

SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE COM ARMAZENAMENTO DE ENERGIA - FUNDAMENTOS PARA REDUÇÃO DE PICOS DE POTÊNCIA

Carlos Augusto Guimarães Medeiros – mgacarlos@yahoo.com.br

José de Alencar Vaz de Sousa – alencarvaz@hotmail.com

Pontifícia Universidade Católica de Goiás (PUC Goiás), Escola de Engenharia / Engenharia Elétrica

André Mendes Martins – mendesmartins@gmail.com

Instituto de Pós-Graduação de Goiás - IPOG

Resumo. Este artigo apresenta uma discussão a respeito de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica dotados de armazenamento de energia, por meio de banco de baterias, com o propósito de promover um determinado alívio ou redução em picos de potência que seriam supridos pela rede elétrica. O desenvolvimento foi realizado através de simulações computacionais levando em conta diferentes estratégias para o carregamento das baterias (modos de operação). Por fim, foram discutidas as principais variáveis influentes.

Palavras-chave: Energia Fotovoltaica, Armazenamento com Baterias, Corte de Pico.

1. INTRODUÇÃO

Em todo o mundo os países têm buscado alternativas para geração de energia elétrica. Os modelos em vigência, em parte, têm demonstrado serem incompatíveis com o rumo da política energética das Nações Unidas. Na maioria dos países, as principais tecnologias utilizadas para se gerar energia elétrica são provenientes das usinas termelétricas, nucleares e hidrelétricas. Mas, esses processos geram impactos socioambientais, seja pela emissão de gases, produção de resíduos, inundações de áreas e outros, prejudicando o ecossistema. Os impactos negativos aliados ao custo de implantação, a longa distância dos centros consumidores e a dificuldade em atender às restrições ambientais, têm incentivado a busca por novas alternativas que substituam em parte o modelo vigente, que sejam eficientes e resultem em menor impacto ambiental.

Na atualidade, diversas pesquisas e aplicações têm contribuído para o avanço da geração energética com estas premissas. Dentre essas, a geração fotovoltaica (FV) vem se destacando por ser um sistema modular, silencioso e limpo, pois utiliza como fonte primária a luz do Sol e, pode ser instalada junto aos consumidores, contribuindo para evitar perdas técnicas de transmissão e distribuição.

Mesmo com esses pontos fortes, há a dependência clara e direta do sistema FV em produzir somente com a presença da luz solar. Assim, desejando-se atender uma demanda (consumo) durante 24 horas diárias, ou reduzir um pico de demanda em determinados horários, com a utilização desse sistema, será necessária uma estratégia de armazenamento de energia.

O gráfico à esquerda, na Fig. 1, retrata bem essa situação. Tem-se o pico de geração FV não coincidente com o pico de demanda, onde todo o excedente (ou parte) é armazenado em um banco de baterias. Já no gráfico à direita, foi adotada uma estratégia para redução de pico de demanda, onde a energia armazenada pelas baterias é utilizada para suprir parte dessa demanda crítica.

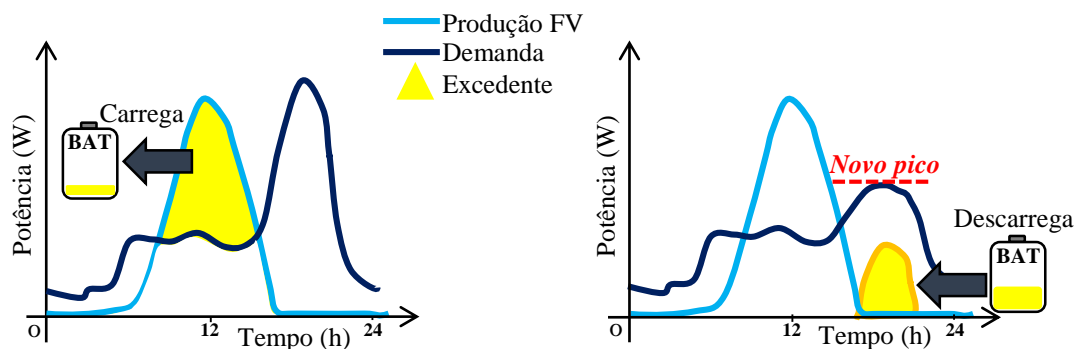


Figura 1 - Armazenamento de energia fotovoltaica excedente para redução de pico de demanda.

Técnicas de gerenciamento da demanda têm motivado o aprofundamento de pesquisas e aplicações em Redes Elétricas Inteligentes (*Smart Grids*), buscando implantar formas eficientes e econômicas de manejo da energia. A junção

de fontes distribuídas e intermitentes, armazenamento de energia, Redes Elétricas Inteligentes e tarifas de reposta à demanda, além de aumentar a disponibilidade energética, pode contribuir para a segurança no fornecimento, e estrategicamente, para redução de pico (*peak shaving* ou *peak clipping*), dentre outras possibilidades, (Toledo, 2012).

Assim, sistemas fotovoltaicos conectados à rede com armazenamento de energia podem ajudar a diminuir a pressão sobre a rede de distribuição nos horários de maior pico e, proporcionar benefícios energéticos e econômicos tanto para os gestores do sistema (alívio, diminuição de perdas na rede, melhoria nos níveis de tensão e gastos evitados em expansões de redes ou sua postergação), quanto para o usuário (redução de custos tarifários nos horários de pico e melhorias na qualidade da energia). Neste contexto se insere esse trabalho, porém visando em particular: prover um método para estudo das interações energéticas; auxiliar no dimensionamento básico de elementos a partir de diferentes propostas de carregamento de baterias; analisar o impacto das principais variáveis envolvidas para se obter determinado corte de pico.

