

Análise da gestão de energia em sistema de geração fotovoltaica utilizando sistema de armazenamento por baterias

Lucas Taylan Ponte Medeiros*, Adson Bezerra Moreira*, Leonardo Pires de Sousa Silva*, Arthur C. Souza**.

* Universidade Federal do Ceará (UFC), Sobral, Ceará, Brasil.

** Universidade Federal De Itajubá (UNIFEI)

lucastaylanp@gmail.com, leonardo85pires@gmail.com, adsonbmoreira@gmail.com, arthur_costaouza@hotmail.com

Abstract: This article investigates the quality of electrical energy and a proposal for a solution to problems presented by the microgeneration photovoltaic consumer units with caused by the intermittence of the solar source in electrical distribution systems through a combination of a solar energy generation system with an energy storage system (SAE). The solar power generation system is connected to the DC bus by a DC stage (*boost* converter) incorporated into a maximum power point tracking algorithm (MPPT). The SAE is composed of a battery bank and a bidirectional converter DC-DC (BDC) responsible for charging and discharging the batteries through a control proposal and by connecting the bank to the DC link. The connection with the distribution transformer that interfaces with the three-phase electrical grid is made by the voltage source converter (VSC) that also acts as a parallel active filter (FAP) at the common coupling point (PCC), at this point, non-linear loads present in consumer units of distributed microgeneration are connected. The method used for system synchronization was the Dual Second Order Generalized Integrator (DSOGI-PLL). The proposed system presented a good functioning and a good energy management strategy. The DSOGI-PLL performed well in the face of various disturbances in the electrical grid. The network current Total Harmonic Distortion (THD), with the action of the FAP, was significantly reduced. The P&O tracking algorithm presented high performance against a system without shading and is easy to implement.

Resumo: Esse artigo investiga a qualidade de energia elétrica e uma proposta de solução para problemas apresentados pelas unidades consumidoras com microgeração fotovoltaica causada pela intermitência da fonte solar em sistemas de distribuição elétrico através de uma combinação de sistema de geração de energia solar com um sistema de armazenamento de energia (SAE). O sistema de geração de energia solar é conectado ao barramento CC por um estágio CC. (conversor *boost*) incorporado a um algoritmo de seguimento de ponto de máxima potência (SPMP). O SAE é composto por um banco de baterias e um conversor bidirecional CC-CC (CBD) responsável pela carga e descarga das baterias através de uma proposta de controle e pela conexão do banco com o elo CC. A conexão com transformador de distribuição que faz a interface com a rede elétrica trifásica é feita pelo conversor fonte de tensão (CFT) que atua também como filtro ativo paralelo (FAP) no ponto de acoplamento comum (PAC), são conectadas as cargas não-lineares presentes nas unidades consumidoras de microgeração distribuída. O método utilizado para a sincronização do sistema foi o *Dual Second Order Generalized Integrator* (DSOGI-PLL). O sistema proposto apresentou um bom funcionamento e uma boa estratégia de gerenciamento de energia. O DSOGI-PLL apresentou um bom desempenho diante de vários distúrbios na rede elétrica. A Taxa de Distorção Harmônica Total (TDH) de corrente da rede, com a atuação do FAP, foi reduzido significativamente. O algoritmo de rastreamento P&O apresentou alto desempenho diante de um sistema sem sombreamento e é de fácil implementação.

Keywords: Photovoltaic System, Energy management strategy, Battery.

Palavras-chaves: Sistema Fotovoltaico, Estratégia de armazenamento de energia, Baterias.

1. INTRODUÇÃO

Sistemas de geração de energia fotovoltaica têm se tornado um dos recursos mais comuns de geração de energia elétrica (Mirzaei et al., 2017). Em 2021, a capacidade instalada de energia solar fotovoltaico (FV) mundial atingiu aproximadamente 843.086 MW (Irena, 2022).

Aponta-se que à inserção de sistemas FV conectados à rede elétrica, podem apresentar problemas, dentre eles a qualidade de energia que poderá afetar a confiabilidade e estabilidade da rede elétrica (Kong et al. 2014; Anzalchi et al. 2019). Sendo uma fonte intermitente, esta apresenta alguns desafios técnicos, como dificuldade em prever seu comportamento, variação da tensão, frequência e potência no ponto de acoplamento comum (PAC) (Masuta et al. 2012; Liang, 2016;

Das, 2004; Yu et al., 2016). Por isso a utilização de um algoritmo que rastreia o ponto de máxima potência (PMP) é essencial.

A utilização de dispositivos semicondutores (cargas não lineares) aumentou exponencialmente, o que causa a injeção de harmônicos no sistema, diminui o fator de potência (FP) e a distorção na forma de onda da corrente e da tensão no PAC.

Minimizar a injeção de harmônicos e diminuir o TDH no sistema de energia elétrica é, portanto, essencial para melhorar a boa qualidade de energia, bem como operar com FP unitário conforme os padrões do IEEE-519 (2013). Geralmente, filtros passivos são utilizados para compensar harmônicos e potência reativa, mas apresentam limitações quanto ao seu tamanho volumoso e sintonia fixa que não pode ser facilmente alterada (M. et al., 2016; Zhai et al. 2019; Tapakis et al. 2014; Femia et al. 2015).

