

Abordagens para a Ligação à Rede de Sistemas Pico-Hidroelétricos

Vicente Leite^{1,2}, Ângela Ferreira^{1,2}, José Couto¹ and José Batista¹

¹Instituto Politécnico de Bragança

Bragança, Portugal

{avtl, apf, jdvc, jbatista}@ipb.pt

²CISE - Centro de Investigação em Sistemas Electromecatrónicos

UBI, Covilhã, Portugal

Resumo— *Os aproveitamentos hidroelétricos de pequena escala apresentam um impacto ambiental reduzido. Existe um enorme potencial inexplorado, apresentando portanto uma capacidade significativa para satisfazer a crescente procura de energia elétrica com muitas vantagens. Os sistemas pico-hídricos ligados à rede são uma solução emergente para um grande número de aplicações, tais como em sistemas de fornecimento de água para uso doméstico, em estações de tratamento de águas residuais e melhoramento de sistemas de controlo e otimização da geração como parte de sistemas de gestão integrada da água. Também são muito promissores para a integração em microrredes em muitos países em desenvolvimento. Este artigo apresenta e discute três principais abordagens para a ligação à rede de sistemas pico-hidroelétricos: utilizando conversores de energia especificamente concebidos, utilizando inversores eólicos estandardizados e utilizando inversores fotovoltaicos estandardizados. Estas últimas abordagens, baseadas em inversores convencionais, são soluções práticas capazes de explorar uma grande quantidade de locais viáveis com pequena e muito pequena queda de água. Além disso, os micro inversores fotovoltaicos, recentemente lançados no mercado, são propostos para os geradores de potência reduzida (250-300 W). Estas abordagens melhoram a eficiência, reduzem os custos e os impactos ambientais e melhoram a fiabilidade dos sistemas de conversão. A avaliação experimental do desempenho em regime permanente e em condições dinâmicas comprova a viabilidade destas abordagens inovadoras.*

Palavras-chave— *Sistemas pico-hídricos; produção distribuída; inversores eólicos; inversores fotovoltaicos e micro inversores.*

I. INTRODUÇÃO

Atualmente há uma procura ativa no sentido de aumentar a penetração da energia elétrica produzida a partir de fontes renováveis e amigas do ambiente. A integração da produção distribuída (PD) em microrredes é uma solução emergente para a eletrificação de regiões afastadas e também para a exploração de sistemas autossustentáveis. Também nos países desenvolvidos, com redes de energia bem distribuídas e estáveis, a energia hidroelétrica em pequena escala tem um enorme potencial inexplorado, que pode ter uma contribuição significativa para satisfazer o aumento da procura de energia, e simultaneamente, diminuir a emissão de dióxido de carbono [1-3]. As centrais hidroelétricas de pequena escala são geralmente do tipo fio de água, sem reservatórios ou com reservatórios pouco profundos e, portanto, associadas a baixos impactos ambientais nos ecossistemas aquáticos ou em paisagens de

zonas ribeirinhas [4-6]. A fim de permitir a exploração em larga escala destes sistemas de uma forma rentável, é necessário o desenvolvimento de sistemas de conversão fiáveis e baratos, de preferência com base em tecnologias plenamente testadas.

Os aproveitamentos pico-hidroelétricos são infraestruturas de muito pequena escala projetadas para gerar energia elétrica, geralmente abaixo de 5 kW [7] convertendo a energia disponível em águas correntes de rios, canais e riachos, sendo bem diferentes das centrais hidroelétricas clássicas. Estes sistemas são considerados uma solução adequada para a eletrificação das comunidades rurais e isoladas em regiões acidentadas e montanhosas, onde é muito caro implementar redes elétricas de transmissão e distribuição convencionais [8, 9]. Na verdade, estes recursos têm sido particularmente úteis em alguns países como a Índia, Nepal, China, Irão, Peru, Brasil e Quênia [2, 3, 10, 11].

As centrais pico-hidroelétricas são frequentemente utilizadas como sistemas isolados, fornecendo energia elétrica para as necessidades básicas de uma casa ou de uma pequena aldeia, com uma turbina a acionar um gerador de corrente alternada e incluindo uma carga projetada para regular a tensão e frequência de alimentação [9]. Nestes sistemas, uma vez que a energia é habitualmente utilizada diretamente pelo consumidor final, é essencial proporcionar uma regulação eficaz da tensão de saída e frequência para evitar danificar os aparelhos recetores [6]. Em alguns casos, isso é feito por regulação de velocidade, utilizando dispositivos mecânicos complexos e de alta inércia, ajustando o fluxo para a turbina de forma a responder às variações da procura de energia. Em alternativa, a velocidade de rotação da turbina é ditada pelo fluxo disponível, e um sistema de gestão das cargas regula a utilização da energia, a fim de equilibrar as potências de entrada e de saída [6, 7]. Alguns sistemas isolados recorrem a um gerador de corrente contínua e bateria, com ou sem inversor para sistemas isolados, dependendo se as cargas são em corrente alternada (CA) ou contínua (CC) [12, 13]. Quando ligados a uma rede, os sistemas pico-hidroelétricos convencionais são projetados para operarem numa faixa de velocidade muito estreita com diferentes alturas de queda, a fim de aproximar a velocidade de rotação tão próximo quanto possível da velocidade nominal do gerador [12], para garantir os requisitos acima mencionados. Na maioria das vezes, haverá um compromisso entre a altura de queda e o caudal de água.

Tendo em conta a variabilidade das quedas e a variação sazonal do caudal de água, a eficiência das centrais pico-hidroelétricas é melhorada se trabalharem a velocidade variável, permitindo uma maior captação da energia [14]. Considerando os recentes avanços nos geradores de baixa velocidade com soluções de baixa potência padronizadas para os sistemas eólicos, os sistemas de conversão pico-hidroelétricos de velocidade variável podem ser aplicados para além das estruturas convencionais. Além disso, se for utilizado uma interface com a rede baseado num inversor, outras tecnologias de turbinas tornam-se viáveis [15]. No entanto, tais conversores dedicados para ligação à rede, como proposto recentemente [14, 16-18], seriam uma solução cara e longe de ser uma tecnologia consolidada no mercado. Por outro lado, os inversores eólicos e fotovoltaicos (PV), na gama de 5 kW, são uma tecnologia madura e fiável, amplamente disponíveis no mercado.

Do exposto, e tendo em conta as limitações das soluções convencionais, a possibilidade de integrar inversores fotovoltaicos standardizados em sistemas pico-hidroelétricos de velocidade variável ligados à rede, torna-se uma ideia atraente [19]. Nesta solução não convencional, os grupos turbinas-geradores das pico-hídricas são projetados para terem um comportamento elétrico igual às fileiras fotovoltaicas, de modo que eles interajam efetivamente com os equipamentos fotovoltaicos convencionais, incluindo inversores ligados à rede e controladores de carga, como proposto por Smithies Technology Ltd. [20]. No entanto, uma investigação completa de uma abordagem generalizada só foi publicada recentemente em [19, 21]. Nestes trabalhos, um procedimento para integrar inversores PV standardizados, em sistemas pico-hídricos de velocidade variável ligados à rede, previamente introduzido em [19], foi investigado e otimizado. Neste contexto, este trabalho apresenta e discute três principais abordagens para a ligação à rede de sistemas pico-hidroelétricos: usando conversores de energia especificamente concebidos, inversores eólicos e inversores fotovoltaicos standardizados. O presente trabalho está focado na terceira abordagem para a integração na rede de sistemas pico-hidroelétricos. A integração em pequenas microrredes como descrito em [22, 23] é também uma abordagem muito útil.

