



IMPLEMENTAÇÃO DE SISTEMA DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA COM CONTROLE DE CARGA EM SISTEMAS DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

A. C. Souza*¹, I. N. Santos¹, G. T. Silva¹, C. R. A. Junior¹

¹FEELT – Universidade Federal de Uberlândia

Resumo – Este artigo apresenta a implementação de um controle de carga e descarga para emprego em sistemas de armazenamento de energia conectados no barramento CC de sistemas fotovoltaico por meio de conversor híbrido bidirecional, comumente conhecido por *buck-boost*. Neste arranjo, ora o conversor opera como *buck* (modo de carga), ora opera como *boost* (modo de descarga). Tal modelagem foi implementada no software *Matlab/Simulink*.

Palavras-Chave – armazenamento de energia, sistema fotovoltaico, controle de carga.

IMPLEMENTATION OF ENERGY STORAGE SYSTEM WITH LOAD CONTROL IN PHOTOVOLTAIC GENERATION SYSTEMS

Abstract - This article presents the implementation of load and discharge control for use in energy storage systems connected to the DC bus of photovoltaic systems by means of a bi-directional hybrid converter, commonly known as *buck-boost*. In this arrangement, the converter operates as a *buck* (load mode), or operates as a *boost* (discharge mode). Such modeling was implemented in *Matlab/Simulink* software.

Keywords – energy storage, photovoltaic system, load control.

I. INTRODUÇÃO

O processo mais usual de aproveitamento da luz solar para geração de eletricidade é o efeito fotovoltaico por meio dos módulos fotovoltaicos (FV), o qual converte a luz do sol em energia elétrica. Por outro lado, o aproveitamento da luz solar em forma de calor é via concentração da luz solar (CSP – *Concentrating Solar Power*), que produz calor para uso direto ou para geração de energia elétrica, que por intermédio dos coletores, realizam o aquecimento direto da água dos ambientes desejados.

No caso da conversão fotovoltaica da luz solar/irradiância, pode ser empregado em pequenos sistemas autônomos, comumente conhecidos como geração distribuída (GD), ou em grandes centrais, que empregam energia solar, de forma

centralizada. O aproveitamento por concentração (CSP) é mais apropriado para as grandes centrais.

Em 2014 houve a primeira contratação de energia solar de geração pública centralizada, de 890 MW, ao preço médio de R\$ 215,50 (US\$ 88,20, pelo câmbio do dia do leilão). Em 2015, mais dois leilões foram realizados, totalizando 2.653 MW contratados, com início de suprimento em 2017 e 2018, conforme descreve a Tabela I. Os leilões foram realizados na modalidade de “energia de reserva”, e com o objetivo de promover o uso e o desenvolvimento da indústria solar no Brasil [1].

Tabela I – Leilões de Geração Solar no Brasil

Mês /ano	Projetos Contratados	Capacidade Instalada (MW)	Energia Contratada (MWe)	Início de Suprimento	Período Contratado (anos)	Preço de Venda (R\$/MWh)
10/2014	31	890	202	2017	21	215,5
08/2015	31	834	232	2017	21	301,6
11/2015	31	929	245	2018	21	297,4
Total	94	2653	679	--	--	--

A geração distribuída pode ser definida como a geração de energia elétrica próxima ao local de consumo, ou no próprio estabelecimento do consumidor. Em 2012, a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) aprovou duas Resoluções Normativas, a n° 482 e a n° 517, que estabelecem as condições gerais para a microgeração de energia elétrica, além do sistema de compensação de energia elétrica (*net metering*), atualmente em uso em diversos países.

A energia excedente é cedida à distribuidora local, e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica dessa mesma unidade consumidora, ou de outra unidade consumidora de mesma titularidade. O saldo positivo de um mês poderá ser utilizado para abater o consumo em outro posto tarifário, ou na fatura do mês subsequente. Os créditos de energia gerados continuam válidos por 60 meses. Há ainda a possibilidade do consumidor utilizar esses créditos em outra unidade, desde que as duas unidades consumidoras estejam na mesma área de concessão e sejam do mesmo titular [1]. O processo promove apenas a troca de kWh entre o consumidor-gerador e a distribuidora, não envolvendo efetivamente o recebimento de dinheiro.

*arthur_costasouza@hotmail.com

A Resolução Normativa ANEEL nº 687/15, complementar à 482/12, estabelece que abaixo de 75 kW é microgeração, e acima de 75 kW e até 5 MW é minigeração, e vale para qualquer fonte renovável de geração. Se enquadraram nestas modalidades os imóveis individuais, condomínios, cooperativas e consórcios. Para a microgeração, a distribuidora terá o prazo de 34 dias para conectar a instalação à rede, a contar do dia da solicitação.