2. VISÃO GERAL DO ESTUDO PROPOSTO

Como exposto, o estudo em questão visa obter uma redução no pico de potência, sem necessariamente alterar o consumo. Para tanto, compreende: geração fotovoltaica, com conexão à rede elétrica, demanda e banco de baterias para armazenamento de energia. Em um contexto geral, há várias maneiras e caminhos para interações energéticas entre esses elementos como sugere a Fig. 2. Em contraste aos Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFCR), esse sistema será simbolizado neste texto pela sigla SFCR-B.

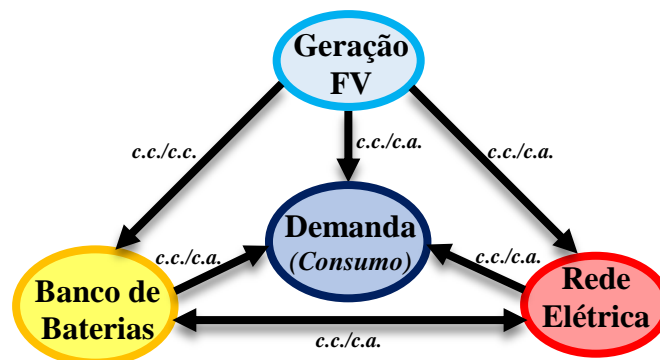


Figura 2 - Configuração genérica de um sistema SFCR-B e possíveis fluxos energéticos.

Os elementos, a topologia a ser empregada, os caminhos e os sentidos dos fluxos indicados na Fig. 2 podem existir em função da presença de conversores c.c./c.c. e c.c./c.a., de suas características e de seu funcionamento. Por exemplo:

- inversor interativo com a rede: se comporta como um controlador de carga e carrega as baterias com energia da rede; na ausência desta o inversor alimenta o consumidor descarregando as baterias (Villalva e Gazoli, 2012);
- banco de baterias no lado c.a. com inversor próprio, após o inversor fotovoltaico (Toledo, 2012);
- sistemas híbridos com várias fontes renováveis de energia acopladas num barramento c.c. com o banco de baterias funcionando como componente central; ou, sistemas híbridos com componentes acoplados diretamente no lado c.a. com banco de baterias dotado de inversor bidirecional exclusivo (Mocelin e Zilles, 2012);
- sistema com múltiplas possibilidades/caminhos e sentidos de fluxos para carga e geração (Diniz *et al*, 2014);
- inversor híbrido conectado à rede (*grid connected hybrid inverter*), com controle de carga/descarga das baterias.

Em se tratando especificamente do item (e), inversores conectados à rede, híbridos, foram consultadas folhas de dados e/ou manuais técnicos de diversos fabricantes, observando-se em geral várias das situações ou possibilidades:

- priorizam o autoconsumo: em que as baterias são carregadas de dia para suprimir parte da demanda a noite;
- alguns incorporam a função *back up* (“*no-break*”), isto é, propiciam suprimento quando há perda da rede elétrica;
- trabalham principalmente com baterias de chumbo-ácido e íon de lítio;
- alguns modelos usam a energia FV para suprir a demanda prioritariamente e carregam as baterias com o excedente;
- outros carregam as baterias prioritariamente e a energia FV restante é destinada à demanda;
- fator de potência de saída unitário, ou dentro de uma faixa (capacitiva - indutiva), cujo valor depende do carregamento c.a. do inversor, ou pode ser ajustável;
- inversor unidirecional e bidirecional (este último permite carregamento das baterias também pela rede elétrica).

Assim, dentre esses itens e objetivando especificamente o alívio ou corte de picos de potência, foi adotado para esse estudo:

- abordagem de diferentes modos de carregar as baterias;
- descarga das baterias: proposta uma única maneira e sem a função *back up*;
- uma topologia de inversor híbrido simplificada, ilustrada dentro da parte tracejada da Fig. 3.

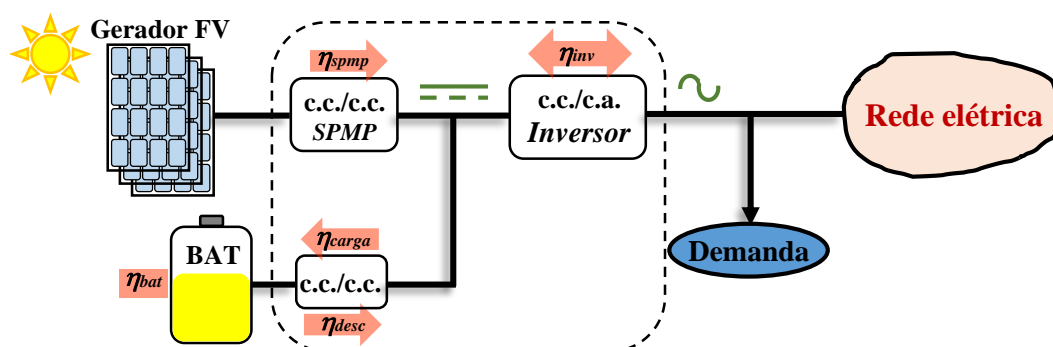


Figura 3 - Diagrama do sistema (SFCR-B) com inversor híbrido empregado nos estudos.