Os autores acreditam que estas soluções inovadoras têm um domínio de aplicações poderoso, integrando sistemas pico-hidroelétricos em microrredes, nos países em desenvolvimento, e num grande número de aplicações em países desenvolvidos, como no fornecimento de água para uso doméstico [13], em estações de tratamento de águas residuais [24] e para melhorar sistemas de controlo e otimizar a geração como parte de sistemas integrados de gestão da água [1, 25].

II. ABORDAGENS PARA A LIGAÇÃO À REDE DE SISTEMAS PICO-HIDROELÉTRICOS

Nos sistemas convencionais o gerador elétrico opera a uma velocidade constante, a fim de aproximar a velocidade de rotação o mais próximo possível da velocidade nominal do gerador. Esta regulação de velocidade é conseguida usando dispositivos mecânicos complexos que ajustam o fluxo de água para que o grupo turbina-gerador satisfaça as variações da potência [6]. Ao contrário dos sistemas convencionais, com as

novas abordagens para sistemas pico-hidroelétricos ligados à rede, discutidas neste documento, é possível estes sistemas operarem a velocidade variável. Isto é particularmente importante para melhorar a eficiência do sistema e quando é expectável a variação do caudal de água. Neste contexto, a energia elétrica é produzida por meio de um gerador síncrono de ímanes permanentes (GSIP), diretamente ligado à turbina de água, dispensando a caixa de velocidades. Basicamente, há três abordagens principais para ligar aproveitamentos pico-hídricos com GSIP à rede:

- Usando conversores de energia especificamente concebidos para o efeito;
- Usando inversores eólicos standardizados;
- Usando inversores PV standardizados e micro inversores.

Adicionalmente, qualquer que seja a abordagem escolhida, é necessário um circuito de proteção contra sobretensões, como descrito na secção seguinte.

A. Ligação à rede usando conversores de energia dedicados

Os conversores de energia dedicados, especificamente concebidos para sistemas pico-hidroelétricos são difíceis de encontrar no mercado, se houver algum. Isto é devido à necessidade de conceber cada projeto pico-hídrico especificamente de acordo com a topografia local, a partir de obras de construção civil para o modelo da turbina [26] e que não pode ser replicado como um sistema modular como acontece com os sistemas fotovoltaicos [6] ou sistemas solares térmicos.

Uma topologia de potência comum para um sistema pico-hídrico é mostrada na Fig. 1. Este sistema consiste numa ponte retificadora e um circuito de proteção contra sobretensões ligado ao GSIP, seguido por um conversor CC/CC e um inversor de fonte de tensão (VSI). O circuito de proteção destina-se a proteger o gerador em situações de velocidades muito altas, no caso de falha de rede, e, por consequente, também protege o conversor de energia contra sobretensões para além da tensão máxima de entrada admissível. Um circuito de proteção, de custo reduzido, fiável e robusto, foi proposto em [21]. O excesso de energia é desviado para uma resistência auxiliar de forma a reduzir a velocidade do gerador e consequentemente a sobretensão em caso de ultrapassar um limite de tensão contínua especificado.

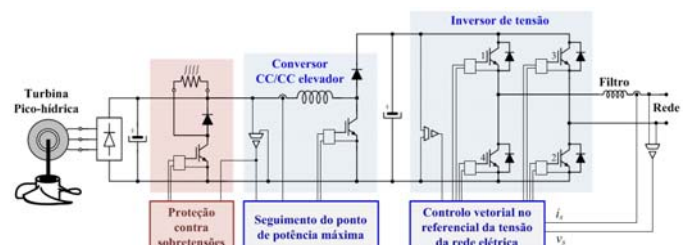


Figura 1. Topologia do projeto de sistemas de pico-hidroelétricos ligados à rede.

Os conversores de energia especificamente concebidos para ligação à rede, como o apresentado acima ou outros propostos recentemente [14, 16-18] iriam transformar a solução proposta

numa solução dispendiosa e estão muito longe de ser uma tecnologia pronta para uso massivo no mercado [19]. Para superar esta desvantagem, nas próximas secções são descritas duas alternativas eficazes baseadas em inversores eólicos, fotovoltaicos e micro inversores amplamente disponíveis no mercado.

B. Ligação à rede utilizando inversores eólicos convencionais

Uma alternativa eficaz especificamente projetada para sistemas pico-hidroelétricos de velocidade variável está representada na Fig. 2. Este é constituído por uma ponte retificadora trifásica e um circuito de proteção contra sobretensões ligado ao GSIP e um inversor eólico convencional que pode ser facilmente encontrado no mercado. Normalmente, este tipo de inversores são parametrizados por meio de uma curva de potência na saída, P_{AC} , em função da tensão de entrada, V_{DC} , de acordo com:

$$P_{AC} = a_0 + a_1V_{DC} + a_2V_{DC}^2 + a_3V_{DC}^3 \quad (1)$$

Na equação acima, os coeficientes a_0 a a_3 definem a curva de potência de uma turbina eólica. Esta abordagem exige, portanto, a parametrização do inversor eólico através destes coeficientes. Adicionalmente, pode haver necessidade de ajustar outros parâmetros associados à dinâmica de seguimento do ponto de potência máxima (PPM), tais como os ganho proporcional e integral do controlador PI, entre outros [27].

Nos sistemas pico-hidroelétricos usando GSIP, em vazio, a tensão retificada do gerador é diretamente proporcional à velocidade. Como consequência, para uma dada velocidade, a potência máxima no barramento CC é obtida para a corrente máxima permitida, ou seja, a nominal, I_{GDCN} . Portanto, a potência máxima no barramento CC é proporcional à tensão retificada (ou velocidade), desde que a corrente seja mantida no seu valor nominal. Desta forma, a expressão acima indicada (1) originará uma linha reta com $a_2 = a_3 = 0$ enquanto os restantes parâmetros serão obtidos experimentalmente ou fornecidos pelo fabricante.

C. Ligação à rede usando inversores fotovoltaicos convencionais

Esta abordagem, baseada em inversores PV standardizados para ligar sistemas pico-hidrelétricos de velocidade variável à rede, foi proposta em [19] e posteriormente analisada em [21]. A Fig. 2 ilustra esta abordagem, mas com o inversor eólico substituído por um inversor PV convencional. Mais uma vez, é necessário um circuito de proteção contra sobretensões, a fim de evitar danificar o gerador e o inversor, devido por exemplo, ao aumento da velocidade do gerador, por falha da rede.

Esta abordagem simples tem algumas vantagens importantes, como o alto desempenho em termos de fiabilidade dos componentes, conformidade com os requisitos de ligação à rede, ampla gama de produtos (até 5 kW) e independência tecnológica. Além disso, os inversores PV estão generalizados, o preço é muito competitivo, e a sua instalação está amplamente disseminada entre as pequenas e médias empresas, constituindo uma solução plug-and-play, sem necessidade de

alterar qualquer parâmetro do inversor. No entanto, a integração do inversor com o gerador deve ser corretamente assegurada, como discutido em [19, 21].