Considerando todas as fontes de micro e mini GD, o setor comercial detém a maior participação em potência (37%), o residencial a maior participação em nº de usuários (75%), e o industrial a maior potência média por usuário (81 kW).

Diante da natureza da fonte solar fotovoltaica ser classificada como uma geração intermitente, ou seja, não está disponível a todo momento, esta geração, depende das condições meteorológicas, por exemplo, a intermitência da radiação solar sob um dia nublado. A solução para ultrapassar esta incontingência direciona-se pela utilização de sistemas de armazenamento de energia elétrica (SAE), que no caso particular deste trabalho, serão utilizadas as baterias de íon Lítio. A implementação de um SAE numa fonte renovável, permite, portanto, aumentar a perspectiva da produção de energia, pois, armazena o excedente de energia num determinado período e descarrega-o num momento em que haja escassez de energia [2-3].

Diante desta conjuntura, este trabalho tem por objetivo, apresentar estudos de um sistema fotovoltaico (SFV) trifásico conectado à rede elétrica, compreendendo em, painel solar, conversor elevador de tensão, com o seu correspondente controle de rastreamento do ponto de máxima potência, mais conhecido como *MPPT (Maximum Power Point Tracking)*, o inversor de tensão para a transformação do sinal CC em CA (corrente alternada), e juntamente com o auxílio da malha de captura de fase, mais conhecida por PLL (*phase locked loop*) a realização da sincronização do sistema à rede e, por meio de um filtro de acoplamento LCL (indutivo-capacitivo-indutivo), a conexão de todo este sistema à rede elétrica. Além disso, será implementado um sistema de armazenamento de energia operando em conjunto com o sistema FV, com aplicação do controle de carga e descarga no banco de bateria do tipo íon-lítio. Vale ressaltar que, o elemento responsável em conectar os bancos de baterias ao barramento CC do SFV é o conversor híbrido *buck-boost*, que apresentará dois modos de operações, sendo elas: o modo de carga, isto é, operando como *buck* e o modo de descarga, operando como *boost*.

II. SISTEMA DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA (SAE)

Destaca-se que, devido ao intenso aumento da inserção de fontes de geração não convencionais (eólica e fotovoltaica) no sistema elétrico, cuja saída de energia não pode ser controlada, o emprego dos sistemas armazenadores de energia por baterias (SAEB) teve um crescimento significativo.

Como já foi dito, a energia destes geradores renováveis varia de acordo com a disponibilidade dos recursos. Além disso, muitas dessas fontes geradoras funcionariam como geradores distribuídos. Nesse caso, durante a indisponibilidade da rede, pode ser benéfico operar essas fontes incontroláveis em um modo de ilha.

Diante desta conjuntura, as tecnologias de armazenamento poderiam desempenhar um papel vital na melhoria da estabilidade e confiabilidade geral do sistema de energia e poderiam adiar os custos necessários para melhorar a capacidade de demanda de energia de transmissão.

No cenário da qualidade da energia, o SAE deve prover suporte à rede, mitigando afundamentos de tensão, flutuações de tensão, efeito *flicker* e até mesmo interrupções. Para tais aplicações a potência requerida deve satisfazer em alguns instantes de tempo, na faixa de segundos a minutos variando a potência em *kW* até *MW* [4]. Os elementos armazenadores mais usados para essas aplicações são, as baterias, supercapacitores, supercondutores (*SMES*) e os *flywheels*.

No contexto da geração distribuída, os bancos de baterias otimizam o fluxo de potência, pois permite que a energia produzida pelo arranjo fotovoltaico possa ser entregue à rede de forma mais constante e equilibrada, evitando grandes quedas no fornecimento de potência, causados por sombreamentos e mudança de irradiância e temperatura no painel [5]. Ainda neste contexto dos armazenadores de energia, vale destacar as principais funções dos (SAEB) [6]:

- **Suporte de reativo (VAR):** Neste modo, o SAEB fornece suporte de tensão para o sistema de energia, independentemente, da bateria estar sobre o processo de carga ou descarga.
- **Estabilizador no Sistema de Potência:** O SAEB reage para amortecer as oscilações no sistema de potência.
- **Programação Automática:** Este modo é usado para fornecer suporte instantâneo à rede no caso de uma falha de operação do disjuntor em uma linha de transmissão ou em um gerador local.
- **Suporte para aumentos agendados de carga:** Este modo coloca o SAEB em um modo de regulação de frequência e tensão, permitindo que ele atende à adição programada de grandes cargas motoras.
- **Capacidade de suprimento:** Potência reserva suplementar disponível, deste modo, o alívio de congestionamento da transmissão.

