

DESENVOLVIMENTO E CONTROLE DE UM SISTEMA HÍDRICO E FOTOVOLTAICO PARA A GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Carlos Antônio de Souza – souza.engeletrica@gmail.com

Douglas Araújo Pedroso – douglas.araujo.pedroso@gmail.com

Lucas Giuliani Scherer – lgscherer@gmail.com

Marcelo Fracaro – marcelohfracaro@gmail.com

Robinson Figueiredo de Camargo – robinson.camargo@gmail.com

Raul Pivetta – raul-pivetta@hotmail.com

Universidade Federal de Santa Maria, Grupo de Eletrônica de Potência e Controle (GEPOC) - SM/RS – Brasil

Resumo. *Este trabalho é a interligação e operação conjunta de fontes geradoras de natureza hídrica e fotovoltaica, bem como o emprego de um banco de baterias para armazenamento de energia. A geração hídrica é constituída por uma máquina primária não controlada acoplada a um gerador de indução auto-excitado (GIAE). O controle de amplitude das tensões geradas pelo GIAE é realizado através de um compensador síncrono estático de distribuição (DSTATCOM). Conectado ao barramento CC do DSTATCOM, encontram-se os sistemas de geração fotovoltaica e de armazenamento de energia. O arranjo fotovoltaico considerado no trabalho é conectado ao barramento CC do DSTATCOM através de um conversor elevador, o qual permite além do acoplamento de tensão, o rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT) do arranjo. O sistema armazenador, por sua vez, é constituído por um banco de baterias e interligado ao barramento CC através de um conversor CC/CC bidirecional para o controle do fluxo de carga e descarga do mesmo. O objetivo do banco de baterias é manter regulada a frequência das tensões do barramento CA do sistema. Em auxílio ao banco de baterias, utiliza-se uma carga eletrônica controlada (ELC) para dissipação da potência ativa excedente aos limites de carga do sistema de armazenamento. Resultados de simulação são apresentados para validar o trabalho de controle e modelagem desenvolvido, sob variações de carga, temperatura, irradiância e velocidade da máquina primária avaliando a efetividade da regulação de amplitude e frequência no ponto de conexão de cargas. Também são expostos resultados experimentais do conversor bidirecional em modo de descarga para confirmar a funcionalidade do controle de corrente sobre o banco de baterias.*

Palavras-chave: *Sistema híbrido de geração, energia fotovoltaica, banco de baterias*

1. INTRODUÇÃO

Países desenvolvidos e com grandes densidades populacionais são responsáveis pelos maiores consumos de energia elétrica no mundo. Como exemplo citam-se, os países membros da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE) e a China (Scherer, 2016). Segundo (International energy agency, 2016) em 2014 a produção mundial de energia elétrica atingiu o valor de 23.826 TWh, quase quatro vezes mais que o produzido quarenta anos antes. Também há estimativas que para 2040 esse número será 80% maior que os 21.431 TWh consumidos em 2010. Ainda assim, estima-se que atualmente 1,2 bilhões de pessoas (aproximadamente 16% da população mundial) não tem acesso à energia elétrica, sendo a maioria residente de áreas remotas ou isoladas (Weo, 2016). O atendimento desses consumidores é muitas vezes é dificultado pelas longas distâncias, obstáculos naturais, dificuldades de acesso e baixa densidade populacional, fazendo com que a extensão do sistema convencional de distribuição seja, por razões técnicas ou econômicas, inviável (Tischer, 2017). Para esses casos, a implementação de tecnologias de pequeno porte com base nas fontes renováveis de energia, como exemplo a eólica, a hídrica, a solar, operando de forma isolada se mostram atrativas, uma vez que elimina o investimento de alto custo do atendimento pelo sistema convencional de distribuição (Farret, 2010). Para áreas em que mais de uma fonte renovável se destaca, é interessante realizar a associação das mesmas na formação de um sistema híbrido de geração. Nesse tipo de sistema, a possibilidade de uma fonte suprir a falta da outra, complementando a intermitência característica de geração de cada fonte, atribui ao mesmo a capacidade de operar com menor risco de interrupção. Essa prática, além de confiável, têm se mostrado atrativa economicamente (Barreto, 2008). Este trabalho trata do desenvolvimento e controle de um sistema híbrido de microgeração de energia elétrica operando de forma isolada, sendo que já é consolidado o sistema hídrico por autores citados anteriormente e tendo como foco o sistema fotovoltaico. Para a concepção do sistema, é considerado o emprego de fontes hídricas e fotovoltaicas de geração. Além disso, para prover maior confiabilidade e aproveitamento da energia gerada, um sistema de armazenamento também é utilizado na proposta (Barrado et al., 2010). Para o devido funcionamento do sistema híbrido, deve-se prezar pela qualidade da energia no ponto de entrega. Apesar de não existirem normas que definam parâmetros de qualidade de energia para sistemas isolados, no que se refere à amplitude e frequência das tensões, os critérios a serem respeitados são baseados no que é proposto pelo Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) (Aneel, 2009). A parcela hídrica da geração é constituída por um gerador de indução

autoexcitado. Para geradores de indução operando em sistemas isolados, a regulação da frequência e amplitude da tensão terminal dos mesmos é dependente da potência ativa e reativa do sistema, respectivamente. Desta forma, no ponto desejado de regulação das variáveis, deve-se manter o equilíbrio entre as potências (ativa e reativa) do gerador, cargas e fontes externas considerando o emprego de compensadores síncronos estáticos (DSTATCOM) para o controle das tensões do gerador de indução. Além de fornecer com exatidão, a potência reativa demandada pelo sistema faz o uso do DSTATCOM que também permite a compensação de desbalanços de cargas e harmônicas (Scherer, 2016). De forma a auxiliar na geração hídrica, se apresenta o desenvolvimento de uma planta fotovoltaica, fazendo uso do DSTATCOM para a conversão de corrente contínua (CC) em corrente alternada (CA) a fim de fornecer potência ativa extra ao sistema, aumentando assim a capacidade do mesmo. Além disso, para o rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT) e conversão de níveis de tensão entre o arranjo e o ponto de conexão do mesmo, é propício o emprego de um conversor CC/CC conectado ao arranjo. A regulação da frequência das tensões do sistema está diretamente relacionada à manutenção do equilíbrio da potência ativa gerada e consumida, desta forma, é proposta a utilização de um sistema de armazenamento, o qual possa fornecer ou consumir energia conforme a necessidade, através de um banco de baterias conectado a um conversor bidirecional. Além disso, para auxiliar nas limitações dinâmicas e de capacidade dos elementos armazenadores na absorção de potência ativa, uma carga controlada eletronicamente é utilizada para balancear o fluxo de potência.