Embora as *eficiências* indicadas na Fig. 3 variem em função do ponto de operação, adotou-se valores médios, sendo:

de seguimento do ponto de máxima potência (SPMP):	$\eta_{smp} = 0,98$;
de conversão c.c./c.a. do inversor:	$\eta_{inv} = 0,94$;
do circuito de carga das baterias:	$\eta_{carga} = 0,95$;
do circuito de descarga das baterias:	$\eta_{desc} = 0,95$;
global das baterias:	$\eta_{bat} = 0,86$, para chumbo-ácido, (Pinho e Galdino, 2014).

No caso de um SFCR “convencional”, apenas o ramo com o SPMP e a conversão c.c./c.a. foi considerada, com as mesmas eficiências $\eta_{smp} = 0,98$ e $\eta_{inv} = 0,94$ para efeito de comparação. Outras perdas c.c. e c.a. não foram levadas em conta para o SFCR e o SFCR-B, supondo-se que seriam próximas para os ambos; o fator de potência do inversor foi considerado unitário. Desprezou-se a autodescarga das baterias por ser relativamente pequena.

2.1 Modos de operação investigados e método de simulação

Os modos de operação a serem analisados se referem aos modos de carga das baterias, perfazendo-se a Tab. 1, pois a maneira de descarregar, proposta e descrita na próxima seção, é a mesma para todas as situações.

Os cálculos e simulações são baseados em um método apresentado em (Willis e Scott, 2000), exemplificado para um suprimento residencial através de um sistema FV autônomo. O exemplo desta referência se baseia em valores médios horários de geração, demanda e calcula o estado de carga das baterias, mostrando valores líquidos de hora em hora, durante um ano consecutivo (recomendado um ano ou mais). A análise anual é assinalada como a maneira mais fácil de se obter os padrões sazonais, aos quais poderiam ser adicionadas informações de manutenções ou falhas do sistema. *Vale observar que, trabalhando com base horária, picos de potência de curtas durações da ordem de minutos, não são “vistos” nesta análise, sendo por isso mais adequada para propósitos de planejamento de redes elétricas com integração de geração distribuída.*

Para o presente estudo tem-se algumas adaptações e acréscimos: o sistema FV é conectado à rede elétrica, que pode receber excedentes ou complementar a demanda; o uso da topologia básica de inversor híbrido da Fig. 3 com os valores típicos das eficiências mencionados; um método próprio de determinar a energia armazenada (e consequentemente a capacidade do banco de baterias) objetivando o corte de pico; utilização do programa MATLAB para simulação computacional; horas de pico contíguas e ajustáveis a cada caso (exemplos: 15h às 18h, ou 18h às 20h, etc.); a simulação pode ser empregada para curvas de carga de diferentes tipos, embora esse estudo tenha enfatizado o tipo residencial.

Tabela 1 - Modos de operação propostos (modos de carga das baterias).

Modo 01	No <u>período fora das horas de pico</u> : prioriza o suprimento da demanda e carrega as baterias a cada hora somente com o excedente (geração FV menos demanda). No <u>período de pico</u> : descarrega as baterias como será explicado. Mas, em uma condição atípica, se houver excedentes nesse período, o sistema carrega as baterias.
Modo 02	<u>Fora do período de pico</u> : prioriza o carregamento das baterias com a geração FV, e somente fornece para a demanda a sobra de cada hora (geração FV menos carga para baterias). <u>Período de pico</u> : idem ao Modo 01.
Modo 03	No <u>horário fora de pico</u> : idem ao Modo 01. No <u>horário de pico</u> : idem ao Modo 01. <u>Período madrugada (1 à 5h)</u> : efetua uma carga parcial das baterias, através da rede elétrica, completando a carga das mesmas até um percentual especificado; se dá com frações iguais a cada hora (para suavizar). Isso aumenta a confiabilidade, mas, em contrapartida, requer um inversor bidirecional.

2.2 Critérios para o cálculo da energia armazenada

Para o cálculo da energia requerida a ser armazenada considerou-se como critérios:

- **Energia Requerida (ER)**, Wh: é a energia a ser armazenada nas baterias, necessária para promover o corte de pico de potência, mais perdas relacionadas ao ramo de descarga (das baterias, circuito de descarga e inversor);
- **Fcorte (%)**: fator de corte da demanda no pico: valor percentual da maior demanda permitida, no período de pico, de todos os dias do ano com o SFCR-B, em relação ao sistema SFCR, ou seja, os valores de pico em termos percentuais serão menores ou iguais ao valor original vezes $F_{corte}/100$;
- **método de descarga das baterias**: inicialmente verifica-se a potência em cada hora no período de pico e o estado de carga das baterias. Haverá descarga somente se: a demanda menos a geração FV (se houver), for superior ao maior valor de pico permitido; e, o armazenamento de energia até a hora anterior (descontando ainda as perdas nas baterias, no circuito de descarga e no inversor), for suficiente para cobrir a necessidade da hora atual; vale lembrar que esse método partiu da premissa que os dados anuais de geração FV e demanda são conhecidos;
- **algoritmo para cálculo da ER**: o algoritmo a seguir, baseado em laços de repetição, varre as horas de todos os dias do ano e incrementa ER até seu valor atingir o necessário para conseguir o corte de pico desejado:

```

ER ← 0 (valor inicial)
Enquanto Maior Valor de Pico > Maior Valor Pico Original × Fcorte/100
  Para Hora ← 1 até última hora do ano
    Processa Carga/Descarga das Baterias //De acordo com o modo aplicado
    Recalcula o Maior Valor de Pico
    Incrementa ER
  Fim para
Fim enquanto

```

Pode ser que não haja possibilidade de armazenar a *Energia Requerida* caso as condições de geração e demanda resultem em um valor insuficiente, isto é, se não houver a quantidade de energia disponível necessária. Assim, o laço de repetição deve ser interrompido limitando a variável ER até um certo valor e o usuário informado que não foi possível.