A utilização do FAP é uma solução proeminente no controle de qualidade de energia, pois apresenta uma topologia simples e recursos flexíveis (M. et al. 2016).

Nesse artigo, é realizada a modelagem da célula FV e implementado o algoritmo *Perturb & Observe* (P&O) para o seguimento do ponto de máxima potência do sistema FV por oferecer uma boa resposta quando é desconsiderado o sombreamento parcial (Zhai et al. 2019). Em sistemas de pequeno porte como no caso da grande maioria dos sistemas FV residências em que poucos módulos ficam conectados em série e ocupando uma área pequena apresentam irradiação similares e o algoritmo é suficiente. Em outros casos, devem ser considerados algoritmos que analisem sombreamento parcial.

Devido à natureza intermitente dos sistemas de geração de energia solar e a possibilidade de variação de carga demandada, diversas tecnologias de SAE são requisitadas para serem integradas aos sistemas, destas as baterias têm sido amplamente utilizadas Neto (2009). Nesse estudo foi empregado o sistema de armazenamento de energia por baterias (SAEB) com uma estratégia de controle de carga e descarga da bateria que tem como referência o *State-Of-Charge* (SOC), de modo a proporcionar uma maior eficiência em função da vida útil das baterias como é mostrado em Alzahrani et al. (2017) que faz análise das potências, correntes, tensões e estado de carga nas operações de carga e descarga das baterias.

O sistema de interface com a rede elétrica é realizado pelo CFT. Na dinâmica dessa conexão é indispensável a implementação de um algoritmo de sincronismo do conversor com a rede elétrica para obtenção de fase, frequência da tensão e controle do fluxo de potência. Para realizar a extração desses sinais os algoritmos mais utilizados se baseiam no Synchronous Reference Frame Phase Locked Loop (SRF-PLL) satisfatório em sistemas com tensões da rede equilibradas. O DSOGI-PLL utilizado nesse artigo é responsável por realizar a extração da sequência positiva das tensões minimizando a influência dos distúrbios como afundamentos de tensões, distorções harmônicas e variação de frequência (Tremblay et al. 2009; A. Ranjan et al. 2021).

O sistema completo é apresentado na Fig. 1 e a análise do seu desempenho é realizado pela simulação no software MATLAB/Simulink.

2. CONFIGURAÇÃO DOS SISTEMA

As estratégias utilizadas para o controle dos componentes que compõem o sistema conectado à rede com dois estágios, conversor *boost* (SPMP), CBD, DSOGI-PLL, (FAP e CFT) e controle de armazenamento de energia são debatidas nesta seção.

2.1 Seguimento do Ponto de Máxima Potência (SPMP)

É natural que se deseje extrair a máxima potência instantânea dos módulos, portanto, a utilização de uma técnica de SPMP que ajusta o ponto de operação do sistema às diversas condições de operação obtendo uma maximização no seu rendimento. De acordo com Tapakis et al. (2014) esses métodos diferem em vários aspectos, como a necessidade de sensores, custo, complexidade, eficácia, entre outros.

Dentre os métodos, foi escolhido o algoritmo P&O por sua simplicidade e desempenho. Este tem o princípio de ler a tensão fotovoltaica (V_{pv}) e corrente (I_{pv}), injetar pequenas perturbações no sistema afim de captar a máxima potência de saída, e enviar um sinal de referência para o conversor *boost*.

O conversor *boost* é projetado para elevar a tensão de saída do arranjo fotovoltaico para 800V que é a tensão de referência do barramento CC. Este controla a tensão de saída a partir do sinal de referência vinda do P&O na forma de razão cíclica aplicada no conversor.

