ano de 2011 iniciou-se o debate acerca da criação de uma nova modalidade tarifária, especificamente para consumidores de baixa tensão (BT) (ANEEL, 2011). Inicialmente com expectativa de início de operação em 2014, porém possivelmente ainda com algum atraso, a tarifa branca de energia consiste em uma modalidade tarifária opcional ao consumidor, com sinalização horária, aplicada aos consumidores com tensão inferior a 2,3 kV. O mecanismo prevê três postos tarifários: fora de ponta, intermediário e de ponta.

Os Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET) estabelecem a estrutura padrão do novo modelo, passível de alteração quando fundamentada pela distribuidora. A regulação decreta um período de três horas consecutivas para a ponta, um período intermediário de uma hora antes e depois da ponta, e um período fora de ponta nas demais horas do dia. O valor da tarifa de ponta seria cinco vezes o da de fora da ponta, enquanto o valor da tarifa no período intermediário seria três vezes este valor. Por fim, o valor da modalidade tarifária horária Branca para o posto tarifário fora de ponta será equivalente ao produto da TUSD da modalidade tarifária Convencional Monômnia pelo parâmetro k_z , calculado para cada subgrupo tarifário da distribuidora com base nos perfis típicos de consumo (ANEEL, 2013a).

Com objetivo de adequar a nova estrutura tarifária às particularidades de cada área de concessão, estabeleceu-se a possibilidade de proposição pelos agentes interessados de mudanças em aspectos da norma, principalmente no que tange o parâmetro k_z , mas também em outros parâmetros pré-definidos no Proret (ANEEL, 2012). A solicitação deve ser encaminhada em conjunto com estudo que comprove, de forma objetiva, o ganho para a sociedade em função de uma estrutura tarifária mais eficiente.

A distorção alocativa em função de um parâmetro k_z único pode levar a uma sinalização indesejada para todo o sistema, causando inibição ou adesão de unidades consumidoras sem a contrapartida desejada (redução do consumo no horário de pico). Assim, a tarifa branca resultaria em benefícios ou prejuízos, dependendo do agente em questão. Segundo (ANEEL, 2012), o k_z intrínseco do subgrupo B3 de baixa tensão (comércio e indústria) com base em sua curva de carga é de 0,621, enquanto, por exemplo, o setor residencial apresenta k_z igual a 0,50 (Fig.1). O parâmetro k_z igual a 0,55, padrão adotado pela norma, foi obtido através da curva Brasil.

Exemplificando, caso unidades consumidoras do subgrupo B3 desejem aderir à nova estrutura tarifária, estes agentes aumentariam o consumo em seu horário de ponta (diurno) a um menor custo, sem que, de fato, uma mudança no consumo ocorresse. Unidades do setor residencial experimentaríamos efeito oposto; aumento no custo com a manutenção do comportamento de consumo. Na realidade, mesmo entre consumidores do setor residencial, diferentes parâmetros são observados fruto de características locais de consumo.

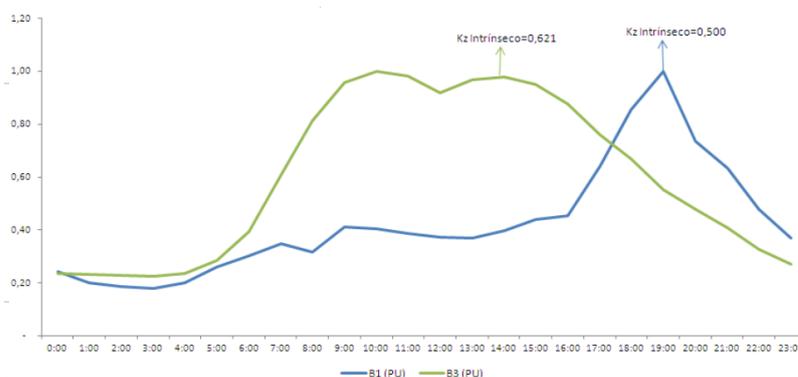


Figura 1 - Curvas de carga dos subgrupos B1 e B3 e respectivos parâmetros k_z .

Fonte: ANEEL (2012)

3. METODOLOGIA

O presente trabalho se propõe a estudar o uso de sistemas fotovoltaicos acoplados a baterias no setor residencial, com base na possibilidade de adesão à chamada tarifa branca por parte do consumidor. Faz-se necessário destacar que a troca para a tarifa branca será opcional ao consumidor. Pretende-se apresentar análises preliminares sobre o potencial de redução de consumo no horário de ponta da curva do setor.

3.1 Metodologia Proposta

Para o estudo foi utilizado o modelo *Hybrid Optimization Model for Electric Renewables* (HOMER). Trata-se de um modelo de otimização para projeção e análise de sistemas híbridos de energia entre fontes de geração convencionais e/ ou alternativas. Para o presente estudo, o HOMER foi utilizado para auxílio na análise de um sistema fotovoltaico ligado à rede, acoplado a um banco de baterias. Através do programa, é possível encontrar para o sistema a configuração ótima economicamente, com o objetivo de suprimento de uma dada curva de carga.

Para a análise do sistema foram analisados dados do sistema, hora a hora, para todos os dias do ano, resultando 8.760 momentos de análise. Para cada um destes instantes o modelo apresenta dados de radiação solar, geração de energia, temperatura, compra e venda de energia, carga/descarga bateria, estado de carga, entre outros. Especificamente para a compra de energia junto ao *grid*, três diferentes valores de tarifa foram inseridos, tal como operado através da tarifa branca. Para o intercâmbio de energia com a rede o mecanismo de *net metering* foi selecionado. Entretanto, caso o saldo anual de troca com o *grid* (energia enviada menos energia comprada) seja positivo, não foi considerada qualquer remuneração à unidade domiciliar.