Para o gerenciamento da energia perante a utilização das baterias eletroquímicas, as principais aplicações são: o balanço de potência e o armazenamento de energia durante um período para posterior injeção da energia durante os períodos de maior preço. É possível também armazenar o excesso de produção das fontes de geração renováveis para utilização nos períodos de pico. Nestes casos, as cargas e descargas do sistema são feitas em horas do dia. Esse uso também pode ser aplicado para compensações de flutuações rápidas de gerações fotovoltaicas e eólicas [7].

Os avanços na tecnologia das baterias trouxeram muitas melhorias nas suas características físicas, assim como, uma melhor aplicação para suas devidas funções. Neste sentido, é importante conhecer algumas destas características físicas, sendo elas [8]: Alta densidade de energia (relação $[W/kg]$), alta capacidade de armazenamento, boa eficiência de carga e descarga, maior capacidade de ciclos de carga, portanto, tempo maior de vida útil, e por fim, custo inicial relativamente baixo. A Tabela II indica alguns destes parâmetros para os tipos mais comuns de baterias presentes no mercado.

Tabela II- Características dos diversos tipos de baterias [9-10]

	Chumbo-ácido	Ni-Cd	Li-íon
Custo inicial	Baixo	Médio	Baixo
Custo a longo prazo	Alto	Médio	Baixo
segurança	Boa	Boa	Boa
Impacto ambiental	Alto	Alto	Médio/Baixo
ciclos	1000	2000	10000
Tensão nominal (V)	2	1,2	3,4
Densidade de energia (Wh/Kg)	35	41	120
Densidade de energia volumétrica (Wh/m ³)	80	120	280
Auto descarga por mês (%)	<5	<10	<5
Temperatura de operação (°C)	-15° a +50°	-20° a 50°	-20° a +60°
Peso	Pesada	Leve	Muito leve
Tempo de carga	Longo	Médio	Curto
Vida útil - Anos	6	11	14

A Tabela II apresenta parâmetros técnicos importantes que devem ser considerados para aplicação prática de baterias, que envolvem valores econômicos e operacionais. Como foram apresentados, devem ser analisados a vida útil da bateria, durabilidade de ciclos, eficiência de carga/descarga, auto descarga e densidade de energia, além dos parâmetros econômicos que são o preço da bateria e o custo com conversores.

Devido à cinética química dos elementos de uma bateria (velocidade das reações químicas), elas não podem operar em níveis elevados de energia por longos períodos de tempo. Além disso, descargas profundas podem levar à deterioração precoce da bateria, uma vez que o aquecimento resultante deste tipo de operação, reduz o tempo de vida útil da bateria [7]. Todavia, as baterias de íon lítio (Li-Ion), os quais serão objetos de trabalho deste estudo, em certas condições de operação podem ser perigosas, uma vez que apresentam um eletrólito altamente inflamável e precisam ser mantidos pressurizados, desta forma, sua operação em altas temperaturas tem elevado riscos de explosão. Por isso são requeridos altos padrões de segurança para sua operação.

III. CARACTERÍSTICAS E ESPECIFICAÇÕES PRINCIPAIS DAS BATERIAS

A Tabela III apresentará algumas especificações referente a bateria de modelo *Lithium-Ion* NMC 24V/100Ah e em seguida explicar alguns deles [11].

Tabela III- Parâmetros elétricos da bateria NMC 24V/100Ah

Especificação	Valor
Tensão nominal	25,2 V
Capacidade nominal	100 Ah
Energia Nominal	2,5kWh
Ciclos	2000
Peso	15,7kg
Tensão de descarga (cut-off)	21 V
Corrente de descarga	30 A
Tensão de carga máxima	29,4 V
Tensão de carga*	*28 V
Corrente de carga máxima	100 A
Corrente de carga*	*30 A

*Valores recomendados de operação

- **Tensão nominal** – A tensão nominal é a que aparece nos terminais da bateria em regime de descarga normal durante grande parte do tempo.
- **Capacidade nominal** – É a quantidade de eletricidade que pode ser armazenada na bateria. É expressa em Ampère hora (Ah). Vale ressaltar que a capacidade de uma bateria é inversamente proporcional ao tempo de descarga e corrente fornecida.
- **Energia Nominal** – É o valor da potência fornecida em uma hora para a situação de corrente de carga máxima.
- **Ciclos** – É a quantidade de recarga que a bateria consegue realizar sem que comprometa na sua vida útil.
- **Tensão de descarga (cut off)** - Tensão na bateria que determina o fim do processo de descarga.