De modo a constituir uma solução fiável e segura, a integração do inversor com o gerador selecionado deve ser corretamente assegurada através da combinação das zonas de funcionamento de ambos os dispositivos [19, 21]. De facto, o comportamento do GSIP a velocidade variável é muito diferente de uma fileira PV. No entanto, em determinadas condições de funcionamento em termos de gamas de tensão e potência, a solução pode ser fiável e eficiente, beneficiando das vantagens mencionadas anteriormente.

A integração do inversor PV com o gerador é determinada pela sobreposição das áreas de funcionamento do inversor e do gerador, como proposto em [19, 21], e ilustrado na Fig. 3.

Em relação ao inversor PV, a gama da tensão de entrada é definida por $V_{DC\ min}$ e $V_{DC\ max}$; a gama dentro da qual é capaz de seguir o ponto de potência máxima (PPM) é frequentemente definida por $V_{MPP\ min} \geq V_{DC\ min}$ e $V_{MPP\ max} < V_{DC\ max}$; a corrente máxima de entrada e potência do inversor, $I_{DC\ max}$ e $P_{DC\ max}$ respetivamente, estabelecem os restantes limites da área de funcionamento segura (AFS). Uma característica chave adicional do inversor é a tensão mínima de entrada necessária para o inversor começar a trabalhar, $V_{PV\ start}$.

Se um gerador é para ser ligado a um inversor PV convencional, o ponto de funcionamento do gerador, dado pela tensão e corrente após retificação, ou seja, as características I-V para a gama de velocidades desejada, deve estar dentro da AFS do inversor, como ilustrado na Fig. 3 através de linhas retas. Para uma dada velocidade, a característica I-V é definida pela abcissa na origem, dada pela tensão em vazio retificada, V_{GDC0} , e declive imposto pela queda de tensão na impedância interna do gerador. A integração do GSIP e inversor PV, conforme descrito, é simples, desde que um conjunto de condições seja garantido [19].

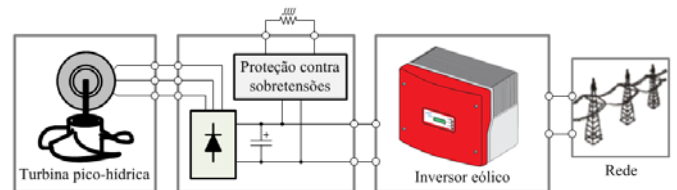


Figura 2. Ligação à rede de sistemas pico-hidroelétricos a velocidade variável usando inversores eólicos convencionais.

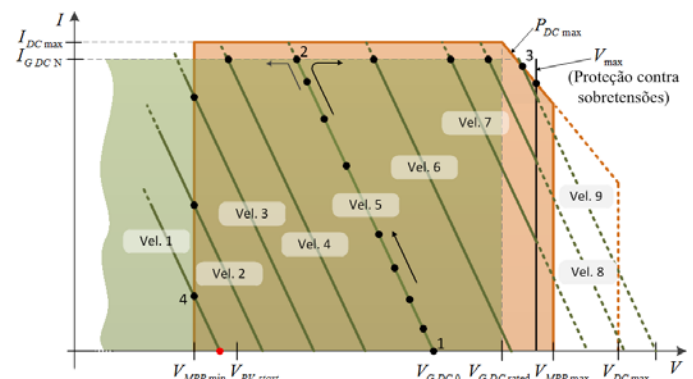


Figura 3. Sobreposição das áreas de funcionamento do inversor PV e GSIP.

Normalmente, é possível alterar alguns parâmetros dos inversores PV convencionais, tais como a potência máxima na saída e a tensão mínima de entrada. A possibilidade de realizar estes ajustes para uma aplicação prática específica pode melhorar a robustez desta abordagem, sem se perder o seu principal benefício do procedimento *plug-and-play*, como desejado.

Tendo em consideração as condições descritas em [19, 21], um percurso possível do ponto de funcionamento do gerador, definido pelo algoritmo de seguimento do PPM do inversor, é exemplificado na Fig. 3 (pontos pretos). Para uma velocidade inicial superior à correspondente a $V_{DC\ min}$, "velocidade 5" e.g., o algoritmo PPM irá começar a partir do ponto 1 e aumenta a corrente até ao seu máximo (ponto 2). A partir deste ponto, se a potência disponível aumentar, o ponto de funcionamento será fixado eventualmente, no ponto 3, desde que a tensão correspondente seja menor do que a tensão máxima permitida pelo circuito de proteção. Por outro lado, a partir do ponto 2, se a potência hídrica diminuir, o ponto de funcionamento irá ser fixado no ponto 4. De salientar que a corrente máxima admissível pode ser imposta por $I_{DC\ max}$ do inversor, ou através da impedância interna do gerador, tal que a queda de tensão interna se sobrepõe a uma variação incremental da corrente na procura do PPM. Tipicamente, esta situação ocorre perto da corrente nominal do gerador, evitando sobrecargas críticas.

Os micro inversores fotovoltaicos, para níveis de potência da ordem de grandeza de 200 a 250 W, foram recentemente introduzidos no mercado. Estes dispositivos também podem ser explorados com geradores eólicos de potência reduzida e em sistemas pico-hidroelétricos, que têm sido até agora pouco explorados. De salientar que a produção de energia a partir destes sistemas pode atingir valores superiores à energia produzida com um módulo fotovoltaico, atendendo a que, ao contrário destes últimos, os aproveitamentos pico-hidroelétricos podem funcionar 24 horas por dia.

III. RESULTADOS EXPERIMENTAIS

Esta seção apresenta alguns resultados experimentais relativos à implementação laboratorial das três abordagens descritas acima, para a ligação à rede de aproveitamentos pico-hidroelétricos baseados em GSIP. Para o efeito, foi implementada em laboratório a emulação de uma turbina hídrica recorrendo a um motor de indução de rotor em gaiola de esquilo de 3 kW, controlado por um variador [21]. Tipicamente, as turbinas hídricas apresentam baixa dinâmica nas variações de velocidade devido ao elevado fator de amortecimento e inércia. É assim possível considerar o controlo em velocidade do acionamento elétrico, como realizado previamente em [19]. No entanto, para emular as variações de caudal e/ou várias combinações de quedas e caudais, foi adotado o controlo em potência da unidade primária, que resulta num funcionamento a velocidade variável, sendo o inversor ligado à rede o responsável pela eficiência e gestão da potência do sistema global [21]. Foi ainda utilizado o circuito de proteção contra sobretensões descrito em [21]. O funcionamento, em regime estacionário e dinâmico, das três abordagens propostas foi testado com: a) o conversor de energia especificamente concebido mostrado na

Fig. 1; b) um inversor eólico comercial e c) dois inversores PV comerciais. Foram utilizados três GSIP diferentes cujas características técnicas são apresentadas na Tabela I. A Tabela II apresenta as principais características dos inversores eólicos e fotovoltaicos comerciais.