3.2 O Sistema Fotovoltaico

O sistema escolhido consiste em um arranjo fotovoltaico composto por módulos, inversor e bateria (s) (Tab.1). Para todo o sistema, sem baterias, mas com inversor e BOS inclusos, foi considerado R\$9/Wp. Com base em dados para radiação global horizontal local, hora a hora, o modelo calcula a radiação incidente no plano inclinado através do trabalho apresentado em (Duffie e Beckman, 1991). Posteriormente, para a geração do painel fotovoltaico, o modelo segue a seguinte equação:

$$P_{FV} = Y_{FV} f_{FV} \left(\frac{\overline{G_T}}{\overline{G_{T,STC}}} \right) [1 + \alpha_p (T_C - T_{C,STC})] \quad (1)$$

Onde: Y_{PV} - capacidade nominal sob condições padrão de teste; f_{PV} - coeficiente de redução em razão de perdas do sistema; G_i - radiação incidente no painel fotovoltaico (kW/m^2); $G_{T,STC}$ - incidência sob condições padrão de teste (kW/m^2), α_p - coeficiente de temperatura, T_C - temperatura da célula fotovoltaica e $T_{C,STC}$ - temperatura sob condições padrão de teste (25°C).

Tabela 1 - Aspectos do sistema fotovoltaico utilizado.

MÓDULO					
Potência	Eficiência (STC)	Inclinação	Azimute	Coef. Temperatura	Perdas
2,2 kWp	13 %	Latitude	0° (Norte)	- 0,5 (%/°C)	80%
INVERSOR		BATERIA			
Potência	Eficiência	Potência	Estado min. de carga	Corrente max. carregamento/ descarregamento	Tensão
2 kW	90%	200 Ah	40%	60 A /25 A	12 V

3.3 Uso de um banco baterias

De forma geral, o uso de bateria é responsável pelo encarecimento da tecnologia fotovoltaica, notoriamente já cara. Por esta razão, este tipo de sistema é somente pensado em locais onde o custo marginal de expansão da rede seja proibitivo. Entretanto, para o caso de sistemas fotovoltaicos seu uso pode ser interessante para normalização da energia em razão da intermitência do sistema, abatimento da carga consumida pela unidade domiciliar e aumento da operacionalidade do sistema com a penetração de renováveis, permitindo assim maior segurança na oferta de energia.

Para o banco de baterias do estudo foi escolhida a tecnologia de chumbo ácido, com tensão de 12 V, capacidade de 200 Ah e eficiência de 80%. Com o objetivo de evitar dano à bateria em função de um descarregamento demasiado, o modelo não permite estado de carga (SOC) inferior a 40%. Cabe destacar que este tipo de bateria costuma apresentar custo reduzido comparado a outras opções (Divya e Østergaard, 2009).

A operação de uma bateria é um delicado elemento de um sistema fotovoltaico. Diferentes fenômenos podem ocorrer no processo de carga/descarga, com a variação de parâmetros como tensão, corrente, temperatura, resistividade,

entre outros (Achaibou et al., 2012). Para cálculo da taxa de carga/descarga da bateria, o HOMER utiliza um modelo cinético para a bateria (Lambert et al., 2006; Manwell e McGowan, 1993).

A capacidade da bateria é definida como a quantidade de energia que pode ser aproveitada a partir de um estado de carga máxima. No entanto, esta capacidade depende da taxa de saída na qual esta energia se desloca. Quanto mais alta a corrente de descarga, menor será a capacidade da bateria. O sistema utilizado foi especificado para uma corrente máxima de descarga de 25 A e de carregamento de 60 A. Para uma corrente de descarga de 121 A, a capacidade da bateria é de 121 Ah (Fig. 2). A capacidade nominal desta bateria é 200 Ah (2,4 kWh @ 12 V). Para a unidade, foi considerado um preço de R\$700,00 e reposição de R\$600,00.

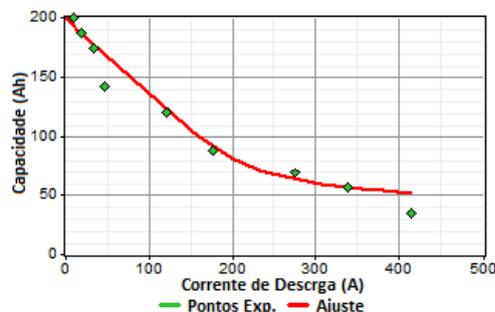


Figura 2 - Curva de capacidade da bateria utilizada em função da corrente de descarga.

3.4 Inversor

O inversor é responsável por transformar a corrente contínua, advinda do módulo fotovoltaico e da bateria, em corrente alternada, de modo a possibilitar o atendimento a rede. A capacidade do inversor mede a capacidade de conversão para corrente alternada. Parte da energia é normalmente perdida neste processo. O inversor pode também ter a função de elevar a tensão de saída da energia procedente das baterias, para suprimento da rede. A capacidade nominal inicialmente escolhida foi de 2 kW. Para o modelo escolhido, foi adotado um custo de reposição de R\$ 2.700,00.