A Figura 1 ilustra a bateria comercial especificada na Tabela III, que corresponde uma potência de 2,5 kW.

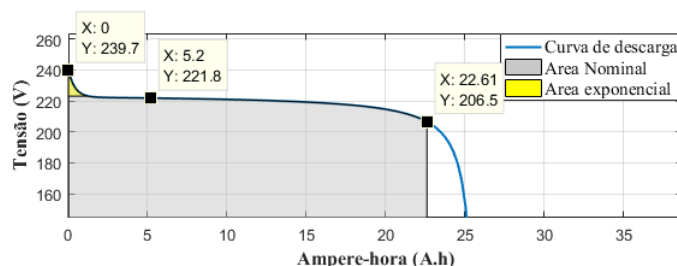
Figura 1: Bateria comercial de 2,5kW, modelo *Lithium-Ion* NMC 24V/100Ah



O banco de baterias utilizado é composto por 10 baterias ligadas em série do modelo NMC 24V/100 A.h. Desta maneira, a tensão nominal do conjunto corresponde a 240 V com uma corrente de carga e descarga ajustada em 10 A. Ressalva-se que, o valor da corrente ajustada em 10 A somente foi possível de se ajustar, graças ao controlador de carga utilizado no banco de baterias, o qual será explicado nas seções seguintes.

Uma curva de descarga típica é composta por três seções, conforme ilustra a Figura 2. Tal curva corresponde as condições de simulação descritas anteriormente.

Figura 2: Curva típica de descarga das baterias.

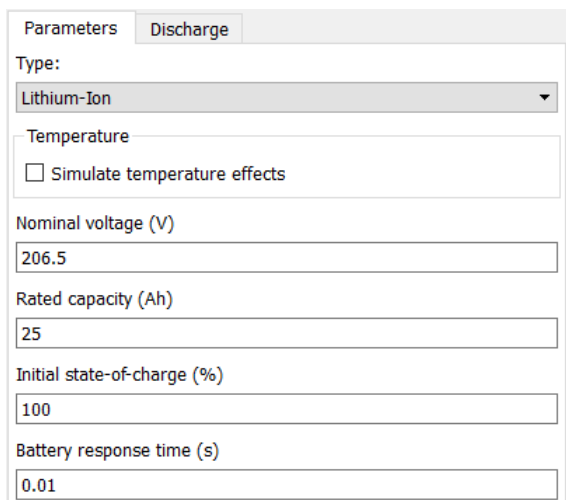


A primeira seção representa a queda de tensão exponencial quando a bateria está carregada. Dependendo do tipo de bateria, esta área é maior ou menor. A segunda seção representa a carga que pode ser extraída da bateria até que a tensão caia abaixo da tensão nominal da bateria. Finalmente,

a terceira seção representa a descarga total da bateria, quando a tensão cai rapidamente. Percebe-se diante da curva de descarga que a tensão nominal corresponde em torno dos 221,8 V e não 240 V conforme a proposta da simulação. Tal adequação foi necessária, pelo fato da simulação trabalhar com apenas alguns segundos, pois a modelagem de todas as unidades que constituem o sistema fotovoltaico requer um poder de processamento muito alto.

Assim, para garantir que banco de bateria trabalhe em torno dos 240 V iniciais, ajustou-se a tensão nominal em 206,5 V, o qual corresponde a uma tensão de *Fully charged* próximo a 239,7 V, conforme destacado na Figura 3.

Figura 3: Parametrização do banco de baterias do tipo íon-lítio.