2. DESCRIÇÃO DO SISTEMA

A Fig. 1 apresenta, de maneira simplificada, o sistema de geração proposto, onde fontes hídricas (correspondente à parcela CA) e fotovoltaicas (correspondente à parcela CC) de geração de energia elétrica são complementadas por um sistema de regulação de tensão, frequência e armazenamento de energia (Banco de Baterias).

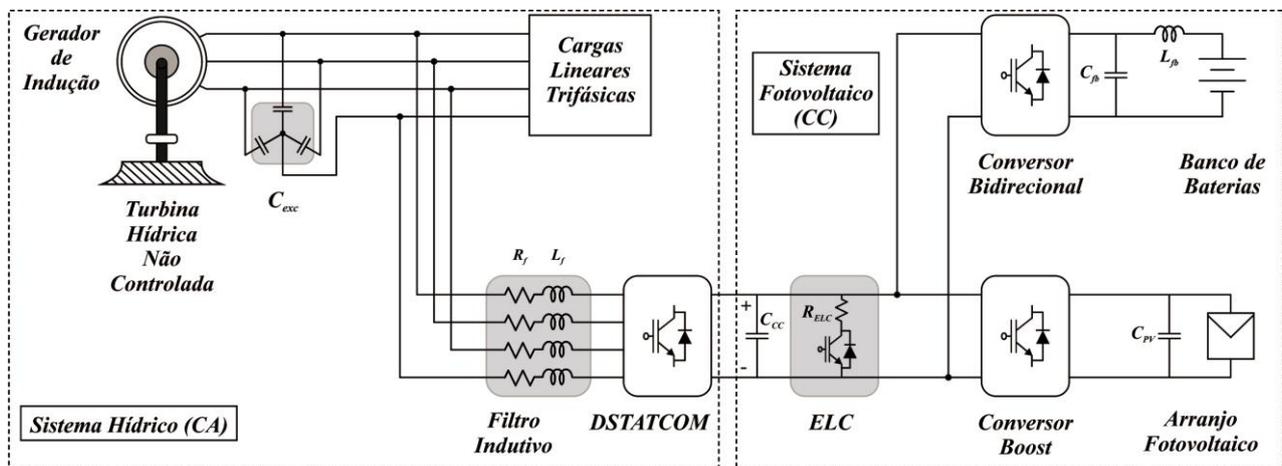


Figura 1 - Diagrama simplificado do sistema de geração proposto.

No sistema, a turbina hidráulica não controlada com velocidade e torque constantes é acoplada mecanicamente ao gerador de indução (GI). Por sua vez, o GI apresenta em seus terminais (a três fios) o banco de capacitores de excitação (C_{exc}), de onde provém o condutor de neutro do sistema. Constituído o barramento CA a quatro fios, encontram-se conectados a ele as cargas lineares trifásicas e o DSTATCOM de quatro braços com filtro indutivo, responsável pela geração das correntes de compensação para a regulação das tensões do barramento CA. Ainda, dado como foco deste trabalho, uma fonte complementar de energia fotovoltaica é conectada ao barramento CC do DSTATCOM a partir do conversor elevador de tensão (conversor *Boost*). Assim, com o intuito de aumentar a confiabilidade e o aproveitamento da energia gerada pelo sistema, um banco de baterias também é conectado ao barramento CC através de um conversor abaixador-elevador de tensão (conversor *Buck-boost*) bidirecional. A conexão das baterias ao conversor é realizada através de um filtro passa baixas com o intuito de diminuir a ondulação da corrente prejudicial aos elementos armazenadores. Por fim, encontra-se conectado ao barramento CC uma carga eletrônica cujo objetivo é, juntamente com o banco de baterias, promover a regulação de frequência das tensões no barramento CA do sistema.

2.1 Sistema Fotovoltaico

Para o rastreamento do sistema fotovoltaico é usado o método de perturba e observa (P&O) que baseia-se no sinal da derivada de potência em relação à tensão nos terminais do painel fotovoltaico, conforme é apresentado na Fig. 2, o ponto de máxima potência (MPP). Para isso, na implementação do método gera-se um distúrbio (positivo ou negativo) na razão cíclica ou na referência da tensão de entrada do conversor analisando-se o sinal de variação da potência do painel (Basquera Jr., 2016). Para o caso de uma variação positiva, o método continuará perturbando o sistema com o mesmo sinal de perturbação até que a variação de potência seja negativa.

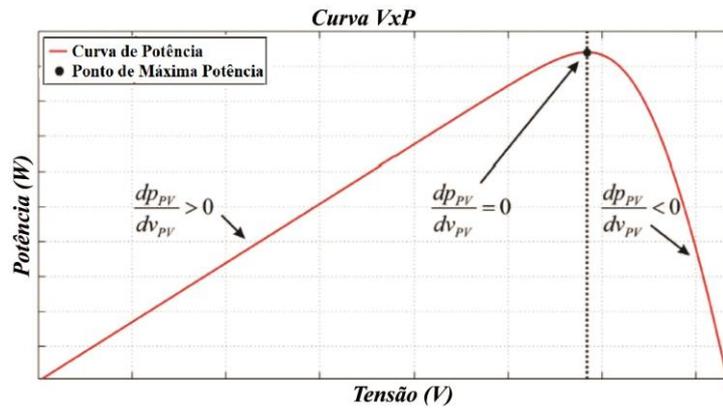


Figura 2 - Curva VxP do painel fotovoltaico com sinais das derivadas de potência como para o MPPT.