TABELA I

CARACTERÍSTICAS DOS GSIP

Ger.	Vel. (rpm)	V_{DC0} (V)	V_{DC} (V)	I_{DC} (A)	P_{DC} (W)
1	1500	219	150	8.6	1297
2	1500	381	266	4.9	1300
3	300	45	28	10.71	300

TABELA II

CARACTERÍSTICAS DOS INVERSORES

	Inversor eólico	Inversores fotovoltaicos		Micro inversor fotovoltaico ⁽¹⁾
	WB 1200	SB 1500	SB 2100TL	SB 240-10
$P_{DC\ max}$ (W)	1320	1600	2200	245
$I_{DC\ max}$ (A)	12.6	10	11	8.5
$V_{DC\ min}$ (V)	100	50	125	23
$V_{DC\ max}$ (V)	400	600	600	45
$V_{MPP\ range}$ (V)	100-320	160-500	125-480	23-32

⁽¹⁾ Com Sunny Multigate, da SMA.

A. Ligação à rede através de um conversor de energia dedicado

Para demonstrar esta abordagem, foi utilizada a topologia de potência, que emula um inversor de potência típico utilizado em aplicações eólicas e fotovoltaicas, ilustrada na Fig. 1. A plataforma experimental é baseada no Matlab/Simulink e kit dSPACE ACE com carta controladora 1103. O conversor elevador e o inversor de tensão são implementados com o módulo de alimentação inteligente (IPM) PM75RLA120 da Powerex através do controlo dos sete IGBT deste IPM. O conversor elevador de corrente é controlado por meio de um controlador PI, proporcionando o seguimento do PPM, recorrendo ao algoritmo designado Perturbação & Observação. O inversor de tensão controla a tensão no barramento CC, bem como as energias ativa e reativa injetadas na rede. O esquema do inversor é baseado no controlo vetorial no referencial da tensão da rede elétrica, como descrito em [28, 29].

A Fig. 4 apresenta as características I-V correspondentes às grandezas retificadas corrente e tensão dos geradores testados, tal como proposto na Fig. 3. A Fig. 5 apresenta alguns testes dinâmicos adicionais que permitem avaliar o comportamento dinâmico do sistema hídrico. Os testes com o Gerador 1 (à esquerda) apresentam três séries distintas, a partir de 1600 rpm até 900 rpm, usando diferentes tempos de desaceleração. Os testes com o Gerador 2 (direita) consistem em duas séries de pontos de funcionamento com a velocidade a variar de 500 rpm a 1600 rpm e novamente até 500 rpm, com diferentes tempos de aceleração/desaceleração.

O funcionamento em regime permanente do sistema, utilizando o Gerador 1, é apresentado na Fig. 6, mostrando a corrente e a potência no versus tensão no barramento CC para várias velocidades. A eficiência do inversor, injetando potência na rede, varia entre 68% e 89%. $I_{DC\ max}$ é imposta pelo inversor e definida igual ao valor da corrente nominal do gerador.

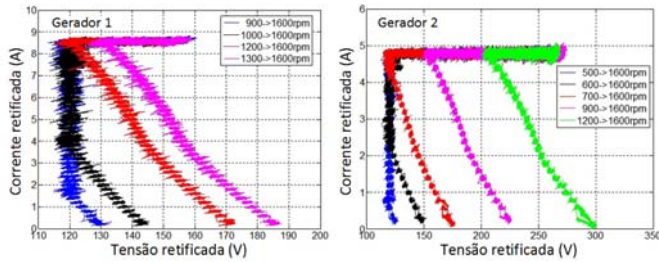


Figura 4. Características I-V com o Gerador 1 (esquerda) e Gerador 2 (direita) com diferentes velocidades iniciais e até 1600 rpm.

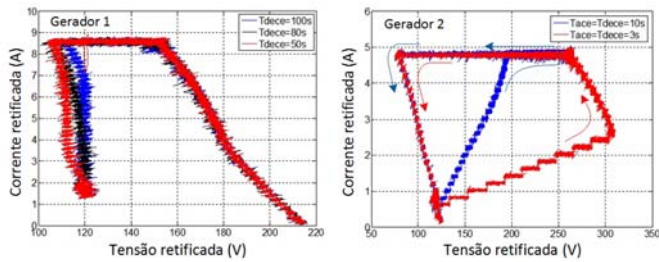


Figura 5. Avaliação dinâmica do gerador (sistema hidráulico): desacelerações de 1600 rpm para 900 rpm com Gerador 1 (esquerda) e duas séries 500-1600-500 rpm com Gerador 2 (direita).

B. Ligação à rede usando um inversor eólico estandardizado

Para avaliar a viabilidade desta abordagem foi utilizado o inversor eólico WB 1200 da SMA com o Gerador 2, cujas principais características foram apresentadas nas Tabelas I e II. O inversor eólico tem dois modos de operação [30]: Turbina e Ponto de Potência Máxima (PPM). Existe ainda um terceiro modo de operação - Modo de Tensão Constante (V-const) que pode ser selecionado se se intercalar um conversor de potência entre retificação à saída do gerador e o WB 1200, como por exemplo, o conversor elevador da topologia de potência proposta na Fig. 1. Este conversor de potência pode ser evitado se a turbina funcionar a uma velocidade constante e, por conseguinte, a tensão constante, mas isto não é o contexto das aplicações deste trabalho.

Para explorar o modo de funcionamento Turbina, o primeiro passo foi a definição da curva de potência máxima especificada por (1). A parametrização da curva de potência do inversor, foi obtida através de testes com o Gerador 2, em carga à corrente nominal, para diferentes velocidades de acionamento, sendo dada por

$$P_{AC} = -6.6738 + 4.3702V_{DC} \quad (2)$$

Os restantes parâmetros foram definidos da seguinte maneira: tensão de ligação à rede, $V_{pv-Start} = 150\text{ V}$; ponto de partida da curva característica, $V_{dcWindStart} = 90\text{ V}$; potência máxima na saída do inversor, $P_{max} = 1200\text{ W}$; ganho

proporcional do controlador de potência, $K_{P\ Wind-Reg} = 0.25$; ganho integral do controlador de potência, $K_{I\ Wind-Reg} = 0.002$, e, finalmente, a configuração do sistema de arranque controlado, $P_{Wind-Ramp} = 10\text{ W/step}$.

As Fig. 7 (a) e (b) apresentam o desempenho em regime permanente do sistema de conversão de energia, com o Gerador 2 ligado ao WB 1200 nos modos turbina e PPM, respetivamente.

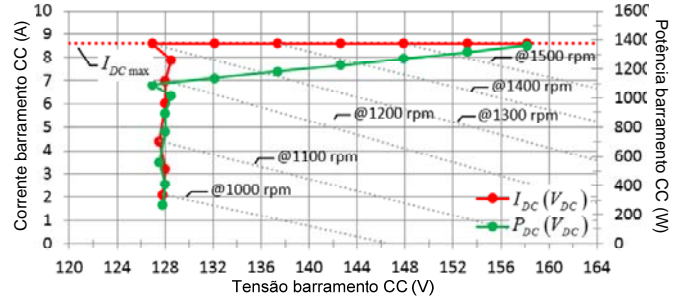
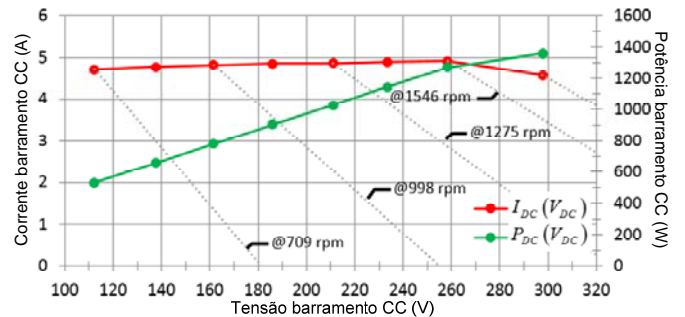
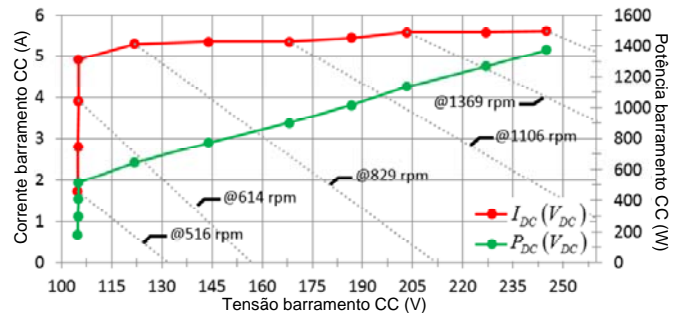


Figura 6. Funcionamento em regime permanente do Gerador 1 com o conversor de potência da Fig. 1.