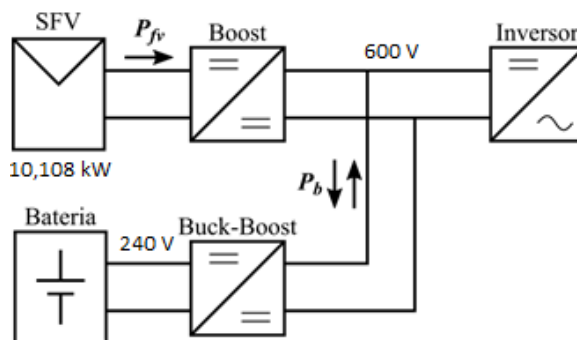
Em relação a capacidade nominal da bateria (A.h), o mesmo foi ajustado em 25 A.h conforme verificado no campo de parametrização da bateria na Figura 3, uma vez que, tal valor possibilita que a corrente de descarga seja em torno de 10,41 A. Pois quanto maior a capacidade nominal da bateria maior será o valor da corrente de descarga permitido. Além disso, com um valor "A.h" não tão elevado, o estado de carga da bateria (*SOC- State of charge*) fica mais sensível a variar durante o processo de descarga e carga. Neste sentido, tal estratégia contribui para diminuir o tempo de simulação, onde

deseja-se verificar o controle de carga da bateria atuar durante o processo de carregamento e descarregamento.

IV. CONTROLADOR DE CARGA

No sistema proposto, conforme ilustra a Figura 4, o nível de tensão V_{CC} (600 V) no barramento CC é maior que o nível de tensão V_{BB} (240 V) da entrada do banco de bateria, então durante o processo de carga, a corrente flui do barramento CC para o banco de baterias, o conversor CC-CC bidirecional atua como um conversor abaixador de tensão, denominado de conversor *buck*. Mas quando o sistema necessita da energia armazenada no banco de bateria a corrente flui no sentido oposto, então o conversor atua como um conversor elevador de tensão, denominado por conversor *boost*.

Figura 4: Baterias conectadas no Sistema FV por meio do conversor *buck-boost*.



A Figura 5 estabelece o controle de carga e descarga aplicado no conversor *buck-boost*, onde, ora o pulso será enviado para a chave do *boost* (modo descarga), e outrora o pulso será enviado para atuar na chave do *buck* (modo carga).

A tensão " V_{ref} " corresponde a tensão nos terminais da bateria durante a simulação em circuito aberto, desta forma, para a parametrização da bateria descrita na Figura 3, sendo assim, $V_{nom} = 206,5$ V, *rated capacity* = 25 A.h e SOC = 100%, a tensão " V_{ref} " representará em 241,3 V. Os parâmetros V_{bat} , I_{bat} e SOC são dados advindos da bateria que é fornecida pela própria biblioteca do *simulink*, conforme apresenta a Figura 6.

Figura 5: Diagrama do controle de carga e descarga.

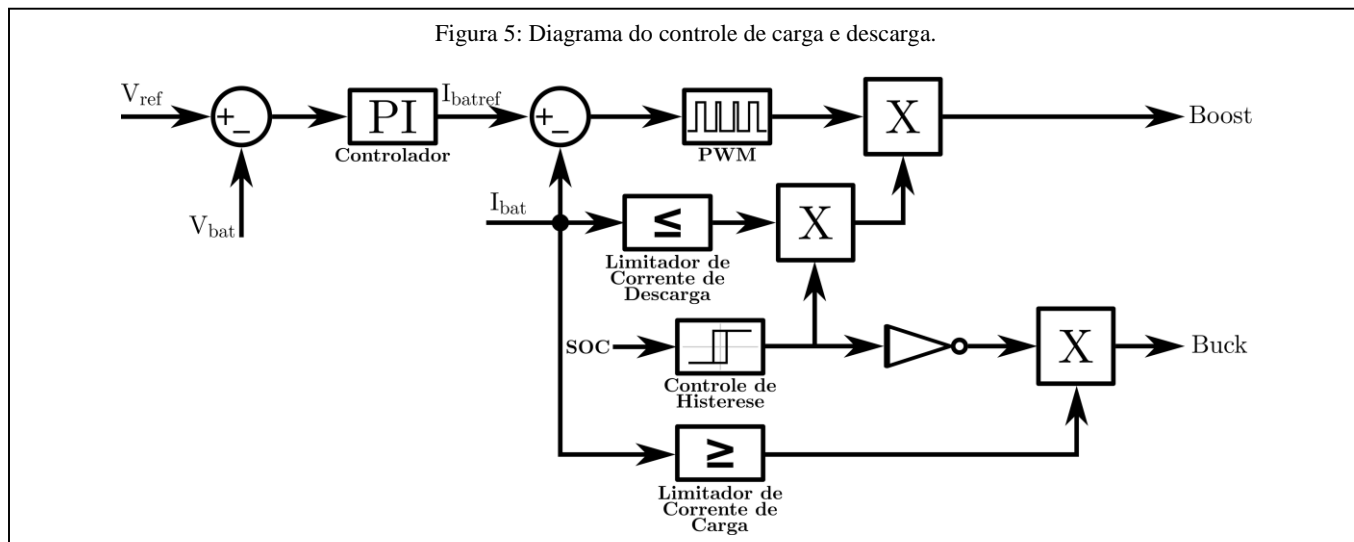
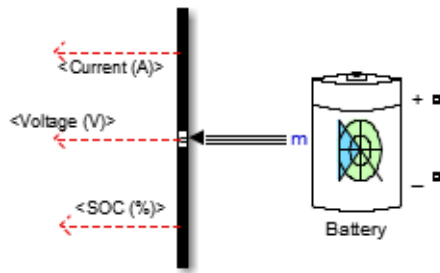