Quando o MPP é alcançado, essa técnica faz com que a potência do painel oscile em torno do ponto. Embora o método de P&O não forneça exatidão no rastreamento no ponto de máxima potência, sua simplicidade, isenção do conhecimento prévio do sistema fotovoltaico e ainda assim, um bom rendimento faz com que ele seja largamente utilizado (Bellinaso, 2011). Considerando que sistema fotovoltaico tem o sombreamento de parte do arranjo de painéis, a máxima potência do arranjo pode se tornar significativamente menor que o somatório da máxima potência de cada painel (Ramabadran et al., 2009). A Fig. 3 representa o arranjo fotovoltaico conectado ao conversor CC/CC elevador.

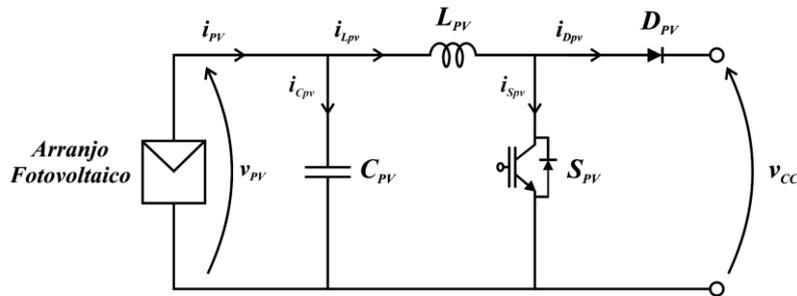


Figura 3 - Arranjo fotovoltaico conectado ao conversor CC/CC elevador.

Pode-se aproximar as variações de corrente de máxima potência (I_{MPP}) de forma proporcional às variações de irradiância (G), (Bellinaso, 2011). Desta forma, se encontra a expressão aproximada da resistência equivalente em função da irradiância apresentada pela Eq. (1).

$$R_{eq}(G) = \frac{V_{MPP}(G)}{I_{MPP}(G)} \cong \frac{V_{MPP}}{I_{MPP} \cdot \left(\frac{G}{G_{STC}} \right)} \quad (1)$$

A Fig. 4 apresenta a comparação da curva de resistência equivalente para o circuito de pequenos sinais obtido através da Eq. (1), com pontos de resistência conforme as irradiações.

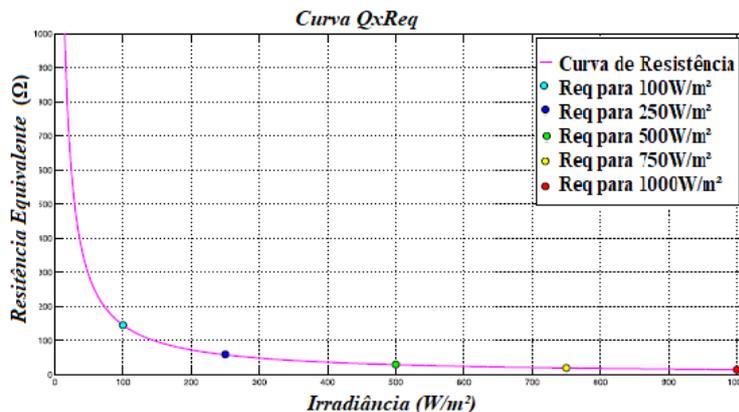


Figura 4 - Comparação da curva de resistência equivalente R_{eq} com pontos calculados em função da irradiância.

Para o projeto do conversor elevador considera-se o valor do indutor L_{PV} , sendo que a tensão no capacitor C_{PV} é fixa e igual à V_{MPP} . O valor do indutor desejado para o conversor pode ser obtido através da Eq. (2) (Rashid, 2009).

$$L_{PV} = \frac{(v_{cc} - v_{PV}) \cdot (1 - U_{PV})}{\Delta i_{L_{PV}} \cdot f_{PV}} \quad (2)$$

Onde :

v_{CC} - Tensão no barramento CC do DSTATCOM (V);
 U_{PV} - Ganho estático do conversor CC/CC elevador;
 $\Delta i_{L_{PV}}$ - Ondulação da corrente no indutor L_{PV} (A);
 f_{PV} - Frequência de chaveamento do conversor elevador (Hz).

Segundo Kjaer, *et al.* (2005), a ondulação de tensão dos terminais dos painéis fotovoltaicos precisa ser menor que 8,5 % no MPP, para que o fator de utilização do sistema seja aproximadamente 98 %. Portanto, pode-se calcular o capacitor C_{PV} , de maneira que a ondulação de tensão no mesmo seja da ordem desejada, conforme possibilita a Eq. (3) apresentada em (Reiter, 2012).

$$C_{PV} = \frac{\Delta i_{L_{PV}}}{24 \cdot f_{PV} \Delta V_{MPP}} \quad (3)$$

Onde :

ΔV_{MPP} - Ondulação desejada nos terminais do arranjo fotovoltaico (V).

A função de transferência da planta em estudo que permita o controle da tensão nos terminais do arranjo a partir da razão cíclica do conversor. Uma vez que a tensão da entrada do conversor é a mesma aplicada sobre o capacitor C_{PV} , obtém-se à função de transferência desejada, conforme é apresentado na Eq. (4).

$$G_{PV}(s) = \frac{u_{PV}(s)}{u_{SPV}(s)} = -v_{cc} \frac{1}{s^2 + \frac{1}{C_{PV} \cdot R_{eq}} s + \frac{1}{C_{PV} \cdot L_{PV}}} \quad (4)$$

2.2 Banco de Baterias

A conexão do banco de baterias é realizada por meio de um conversor CC/CC ao barramento CC do DSTATCOM. Dada a necessidade de bidirecionalidade no fluxo de potência para a carga e descarga do banco de baterias, a topologia empregada para o conversor denomina-se abaixador-elevador (*Buck-boost*), ou seja, bidirecional apresentado na Fig. 5.