3.5 Dado Solar

O dado solar utilizado advém de dados disponíveis pela NASA através *Surface meteorology and Solar Energy* (SSE) (NASA, 2013). De fato, dados mais específicos para o Brasil encontram-se disponíveis (LABEEE, 2013; SWERA, 2006), entretanto a interface utilizada no Homer incita o uso de dados da NASA. Além do mais, de forma geral, dados de radiação solar global média (kWh.m²/ano) obtidos junto a NASA tendem a ser menores que dados específicos para o país (Miranda, 2013), de forma alguma superestimando os achados.

3.6 Curva de Carga

A curva de carga do setor residencial foi obtida de Miranda (2013), com base em trabalhos realizados na área (PROCEL/COPPE, 2007; PROCEL/PUC, 2006). Para este estudo, foram considerados apenas domicílios com consumo de energia acima de 300 kWh (Fig.3). Posteriormente, um índice de sazonalidade foi aplicado. Este ajuste se deve ao diferente perfil de consumo ao longo do ano, com a característica geral de maiores consumos no verão e menores no inverno. Em suma, a variação da curva de carga tem o fator temperatura como principal variável (Ghisi et al., 2007), ao menos entre uma mesma classe social ou de consumo, embora fatores como deslocamento do horário local (horário de verão), férias escolares e até o período de festas de final de ano tenham também sua contribuição (Harris e Liu, 1993).

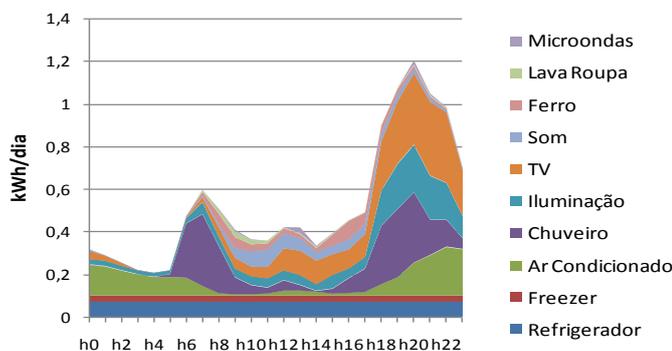


Figura 3 - Curva de Carga média para domicílios da região sudeste com consumo acima de 300 kWh.
Fonte: Miranda (2013)

4. CASO ESTUDADO

Para o estudo de caso foi escolhido o município de Belo Horizonte, localizado no estado de Minas Gerais. Foram abordados apenas domicílios com consumo domiciliar maior que 300 kWh, com gasto médio de 379 kWh. A distribuidora responsável pelo suprimento local de eletricidade é a Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG), que apresenta tarifa residencial de R\$ 0,347/kWh. Para simplificações de cálculo, R\$ 0,1/kWh foi adicionado a este valor para representação de impostos e tributos, chegando a uma tarifa residencial de R\$ 0,447/kWh.

Para a tarifa branca foram utilizados os valores homologados pela ANEEL à CEMIG (ANEEL, 2013b). Assim, a partir da tarifa convencional indicada obtêm-se os seguintes valores para modalidade tarifária branca: tarifa de ponta igual a R\$ 0,7936/kWh (19h-21h); tarifa intermediária igual a R\$ 0,5357 (uma hora antes e uma hora após o posto de ponta) e tarifa fora do posto de ponta igual a R\$0,3760. O período de ponta considerado não corresponde exatamente ao observado para a CEMIG (ANEEL, 2013b), entretanto, este foi utilizado por condizer com o período de pico do sistema elétrico brasileiro.

4.1 Resultados

O uso de sistemas fotovoltaicos com baterias para armazenamento de energia durante o dia e posterior utilização durante a noite não é factível sob um mesmo posto tarifário, visto que o custo adicional para aquisição (e reposição) das baterias não é compensado para um mesmo preço pago ao excedente enviado à rede. Assim, faz mais sentido econômico o envio do excedente gerado diretamente à rede local. Por outro lado, é possível que com a chegada da tarifa branca o uso de baterias comece a ser vantajoso, visto que se evita o gasto por uma energia mais cara ao se utilizar a energia armazenada no período diurno. Para isto, um estudo de caso foi feito para um domicílio com consumo domiciliar acima de 300 kWh.

Considerando o consumo médio residencial de 379 kWh para este nicho domiciliar, a partir da tarifa convencional chega-se a uma tarifa mensal final de R\$ 169,77. Para o mesmo consumo, porém agora através da modalidade tarifária branca, tem-se uma tarifa residencial mensal final de R\$193,30. Dessa forma, caso a adesão à tarifa branca fosse compulsória, para um mesmo comportamento de consumo a tarifa residencial deste domicílio aumentaria em quase 14%.

Para o caso brasileiro, de forma geral, não há grande variação de geração entre o inverno e verão. A Fig.4 apresenta o comportamento do sistema para o dia 6 de janeiro, período inicial do verão no país. Para um dia tipicamente claro, portanto com baixa nebulosidade, o uso do sistema com baterias é responsável por reduzir drasticamente o consumo diurno, mas também o noturno. Primeiramente, o modelo opta por atender a carga da unidade domiciliar com a energia, para em seguida carregar a bateria caso haja excedentes na geração. Por esta razão, não seria possível eventualmente, forçar o atendimento da carga integralmente pelo *grid* durante o dia, direcionando a geração FV para a bateria.