Figura 6: Modelo de bateria fornecido pela biblioteca do *simulink*.

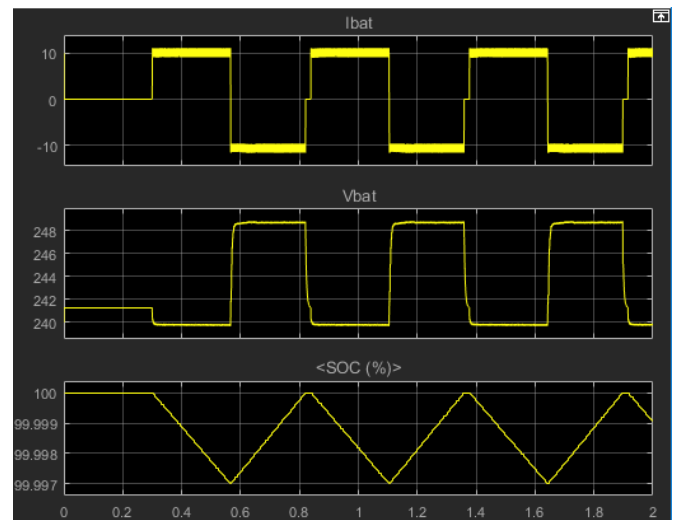


O bloco “controle de histerese” (ver Figura 5) é responsável em definir o estado de operação da bateria, seja ela no modo de carga ou descarga, assim, admitindo que a bateria esteja totalmente carregada (SOC = 100%), ao iniciar a descarga, a bateria apenas irá parar de fornecer energia para o barramento CC do SFV, quando atingir o estado de carga (SOC) responsável em modificar a operação de descarregamento para carregamento, onde neste caso, foi ajustado a mudança de operação em SOC = 99,997%.

As baterias em sistemas fotovoltaicos, de modo geral, necessitam de uma estratégia de controle dos seus processos de carga e descarga para evitar a degradação de sua vida útil estimada. Assim, durante o processo de carga o controlador deve adequar o fluxo de energia entregue a bateria de forma a garantir um carregamento completo observando os limites de tensão, de corrente e de temperatura da bateria [12]. Já durante o processo de descarga o controlador deve evitar que a bateria seja descarregada além da sua capacidade de fornecimento de energia.

A Figura 7 ilustra o comportamento da tensão, corrente e o estado de carga da bateria para os instantes de carregamento e descarregamento. Vale ressaltar que o banco de baterias foi chaveado no instante 0,3s.

