

Arquitetura e Componentes de uma Microrrede Inteligente Experimental

Márcio Silveira Ortmann, André Gutierrez Andreta, Luis Juárez Camurça, Victor Lacerda da Silva, Marcelo Lobo Heldwein, e Gabriel Aurélio de Oliveira

Resumo – O projeto a que este trabalho pertence envolve desde o desenvolvimento da maior parte dos equipamentos (hardware) de eletrônica de potência e proteção (chave estática e seus controles), até o desenvolvimento de estratégias de mercado, análise de regulamentação, controle dos recursos energéticos distribuídos (REDs) para operação nos modos ilhado e conectado, geração de estratégias de otimização de despacho de REDs, e a implementação algoritmos de alto nível para supervisão, resposta à demanda em modo ilhado e operação geral de uma microrrede (controlador central da microrrede – MGCC). Todos estes trabalhos deverão convergir para a construção de um experimento, aqui chamado de Laboratório de Microrredes Inteligentes. Esta microrrede é aqui apresentada em seus aspectos relacionados principalmente à arquitetura de rede de energia e seus componentes, principalmente os recursos energéticos distribuídos utilizados para implementar a mesma. Também se apresentam as estratégias de controle utilizados nos REDs.

Palavras-chave – Microrredes inteligentes; geração distribuída; recursos energéticos distribuídos; inversores; redes ativas de distribuição.

I. INTRODUÇÃO

O Departamento de Energia dos Estados Unidos da América define uma microrrede (*microgrid* [1-4]), peça fundamental para um futuro de alto desempenho das redes inteligentes (*smart grids*), como “um grupo de cargas e recursos energéticos distribuídos (RED) interconectados com contornos elétricos bem definidos que opera como uma única entidade controlável no que se refere à rede de distribuição e que pode se conectar e desconectar desta rede para habilitar sua operação em ambos os modos, conectado ou ilhado”[5]. Esta é a definição que é utilizada neste trabalho e que implica na necessidade de que os REDs que, tipicamente na maior parte do tempo são utilizados como equipamentos de geração distribuída conectados à rede de distribuição, em conjunto com as cargas tenham a capacidade de manterem esta pequena rede operacional mesmo em situações em que a rede de distribuição não forneça energia à microrrede. São conhecidas de longo tempo as operações de geradores conectados à rede e também geradores para sistemas isolados.

Este trabalho foi desenvolvido no âmbito do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento da Tractebel Energia regulado pela ANEEL e consta dos Anais do VIII Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica (VIII CITENEL), realizado na Costa do Sauípe/BA, no período de 17 a 19 de agosto de 2015.

M. S. Ortmann, A. G. Andreta, L. J. Camurça, V., L. da Silva, R. F. Coelho, e M. L. Heldwein trabalham no Instituto de Eletrônica de Potência (INEP) do Departamento de Engenharia Elétrica e Eletrônica da Universidade Federal de Santa Catarina (e-mail: heldwein@inep.ufsc.br).