2.3 Dimensionamento do banco de baterias

Dimensionar o banco de baterias consiste em atender diversos parâmetros que incidem no processo de conversão, armazenamento, consumo, desempenho e vida útil das baterias.

O algoritmo implementado no MATLAB fornece o valor de *Energia Armazenada (ER)* para promover um determinado corte de pico e cobrir as perdas nesse processo. Assim, para calcular a capacidade do banco (CB) em Wh, e capacidade do banco em Ah (CBI), são usadas as expressões em (1), (Pinho e Galdino, 2014).

$$CB = \frac{ER \cdot N_{dias}}{Pd_{m\acute{a}x}/100}; CBI = \frac{CB}{V_{sist}} \quad (1)$$

onde: N_{dias} é o número de dias de autonomia, caso queira se prever falta de geração ou falha;

$Pd_{m\acute{a}x}(\%)$ é a máxima profundidade de descarga das baterias (considerando a autonomia), fornecida pelo fabricante;

V_{sist} é a tensão do arranjo em série das baterias, V.

O número de baterias em paralelo (NBp) é dado pela razão de CBI pela capacidade nominal de cada bateria $C_{nominal}$ em Ah, obtida de catálogos de fabricantes. O número de baterias em série (NBs) é dado pela divisão de V_{sist} pela tensão nominal da bateria ($V_{nominal}$) em V, obtida de fabricantes. Logo, o número total de baterias (NB_{total}) é obtido pela Eq. (2).

$$NBp = \frac{CBI}{C_{nominal}}; NBs = \frac{V_{sist}}{V_{nominal}}; NB_{total} = NBp \times NBs \quad (2)$$

Pode também ser estimado, a partir das simulações computacionais, a quantidade de horas de carga/descarga e as correntes elétricas envolvidas, o que permitiria determinar um regime de carga/descarga apropriado. Além disso, outras variáveis inerentes às baterias precisariam ser consideradas, destacando-se: vida útil, custo, densidades energéticas (Wh/kg, Wh/m³) e temperatura de operação, etc. Se uma ou mais variáveis de operação se afastam dos valores nominais o desempenho é afetado. Contudo, esse nível de detalhamento não será contemplado neste artigo.

3. ESTUDO DE CASOS – SIMULAÇÕES

3.1 Dados preliminares e simulações

Para avaliar os modos de operação utilizou-se:

- a potência produzida (saída do inversor) de um SFCR real, de potência nominal 2,16 kWp (9 módulos de 240 Wp cada). Os pontos foram fornecidos com um intervalo de amostragem em torno de 5 minutos, no período 03/05/2014 a 30/04/2015 (363 dias). Não se tem o registro do dia 27/02/2015, e por isso foi considerado igual ao do dia anterior para não interromper a sequência; foram calculadas as potências médias horárias das 8712 horas;

- não se dispõe da curva de carga (demanda) para o mesmo período; por este motivo, foi extraída a partir de um exemplo da referência (Zilles *et al*, 2012), que apresenta dados de um dia, de um SFCR integrado a uma edificação residencial. A curva final foi assim composta: dias úteis (segunda a sexta) com os valores diários da mencionada referência divididos pela metade (para melhor se adequar à produção FV do item anterior); finais de semana (sábados e domingos) valores originais divididos por quatro, mas em compensação os feriados não foram considerados; média mensal igual a 292 kWh; os maiores picos de demanda/hora ficaram: 875 W/18h, 1025 W/19h, **1075 W/20h**, 1025 W/21h e 850 W/22 h;
- período para o corte de pico: 18h às 22h, especificado para esta curva de carga, com os maiores picos supracitados;
- $F_{\text{corte}} = 59\%$, ou seja, maior pico final permitido igual a 59% do original (634,25 W);
- para o dimensionamento do banco de baterias empregou-se as Eqs. em (1) e (2), com autonomia de um dia, tecnologia chumbo-ácido, $\eta_{\text{bat}} = 0,86$, $C_{\text{nominal}} = 175 \text{ Ah}$, $V_{\text{sist}} = 12 \text{ V}$, $V_{\text{nominal}} = 12 \text{ V}$, $P_{d\text{máx}} = 50\%$ e regime de descarga em 5 horas (C5). Os valores típicos da eficiência e profundidade adotados estão indicados em (Pinho e Galdino, 2014);
- demais eficiências definidas na seção 2. A Fig. 4 exemplifica curvas de produção FV e demanda para 24/07/2014 (quinta) à 30/07/2014 (quarta).