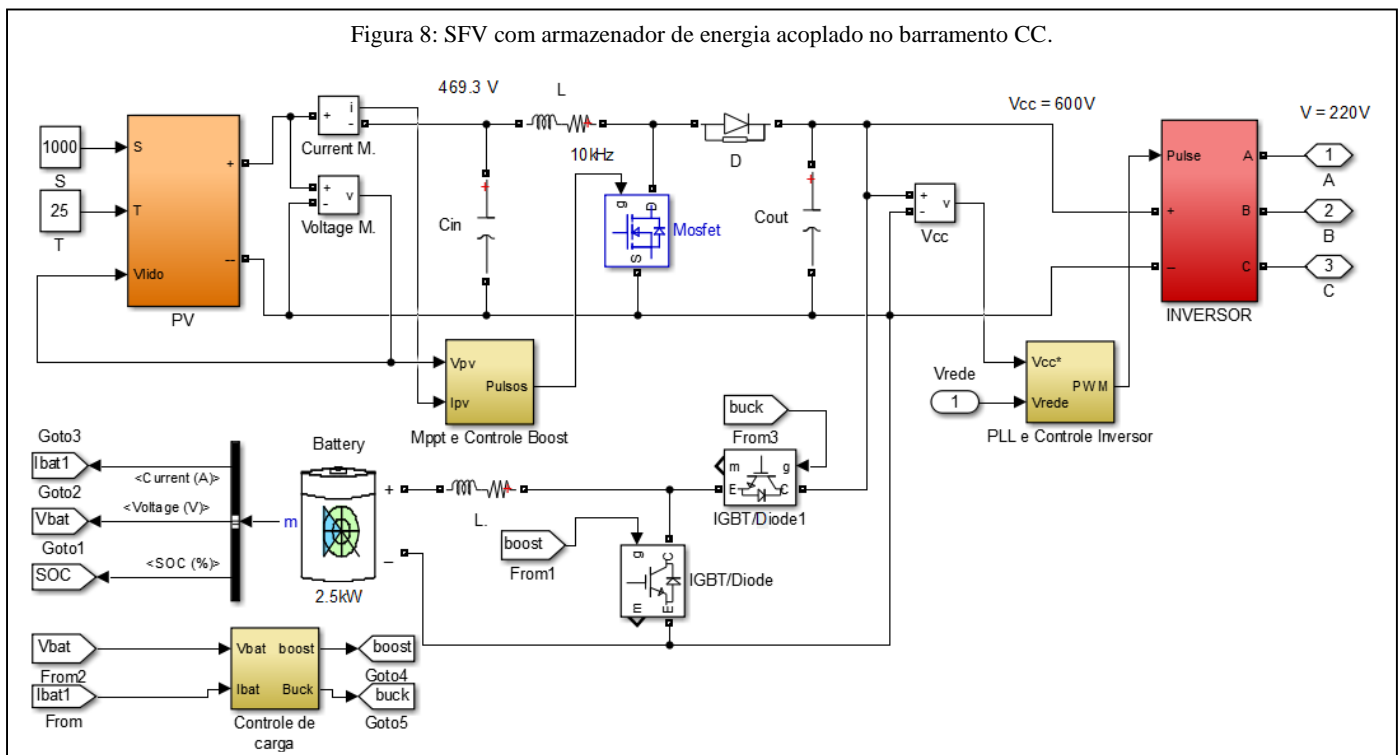
Figura 7: Sinais de tensão, corrente e SOC no modo de carga e descarga



A energia armazenada deve retornar ao sistema sempre que ele requisitar. Assim o controlador de carga da bateria deve possibilitar o fluxo de energia tanto no sentido barramento CC banco de baterias quanto no sentido banco de baterias barramento CC. A amplitude negativa da corrente refere-se o instante de carregamento do banco de baterias.

Enfim, para finalizar a explicação do controle de carga da bateria, a corrente de carga e descarga foi ajustada em 10,41 A, graças ao bloco limitador de corrente (verificar a Figura 5), onde o “limitador de corrente de descarga” foi configurado em 10,41 e o “limitador de corrente de carga” em -10,41. Sendo assim, quando o sinal de entrada nesses comparadores satisfizerem a condição estabelecida, sua saída será 1, caso contrário, sua saída será 0, ou seja, define o estado aberto ou fechado da chave *buck* e *boost*.

Figura 8: SFV com armazenador de energia acoplado no barramento CC.

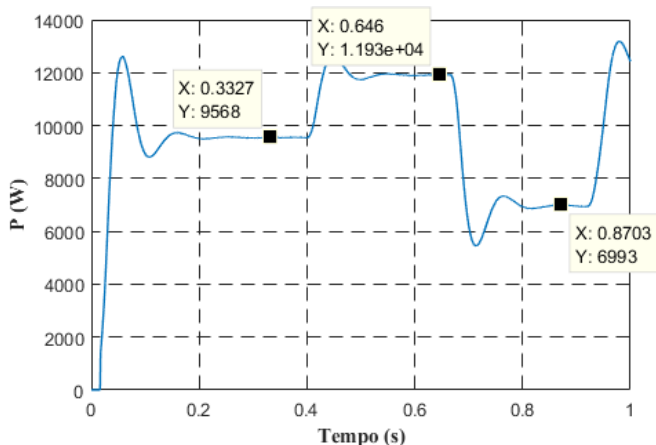


V. RESULTADOS COMPUTACIONAIS

Por fim, é avaliado a operação do sistema fotovoltaico trifásico de 10,108 kW de geração com bancos de baterias conectados no barramento CC (entre o conversor *boost* e o inversor trifásico), onde o armazenador de energia é conectado via conversor *buck-boost*, também conhecido por conversor híbrido bidirecional, que tem como função controlar o fluxo de potência do banco armazenador de energia, ou seja, ele permite injeção e absorção de potência na bateria. Maiores informações sobre a modelagem do SFV trifásico, verificar a referência [13].