G. A. de Oliveira trabalha na Tractebel Energia S.A. (e-mail: goliveira@tble.com.br).

Existem normas nacionais e internacionais específicas para ambos os tipos de operação, as quais estipulam requisitos para operação segura. No entanto, ao se pensar em sistemas em que ambas as formas de operação possam ocorrer, muitos desafios se tornam presentes. Por exemplo, as normas para geração solar fotovoltaica atuais demandam que os inversores utilizados apresentem proteção anti-ilhamento. Contudo, ao se utilizar esta funcionalidade, que visa a segurança de equipes de manutenção, a operação de uma microrrede é inviabilizada. Por outro lado, geradores para sistemas isolados nem sempre apresentam a capacidade de operação em paralelo com uma rede de distribuição por longos tempos. Isto faz com que equipamentos a serem utilizados em microrredes devam apresentar características funcionais muito diversas das dos equipamentos atuais, mesmo os utilizados para geração distribuída convencional. Aliadas ao fato de que praticamente todas as microrredes atualmente existentes estão em nível de protótipo, mesmo em âmbito mundial, motiva os trabalhos de pesquisa e desenvolvimento nesta área, uma vez que o conceito de microrrede apresenta pontos de alta atratividade no que se refere a: melhoria de confiabilidade; possibilidade de minimização de perdas, custos ou maximização de energia gerada por REDs; potencial para aumento dos níveis de geração para fontes de geração distribuída no Sistema Integrado Nacional (SIN); potencial para melhoria dos indicadores de qualidade de energia (qualidade do produto); possibilidade de suporte à rede de distribuição (serviços ancilares); capacidade de *black-start*; entre outros. Tais atrativos, todavia, vêm acompanhados de uma série de desafios dada a natureza recente do conceito, como também da complexidade técnica das soluções por implementar. Deve-se notar também que a diversidade de tecnologias envolvidas supera em muito as atualmente utilizadas em sistemas de geração distribuída convencionais. Tudo isto gera a necessidade de trabalhos interdisciplinares, os quais envolvem pelo menos profissionais de sistemas de energia, eletrônica de potência, telecomunicações, proteção elétrica, automação e controle. Neste contexto, se insere o projeto “Desenvolvimento e Implantação de Microrredes Inteligentes: Estratégias de Controle para Integração de Sistema e Gerenciamento de Energia”, código ANEEL PD 0403-0017/2011, o qual é financiado pela Tractebel Energia e que se encontra ainda em execução. Tal projeto conta com pesquisadores da própria Tractebel, da Fundação CERTI, da Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), do Instituto Federal de Santa Catarina (IFSC) e da empresa Supplier. O projeto, como um todo, deve capacitar a Tractebel Energia em muitos dos aspectos importantes desta tecnologia complexa e consequentemente colocá-la em posição estratégica para o desenvolvimento de novos negócios na área de

de eletrônica de potência e proteção (chave estática e seus controles), passando pelo desenvolvimento de estratégias de mercado, análise de regulamentação, controle dos REDs para operação nos modos ilhado e conectado, geração de estratégias de otimização de despacho de REDs, e a implementação algoritmos de alto nível para supervisão, resposta à demanda em modo ilhado e operação geral da microrrede (controlador central da microrrede – MGCC). Todos estes trabalhos devem convergir para a construção de um experimento, aqui chamado de Laboratório de Microrredes Inteligentes, o qual é descrito de forma resumida no diagrama da Figura 1 e que está sendo implementado na UFSC. Pode-se citar como pontos importantes da implementação planejada: a existência de dois barramentos, um em corrente contínua (CC) e outro em corrente alternada (CA), sendo que a maior parte dos REDs está interconectada ao barramento CC e isto sabidamente é uma tendência, pois reduz as perdas de conversão e nos cabos da instalação; a existência de pontos de medição de potência em diversos pontos da microrrede o que permitirá o monitoramento e a medição para cálculo de parâmetros de comparação entre diferentes estratégias de despacho; a implementação de linhas de comunicação com praticamente todos os dispositivos da microrrede, o que possibilita a otimização de sua utilização e a capacidade de monitoração e atuação em muitos dos pontos e aspectos da microrrede; a utilização de diversas tecnologias de REDs, o que permitirá a avaliação das mesmas em operação numa microrrede; a implementação de sistema de interconexão entre microrrede e rede de distribuição com tecnologia própria, a qual será utilizada para gerenciar os processos de desconexão, observação de ilhamento, reconexão e medição de parâmetros de qualidade e potência importada/exportada pela microrrede; a utilização de interruptores comandados para conectar e desconectar cargas e, desta forma, obter a capacidade de testar técnicas de reposta à demanda; entre outros.

Este artigo apresenta os aspectos principais dos trabalhos de P&D referentes aos REDs utilizados no laboratório, bem como nas estratégias de controle desenvolvidas para os mesmos, com foco na implementação de capacidade de operação nos modos de operação ilhado e conectado, bem como nas transições entre tais estados de maneira segura e com o menor impacto possível na qualidade de energia fornecida à carga.