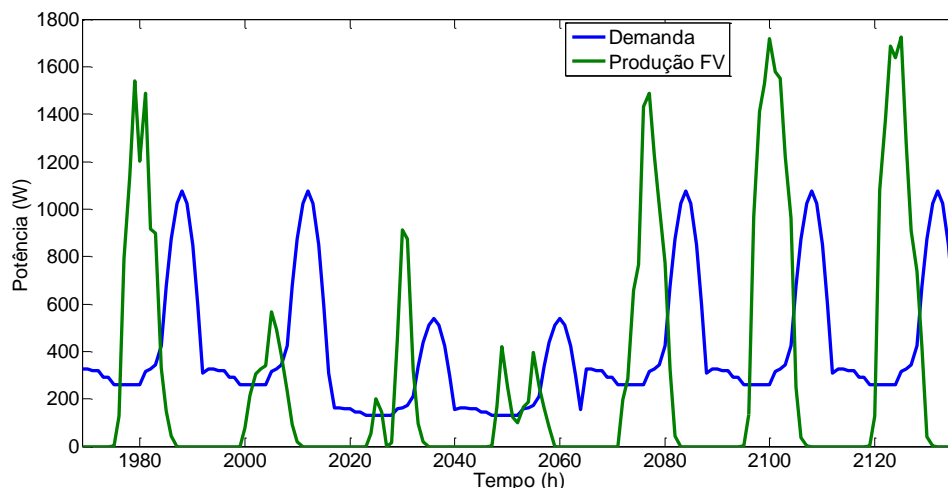
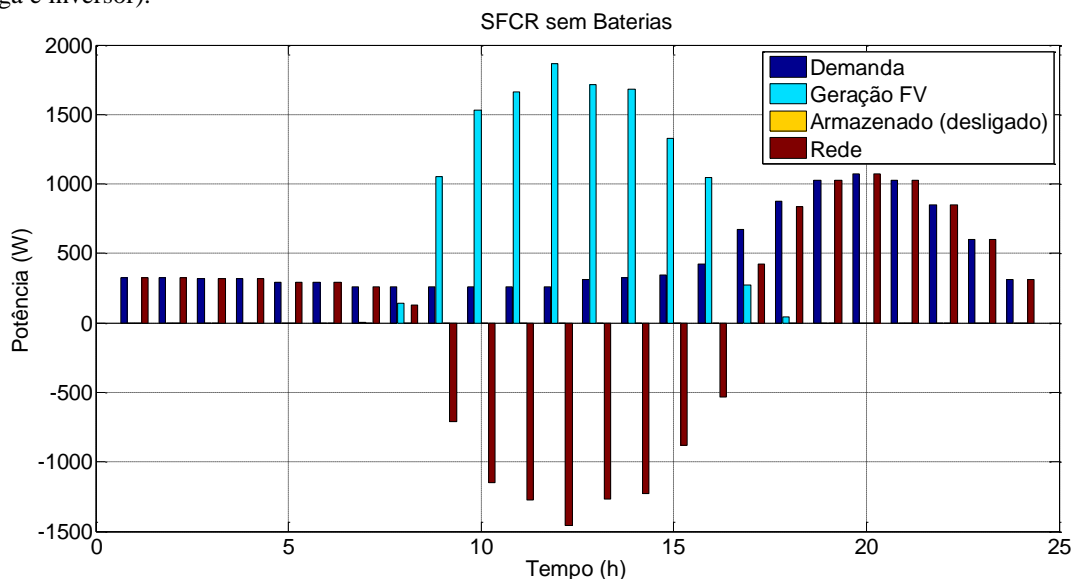


Figura 4 - Exemplo de curvas de produção FV e demanda de uma semana.

Com estas informações efetuou-se as seguintes simulações:

- SFCR sem armazenamento e sem corte de pico (para servir de base de comparação);
- SFCR-B, operação no Modo 01;
- SFCR-B, operação no Modo 02;
- SFCR-B, Modo 03 (deixando a carga das baterias às 5h de cada dia em 50% da Energia Requerida).

Resultados das simulações estão plotados na Fig. 5 (que continua na próxima página), para um mesmo dia, a fim de facilitar a percepção das interações energéticas. Valores negativos da rede indicam que esta recebe potência excedente. A geração FV foi estimada pela divisão da produção fotovoltaica (saída do inversor) por $(\eta_{\text{spmp}} \times \eta_{\text{inv}})$. O termo “Armazenado Bat” se refere à energia armazenada para realizar o corte de pico e suprir as perdas do ramo de descarga (baterias, circuito de descarga e inversor).