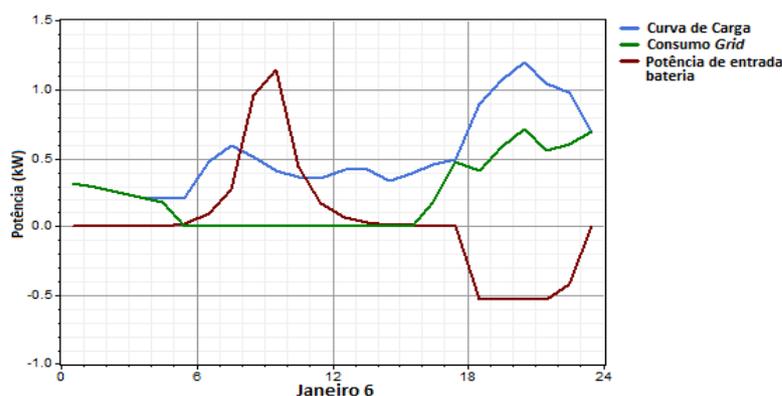


Figura 4 – Comportamento do sistema em 6 de janeiro – despacho no posto intermediário e de ponta.

Com a alta incidência solar do dia (Fig.4) e em razão da época do ano, a geração fotovoltaica tem início pouco antes das 6h. O início da geração é percebido pela redução da compra de energia junto ao *grid* pela unidade domiciliar (curva verde) se comparada com a carga da unidade (curva azul). Outro aspecto que denota o início da geração de energia é o aumento da energia consumida (carregada) pela bateria. O início do carregamento do banco de baterias (2 x 12V) atinge sua taxa máxima de carregamento entre 9h e 10h, obedecendo à corrente máxima permitida (60 A) para este fim. Neste instante o banco de bateria atinge 84,7% em estado de carga (SOC – *State of Charge*). O instante de geração máxima no painel ocorre às 10hs com 1,88 kW de potência. Durante todo o dia, 14,56 kWh de energia são gerados. Com a taxa máxima de carregamento da bateria alcançada e com o consumo local todo suprido, parte da energia é também enviada à rede, atingindo este pico às 11:30 h. Até o fim do dia (16h) a bateria continua a ser carregada a menores taxas, visto sua taxa de carregamento ser inversamente proporcional ao estado de carga (SOC - %).

No período de 6h às 16h não há qualquer compra de energia junto à rede. De 16h às 18h a carga interna é suprida pela geração solar e pelo *grid*. No entanto a bateria ainda não entra em operação, permanecendo a plena carga (99%). Com o início do posto intermediário (18h) dá-se enfim o sinal econômico necessário para o acionamento da bateria, a uma corrente limite de descarregamento determinada em 25 A. Assim, observa-se uma imediata queda da carga obtida junto à rede (curva verde). A bateria continua entregando energia ao sistema, amenizando consideravelmente o período de pico do perfil de carga deste domicílio. Ao final do período, a bateria atinge estado de carga SOC = 40%, limite inferior permitido com o propósito de evitar o fim precipitado de usabilidade.

A estipulação de um limite superior de descarregamento permite o uso da bateria por um maior tempo sem que a energia se esgote, praticamente em todo o horário de ponta. A escolha por uma maior taxa não seria razoável do ponto de vista operacional do *grid*. Com a adesão de um grande número de unidades domiciliares, a bateria entregaria uma maior quantidade de energia em um menor espaço de tempo (1 hora), resultando em súbito aumento de carga após este instante.

4.2 Suprimento apenas do posto de ponta e (ou) também no posto intermediário

Uma segunda estratégia de despacho possível seria permitir o descarregamento da bateria apenas no posto tarifário de ponta. Até às 18h, início do posto intermediário, o comportamento do sistema é o mesmo. A partir deste instante, enquanto na estratégia anterior o sistema iniciava o despacho (Fig.4), para este caso a bateria começa a liberar energia apenas a partir das 19h (Fig.5). Com a estratégia de suprimento apenas no posto de ponta, com o fim deste período a bateria não mais libera energia. Assim, o modelo opta por utilizar a rede mesmo com energia remanescente no banco (SOC = 60%). Diferentemente, no caso anterior, a energia continua a ser entregue e chega a seu limite mínimo de carga permitido (SOC = 40%).

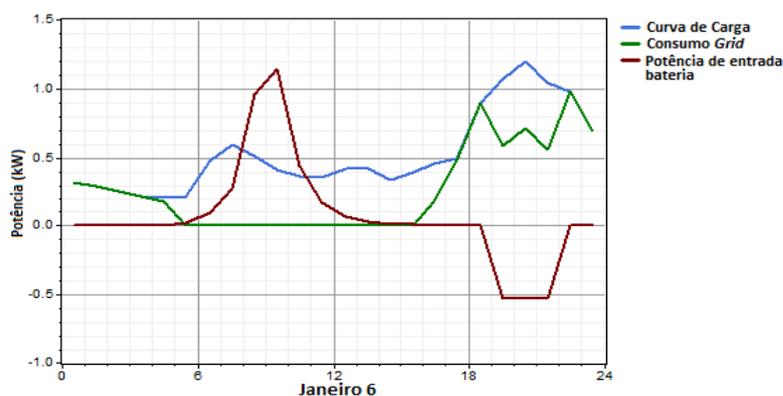


Figura 5 - Comportamento do sistema em 6 de janeiro – despacho apenas no posto de ponta

Aparentemente a orientação da energia armazenada apenas para o posto de ponta poderia ser uma boa escolha do ponto de vista operacional do sistema. No entanto, considerando apenas o período de 18h às 22h, o vale entre o ponto de máxima e mínima carga instantânea aumentaria de 0,30 kW no primeiro caso, para 0,43 kW no segundo. Além do mais, com a entrada relevante de domicílios com estas características, para o segundo caso, o sistema perceberia “aumentos e reduções” de carga com maior intensidade e em um menor espaço de tempo, podendo dificultar sua operação.