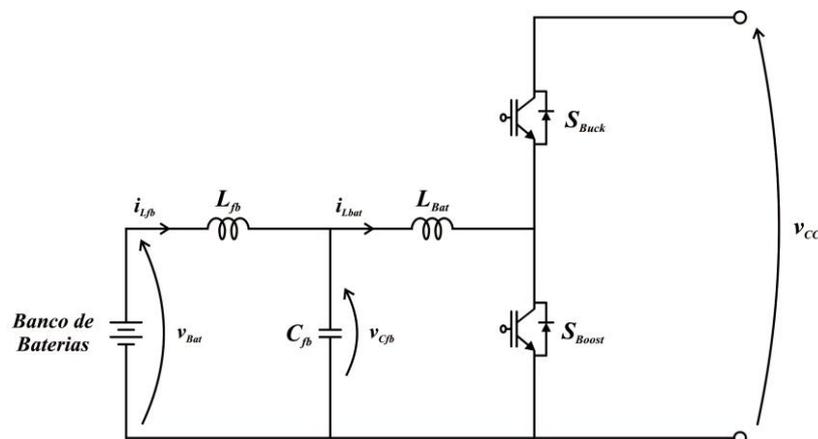


Figura 5 - Banco de baterias conectado ao conversor bidirecional através de filtro passa baixas.

Para o dimensionamento do valor do indutor L_{Bat} , considera-se a corrente no indutor L_{fb} e a tensão no capacitor C_{fb} constantes. Isso permite o cálculo do valor da indutância da mesma forma como realizado na Eq. (2). A Eq. (5) apresenta o dimensionamento do indutor para o conversor bidirecional.

$$L_{Bat} = \frac{(v_{cc} - v_{Bat})(1 - U_{bat})}{\Delta i_{Lbat} \cdot f_{Bat}} \quad (5)$$

Onde:

U_{bat} - Ganho estático do conversor CC/CC bidirecional;

Δi_{Lbat} - Ondulação da corrente no indutor L_{Bat} (A);

f_{Bat} - Frequência de chaveamento do conversor bidirecional (Hz).

Pode-se dimensionar o capacitor através da Eq. (6) (Schuch et al., 2006).

$$C_{fb} = \frac{L_{Bat} + L_{fb}}{\left(2\pi \frac{f_{Bat}}{10}\right)^2 \cdot L_{Bat} \cdot L_{fb}} \quad (6)$$

Para a obtenção do modelo do conversor, considera-se o mesmo operando em dois momentos distintos: o primeiro com a chave S_{Boost} em condução e a chave S_{Buck} fora de condução e o segundo com a chave S_{Boost} fora de condução e a chave S_{Buck} em condução. Durante todo o funcionamento do conversor as chaves operam de maneira complementar. Na aplicação desta topologia ao sistema deseja-se controlar a corrente de carga e descarga do banco de baterias. Desta forma, a função de transferência que expressa a relação entre a corrente no indutor L_{Bat} e a razão cíclica do conversor, a partir da chave S_{Boost} , é apresentada na Eq. (7). A chave S_{Buck} deverá operar de maneira complementar.

$$G_{Bat}(s) = \frac{i_{L_{Bat}}(s)}{u_{Bat}(s)} = v_{cc} \frac{1}{s + \frac{R_{Int}}{L_{Bat}}} \quad (7)$$

2.3 Projeto dos Controladores

A necessidade do projeto dos controladores para o sistema proposto proporciona uma melhor regulação e ajuste para cada parte do sistema. Tendo em vista a aplicação do sistema de controle proposto em um Processador Digital de Sinais (*Digital Signal Processor - DSP*), é desejável obter as plantas em tempo discreto. Para isso, discretiza-se o sistema através do método de ZOH (*Zero-order Holder*) (Ogata, 2010). Com relação aos projetos dos controladores do sistema hídrico, estes são realizados da mesma forma que os trabalhos citados anteriormente objetivando a integração do sistema fotovoltaico (CC), no sistema hídrico (CA) que já se encontra estruturado.

2.4 Controladores do Sistema Fotovoltaico

O sistema de controle do arranjo fotovoltaico é baseado no rastreamento do ponto de máxima potência do mesmo. Para isso, emprega-se a técnica de MPPT P&O, a qual gera a referência de tensão dos terminais dos painéis fotovoltaicos. O controle da tensão conforme a sua referência gerada é realizado por um controlador do tipo Proporcional Integrador Derivativo (PID) discreto. A Fig. 6 apresenta o sistema de controle proposto.

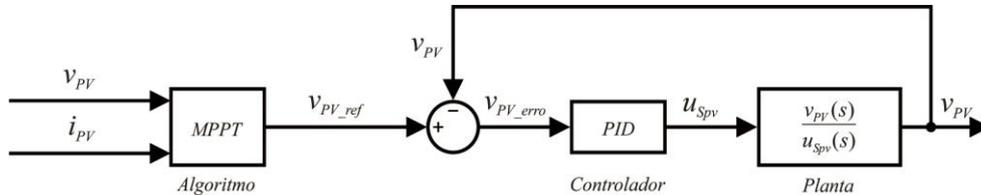


Figura 6 - Diagrama de blocos para o controle do sistema fotovoltaico.

As Eqs. (8) e (9) apresentam a planta e o controlador no domínio z que determinam a implementação do controle do sistema fotovoltaico.

$$G_{PV}(z) = \frac{-1,586 - 3,173z^{-1} - 1,586z^{-2}}{1 - 1,832z^{-1} + 0,842z^{-2}} \quad (8)$$

$$C_{PV}(z) = \frac{-0,0678 + 0,129z^{-1} - 0,062z^{-2}}{1 - 1,448z^{-1} + 0,448z^{-2}} \quad (9)$$

2.5 Controladores do Banco de Baterias e ELC

O funcionamento do banco de baterias e do ELC objetivam a regulação de frequência das tensões do barramento CA. O controle da frequência no ponto de conexão de carga é realizado através da manutenção do balanço de potência ativa gerada e consumida no sistema (Tischer, 2017). A Fig. 7 apresenta o diagrama de blocos para o sistema de controle proposto.