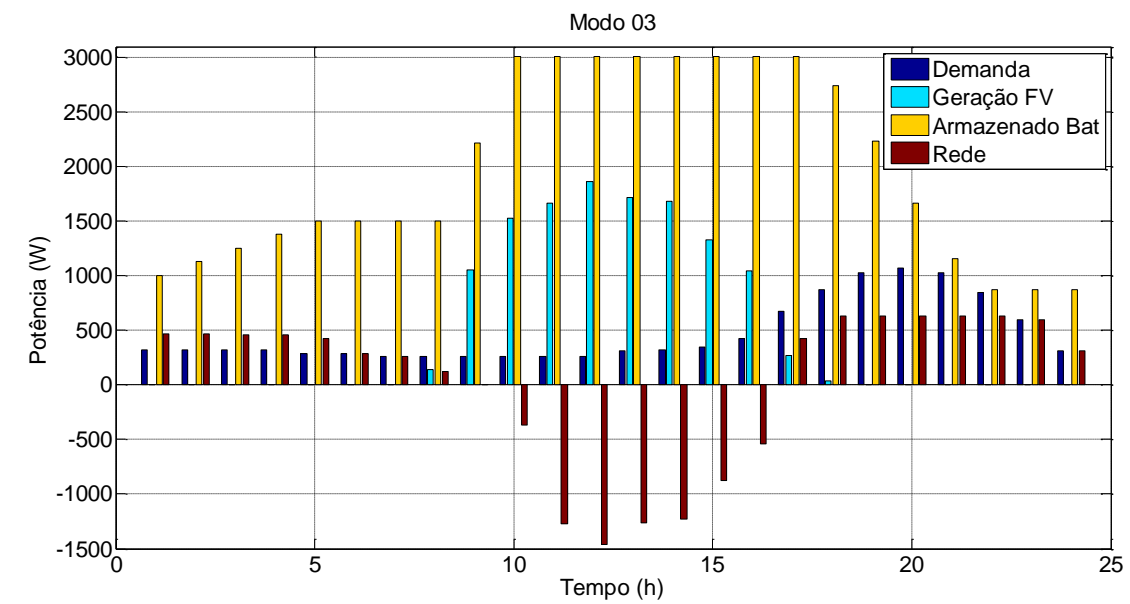
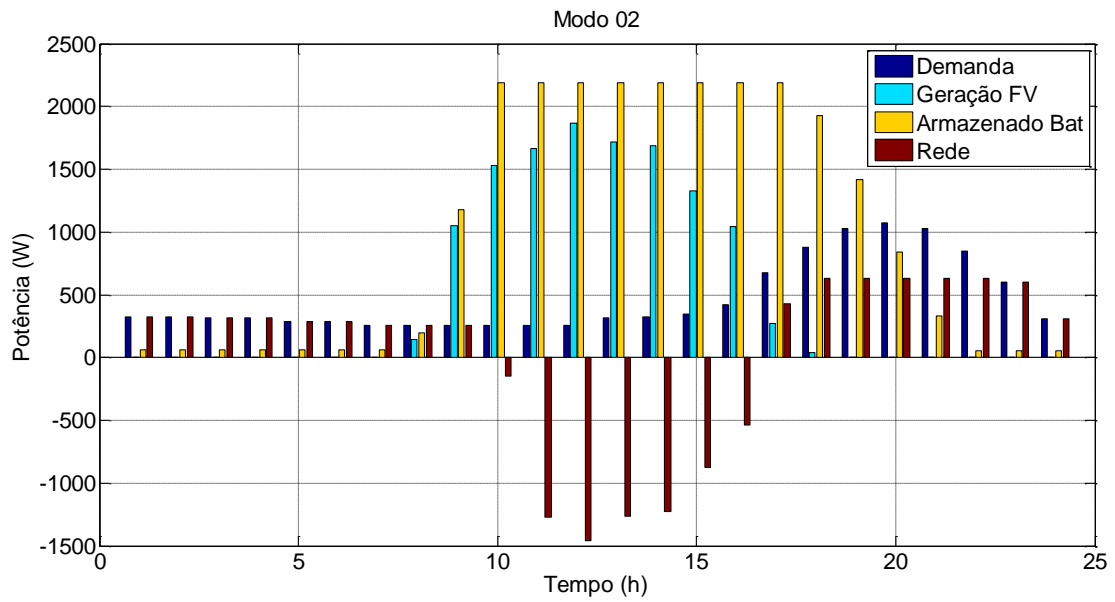
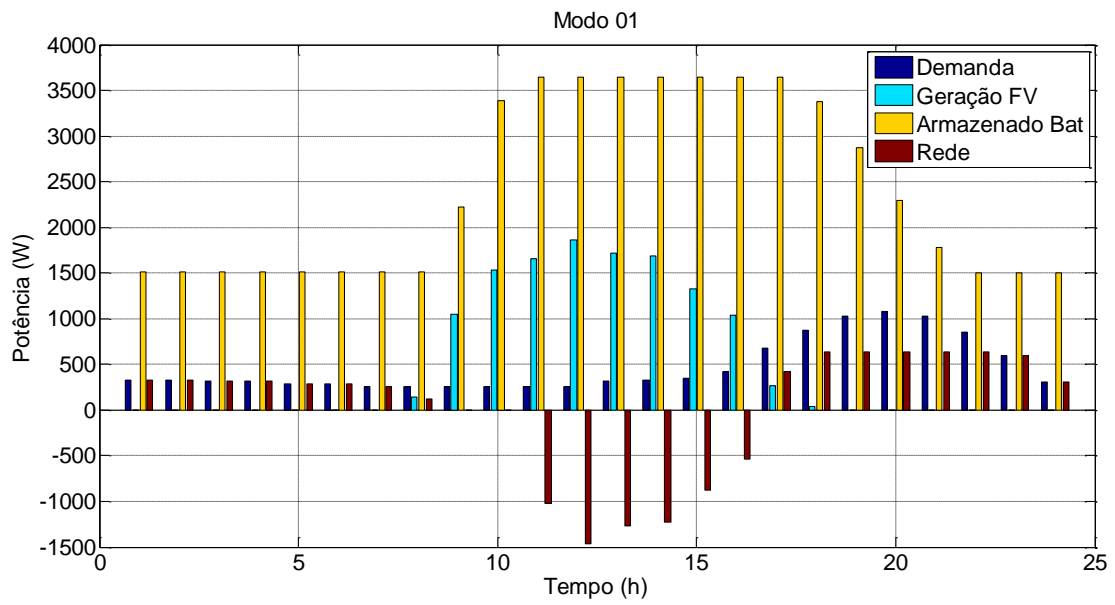


Figura 5 - Interações energéticas de um dos dias das simulações computacionais.

A Tab. 2 mostra os principais resultados anuais obtidos. A eficiência do sistema (em decorrência da operação do inversor híbrido e baterias) foi calculada pela razão do que sai do sistema (o que supre a demanda, mais excedentes e energia armazenada que sobra na hora final do último dia) pelo que entra (o que sai mais perdas). A Fig. 6 ilustra o corte de pico obtido para o mesmo período da Fig. 4 (rede elétrica apenas com valores positivos, Modo 01).