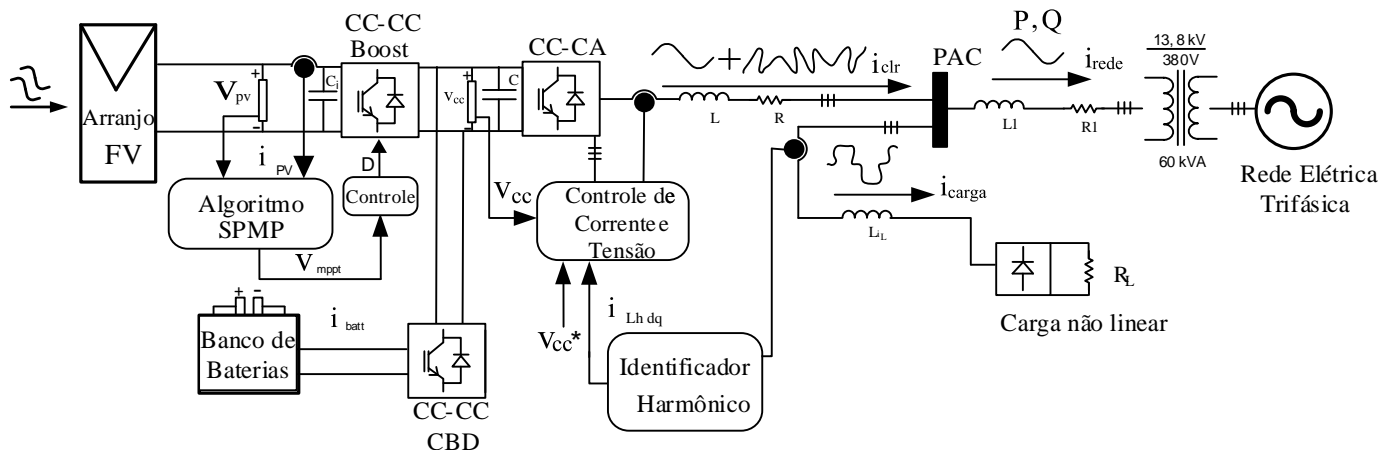


Fig. 1 Sistema completo

A Tabela 1 apresenta os dados de parametrização do conversor *boost* dimensionado para as condições e saída do arranjo fotovoltaica.

Tabela 1. Parâmetros do Conversor Boost

Parâmetros	Valores
Indutância <i>Boost</i> (L_{boost})	$669 \cdot 10^{-6}$ H
Capacitância de entrada <i>Boost</i> (C_i)	$205 \cdot 10^{-6}$ F
Capacitância de saída <i>Boost</i> (C)	$3500 \cdot 10^{-6}$ F

2.2 Controle do CBD

O CBD tem um papel importante nos sistemas de energia renováveis por apresentar requisitos mínimos operacionais para a utilização de dispositivos de armazenamento de energia, atuando no controle de carga e descarga do banco de baterias, permitindo a troca de energia entre o dispositivo de armazenamento e o resto do sistema. Conforme as condições de operação necessária, o conversor atua como *boost* ou *buck*, descarregando e carregando respectivamente, as baterias.

A metodologia proposta para o controle de carga do SAEB tem o intuito de auxiliar o sistema de distribuição reduzindo os efeitos refletidos à rede com a intermitência da irradiância, proporcionando maior confiabilidade ao sistema e auxiliando nos momentos de variações de energia. A Fig. 2 mostra a estratégia proposta para controle do conversor.

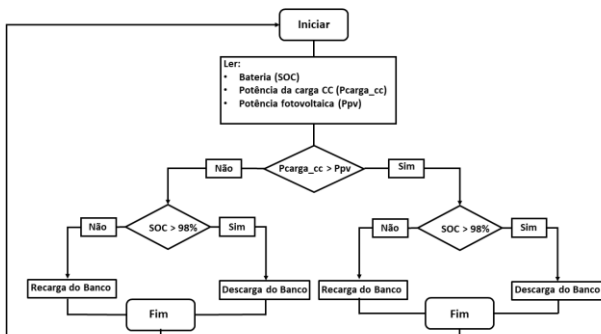


Fig. 2 Estratégia de controle do sistema de armazenamento.

2.3 Sistema de sincronismo com à rede (DSOGI-PLL)

Com a possibilidade de distúrbios na rede elétrica, surgem estratégias de regular ou suavizar o sincronismo dos conversores eletrônicos com à rede. Esses distúrbios podem causar desequilíbrios de tensão da rede e afetar a estratégia de sincronismo que extrai o sinal do ângulo de saída ou aumentar o tempo de resposta. Existem muitos exemplos de algoritmos *PLL* na literatura (Das et al. 2004; Yu et al. 2016; IEEE-519, 2014). Os métodos apresentam características diferentes e de aplicações distintas, nesse artigo o DSOGI-PLL foi utilizado por apresentar uma melhor qualidade comparada a técnica *SRF* tradicional e sua estrutura é apresentada na Fig. 3 (Femia et al. 2005).

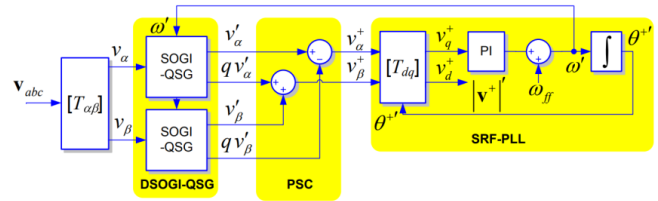


Fig. 3 Diagrama esquemático do controlador DSOGI-SRF.

Os processos podem ser divididos em partes, inicialmente, são feitas as leituras das tensões da rede e é aplicado a transformada Clarke que realiza a mudança das tensões V_{abc} de coordenadas abc para tensões V_α e V_β em coordenadas $\alpha\beta$. O processo segue para etapa de filtragem que gera um atraso de 90° nas tensões V_α e V_β passando por DSOGI-QSG, que atua como filtro passa-baixas para as sequências positivas e passa-faixas para as sequências negativas. Posteriormente, é realizado o cálculo das tensões de sequência positiva na etapa *Positive Sequence Calculator* (PSC), obtendo V_α^* e V_β^* . Após o PSC, são inseridos os sinais no SRF-PLL que contém um controlador PI garantindo a dinâmica de sincronização da rede, sendo ainda, adaptável as variações de frequência da rede (Zhai et al. 2019). O sistema gera um sinal de referência para o (Pulse Width Modulation) PWM que controla a tensão de saída do conversor CC-CA.