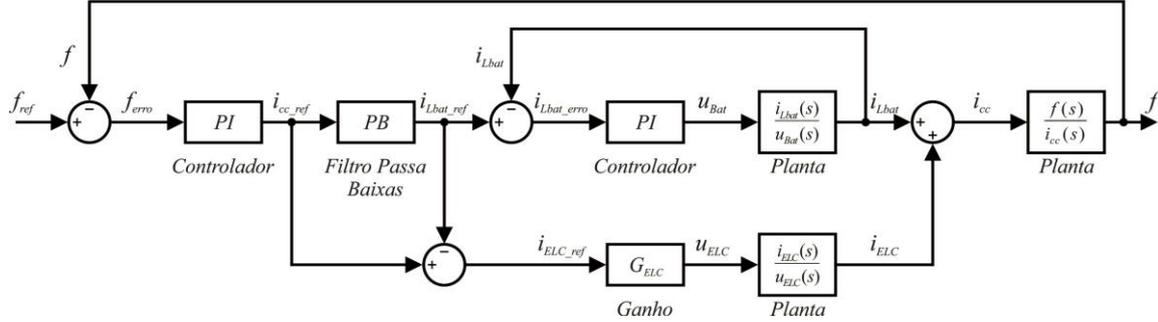


Figura 7 - Diagrama de blocos para o controle do banco de baterias e ELC.

As Eqs. (10), (11), (12) e (13) apresentam as funções de transferência no domínio z dos controladores C_{Bat} , C_{ELC} e C_f e do filtro H_{PB} , respectivamente que são responsáveis pelo controle e a conversação entre o banco de baterias e o ELC.

$$C_{Bat}(z) = \frac{0,01074 - 0,0099z^{-1}}{1 - z^{-1}} \quad (10)$$

$$C_{ELC}(z) = \frac{u_{ELC}(z)}{i_{ELC_ref}(z)} = \frac{75}{660} = 0,11363 \quad (11)$$

$$C_f(z) = \frac{8,950888 - 8,71708z^{-1}}{1 - z^{-1}} \quad (12)$$

$$H_{PB}(z) = \frac{0,037488 + 0,1229z^{-1} - 0,02529z^{-2}}{1 - 1,27z^{-1} + 0,4559z^{-2}} \quad (13)$$

No sistema, o erro da frequência (f) é processado por um controlador Proporcional Integral (PI) de malha externa, gerando uma corrente de referência responsável por compensar a potência ativa demandada ou excedente. Na malha interna de controle, encontram-se as plantas do banco de baterias e ELC, estes são responsáveis por gerar e assim são somados a corrente de compensação (i_{cc}). A divisão da parcela de cada planta se dá através da passagem de i_{cc} por um filtro passa baixas de segunda ordem. Enquanto as componentes de baixa frequência são compensadas pelo banco de baterias, o ELC é responsável pelo restante. O valor de referência para os componentes armazenadores (baterias), durante sua carga é limitado ao máximo de 20 % da corrente nominal do mesmo segundo fabricantes.

3. RESULTADOS

Os resultados apresentados mostram o desempenho do sistema híbrido, atendendo a proposta de associar a geração fotovoltaica como opção complementar do sistema hídrico de geração de energia, desempenhando o papel de manter regulada a frequência e as tensões do barramento CA (Scherer, 2016).

3.1 Simulação do Sistema Fotovoltaico

Os resultados apresentados do sistema fotovoltaico consideram a operação do mesmo com irradiância fixa em 1000 W/m^2 e temperatura de 25°C . A Fig. 8 apresenta o sistema partindo com a referência inicial igual a 60 % do valor de tensão de circuito aberto do painel fotovoltaico (V_{OC}) e atingindo o valor de V_{MPP} . Nas imagens, está representado o comportamento da tensão nos terminais do arranjo fotovoltaico, o valor de referência para a tensão obtida pelo MPPT e

o valor de V_{MPP} fornecido pelo fabricante para as condições padrão de teste (STC). Embora haja uma oscilação de amplitude elevada no início do rastreamento, o controlador e o MPPT apresentam um comportamento satisfatório durante o processo, atingindo o MPP em aproximadamente 0,25 segundos. Pode-se observar eficácia do controlador na regulação da tensão v_{pv} , fazendo com que a mesma fique adequadamente centrada em torno da referência.

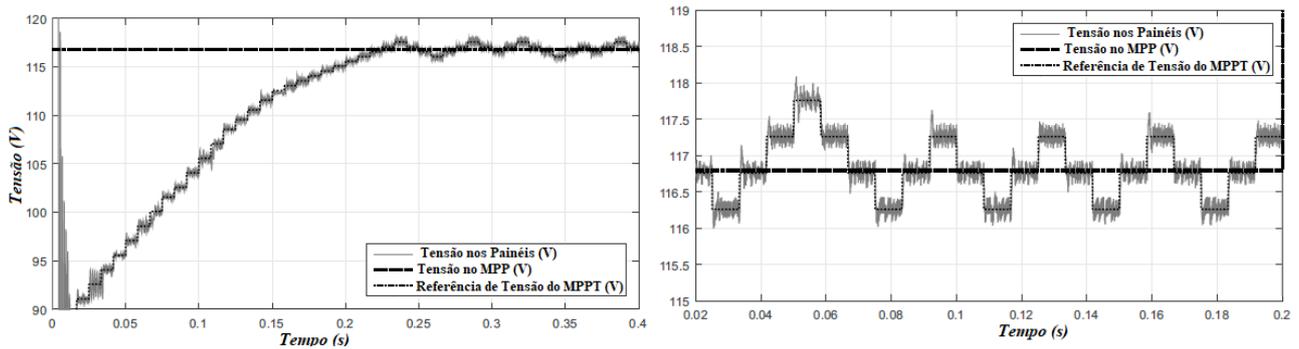


Figura 8 - Resultado de simulação para o rastreamento do MPP com sinais de tensão atingindo o MPP em 0,25s.

3.2 Simulação do Banco de Baterias

A Fig. 9 demonstra o comportamento das correntes e tensões do sistema durante variações da referência de corrente. Os valores propostos nas variações foram de 20 A para descarga e 10 A para a carga, sendo estes os valores limites para a operação de cada um dos modos. O valor de variação do estado de carga (SOC) inicial da bateria é a cerca de 50 % e para o curto período de operação proposto na simulação não deverá apresentar significativas alterações. Na imagem são apresentadas a corrente da bateria, medida através do indutor L_{fb} , a corrente do indutor de filtro L_{Bat} do conversor bidirecional, a referência de corrente imposta ao sistema de controle e a tensão no banco de baterias.