Por outro lado, com o despacho restrito apenas ao posto de ponta, há, eventualmente, uma manutenção de carga remanescente na bateria de um dia para outro. Esta carga pode então ser usada no dia seguinte, aspecto relevante principalmente em dias de alta nebulosidade e baixa incidência solar. Com esta abordagem, evitariam-se ou postergariam-se dias nos quais a geração do sistema fosse nula. Na Fig.6 optou-se pelo despacho da bateria tanto no posto de ponta como no posto intermediário. Visto que a bateria foi esgotada no dia anterior (7 de fevereiro), com a baixa insolação do dia (8 de fevereiro) observa-se uma baixa geração de energia (e redução da carga) durante o dia e nenhuma contribuição durante a noite. Este ponto é notado através do estado de carga da bateria, inalterado durante todo o dia e igual ao limite inferior permitido (SOC = 40%).

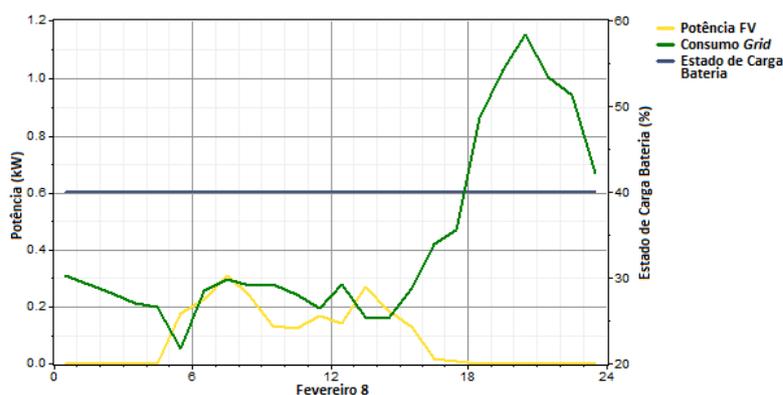


Figura 6 - Comportamento do sistema em dia de baixa nebulosidade - despacho no posto intermediário e de ponta.

Caso fosse aplicada a estratégia anual de utilização da bateria apenas no posto de ponta, não raramente haveria energia remanescente no sistema. Para o caso anterior (8 de fevereiro), o dia se inicia justamente com a carga restante (SOC = 62,36%), permitindo, assim, o aproveitamento desta energia no início da noite (Fig.7).

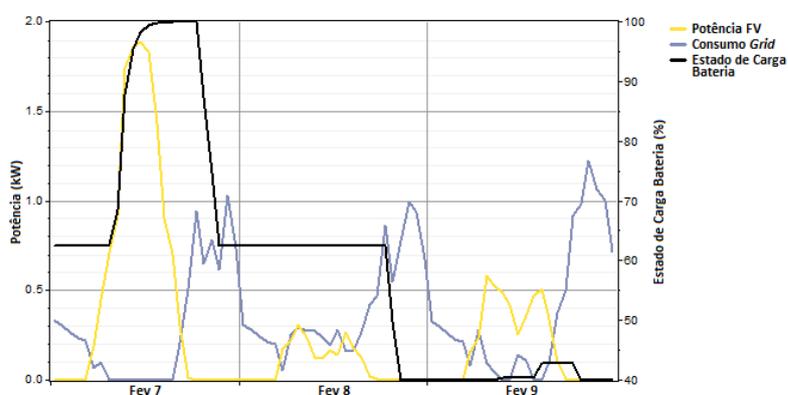


Figura 7 - Comportamento do sistema para os dias 7, 8 e 9 de fevereiro – despacho apenas no posto de ponta

4.3 Aspectos Gerais

O sistema voltado para o suprimento apenas do posto de ponta (Estratégia 2) tem o menor custo nivelado e também o menor custo presente. Esta diferença é explicada pelo custo de reposição do sistema, principalmente em razão da bateria, mas também em função do inversor. Com esta estratégia de operação o menor uso de bateria é observado, resultando em um custo anualizado total de reposição de R\$ 346,00, enquanto para primeira estratégia este custo é de R\$498,00.

Do ponto de vista economia de energia, considerando o período entre 18h-22, através da estratégia de descarregamento da bateria no posto intermediário e de ponta, durante todo o ano 1.171 kWh são consumidos da rede, contra 1.388 kWh com o uso da bateria apenas na ponta (Tab.2). Considerando apenas o período 19-21hs, no entanto, esta situação se inverte com maior consumo para o primeiro caso. Cabe destacar uma perda média de conversão, de corrente contínua para alternada, em aproximadamente 20%.