2.4 Filtro Ativo de Potência (FAP) e CFT

O FAP se caracteriza como uma forma alternativa eficiente de mitigar os harmônicos presentes nas tensões e correntes da rede. A compensação harmônica é, basicamente, realizada pela implementação do FAP e o controle de corrente em malha fechada, com a atuação do conversor CC-CA. como FAP, compensando os harmônicos de corrente, injetando corrente de compensação harmônica, igual às geradas pela carga, mas com a fase deslocada em 180 graus. Como resultado, as componentes harmônicas geradas pela carga são mitigadas pela ação do FAP e a corrente da rede elétrica permanece senoidal (Moreira et al. 2017).

A estrutura do controle do conversor CC-CA. inclui as correntes de referência das componentes harmônicas da carga não-linear, i_{Lhd} e i_{Lhq} calculadas, em coordenadas *dq*, a partir de (1) e (2).

$$i_d^r = i_d^* + i_{Lhd} \quad (1)$$

$$i_q^r = i_q^* + i_{Lhq} \quad (2)$$

A inclusão das correntes i_{Lhd} e i_{Lhq} ajuda a manter o elo CC, constante. As correntes i_{Lhd} e i_{Lhq} são filtradas por um filtro passa baixas de segunda ordem e frequência 12 Hz, para extração das componentes fundamentais da carga não linear, i_{Lfd} e i_{Lfq} , obtendo as componentes harmônicas de forma isolada, i_{Lhd} e i_{Lhq} , que causam a distorção na corrente da rede elétrica, como apresentado na Fig. 4.

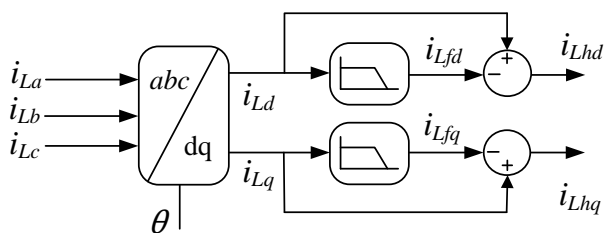


Fig. 4 Diagrama do identificador de harmônicos.

A estratégia de controle do conversor CFT, responsável por realizar o controle do fluxo de potência ativa entregue à rede elétrica e atuar como FAP, é mostrado na Fig. 5. Esse é formado por um capacitor (barramento CC), que tem função de absorver *ripple* de tensão, e um filtro indutivo (L) atuando como um passa-baixas para atenuar os harmônicos e os IGBTs.

O projeto de controle do conversor é feito em coordenadas *dq*, e as correntes *i_Lhd* e *i_Lhq* são somadas as correntes de referência obtidas pelo gerador de sinais com função de atenuar as componentes harmônicas (Amirnaser Yazdani, 2010).

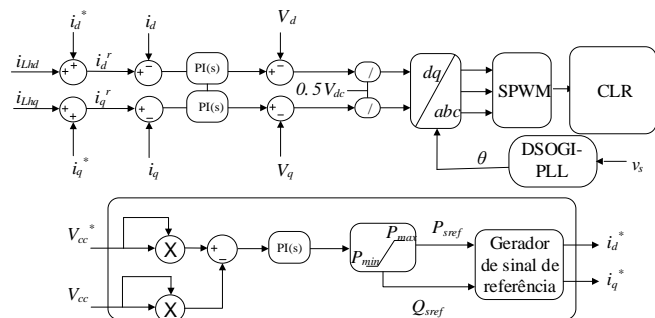


Fig. 5 Diagrama do controle de corrente e tensão

Em que as tensões por V_d e V_q são as componentes de tensão elétrica, i_d e i_q são as correntes, ambas em coordenadas *dq* que são controladas e proporcionam o controle da potência de referência P_{ref} e Q_{ref} , com Q_{ref} igual a zero.

Os métodos de resposta em frequência dos projetos dos controladores seguem os critérios determinados em Ogata (2011).

2.5 Controle do Armazenamento de energia por Baterias

O controle empregado é analisado para o sistema conectado à rede elétrica. Para prolongar a vida útil das baterias, os processos de carga/descarga devem ser efetivos, por isso o controle foi realizado considerando o SOC e a limitação do banco. O sistema proporciona uma descarga da bateria até que o SOC chegue ao mínimo estabelecido e limita a corrente de descarga da bateria para evitar que descarregue excessivamente.

A estratégia de controle das baterias é apresentada na Fig. 6. Em que i_{batt} é a corrente medida nos terminais do banco de baterias, X_a é a corrente limitada para o carregamento e X_b é a corrente limitada para o descarregamento do banco de baterias, respectivamente.

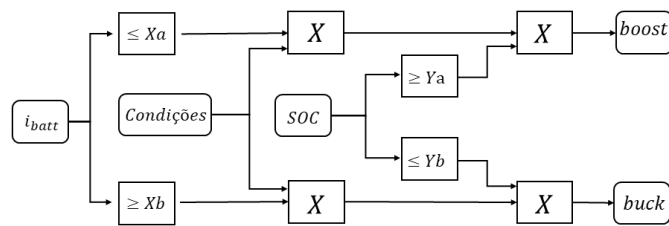


Fig. 6 Diagrama de controle do sistema de armazenamento

O SOC é o estado de carga das baterias que advém do banco com Y_a e Y_b definindo o modo de operação da bateria, alternando entre os modos de carga e de descarga conforme o SOC.