(a)



(b)

Figura 7. Funcionamento em regime permanente do Gerador 2 com WB1200 no (a) modo Turbina e (b) modo MPP.

Para avaliar o desempenho desta abordagem, com base no WB 1200, em condições dinâmicas, quer no modo Turbina quer no modo PPM, foram realizados vários ensaios experimentais com o circuito de proteção. A Fig. 8 reporta uma falha da rede na estrutura de conversão de potência, nos modos Turbina e PPM. A tensão máxima permitida no barramento CC, definida pelo circuito de proteção, foi fixada em 335 V com uma banda de histerese de cerca de 20 V. A aquisição de dados experimentais foi realizada utilizando o Matlab/Simulink e o sistema dSPACE com carta de controlo 1103.

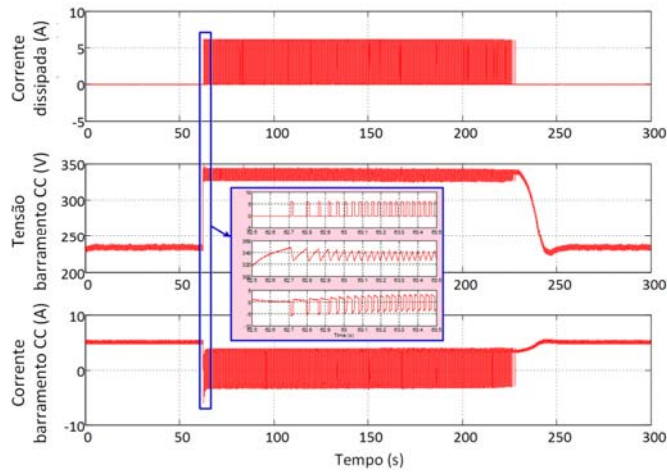
C. Ligação à rede usando inversores fotovoltaicos

C1. Ligação à rede usando inversores fotovoltaicos estandardizados

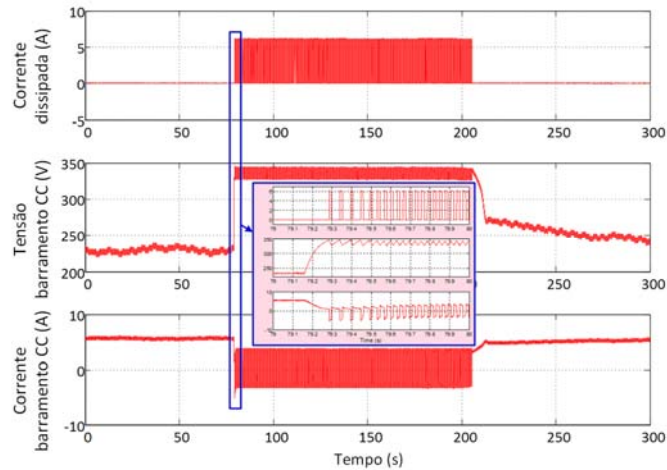
A viabilidade experimental desta abordagem é demonstrada com dois inversores PV – SB 1500 e SB 2100TL da SMA (Tabela II). Os resultados obtidos em regime permanente são apresentados nas Fig. 9 e Fig. 10 com o Gerador 1 e Gerador 2, respetivamente.

Foram também realizados ensaios dinâmicos com a topologia proposta, recorrendo à plataforma experimental de aquisição de dados referida anteriormente. O limite da tensão máxima permitida no barramento CC, definido pelo circuito de proteção contra sobretensões, foi de 180 V na estrutura usando o Gerador 1 e 250 V com Gerador 2.

A Fig. 11 apresenta a sincronização com a rede e a Fig. 12 reporta um teste de falha da rede. O fluxo de energia é desviado do gerador para a resistência auxiliar de potência através do circuito de proteção, antes de o inversor começar a injetar potência na rede e durante a falha da rede.



(a)

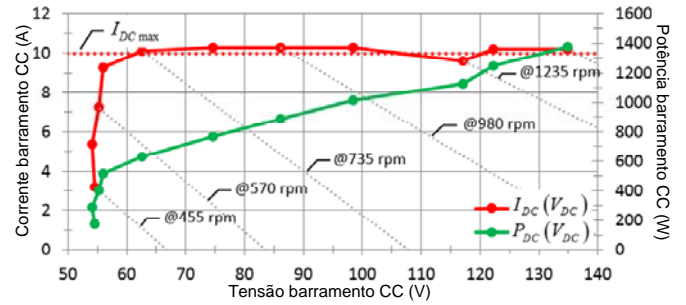


(b)

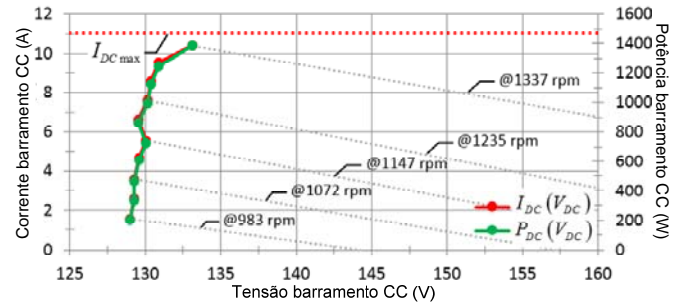
Figura 8. Comportamento dinâmico da estrutura de potência com o Gerador 2 e WB1200 durante uma falha da rede: (a) modo Turbina e (b) modo PPM.

C2. Ligação à rede usando micro inversores PV

A viabilidade experimental da topologia em análise utilizando micro inversores fotovoltaicos e um gerador síncrono de ímanes permanentes de potência reduzida para sistemas hídricos é também explorada. Para este efeito foi utilizado o micro inversor SB 240-10 (com o Sunny Multigate) da SMA (Tabela II) e o Gerador 3 (Tabela I) AFPMG260-0.3 kW/300 rpm. Os resultados obtidos em regime permanente são apresentados na Fig. 13.