Tabela 2 - Comportamento anual do sistema para as diferentes estratégias de operação

	Estratégia 1			Estratégia 2		
	Total	18 -22hs	19-21 hs	Total	18 - 22 hs	19 - 21 hs
LCOE (R\$/kWh)	0,576			0,543		
NPC (R\$)	34.996			34.043		
(kWh/ano)	Total	18 -22hs	19-21 hs	Total	18 - 22 hs	19 - 21 hs
Curva de Carga	4.599,01	1.890,71	1.206,67	4.599,01	1.890,71	1.206,67
Consumo Rede	2.359,19	1.171,05	757,30	2.576,45	1.388,30	704,26
Energia Evitada	2.239,81	719,66	449,37	2.022,56	502,41	502,41

Considerando todas as horas do dia, a economia anual de energia é maior para a estratégia de despacho no período intermediário e de ponta, representando menos 2.239 kWh/ano consumidos da rede. Com esta alteração, o perfil de consumo da unidade domiciliar (Fig.8) é modificado, com aproximadamente menos 500 kWh/ano não consumidos, apenas no posto de ponta. Por fim, o ponto de demanda máxima instantânea da unidade que ocorre no mês de dezembro, se reduz em 9%, de 1,41 kW para 1,29 kW para a segunda estratégia.

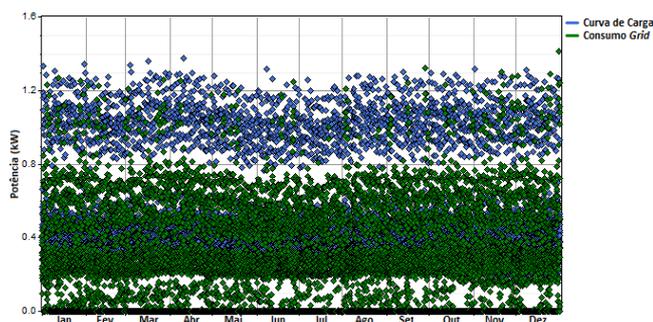


Figura 8 - Demanda domiciliar e compra de energia através da rede

4.4 A curva de carga e o tamanho do banco de baterias

O sistema apresentado até então utilizou duas baterias de 12 V. Ressalta-se que para o aproveitamento dessa energia junto à rede, necessita-se de um inversor capaz de elevar a tensão de saída das baterias. O aumento do banco de baterias resulta em maior custo, mas também em melhor garantia de energia, principalmente para uso em dias com baixa insolação. Para todos os casos estudados, o custo nivelado do sistema é diretamente proporcional à quantidade de baterias. Para um mesmo dia, a compra de energia junto à rede para uma mesma curva de carga apresenta importante variação com a aplicação de 1, 2, 4 ou 6 baterias. Enquanto com o uso de uma única bateria, a demanda instantânea (21h) diminui em 0,24 kW, de 1,043kW para 0,801 kW; com o uso de 6 baterias a demanda é totalmente “zerada” eliminado o consumo de energia junto a rede (Fig.9). Assim, quanto maior for o banco de baterias menor será o consumo de energia junto à rede, assim como maior será a probabilidade de sobra de energia de um dia para o outro.

Enquanto a configuração com uma única bateria é mais vantajosa do ponto de vista econômico, portanto do ponto de vista individual do tomador de decisão, do ponto de vista operacional do sistema energético faz sentido a utilização de um maior banco de baterias. Este aspecto, inclusive, pode ser primordial para maximização percentual de penetração da fonte em um sistema energético. Forma-se então um *trade off* entre a garantia de suprimento e segurança da fonte e o ponto ótimo econômico, do ponto de vista do consumidor.

Faz-se necessário ainda melhor estudo nas inter-relações entre o tamanho banco de bateria e o tempo de vida útil, assim como a estratégia de operação do sistema. Como observado anteriormente (Tab.2), o maior uso (ciclagem) de baterias resulta em menor tempo de vida e, portanto, necessidade de troca em um menor espaço de tempo. Por outro lado, caso se deseje reduzir ao máximo a quantidade de energia enviada à rede um maior banco de baterias será necessário, entretanto, a partir de um dado tamanho para o banco de baterias é possível que este incremento marginal apresente uma utilidade marginal decrescente para o fim desejado – no caso minimização de envio de energia ao *grid* (Jenkins et al., 2008).

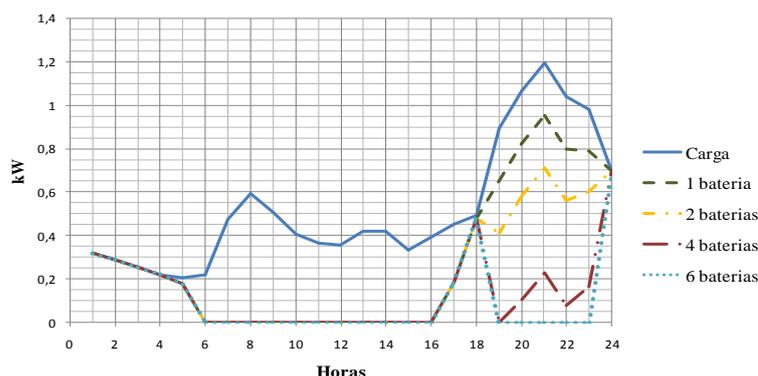


Figura 9 - Variação no consumo de energia em função da quantidade de baterias no sistema.