O controlador projetado para o sistema possui um bom desempenho, assim neste processo, o mesmo é capaz de regular a corrente conforme a referência desejada sem que haja sobrelevações da mesma. O tempo de resposta do controlador também é satisfatório, uma vez que o mesmo é capaz de atingir o regime em um tempo inferior a 0,01 segundos. O filtro passa baixas é formado por L_{fb} e C_{fb} proporciona uma ondulação de aproximadamente 0,4 A (2 % do valor médio) nos terminais da bateria, enquanto a ondulação no indutor L_{Bat} é de aproximadamente 2,4 A (11,75 % do valor médio).

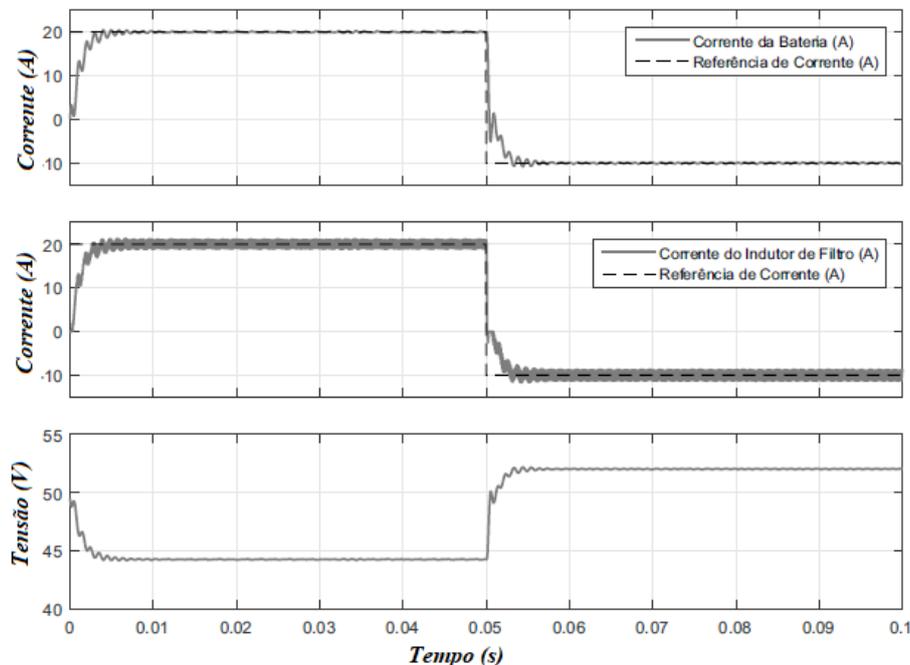


Figura 9 - Resultado de simulação para o banco de baterias mediante variações na referência de corrente.

3.3 Simulações do Sistema Híbrido

O sistema é submetido a variações de velocidade mecânica da máquina primária e de temperatura ambiente, além de eventuais conexões e desconexões de cargas é mantido durante todo o processo a irradiância fixa em 1000 W/m^2 . A

Fig.10 apresenta as principais formas de onda da simulação. Nesta figura o processo é iniciado em 2,5 segundos, com a velocidade nominal de 1895 rotações por minuto (r.p.m) e temperatura de 25 °C. Aos 4,5 segundos, juntamente com a entrada do sistema fotovoltaico em operação, ocorre um transitório de velocidade na máquina primária, levando a mesma para 1920 RPM. Isso acarreta em um acréscimo de 1400 W na potência gerada, fazendo com que o GIAE produza 5000 W. Desde o início o banco de baterias está em sua capacidade máxima de carregamento devido à carga de 900 W conectada. Nesse caso, o incremento da potência gerada é absorvido pelo ELC.

Quando o tempo transcorrido atinge 6,5 segundos, uma carga de 3600 W é conectada ao mesmo tempo em que a temperatura ambiente é elevada para 35 °C. Frente ao impacto da carga, a queda de potência fornecida pelo arranjo fotovoltaico é de 940 W para 850 W, não representando maiores consequências no comportamento do sistema. Aos 8,5 segundos, uma variação da velocidade da máquina primária de 1920 r.p.m para 1870 r.p.m, faz com que a potência final fornecida pelo GIAE seja de 2600 W. Esse evento leva o sistema a zerar a potência do ELC e o banco de baterias opera com capacidade muito próxima da máxima de fornecimento de energia. Em 10,5 segundos a temperatura ambiente é alterada para 15 °C, levando a potência do arranjo fotovoltaico para 1000 W e reduzindo minimamente a potência drenada das baterias. Já aos 12,5 segundos, o sistema volta a sofrer variações consideráveis que levam à troca do modo de operação do banco de baterias. Nesse instante de tempo, a velocidade da máquina primária é restabelecida em 1895 r.p.m, enquanto a carga de 900 W é removida. Por fim, aos 14,5 segundos a temperatura ambiente também é retornada ao seu valor original, fazendo com que a potência drenada do ELC seja brevemente reduzida. Mesmo sob significativos distúrbios, o sistema é capaz de restabelecer o equilíbrio e regular de forma rápida e eficaz a amplitude da tensão no valor desejado. Além disso, o sistema de regulação de frequência apresenta novamente uma dinâmica relativamente lenta, mas que para os padrões estipulados, por exemplo, pelo Módulo 8 do PRODIST está de acordo com o desejado.