O trabalho está organizado da seguinte forma. Na seção II apresenta-se uma descrição geral e uma introdução aos requisitos operacionais da microrrede. Os sistemas de geração e armazenamento de energia considerados no laboratório, são detalhados na seção III. A seção IV discute aspectos de controle dos inversores, os quais são fundamentais para a implementação de microrredes inteligentes. Resultados preliminares e informações sobre o processo de implantação são mostrados na seção V. Por fim, a seção VI apresenta as conclusões do trabalho.

II. DESCRIÇÃO GERAL DA MICRORREDE

A microrrede proposta neste P&D é uma rede híbrida AC/DC, a qual é apresentada de forma sucinta no diagrama unifilar da Figura 1. Este diagrama contempla tanto os ele-

mento e conexões elétricas de potência, objeto maior de estudo deste artigo, bem como elementos de comunicação. No barramento CC, cuja tensão nominal é de 380 V, estão presentes subsistemas de geração (solar fotovoltaica de 20 kW e eólica de 11 kW) e armazenamento de energia (banco de baterias- 10 kWh), todos devidamente condicionados através de seus respectivos conversores estáticos. Também estão presentes um grupo de cargas CC e uma fonte ajustável de corrente contínua de 10 kW, que será utilizada para fins de estudo e testes do sistema. Quatro unidades inversoras, duas de 30 kVA e duas de 4 kVA realizam a interface entre o barramento de corrente contínua e alternada. Observa-se que os inversores operam em paralelo e nenhuma unidade está diretamente vinculada à qualquer um dos subsistemas do lado CC ou CA. O lado CA dos inversores é um sistema a 3 condutores com tensão de fase de 110 V, ao qual também está conectado o sistema emulador de microturbina a gás.

Um transformador eleva a tensão para o nível de 220 V/380 V (barra de 4 condutores) onde estão conectados também um grupo de cargas de alta prioridade.

Também estão presentes outros grupos de carga com diferentes níveis de prioridade. Na interface com a rede elétrica há um sistema de interconexão dedicado, que será detalhado no fim desta seção.

Ainda que não seja foco do presente artigo, a presente microrrede conta também como um controlador central (MGCC) e um sistema completo de comunicação de baixa velocidade. Maiores detalhes deste sistema serão apresentados em outros trabalhos.

A. Sistema de Interconexão com a Rede Elétrica

De forma a maximizar as potencialidades do conceito de microrrede é imprescindível que a microrrede opere tanto no modo conectado como no modo ilhado [6]. Assim, é fundamental que exista um equipamento adequado que opere como interface entre a rede elétrica e a microrrede. Este projeto de P&D contempla a proposição e desenvolvimento de um sistema completo de interconexão com a rede elétrica. Em suma, tal sistema é composto de um módulo de chaves estáticas (tiristores), circuitos de medição e unidades de processamento de dados e comunicação. Suas principais atribuições são a desconexão da rede elétrica quando da falta desta e em eventos programados, bem como todo o processo de sincronismo e reconexão, durante os quais, este módulo deverá ser responsável pelo comando remoto dos REDs, principalmente em se tratando dos inversores.

O sistema de interconexão fará medições de tensões e correntes, realizando processamento de dados para extração de componentes de sequência e também análise harmônica para avaliação de níveis de sobre- e sub-tensão, sobre- e sub-frequência, desequilíbrios de tensão, falta de fase e cálculos de distorção harmônica individual e total, tanto para tensões, quanto para as correntes. Com base em parâmetros pré-estabelecidos, tal sistema decidirá sobre manter a microrrede conectada, ou ilhá-la em caso de problemas detectados na rede de distribuição. Além disto, por meio da monitoração de tensões e utilização de malha de controle de baixa velocidade, informando valores de potência ativa e reativa para

os REDs, este sistema será responsável pelo processo de reconexão da microrrede após restauração dos níveis de tensão a patamares adequados.

III. RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS

Nesta seção serão detalhados os subsistemas de geração e armazenamento de energia presentes na microrrede.