4.5 Potencial de redução do perfil de carga com o uso de baterias

O perfil de carga de Minas Gerais (ONS, 2013), incluindo comércio, indústria e outras unidades consumidoras, foi confrontado com a economia de carga em função do uso do sistema (Fig.10). Para isto foi considerado a quantidade de habitações (ou telhados) propícias à instalação de sistemas fotovoltaicos para a região sob concessão da CEMIG e Energisa, para grupos de domicílios com rendimento médio acima de 10 salários mínimos e acima de 20 salários mínimos (Miranda, 2013). Caso houvesse adesão do sistema por estas habitações em sua totalidade, aproximadamente 81 GWh/ano e 31 GWh/ano seriam economizados, respectivamente, somente no posto de ponta. Para o perfil de carga diário médio, a demanda instantânea média se reduziria em 27 MW para a adesão de domicílios com mais de 20 salários

mínimos, enquanto considerando também habitações na faixa entre 10 e 20 salários mínimos, este valor aumenta para 71 MW. Embora com bom potencial, a aplicação de baterias em larga escala, a princípio, não tem a capacidade de modificar o perfil de carga de uma localidade, como observado com a aplicação do horário de verão (carga com HV).

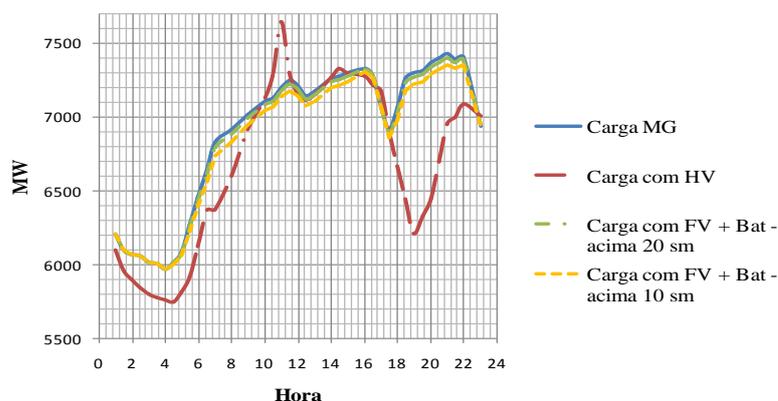


Figura 10 - Perfil de carga diário médio para MG e potencial de redução de carga com a introdução do sistema.

5. CONCLUSÃO

A demanda por fontes renováveis de energia se multiplica em todo mundo. Entretanto, este crescimento agrega preocupação no que tange sua intermitência, típica de fontes renováveis como a eólica e a solar. Uma forma de minimizar estas incertezas seria a complementaridade com outras tecnologias. O presente trabalho teve como objetivo analisar o potencial de redução do perfil de carga de uma região com a aplicação de sistemas fotovoltaicos acoplados a baterias.

Para uma única tarifa e mecanismo de *net metering*, o uso de baterias em sistemas fotovoltaicos ainda não faz sentido econômico conforme a ótica do consumidor. Entretanto, com a sinalização tarifária proposta pela modalidade tarifa branca, sobretudo no período de ponta do sistema, é possível que o uso de baterias em sistemas distribuídos faça sentido econômico. Para isto, foi analisado o perfil de carga típico de uma residência localizada na região Sudeste com consumo domiciliar acima de 300 kWh.

Resultados preliminares indicam um bom potencial de economia de energia, com base no despacho das baterias, tanto no horário de 18h às 22h, como no posto de ponta, propriamente dito, de 19h às 21h. Com a utilização de um banco com duas baterias (12 V) para o primeiro caso, o consumo no posto de ponta é reduzido em até 37,2%. Já com o despacho de baterias somente no posto de ponta este valor aumenta para 41,6%, embora esta estratégia apresente menor economia de energia considerando todas as horas do dia.

No que diz respeito aos custos do sistema em valor presente, um sistema com despacho de baterias entre 18h e 22h apresenta maior custo (considerando compras junto ao *grid*), sobretudo em razão do maior uso de baterias e, portanto, maiores custos de reposição. Esta característica também se reflete no custo nivelado da energia onde, considerando um despacho apenas no período de 19h às 21h, o custo da energia se torna 8% mais barato se comparado ao caso anterior. De uma forma ou de outra, o uso de sistemas fotovoltaicos com baterias ainda não faz sentido econômico numa ótica do consumidor, com maior custo nivelado comparado ao *grid* mesmo sob âmbito da tarifa branca. Entretanto, com a queda observada nos custos da tecnologia fotovoltaica adicionada à uma maior eficiência para tecnologias de armazenamento, a penetração em larga escala destas tecnologias pode se tornar uma realidade no médio e longo prazos.

Agradecimentos

Os autores agradecem ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) e também a CAPES, através do Programa i-No-Pa CAPES/DAAD/GIZ, pelo indispensável apoio para realização deste trabalho.

REFERÊNCIAS

- Achaibou, N., Haddadi, M., Malek, A., 2012. Modeling of Lead Acid Batteries in PV Systems. Energy Procedia 18, 538–544.
- ANEEL, 2011. Resultados da Audiência n 120/2010 e Documentos aprovados pela Diretoria Colegiada da ANEEL em reunião pública realizada no dia 22/11/2011. Informações Téc. - Audiências Públicas.
- ANEEL, 2012. Estrutura Tarifária para o Serviço de Distribuição de Energia Elétrica - Tarifa Horária Branca - Baixa Tensão Padrão kz - Resultado Audiência Pública 29/2012.
- ANEEL, 2013a. Módulo 7: Estrutura Tarifária das Concessionárias de Distribuição - Submódulo 7.3 – Tarifas de Aplicação – Revisão 4.
- ANEEL, 2013b. Resolução Homologatória nº 1.507, de 5 de Abril de 2013.