O bloco “condições” faz a comparação entre a potência gerada pelo arranjo FV em relação sua potência nominal P_{nom_pv} . Conforme a potência entregue, o banco de baterias injeta energia, absorve ou se mantém em repouso.

A Tabela 2 apresenta os parâmetros utilizados para o sistema de armazenamento.

Tabela 2. Parâmetros das Baterias

Parâmetros	Valores
Tipo	Lítio Íon
Tensão da bateria	24 V
Quantidade de baterias em série	10 unid.
Capacidade de corrente	35 Ah
Resistência interna	15 Ω
Tensão do banco de baterias	240 V
Potência do banco de baterias	3,6 kW

3. RESULTADOS E DISCURSÕES

O sistema proposto é simulado no MATLAB/Simulink. Para verificar sua aplicabilidade sob distúrbios de tensões da rede, componentes harmônicas, gerenciamento de potência durante o estado estacionário e em dinâmicas adversas de operação. A Tabela 3 apresenta os parâmetros dos módulos Kyocera Solar KD325GX e o arranjo fotovoltaico com 3 strings de 12 módulos em série.

Tabela 3. Parâmetros do Arranjo Fotovoltaico

Parâmetros	Dados do Módulo	Dados do Arranjo
V_{mp}	40,3 V	483,6 V
V_{oc}	49,7 V	593,4 V
I_{mp}	8,07 A	24,21 A
I_{sc}	8,69 A	26,07 A
P_{max}	325,3 W	11,7 kW
R_s	0,40174Ω	1,61 Ω

A Tabela 4 apresenta os parâmetros da rede elétrica.

Tabela 4. Parâmetros do Sistema

Parâmetros	Dados do Arranjo
Tensão de pico (V_p)	380 V
Tensão de linha (V_l)	220 V
Frequência da rede (f)	60 Hz
Capacitância do Barramento CC	$3500 \cdot 10^{-6}$ F
Tensão do Barramento (V_{cc})	800V
Resistência (RL)	0,31 Ω
Freq. Chaveamento do Inversor (F_s)	15kHz
Filtro L (L)	7,5mH

3.1 Desempenho do sistema FAP

Na Fig. 7 foram investigados os espectros harmônicos de corrente da rede elétrica para o sistema em operação sem e com a presença do FAP. A carga não linear é responsável por injetar harmônicos no sistema causando uma distorção na forma de onda da corrente de 31,83%, como apresentado em Fig. 7(a).

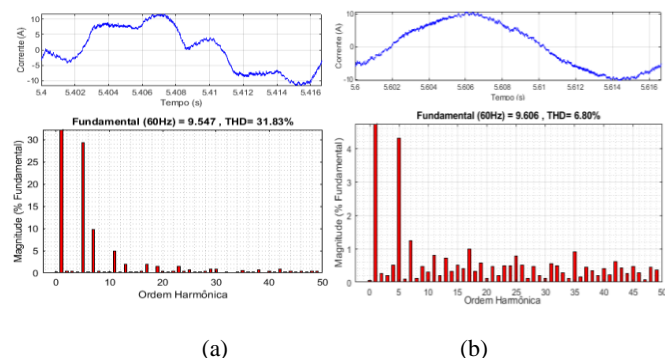


Fig. 7 Espectros harmônicos de corrente: (a) sem filtro; (b) com filtro.

Observa-se que em 5,4s as componentes que mais contribuem para distorção são as 5ª e 7ª. Para o sistema de distribuição, essas distorções podem causar deformidades na tensão, refletido pela corrente, que poderá ocasionar problemas nos componentes conectados à rede elétrica.

Nas mesmas condições, em 5,5s é aplicado o FAP, e o conversor começa a suprir as correntes harmônicas necessárias para funcionamento da carga não linear e a corrente da rede elétrica se apresenta mais senoidal visto na Fig. 7(b), apresentando uma distorção de 6,8%. Se comparadas as Figs 7(a) e 7(b), a redução de TDH é de aproximadamente 25%.

3.2 Dinâmica de funcionamento do DSOGI-SRF

A Fig. 8 mostra o comportamento do sistema, inicialmente, em regime permanente, com irradiância e temperatura constante de 1000W/m² e 25°C, respectivamente.