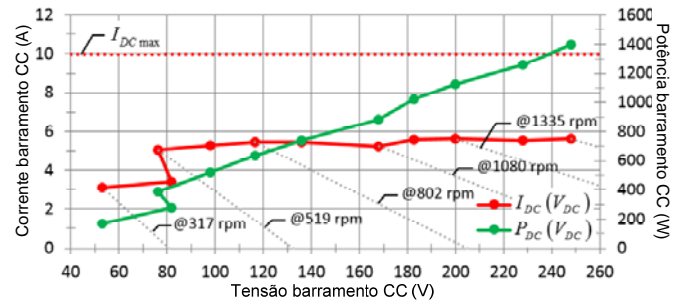


(a)

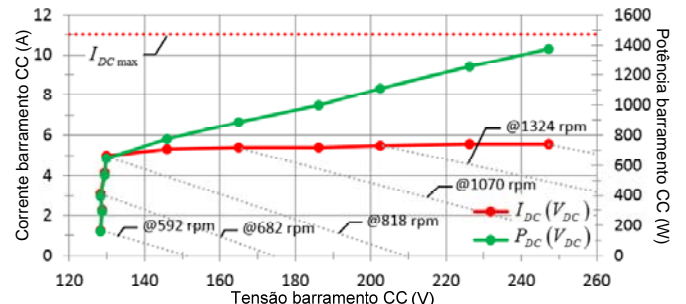


(b)

Figura 9. Funcionamento em regime permanente do Gerador 1 com (a) SB 1500 e (b) SB 2100TL.



(a)



(b)

Figura 10. Funcionamento em regime permanente do Gerador 2 com (a) SB 1500 and (b) SB 2100TL.

Foram ainda realizados diversos testes dinâmicos e os resultados obtidos são semelhantes aos apresentados na secção anterior, com inversores PV estandardizados e geradores 1 e 2. A Fig. 14 mostra a corrente e tensão no barramento CC e a corrente dissipada antes, durante e depois de uma falha da rede.

IV. DISCUSSÃO

A. Ligação à rede através de um conversor de potência dedicado

A abordagem mais flexível e talvez a mais eficiente para ligação à rede de sistemas pico-hidroelétricos é baseada em conversores de potência dedicados. Neste caso, o algoritmo de seguimento PPM pode ser especificamente concebido e sintonizado para uma aplicação e/ou local específico. Além disso, podem ser aplicadas outras estratégias de seguimento do PPM, como seguimento de uma curva de potência onde o circuito de proteção contra sobretensões também pode ser integrado. No entanto, este tipo de abordagem para ligação à rede, como o apresentado na Fig. 1, ou outros descritos na literatura [14, 16-18], são bastante dispendiosos e estão longe de ser uma tecnologia maturada para uso generalizado e facilmente disponível no mercado [19]. Os resultados apresentados na secção anterior demonstram que é possível superar esta desvantagem, com alternativas eficazes e eficientes, através da utilização de inversores eólicos ou fotovoltaicos amplamente disponíveis no mercado com custos cada vez mais acessíveis.

B. Ligação à rede utilizando inversores eólicos estandardizados

Os inversores eólicos convencionais apresentam-se como uma solução adequada e eficaz para a ligação à rede de sistemas pico-hidroelétricos. Há uma vasta gama de produtos no mercado para pequenas turbinas eólicas, que também

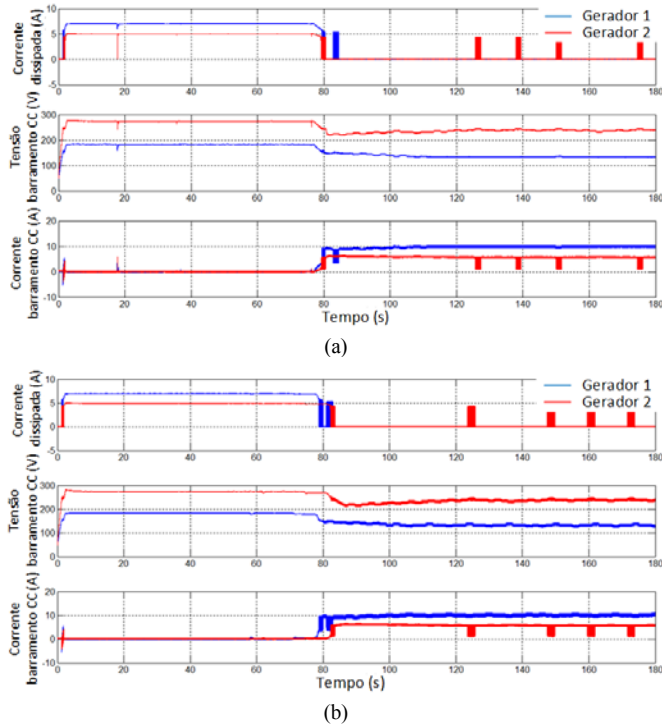


Figura 11. Sincronização com a rede com (a) SB 1500 e (b) SB 2100TL.

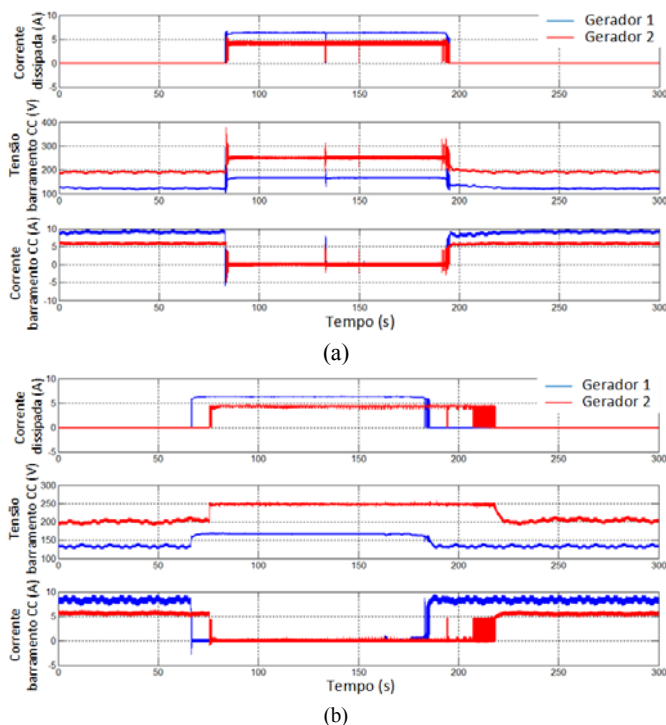


Figura 12. Falha de rede com (a) SB 1500 e (b) SB 2100TL.

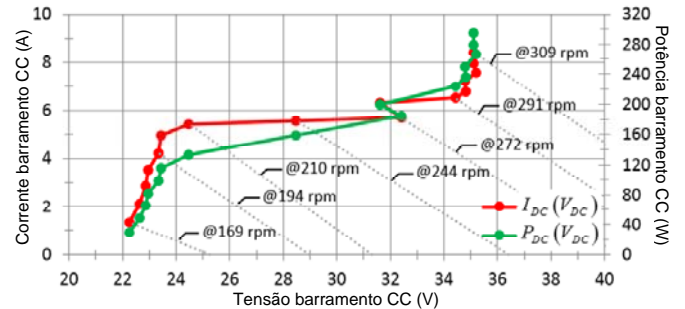


Figura 13. Funcionamento em regime permanente do Gerador 3 com o micro inversor.