- Bayod-Rújula, A., 2009. Future development of the electricity systems with distributed generation. *Energy* 34, 377-383.
- Borges, C.L.T., 2012. An overview of reliability models and methods for distribution systems with renewable energy distributed generation. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 16, 4008–4015.
- Denholm, P., Hand, M., 2011. Grid flexibility and storage required to achieve very high penetration of variable renewable electricity. *Energy Policy* 39, 1817–1830.
- Denholm, P., Margolis, R.M., 2007a. Evaluating the limits of solar photovoltaics (PV) in traditional electric power systems. *Energy Policy* 35, 2852–2861.
- Denholm, P., Margolis, R.M., 2007b. Evaluating the limits of solar photovoltaics (PV) in electric power systems utilizing energy storage and other enabling technologies. *Energy Policy* 35, 4424–4433.
- Divya, K.C., Østergaard, J., 2009. Battery energy storage technology for power systems—An overview. *Electr. Power Syst. Res.* 79, 511–520.
- Duffie, J.A., Beckman, W.A., 1991. *Solar Engineering of Thermal Processes*. Wiley, New York.
- Ghisi, E., Gosch, S., Lamberts, R., 2007. Electricity end-uses in the residential sector of Brazil. *Energy Policy* 35, 4107–4120.
- Harris, J.L., Liu, L.-M., 1993. Dynamic structural analysis and forecasting of residential electricity consumption. *Int. J. Forecast.* 9, 437–455.
- Hoff, T.E., Perez, R., Margolis, R.M., 2007. Maximizing the value of customer-sited PV systems using storage and controls. *Sol. Energy* 81, 940–945.
- Jenkins, D.P., Fletcher, J., Kane, D., 2008. Lifetime prediction and sizing of lead-acid batteries for microgeneration storage applications. *IET Renew. Power Gener.* 2, 191–200.
- Koohi-Kamali, S., Tyagi, V., Rahim, N., Panwar, N., Mokhlis, H., 2013. Emergence of energy storage technologies as the solution for reliable operation of smart power systems: A review. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 25, 135-165.
- LABEEE, 2013. Dados Climáticos. Laboratório Eficiência Energética Em Edificações Universidade Fed. St. Catarina.
- Lambert, T., Gilman, P., Lilienthal, P., 2006. *Micropower System Modeling with HOMER, Integration of Alternative Sources of Energy*. John Wiley & Sons.
- Manwell, J., McGowan, J., 1993. Lead acid battery storage model for hybrid energy systems. *Sol. Energy* 50, 399–405.
- Miranda, R.F.C., 2013. *Análise da Inserção de Geração Distribuída de Energia Solar Fotovoltaica no Setor Residencial Brasileiro (Dissertação de Mestrado)*. COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), Rio de Janeiro.
- Mulder, G., Six, D., Claessens, B., Broes, T., Omar, N., Mierlo, J.V., 2013. The dimensioning of PV-battery systems depending on the incentive and selling price conditions. *Appl. Energy* 111, 1126–1135.
- Nair, N.-K.C., Garimella, N., 2010. Battery energy storage systems: Assessment for small-scale renewable energy integration. *Energy Build.* 42, 2124–2130.
- Nottrott, A., Kleissl, J., Washom, B., 2013. Energy dispatch schedule optimization and cost benefit analysis for grid-connected, photovoltaic-battery storage systems. *Renew. Energy* 55, 230–240.
- ONS, 2013. Término do Horário de Verão 2012/2013.
- Parra, D., Walker, G.S., Gillott, M., 2014. Modeling of PV generation, battery and hydrogen storage to investigate the benefits of energy storage for single dwelling. *Sustain. Cities Soc.* 10, 1–10.
- PROCEL/COPPE, 2007. *Avaliação do Mercado de Eficiência Energética do Brasil*.
- PROCEL/PUC, 2006. *Pesquisas de Posse e Hábitos de Consumo de Energia (PPHs)*.
- Steinke, F., Wolfrum, P., Hoffmann, C., 2013. Grid vs. storage in a 100% renewable Europe. *Renew. Energy* 50, 826–832.
- SWERA, 2006. *Solar and Wind Energy Resource Assessment - A United Nations Environment Programme*.
- Toledo, O.M., Oliveira Filho, D., Diniz, A.S.A.C., 2010. Distributed photovoltaic generation and energy storage systems: A review. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 14, 506–511.

PHOTOVOLTAIC GENERATION COUPLED WITH BATTERIES IN BRAZILIAN RESIDENTIAL SECTOR UNDER THE SCOPE OF “TARIFA BRANCA”

Abstract. *The demand for clean energy or with low-environmental impact grows worldwide. The use of renewable resources is directly related to meteorological issues of great uncertainty in the medium and long run, in addition to its low energy density. The utilization of these renewable resources on a large scale depends on the use of technologies to minimize the intermittency of supply, improving the operability of the system. Regarding PV distributed generation connected to the power grid, the use of batteries is designed to ensure power during times of low solar incidence and of high energy costs. Thus, the “Tarifa Branca” arises for signaling of energy costs to consumers, encouraging less consumption at times of higher costs to the system. Hereupon, this study aims at elucidating aspects of photovoltaic generation coupled with batteries, highlighting benefits and losses associated with the eventual choice of the new tariff category. The study shows the profile of a household’s load curve with the battery coupled PV system, under the framework of “tarifa branca”. For a household with consumption above 300 kWh/month, preliminary results indicate a potential load reduction of 2,239 kWh/year, in which 719 kWh/year of the peak load of the Brazilian electric system, between 18-22pm.*

Key words: Photovoltaic Solar Energy, Distributed Generation, Tarifa Branca, Residential Sector