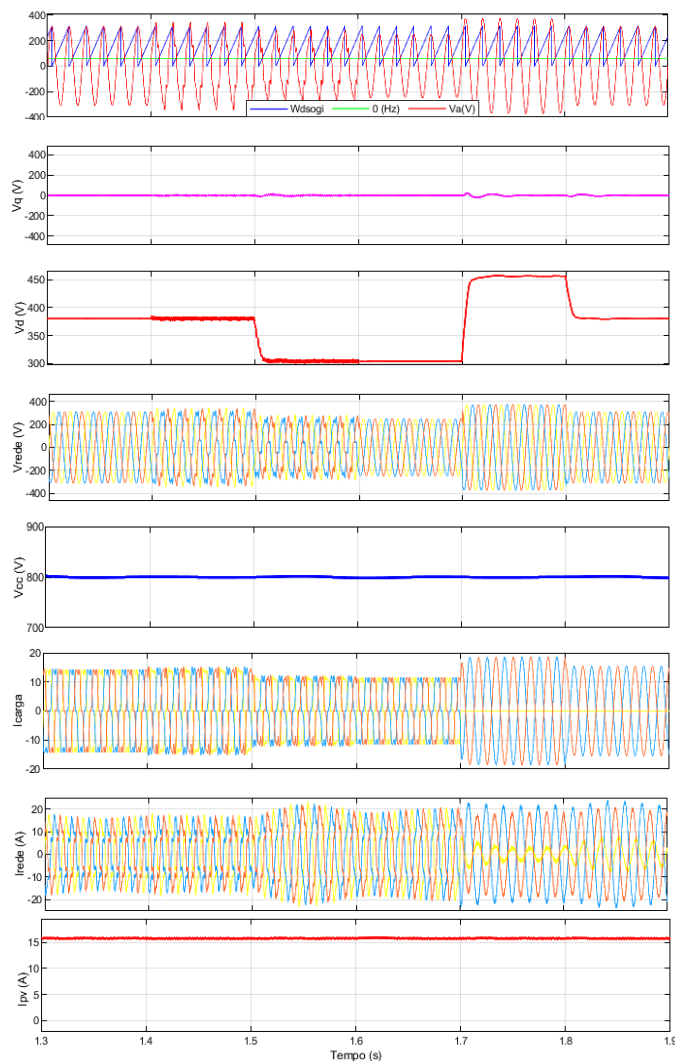


Fig. 8 Dinâmica do sistema sob distorções de tensão

O sistema é sujeito à inserção de carga não linear no período de 1,3s a 1,9s, harmônicos de tensão de 5º e 7º ordem no período de 1,4s a 1,6s, afundamento brusco da tensão nominal da rede em 20% de 1,5s a 1,6s, retirada dos harmônicos de tensão e permanência do afundamento de tensão de 1,6s a 1,7s, elevação brusca de tensão nominal em 20% de 1,7s a 1,8s e falta de fase da carga não linear de 1,8s a 1,9s.

São adicionadas as distorções harmônicas de tensão em 1,4s de tal forma que o TDH da resultante seja em torno de 15%. As distorções causam uma resposta oscilatória nas tensões de sequência positiva no referencial síncronos V_{d+} e V_{q+} , porém pouco são refletidas no ângulo θ' .

O afundamento de tensão da rede em 1,5 s, reduz a tensão e corrente na carga, acarretando no aumento da potência fornecida à rede elétrica que pode ser observada a partir da corrente da rede I_{rede} . Neste instante, o afundamento de tensão não causa oscilações nas componentes V_{d+} e V_{q+} , apenas V_{d+} se altera proporcionalmente ao módulo de tensão de entrada e novamente θ' é estimado de forma coerente. Durante essas análises, não foi considerado o FAP.

3.3 Dinâmica e controle do sistema com armazenamento

A Fig. 9 mostra o fluxo de potência do sistema proposto com os parâmetros definidos do controle do sistema de armazenamento na Tabela 5 foram utilizados para que otimizasse o tempo de simulação e processamento. A Tabela 6 apresenta os parâmetros aplicados sobre o sistema FV.

Tabela 5. Parâmetros do controle do banco de baterias

Parâmetros	Valores
Limitador de corrente de carga (Xa)	15 A
Limitador de corrente de descarga (Xb)	10 A
Limite mínimo para descarga (Ya)	98,985 %
Limite mínimo para carga (Yb)	100 %
Potência nominal fotovoltaica (P_{pv})	7,7 kW

Tabela 6. Parâmetros de irradiância e temperatura

Tempo (s)	Temperatura °C	Irradiância W/m ²
0	25	1000
1,5	25	400
2	25	1000
2,5 – 4,0	25	400
5	25	1000

Observa-se que em 2,0s pode ser validado o bom desempenho do SPMP extraindo a máxima potência FV de 7,7 kW. Em 2.5s o sistema FV é sujeito a uma variação de irradiância de 1000W/m² para 400W/m² causando uma redução da P_{pv} e passando a ser 3,1kW. Admitindo-se 99% do SOC iniciais, o banco atua em modo de descarregamento injetando potência P_{batt} no barramento CC para equilibrar o fluxo de energia e reduzir a intermitência refletida à rede. Em nenhum momento, a carga não linear é desacoplada do sistema, e apresenta uma demanda de 6 kW durante todo o cenário.

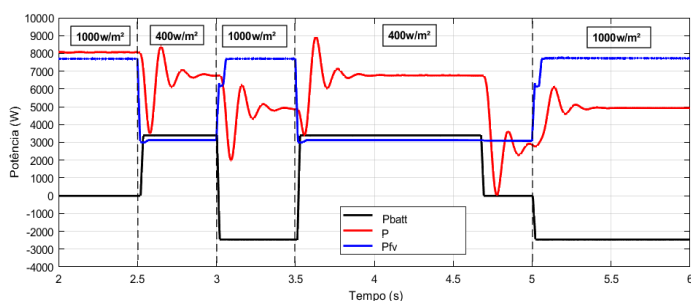


Fig. 9 Fluxo de potência das componentes do sistema.