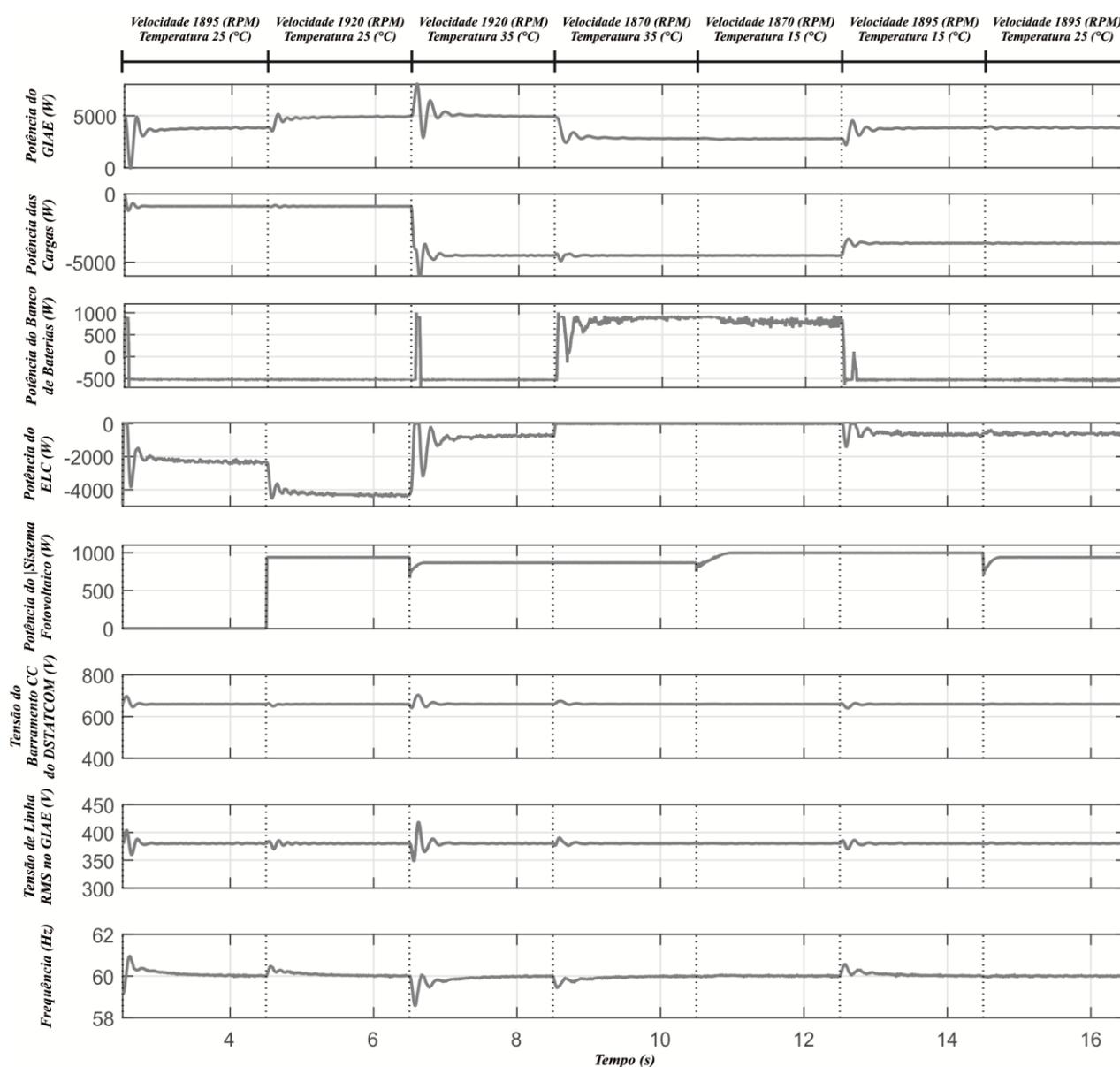


Figura 10 - Resultado de simulação para o sistema híbrido sob variações de carga, temperatura, frequência da máquina.

3.4 Resultados Experimentais

A fim de validar experimentalmente parte do trabalho apresentado, realizou-se implementação em bancada do conversor bidirecional proposto para o banco de baterias operando de forma isolada. O objetivo do experimento é confirmar a funcionalidade do controle de corrente sobre o banco de baterias em modo de descarga. Uma vez que a corrente seja controlada de maneira efetiva, o sistema poderá ser considerado apto à sua aplicação no fornecimento de potência ativa e controle da frequência do barramento CA. Na Tab. 1 são apresentadas as especificações usadas na parte experimental para o modo descarga do conversor bidirecional.

Tabela 1- Componentes utilizados na parte experimental.

Componente	Especificação
Módulo IGBT	SKM300GA12E4
Driver IGBTs	SKHI22A
Processador Digital de Sinal	Texas Instruments Inc. DSP TMS320F28335
Banco de Baterias	Heliar Freedom DF700
Resistência de Carga	75 Ω
Capacitor de Barramento	820 μ F
Capacitor de Filtro	560 μ F
Indutor do Conversor Bidirecional	1,72mH
Rendimento	72,5 %

Na Fig. 11 são apresentadas as correntes dos indutores L_{Bat} e I_{fb} , bem como a tensão no banco de baterias. Durante o experimento, foram aplicados degraus de referência de zero para 10 A, assim como de 10 A para 6 A e de 6 A para 7,5 A, onde o sistema é desligado. Durante todo o processo o controlador apresentou desempenho satisfatório, regulando a corrente no valor proposto pela referência. Atendendo assim o objetivo de validar a funcionalidade do controle aplicado ao experimento e também confirmar do controle de corrente sobre o banco de baterias em modo de descarga.

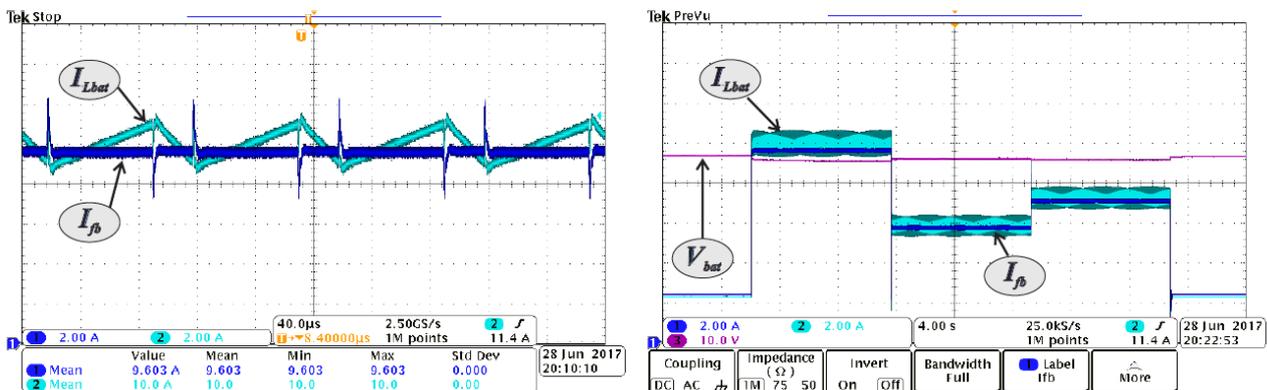


Figura 11 - Corrente da bateria e indutor L_{Bat} para sistema em malha fechada com variações de referência entre 10 A e 6 A ao longo do tempo.