Tabela 2 - Resultados das simulações (em todas: demandado anual = 3506,5 kWh; Geração FV anual = 3578,2 kWh).

Item:	SFCR:	Modo 01:	Modo 02:	Modo 03:
Maior pico, (W)	1075	634,25	634,25	634,25
Energia requerida para armazenamento, (kWh)	---	3,64	2,19	3,01
Rede fornece, (kWh)	2563	2147	2300	2318
Rede recebe excedente, em módulo, (kWh)	2352	1819	1972	1970
Autoconsumo FV, (kWh)	943,8	943,8	790,3	943,8
Autoconsumo baterias, (kWh)	---	415,9	415,9	298,6
Autoconsumo total, (kWh)	943,8	1359,7	1206,2	1242,4
CAC (Contribuição Anual ao Consumo)	26,9%	38,8%	34,4%	35,4%
Eficiência do sistema	92,1%	88,8%	88,8%	88,8%
Capacidade requerida do banco de baterias, (Ah)	---	607	365	502
Número de baterias (arredondado) – estimativa inicial	---	3,47 (4)	2,09 (2)	2,87 (3)
Número de baterias – estimativa final, ver a seguir	---	2	2	2
Capacidade final do banco (Ah), ver a seguir	---	350	350	350

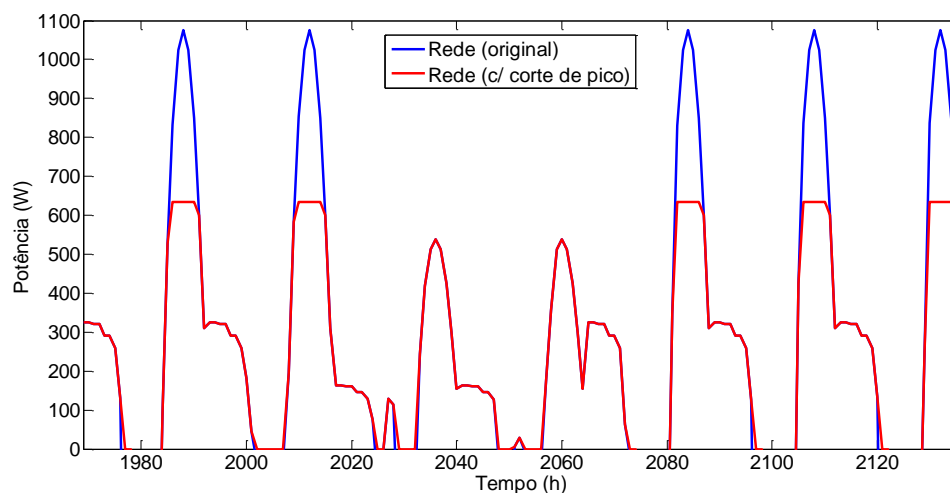


Figura 6 - Corte de pico obtido com os valores simulados para operação no Modo 01.

3.2 Discussão dos resultados

Nota-se que o **Modo 01** apresentou o maior valor de Energia Requerida (*ER*) a ser armazenada e, a princípio, necessita de quatro baterias. Isso se dá porque a simulação considera que todos os dias do ano devem ter um valor de potência de pico igual ou menor ao especificado. Assim, nos dias mais críticos, em que a geração FV não é tão intensa comparada com a demanda, ou quando estas coincidem substancialmente nas mesmas horas, haverá menos energia para armazenar. Logo, o sistema deverá acumular mais nos dias pregressos, para que o armazenamento até a hora anterior ao período de período de pico seja suficiente para cumprir a meta. Como vantagem, esse modo de operação teve um maior autoconsumo total que todos os outros modos considerados, com uma Contribuição Anual ao Consumo (CAC) de 38,8%. Além do mais, pela Tab. 2, nota-se que o Modo 01 produziu menos excedentes. O gráfico correspondente na Fig. 5, mostra um dia em particular, em que o excedente foi absorvido pelas baterias nas horas 9, 10 e parcialmente na hora 11.

Como o **Modo 02** prioriza o armazenamento para depois suprimir a demanda (com a sobra de cada hora), exigiu menos *ER* armazenada para cumprir o mesmo objetivo. Outra vantagem é que esse modo é imune ou indiferente a coincidências no tempo entre geração FV e demanda. Contudo, como as baterias tendem a se carregar mais rápido, esperase mais excedentes para a rede, como confirmado na Tab. 2.

O **Modo 03** forneceu resultados intermediários entre os Modos 01 e 02. Seu gráfico mostra que nas 5 horas iniciais desse dia ocorreu a carga de apoio de forma gradativa, até atingir os 50% de *ER* especificados (1505 Wh). Porém, recomenda-se mais estudos para estabelecer qual o percentual de apoio da madrugada mais adequado (ou empregar método autoajustável). Mesmo porque, em decorrência disso, a rede aumenta sua participação e o valor da contribuição ao autoconsumo das baterias diminui (está descontado na Tab. 2).

A **respeito do banco de baterias** é importante observar o Estado de Carga (*State of Charge – SOC %*), o qual foi determinado com base na capacidade bruta do banco com o número de baterias arredondado. Nota-se que, na Fig. 7(a), no Modo 01, em mais de 98% do tempo (horas do ano), a carga disponível é 74% ou maior, ou seja, o banco está

subutilizado. Assim, aceitando que em menos de 2% das horas do ano, as baterias possam ser descarregadas sem danos, com profundidades chegando até 86%, a quantidade pode ser reduzida para duas. Analogamente, para o Modo 03, pode-se chegar a duas, com profundidades até 72% em menos de 2% das horas do ano. Na Fig. 7(b) mostra-se os resultados obtidos. Para o Modo 02 uma redução não foi viável, permanecendo duas baterias, com sua carga chegando levemente abaixo de 50%. Portanto, em todos os casos, o banco final foi estimado em 350 Ah (ou 4200 Wh).