Observa-se que em 3,0s o sistema de armazenamento deixa de injetar e passa a absorver potência, realizando o carregamento do banco de bateria. Em 3,5s a P_{pv} volta a cair para 3,1kW e o

banco de baterias entra em modo de descarregamento até que em 4,6s o SOC chega ao limite adotado de 98,985% e entra em modo desligado. Em 5,0s a P_{pv} aumenta e o banco de baterias volta a recarregar.

A Fig. 10 mostra o comportamento do banco de baterias, bem como o SOC, as correntes de carga e descarga, e tensão. É válido ressaltar que a amplitude de corrente negativa se refere ao carregamento das baterias. O controle limitador de corrente é definido para que o banco tenha corrente de carga de 15 A e de descarga de 10 A, tornando o carregamento mais suave.

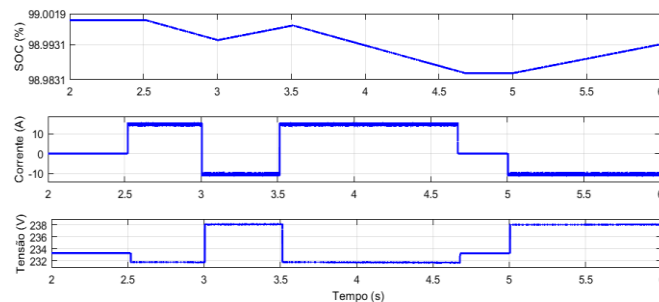


Fig. 10 Fluxo de potência das componentes do sistema.

A Fig. 11 mostra o comportamento do barramento CC, inicialmente as correntes elétricas do capacitor do barramento são limitadas por um componente de pré-carga. Diante de todos os cenários de distorção da rede, mudanças climáticas e outros distúrbios, apenas 7% é refletido no barramento em relação à referência de tensão em 800V.

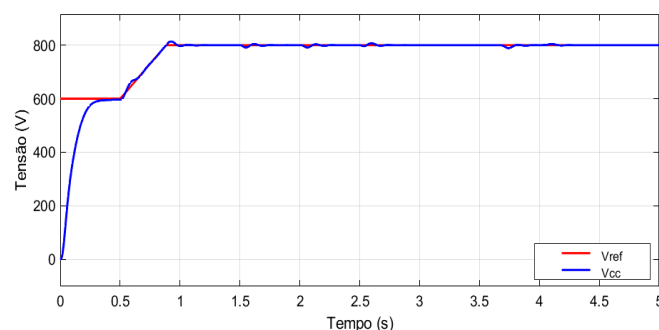


Fig. 11 Comportamento do barramento CC do sistema

3.4 Análise do fator de potência

Um dos fatores relevantes para a qualidade de energia é o fator de potência do sistema. Nesse sentido, o funcionamento do conversor eletrônico trifásico realiza a regulação entre corrente gerada e tensão da rede elétrica. A Fig. 12 mostra o fator de potência durante todos os cenários apresentados.

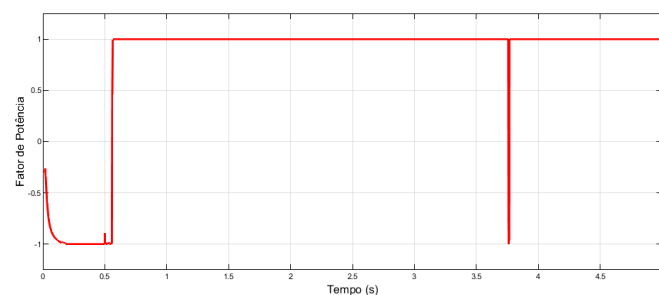


Fig. 12 Análise do fator de potência

6. CONCLUSÕES

Neste trabalho, foi apresentado uma estratégia de controle do sistema de geração fotovoltaica com banco de baterias e FAP conectado à rede elétrica trifásica. O sistema foi simulado no MATLAB e seu controle foi detalhado. Os resultados da simulação mostraram um bom desempenho do SPMP, com a utilização do algoritmo P&O, diante da variação de condições climáticas e no controle do conversor *boost*. O DSOGI-PLL foi utilizado nas condições de estado estacionário e condições dinâmicas como o desequilíbrio, distorções, afundamentos na tensão da rede e os resultados mostraram a eficácia do controle. Ao realizar a comparação dos conteúdos harmônicos do sistema sem FAP e com FAP, é verificado a redução da TDH da corrente da rede elétrica de 31,83% para 6,8% no sistema com FAP ativo, em que a fundamental permanece, praticamente, a mesma e as harmônicas apresentam a correção. Confirma-se que o TDH de corrente foi reduzido em cerca de 25% no cenário. O conversor bidirecional que faz a interface entre o banco de baterias e barramento CC foi estudado e proposto a estratégia adaptada para carregamento e descarregamento do banco, gerenciando de acordo com as condições climáticas e SOC mantendo um equilíbrio de potência melhorando a estabilidade do sistema e reduzindo a potência demandada pela rede. O sistema de armazenamento mantém o barramento CC durante condições de irradiação transiente, de modo que o sistema fotovoltaico possa fornecer tensão CC regulada. Como estratégia, o armazenamento de energia se adapta a potência gerada pelo sistema FV com recurso de controlar as trocas de potência com a rede da concessionária, possibilitando um aproveitamento de injeção definida de acordo com o usuário.