4. CONCLUSÃO

Este trabalho apresentou o desenvolvimento e o controle de um sistema híbrido de geração baseado em fontes de energia hídrica e fotovoltaica, assim como também um sistema de armazenamento de energia que tem a finalidade de regular frequência e tensão, assim como também o balanço de potência dentro do sistema interligado. Durante o processo, cada componente do sistema foi desenvolvido e testado individualmente para se realizar a comprovação da operação por completo. Nas concepções individuais de cada fonte, alguns fatores de análise foram determinantes para o bom desempenho do projeto, à exemplo foi o bom desempenho dos controladores. A estratégia de controle empregada no sistema fotovoltaico mostrou-se extremamente efetiva, sendo capaz de rastrear de forma rápida o ponto de máxima potência para indeterminadas variações de temperatura e irradiância. Além da técnica de MPPT utilizada, o controlador linear de tensão do tipo PID, foi de fundamental auxílio para a manutenção e o rastreamento do MPP, sem causar demasiadas perturbações no sistema. E por fim o processo de descarga do conversor bidirecional para o banco de baterias atendeu as características de projeto esperadas, conforme os resultados experimentais apresentados. Mostrando-se assim apto a regular principalmente tensão e frequência no barramento CA.

Agradecimentos

Os autores agradecem a CAPES/PROEX e ao CNPq pelo apoio financeiro para o desenvolvimento deste trabalho.

REFERÊNCIAS

- ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST. [S.l.], 2009.
- Barrado, J. A.; Grino, R.; Valderrama-Blavi, H. Power-quality Improvement of a stand-alone induction generator using a statcom with battery energy storage system. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 25, n. 4, p. 2734–2741, 2010.
- Barreto, E. J. F. *Sistemas Híbridos*. 1st. ed. [S.l.]: Ministério de Minas e Energia, 2008.
- Basquera JR., M. F. *Estratégias de Controle de Conversores Boost Aplicados em Sistemas Fotovoltaicos*. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharel em Engenharia Elétrica), UFSM (Universidade Federal de Santa Maria), Rio Grande do Sul, Brasil, 2016.
- Bellinaso, L. V. *Controle Digital Aplicado a um Sistema Fotovoltaico Multistring Autônomo*. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharel em Engenharia Elétrica), UFSM, Rio Grande do Sul, Brasil, 2011.
- Farret, F. A. *Aproveitamento de pequenas fontes de energia elétrica*. 1st. ed. [S.l.]: Editora da Universidade Federal de Santa Maria, 2010.
- International Energy Agency. Key world energy statistics. [S.l.], <<https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/KeyWorld2016.pdf>> 2016.
- Kjaer, S. B.; Pedersen, J. K.; Blaabjerg, F. A review of single-phase gridconnected inverters for photovoltaic modules. *IEEE Transactions on Industry Applications*, v. 41, n. 5, p. 1292–1306, 2005.
- Ogata, K. *Engenharia de Controle Moderno*. ISBN 9788521612438. LTC, 2005.
- Rashid, M. *Power Electronics: Circuits, Devices, and Applications*. ISBN 9788131702468. Pearson, 2009.
- Ramabadran, R.; Mathur, B. Effect of shading on series and parallel connected solar pv modules. *Modern Applied Science*, v. 3, n. 10, p. 32–41, 2009.
- Reiter, R. D. de O. *Sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica empregando o conversor CC-CC trifásico isolado em alta frequência controlado digitalmente*. 2012.
- Scherer, L. G. *Topologia Híbrida e Métodos de Controle Aplicados à Regulação de Tensão de Geradores de Indução Auto-Excitados*. 135 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Santa Maria, 2016.
- Schuch, L. et al. Evaluation of a digital control system for a high-efficiency battery charger/ups. In: 2003 IEEE International Symposium on Industrial Electronics (Cat. No.03TH8692). [S.l.: s.n.] v. 2, p. 956–961 vol. 2, 2003.
- Tischer, C. B. *Contribuições ao Controle Aplicado a uma Topologia Híbrida para Regulação de Tensão em Geradores de Indução Auto-Excitados*. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) — Universidade Federal de Santa Maria, 2017.
- WEO. International Monetary Fund - World Economic Outlook. [S.l.], <<http://www.worldenergyoutlook.org/resources/energydevelopment/energyaccessdatabase>> 2016.

DEVELOPMENT AND CONTROL OF A PHOTOVOLTAIC AND HYDRIC SYSTEM FOR THE GENERATION OF ELECTRICAL ENERGY

Abstract. *This work is the interconnection and joint operation of photovoltaic and hydric generating sources, as well as the use of a bank of batteries for energy storage. The water generation consists of an uncontrolled primary machine coupled to a self-excited induction generator (GIAE). The amplitude control of the voltages generated by the GIAE is performed through a static synchronous distribution compensator (DSTATCOM). Connected to the DC bus of DSTATCOM, there are photovoltaic generation and energy storage systems. The photovoltaic arrangement considered in the work is connected to the DC bus of the DSTATCOM through an elevator converter, which allows in addition to voltage coupling, the maximum power point (MPPT) tracking of the array. The storage system, in turn, is constituted by a bank of batteries and interconnected to the DC bus through a bidirectional DC / DC converter to control the charge and discharge flow of the same. The purpose of the battery bank is to maintain the frequency of the AC bus system voltages. In support of the battery bank, a controlled electronic load (ELC) is used to dissipate the active power exceeding the load limits of the storage system. Simulation results are presented to validate the control and modeling work developed, under load, temperature, irradiance and velocity variations of the primary machine, evaluating the effectiveness of the amplitude and frequency regulation at the load connection point. Experimental results of the bidirectional converter in discharge mode are also exposed to confirm the functionality of the current control on the battery bank.*

Key words: *Hybrid generation system, photovoltaic energy, battery bank*