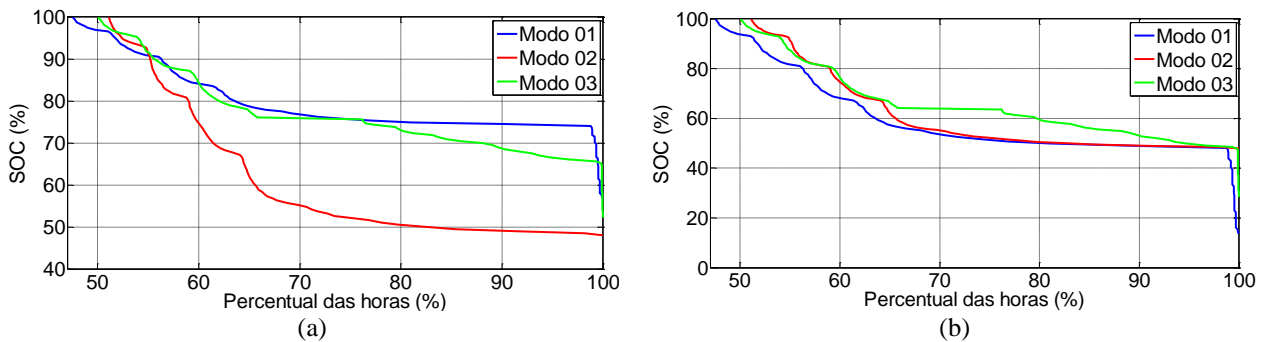


Figura 7 - Estado de carga das baterias (SOC%): (a) situação inicial; (b) estudo final.

4. CONCLUSÕES

As simulações mostraram que, com enfoque no corte de pico, o Modo 02 foi o mais eficaz, pois necessitou menos energia armazenada e, com a mesma quantidade de baterias dos outros, trabalhou praticamente com a profundidade de descarga pré-estabelecida em 50%.

Como fatores importantes destaca-se: a intensidade da geração fotovoltaica, da demanda e a coincidência de ambas no tempo; a redução de pico almejada e seu intervalo; a tecnologia, eficiência e profundidade de descarga das baterias; modo de operação. Estes influem diretamente no desempenho, benefícios e no custo do sistema. Baterias de maior valor inicial, porém com maior eficiência, durabilidade e que permitem descargas mais profundas, como a *ion de lítio*, podem ser mais vantajosas. Por exemplo, considerando: *eficiência* $\eta_{bat} = 0,95$, $P_{d_{max}} = 40\%$, o mesmo $F_{corte} = 59\%$, mas no intervalo das 18 às 20h e mantendo os demais dados anteriores, apenas uma bateria seria suficiente.

Para continuação do trabalho é interessante abordar várias unidades consumidoras dotadas de SFCR-B, integradas a um sistema de distribuição, para analisar os efeitos sobre o desempenho do mesmo. Estudos técnico-econômicos e outros algoritmos como: para previsão de picos de carga, acréscimo da função *back up*, etc., podem ser implementados. Pode-se inserir mais detalhes à modelagem proposta, visando uma futura comprovação teórico-experimental.

Agradecimentos

À Pró-Reitoria de Pós-Graduação e Pesquisa e a Coordenação de Pesquisa (PROPE/CP) da PUC Goiás pelo apoio e, à empresa BrS Energia, em nome de João Carlos Afonso Costa, pela atenção e prestimosas informações.

REFERÊNCIAS

- Diniz, A. S. A. C., et al, 2014. Estudo da Implantação de um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica com Armazenamento, V Congresso Brasileiro de Energia Solar, Recife.
- Mocelin, A. R., Zilles, R., 2012. Unidade de Capacitação e Difusão de Minirrede Fotovoltaica-Bateria-Diesel-Rede Elétrica, IV Congresso Brasileiro de Energia Solar, São Paulo.
- Pinho, J. T., Galdino, M. A., 2014. Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos. CEPREL-CRESESB, Rio de Janeiro.
- Toledo, F., 2012. Desvendando as Redes Elétricas Inteligentes, Brasport, Rio de Janeiro.
- Villalva, M. G., Gazoli, J. R., 2012. Energia Solar Fotovoltaica – Conceitos e Aplicações. 1a edição, Editora Érica, São Paulo.
- Willis, H. L., Scott, W. G., 2000. Distributed Power Generation – Planning an Evaluation, Marcel Dekker, New York.
- Zilles, R., Macêdo, W. N., Galhardo, M. A. B., Oliveira, S. H. F., 2012. Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica. Oficina de Textos, São Paulo.

BATTERY-STORAGE SOLAR INVERTER SYSTEM – FUNDAMENTALS FOR PEAK DEMAND REDUCTION

Abstract. This paper analyzes a battery-storage solar inverter system (PV generation with a grid connected hybrid inverter), focusing peak demand reduction, known as peak shaving strategy. Through computational simulation, different operational battery charge methods are evaluated. The influence of the main variables on system effectiveness are discussed.

Key words: Photovoltaic Energy, Battery-Storage, Peak Shaving.