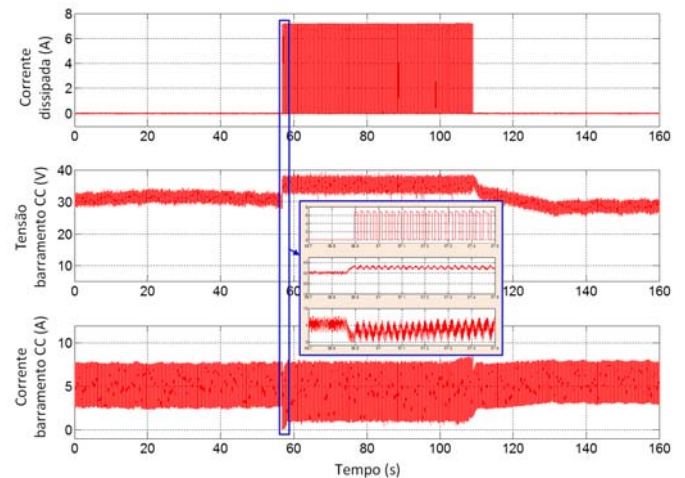


Figura 14. Falha de rede com SB 240-10 e Gerador 3.

podem ser utilizados em aplicações pico-hidroelétricas. No entanto, torna-se necessário obter a curva de potência máxima especificada por (1) a partir de testes laboratoriais dos geradores a utilizar, porque o mais provável, é essa informação não ser disponibilizada pelo fabricante. Além disso, torna-se necessário ajustar outros parâmetros. Por exemplo, no caso da estrutura de potência analisada (Gerador 1 e inversor WB 1200) o parâmetro $K_{P_{Wind-Reg}}$ foi variado entre 0.001 até 0.25 a fim de melhorar a estabilidade numa ampla gama de velocidades.

Notavelmente, e de salientar, é o facto do inversor em análise (WB 1200) dispor de um modo PPM, utilizado em sistemas PV. Os resultados experimentais acima apresentados demonstram que é possível utilizar este modo de operação, desde que se integre convenientemente o gerador e o inversor.

C. Ligação à rede usando inversores fotovoltaicos

C1. Ligação à rede usando inversores PV standardizados

Da análise dos resultados obtidos em regime permanente e do comportamento em regime dinâmico em situações específicas, verifica-se que o processo de integração dos inversores PV com geradores selecionados preconiza uma configuração estável e fiável para a ligação à rede de sistemas pico-hidroelétricos.

No que diz respeito à análise em regime estacionário, pode ser visto que os pontos de funcionamento dos geradores estão dentro da AFS dos inversores, sem ultrapassar os valores nominais daqueles numa extensão crítica, desde que a potência mecânica de referência seja mantida na gama de potência dos geradores e as condições de compatibilidade sejam verificadas. Para cada gerador testado, ambos os inversores são capazes de processar a potência mecânica disponível, embora com diferentes características I-V para cada gerador. Os geradores trabalham dentro da gama PPM com o inversor SB 2100TL (Fig. 9 (b) e 10 (b)), mas quando é utilizado o inversor SB 1500, a localização dos pontos de funcionamento é, em grande parte, fora da sua gama PPM devido ao desvio entre a tensão de entrada mínima (50 V) e a tensão mínima do PPM (Fig. 9 (a) e 10 (a)).

Verifica-se que, para uma dada potência mecânica de referência, o inversor impõe uma corrente crescente enquanto a tensão se mantém perto do valor mínimo da tensão de entrada até atingir a corrente máxima do inversor, ou enquanto a razão entre a potência no barramento CC e a tensão mínima do inversor for inferior à corrente nominal do gerador. Por exemplo, os geradores 1 e 2 têm correntes de 8.6 A e 4.9 A, respetivamente. Enquanto aquela razão for menor do que esses valores, para um aumento da potência mecânica, ambos os inversores aumentam a corrente na entrada do inversor até que este incremento seja sobreposto pela queda de tensão na impedância interna dos geradores. A partir deste ponto em diante, os inversores aumentam a tensão, enquanto a corrente se mantém, aproximadamente, no máximo anterior. Eventualmente, os inversores podem aumentar um pouco mais a corrente (por exemplo, Fig. 9 (a) e 10 (a)) sobrecarregando os geradores numa extensão aceitável.

A partir dos resultados apresentados na análise dinâmica verifica-se que o atraso de tempo para a sincronização do

inversor com a rede é 80 segundos para ambos os inversores (Fig. 11), sendo este valor parametrizado pelo fabricante. Depois da sincronização, pode ser visto que a topologia usando o Gerador 2 está a operar com uma tensão perto do limite da tensão contínua máxima parametrizada para o circuito de proteção, o que leva ao desvio da corrente para a resistência auxiliar de proteção durante intervalos de tempo curtos, mantendo a tensão no barramento CC abaixo do máximo permitido. A Fig. 13 valida a limitação instantânea da tensão no barramento CC, quando a rede falha, com a topologia proposta usada em ambos os inversores.

C2. Ligação à rede usando micro inversores PV

A partir dos resultados obtidos em regime permanente, que foram apresentados na Fig. 13, o micro inversor injeta potência na rede quando a tensão retificada do gerador é superior a 23 V ($V_{DC_{min}}$). Depois disso, para um aumento a potência mecânica, o micro inversor mantém o ponto de funcionamento do gerador dentro da gama PPM enquanto for capaz de o fazer. Perto dos 32-33 V, o micro inversor tenta manter o ponto de funcionamento dentro da gama PPM, como pode ser visto na Fig. 13. No entanto, se a potência continua a aumentar, a tensão também aumenta e o ponto de funcionamento sai dessa gama. Quando a potência de saída do micro inversor atinge 230 W, o excesso de potência é desviado para a resistência auxiliar, por meio do circuito de proteção contra sobretensões. A partir daí, a tensão máxima no barramento CC é limitada a 35 V.

Os vastos testes realizados em regime estacionário e em regime dinâmico demonstram a viabilidade da utilização de micro inversores PV com GSIP em sistemas hídricos de potência muito baixa.

V. CONCLUSÕES

Este artigo discutiu três abordagens práticas para a ligação à rede de sistemas pico-hidroelétricos: 1) através de conversores de potência dedicados; 2) usando inversores eólicos convencionais, e 3) usando inversores fotovoltaicos, incluindo micro inversores recentemente lançados no mercado. Todas as abordagens apresentadas são adequadas para sistemas ligados à rede e são poderosas para a integração deste tipo de produção descentralizada em microrredes. A integração de sistemas pico-hidroelétricos na rede, recorrendo a inversores convencionais é muito interessante, e preconiza uma solução eficaz em termos económicos, pois utiliza uma tecnologia maturada e pronta a usar. A utilização de inversores PV convencionais e micro inversores é especialmente interessante, pois é uma solução plug-and-play. Esta topologia permite um modo de operação com velocidade variável, atendendo ao funcionamento do seguimento do ponto de potência máximo implementado pelo inversor PV. No entanto, tal como nos sistemas eólicos de pequeno porte, é necessário utilizar um circuito de proteção contra sobretensões, a fim de proteger o gerador e o inversor em condições especiais, tais como súbita saída de serviço do inversor devido a uma falha da rede. Os testes experimentais realizados com o sistema de conversão recorrendo a inversores convencionais, em regime permanente e em regime dinâmico, foram realizados implementando um controle em potência, recorrendo a um sistema de emulação de uma turbina hídrica. Os resultados obtidos permitem validar as

abordagens propostas para a integração na rede de sistemas pico-hidroelétricos, especialmente em aplicações com uma vasta gama de velocidades.