O conversor atua como *buck* na absorção de potência dos painéis FVs, quando a bateria é carregada, e como um *boost* quando a bateria realiza uma descarga. Neste caso a corrente da bateria deve ser controlada, podendo assumir valores positivos e negativos seguindo o sinal do controlador. A tensão de saída das baterias foi configurada em 240 V, correspondendo assim 10 baterias em série de 24 V com uma potência de 2,5 kW. A Figura 9 vislumbra a potência injetada na rede com o banco de bateria ora descarregando e ora carregando.

Figura 9: Potência ativa injetada na rede elétrica.



Percebe-se que a potência ativa apresenta três estágios, o primeiro delas, refere-se apenas a potência do arranjo fotovoltaico injetado na rede, em seguida, no instante de 0,4 s, o banco de baterias começa a descarregar, entregando assim, uma potência de 11930 W, e por fim, no último estágio, o armazenador de energia é carregada, de tal modo que, a potência restante entregue para rede corresponde a 6993 W, dado que, parte da energia fornecida pelo arranjo FV é destinado para a carga da bateria.

VI. CONCLUSÕES

Pode-se concluir que a estratégia de controle de carga e descarga aplicada ao sistema de armazenamento de energia correspondeu de forma satisfatória, tendo uma boa resposta de seu controle com os valores ajustados para o momento de carregamento e descarregamento. Vale destacar também, o bom desempenho do SFV operando em conjunto com o banco de bateria, visto que, não houve nenhum conflito entre o controle do inversor com o controle de carga e descarga do sistema de armazenamento.

REFERÊNCIAS

- [1] MME- Ministério de Minas e Energia. Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético, Departamento de Informações e Estudos Energéticos, edição 16 de novembro de 2017.
- [2] N. S. Hasan, M. Yusri, S. Majid, and H. A. Rahman, "Review of storage schemes for wind energy systems," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 21, pp. 237-247, 2013
- [3] Y. Li, H. Cao, S. Wang, Y. Jin, D. Li, X. Wang, and Y. Ding, "Load shifting of nuclear power plants using cryogenic energy storage technology," *Appl. Energy*, vol. 113, pp. 1710-1716, 2014.
- [4] T. e. a. SATO, *Smart Grid Standards Specifications, Requiriments a Technologies*, London: Wiley, 2014.
- [5] Filipe Perez, Paulo Vítor G. Souza, Homero K. R. Filho, Benedito D. Bonatto, Édison Motoki, Paulo F. Ribeiro. "Simulação Computacional de Sistemas Fotovoltaicos com Armazenadores de Energia," em XI CBQEE- Congresso Brasileiro sobre Qualidade da Energia Elétrica, Campina Grande, Paraíba, 2015.
- [6] J. M. B. Roberts, "Commercial successes in power storage," *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 3, nº 2, pp. 24-30, 2005.
- [7] F. Perez, "Inserção e Controle de Armazenadores de Energia em Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica". Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica. UNIFEI, Itajubá, dezembro de 2015.
- [8] A. e. a. FOLEY, "Electrical Energy Storage & Smart Grid Technologies to Integrate the next generation of Renewable Power Systems,". *the 4th International Conference on Sustainable Energy & Environmental Protection Conference, Bari, Italy*, 2010.
- [9] D. B. Cândido, "Desenvolvimento de Sistemas Estáticos Distribuídos – "Multi String", para aplicações em Sistemas Fotovoltaicos Autônomos," em Dissertação de Mestrado, UFSM, Santa Maria-RS, 2010.
- [10] B. M. BUCHHOLZ e Z. STYCZYNSKI, *Smart Grids - Fundamentals and Technologies in Electricity Networks*, Berlin: Springer, 2014.
- [11] R. Aldabó, *Qualidade na Energia Elétrica*, São Paulo-SP: Artliber, julho de 2012.
- [12] R. H. Roseback, "Conversor CC-CC Bidirecional Buck-Boost Atuando Como Controlador de Carga de Bateria em um Sistema Fotovoltaico,". Dissertação submetida ao programa de pós-graduação em engenharia elétrica da Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF), Juiz de Fora –MG, Novembro de 2004.
- [13] A. C. Souza, C. R. A. Junior, G. T. Silva, I. N. Santos. "Simulation and Dynamic Analysis of Three-Phase Photovoltaic System Connected on Grid Employing Matlab / Simulink Software. VII SBSE- Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, Niteroi-RJ, Maio, 2018.