REFERÊNCIAS

- A. B. Moreira, T. A. S. Barros, V. S. C. Teixeira, P. S. F. Nascimento, E. Ruppert, "Metodologia e projeto de controle de potências para geração eólica e filtragem de corrente harmônica com gerador de indução duplamente alimentado" In: CBA2016 – XXI Congresso Brasileiro de Automática, 2016, Vitória-ES. CBA2016 – XXI Congresso Brasileiro de Automática, 2016
- Amirnaser Yazdani, R.I., 2010. Voltage-Source Converters in Power Systems - Modeling, Control, and Applications, WILEY IEEE
- Anzalchi, Arash et al. High-Penetration Grid-Tied Photovoltaics: Analysis of Power Quality and Feeder Voltage Profile. IEEE Industry Applications Magazine, v. 25, n. 5, p. 83-94, 2019.
- Alzahrani, A., Ferdowsi, M., Shamsi, P., Dagli, C.H., 2017. Modeling and simulation of microgrid. Procedia Comput. Sci. 114, 392–400. <http://dx.doi.org/10.1016/j.procs.2017.09.053>.
- A. Ranjan, S. Kewat and B. Singh, "DSOGI-PLL With In-Loop Filter Based Solar Grid Interfaced System for Alleviating Power Quality Problems," in IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 57, no. 1, pp. 730-740, djan.-Feb. 2021, doi: 10.1109/TIA.2020.3029125.
- B. Singh, K. Kant and S. R. Arya, "Notch-filter-based fundamental frequency component extraction to control distribution static compensator for mitigating current related power quality problems," IET Power Electronics, vol. 8, no. 9, pp. 1758-1766, 2015
- Das, J. C. Passive filters-potentialities and limitations. IEEE transactions on industry applications, v. 40, n. 1, p. 232-241, 2004.
- Femia, Nicola et al. Optimization of perturb and observe maximum power point tracking method. IEEE transactions on power electronics, v. 20, n. 4, p. 963-973, 2005.
- IEEE. IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems. IEEE. [SI] [2014].
- Irena. Renewable capacity statistics 2022. Disponível em: <<http://www.irena.org>>. Acesso em: 20 de abril. 2022.
- Kong, Fanxin et al. Quantity versus quality: Optimal harvesting wind power for the smart grid. Proceedings of the IEEE, v. 102, n. 11, p. 1762-1776, 2014.
- Liang, Xiaodong. Emerging power quality challenges due to integration of renewable energy sources. IEEE Transactions on Industry Applications, v. 53, n. 2, p. 855-866, 2016.
- M. S. Kasyap, A. Karthikeyan, B. V. Perumal and C. Nagamani, "An effective reference generation and control of DVR using DSOGI-prefilter based PLL," 2016 International Conference on Circuit, Power and Computing Technologies (ICCPCT), 2016, pp. 1-7, doi: 10.1109/ICCPCT.2016.7530152.
- Mirzaei, Amin et al. Design and construction of a charge controller for stand-alone PV/battery hybrid system by using a new control strategy and power management. Solar Energy, v. 149, p. 132-144, 2017.
- Masuta, Taisuke; YOKOYAMA, Akihiko. Supplementary load frequency control by use of a number of both electric vehicles and heat pump water heaters. IEEE Transactions on smart grid, v. 3, n. 3, p. 1253-1262, 2012.
- M. Xie, H. Wen, C. Zhu and Y. Yang, "DC Offset Rejection Improvement in Single-Phase SOGI-PLL Algorithms: Methods Review and Experimental Evaluation," IEEE Access, vol. 5, pp. 12810-12819, 2017
- Neto, A. F. Filtros Ativos Paralelos Aplicados a Sistemas Elétricos Trifásicos a Quatro Fios. Universidade Estadual de Londrina, 2009.

Ogata, K. (2011). Engenharia de Controle Moderno, volume 5ª edição. Pearson.

Tapakis, Rogiros Dimitris; CHARALAMBIDES, Alexandros George. Performance evaluation of a photovoltaic park in Cyprus using irradiance sensors. *Journal of Power Technologies*, v. 94, n. 4, 2014.

Tremblay, O.; Dessaint, L.-A. Experimental Validation of a Battery Dynamic Model for EV Applications. *World Electr. Veh. J.* 2009, 3, 289-298. <https://doi.org/10.3390/wevj3020289>

Yu, Zhun Jerry; HAGHIGHAT, Fariborz; FUNG, Benjamin CM. Advances and challenges in building engineering and data mining applications for energy-efficient communities. *Sustainable Cities and Society*, v. 25, p. 33-38, 2016.

Zhai, Hao et al. An Optimal Compensation Method of Shunt Active Power Filters for System-wide Voltage Quality Improvement. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, v. 67, n. 2, p. 1270-1281, 2019.