REFERÊNCIAS

- [1] EC. (2015, Access Date: September, 2015). *Hydro Energy, Technical background*. Available: http://ec.europa.eu/research/energy/eu/index_en.cfm?pg=research-hydropower
- [2] J. Hofmeister, S. Krebs, G. Schickhuber and G. Scharfenberg, "Design and development of a Pico Hydro turbine system for the use in developing countries", in *Proc. 5th International Youth Conference on Energy (IYCE)*, 2015, pp. 1-7.
- [3] S. S. Katre and V. N. Bapat, "Induction generator for Pico-hydro generation as a renewable energy source", in *Proc. International Conference on Energy Systems and Applications*, Pune, 2015, pp. 130-134.
- [4] EC, "A Guide to Environmental Impact Assessment of Small Hydropower Plants", European Commission, Directorate-General for Energy and Transport (DG TREN), Brussels, 2000, p. 110.
- [5] EC. (2015, Access Date: September, 2015). *Hydropower*. Available: http://ec.europa.eu/research/energy/eu/index_en.cfm?pg=research-hydropower
- [6] V. Leite, T. Figueiredo, T. Pinheiro, A. Ferreira and J. Batista, "Dealing with the Very Small: First Steps of a Picohydro Demonstration Project in an University Campus", in *Proc. International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREQP'12)*, Santiago de Compostela, Spain, 2012.
- [7] O. Paish, "Small Hydro Power: Technology and Current Status", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 6, (6), pp. 537-556, 2002.
- [8] A. Desai, I. Mukhopadhyay and A. Ray, "Theoretical Analysis of a Pico-hydro Power System for Energy Generation in Rural or Isolated Area", in *Proc. IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference, APPEEC 2014*, Brisbane, 2014, pp. 1-4.
- [9] S. J. Williamson, A. Griffio, B. H. Stark and J. D. Booker, "Control of parallel single-phase inverters in a low-head pico-hydro off-grid network", in *Proc. 39th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society, IECON 2013* 2013, pp. 1571-1576.
- [10] S. Khurana and A. Kumar, "Small Hydro Power - A review", *International Journal of Engineering, Science and Metallurgy*, vol. 1, (2), pp. 278-282, 2011.
- [11] D. A. Howey, "Axial Flux Permanent Magnet Generators for Pico-Hydropower", in *Proc. EWB-UK Research Conference*, 2009.
- [12] A. M. A. Haidar, M. F.M. Senan, A. Noman and T. Radman, "Utilization of Pico Hydro Generation in Domestic and Commercial Loads", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 16, (1), pp. 518-524, Jan. 2012.
- [13] G. Yadav and A. K. Chauhan, "Design and Development of Pico Micro Hydro System by Using House Hold Water Supply", *International Journal of Research in Engineering and Technology*, vol. 3, (10), pp. 114-119, June 2014.
- [14] W. Mazgaj, Z. Szular, T. Węgiel and T. Sobczyk, "Small Hydropower Plant with Variable Speed PM Generator", *Przegląd Elektrotechniczny*, vol. 87, (5), pp. 282-287, 2011.
- [15] S. J. Williamson, B. H. Stark and J. D. Booker, "Low Head Pico Hydro Turbine Selection using a Multi-Criteria Analysis", *Renewable Energy*, vol. 61, pp. 43-50, Jan. 2014.
- [16] M. G. Molina and M. Pacas, "Improved Power Conditioning System of Microhydro Power Plant for Distributed Generation Applications", in *Proc. International Conference on Industrial Technology, ICIT 2010*, Viña del Mar, 2010, pp. 1733-1738.
- [17] A. Roque, D. M. Sousa, C. Casimiro and E. Margato, "Technical and Economic Analysis of a Microhydro Plant - a Case Study", in *Proc. 7th International Conference on the European Energy Market, EEM 2010*, 2010, pp. 1-6.
- [18] U. C. Rathore and S. Singh, "Power Quality Control of SEIG based Isolated Pico Hydro Power Plant Feeding Non-Linear Load", in *Proc. 6th India International Conference on Power Electronics, IICPE 2014*, 2014, pp. 1-5.
- [19] A. V. Leite, J. Couto, A. Ferreira and J. Batista, "A Practical Approach for Grid-connected Pico-hydro Systems using Conventional Photovoltaic Inverters", in *Proc. IEEE International Energy Conference, ENERGYCON 2016*, Leuven, Belgium, 2016.
- [20] Andrew Smithies, "PowerSpout GE and ME Design for Compatibility with Inverters and PPMT Charge Controllers", Nov., 2011, p. 28.
- [21] A. V. Leite, J. Couto, A. Ferreira and J. Batista, "Compatibility Analysis of Grid-connected Pico-hydro Systems using Conventional Photovoltaic Inverters", in *Proc. 18th European Conference on Power Electronics and Applications, EPE 2016*, Karlsruhe, Germany, 2016.
- [22] V. Leite, A. P. Ferreira and J. Batista, "Bidirectional Vehicle-to-Grid Interface under a Microgrid Project", in *Proc. 15th IEEE Workshop on Control and Modeling for Power Electronics, COMPEL 2014*, Santandair, Spain, 2014.
- [23] A. V. Leite, A. P. Ferreira, J. Batista and J. Couto, "Analysis of the Operation of a Microgrid with Renewable Distributed Generation", in *Proc. III Congreso Iberoamericano Sobre Microrredes con Generación Distribuida de Renovables*, Guanacaste, Costa Rica, 2015.
- [24] T. Gaius-Obaseki, "Hydropower Opportunities in the Water Industry", *International Journal of Environmental Sciences*, vol. 1, (3), pp. 392-402, 2010.
- [25] H. Zainuddin, M. S. Yahaya, J. M. Lazi, M. F. M. Basar and H. Ibrahim, "Design and Development of Pico-hydro Generation System for Energy Storage Using Consuming Water Distributed to Houses", *International Journal of Electrical, Computer, Energetic, Electronic and Communication Engineering*, World Academy of Science, Engineering and Technology, vol. 3, (11), pp. 1928-1933, 2009.
- [26] International Hydropower Association IHA, "Advancing Sustainable Hydropower, Activity Report", 2011, 2011.
- [27] SMA. (-, Access Date: October, 2015). *PV Inverters - Use and Settings of PV Inverters in Off-Grid Systems*. Available: <http://files.sma.de/dl/7910/SB-OffGrid-TI-en-42.pdf>
- [28] S. Samerchur, S. Premrudeepreechacharn, Y. Kumsuwun and K. Higuchi, "Power Control of Single-Phase Voltage Source Inverter for Grid-Connected Photovoltaic Systems", in *Proc. Power Systems Conference and Exposition (PSC), 2011 IEEE/PES*, 2011, pp. 1-6.
- [29] V. Leite, A. Ferreira and J. Batista, "Improving the Storage Capability of a Microgrid with a Vehicle-to-Grid Interface", in *Proc. II Congreso Iberoamericano Sobre Microrredes con Generación Distribuida de Renovables*, Soria, Spain, 2014.
- [30] SMA. (-, Access Date: October, 2015). *Operating Parameters - Windy Boy - Technical Description*. Available: http://files.sma.de/dl/1355/WB_Par-TEN093910.pdf