A. Energia Solar Fotovoltaica

No sistema proposto, o arranjo fotovoltaico contribuirá com a geração renovável, fornecendo potência máxima de 20 kW (pico), quando operando no ponto de máxima potência e nas condições padrão de teste, simultaneamente. Na prática, o arranjo será obtido a partir da associação de dez *strings* em paralelo. Cada *string* será composta pela associação de dez módulos *Kyocera KC200GT* em série, capazes de gerar até 200 W (pico) individualmente. Por sua vez, cada *string* é conectada ao barramento CC da microrrede por meio de um conversor CC-CC.

Considerando a tensão do barramento CC estabelecida (380 V) bem como as características de tensão e potência de cada *string*, optou-se pelo emprego de conversores CC-CC do tipo elevador (*boost*) intercalado.

Estratégias de controle adequadas permitem a extração da máxima potência disponível no arranjo fotovoltaico, de forma independente da radiação solar incidente e da temperatura de superfície dos painéis fotovoltaicos. Na maior parte das aplicações, os sistemas de rastreamento de máxima potência – (*Maximum Power Point Tracker* – MPPT) são compostos por conversores CC-CC controlados por algoritmos específicos, chamados de algoritmos de rastreamento. Técnicas de rastreamento baseadas na medição da temperatura agregam velocidade e precisão de rastreamento e permitem a operação sem oscilações em regime permanente. Os princípios de funcionamento destes métodos são baseados na direta relação entre a tensão gerada pelo módulo e a temperatura em sua superfície [7]. A Figura 4 ilustra a estrutura proposta para extração de máxima potência de cada *string*.

Este conceito inovador permite a redução de custos com sensores para tais sistemas.

B. Sistema de Emulação de Geração Eólica

O sistema de emulação de geração eólica é montado em uma bancada com dois motores síncronos de ímãs permanentes, um de 15 kW, conectado à rede elétrica por um inversor de frequência modelo CFW11 da empresa WEG, e outro de 11 kW, conectado ao retificador associado à microrrede, como mostra a Figura 2. Entre os motores está

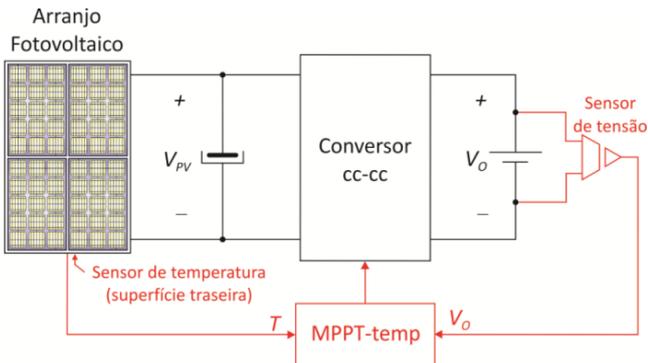


Figura 4. Estrutura proposta para rastreamento de máxima potência através da técnica *MPPT-temp*.

conectado um sensor de torque modelo T25-100-F6A, da empresa Interface. Este fornece informações mecânicas do sistema, como torque e velocidade angular no eixo.

O sistema constituído por motor de 15 kW, inversor de frequência e computador é responsável pela emulação dinâmica das partes mecânicas de uma turbina eólica. Com auxílio do software Labview, inserem-se curvas de potência da turbina, caracterizadas a partir de suas dimensões construtivas, mostradas na Figura 3. Com estas curvas e de posse do valor de velocidade do vento, v_w , correspondente é possível calcular a potência extraída do vento, bem como o torque no eixo, dados por

$$P_w = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 C_p (\lambda, \beta) v_w^3 \quad (1)$$

$$T_{mec} = \frac{1}{2} \frac{\rho \pi R^2 C_p (\lambda, \beta) v_w^3}{\omega} \quad (2)$$

O sistema de geração eólico completo possui dois modos de operação, o modo com velocidade constante e o de MPPT (*Maximum Power Point Tracking*). Em ambos os casos as ações de controle são realizadas pelo torque elétrico de referência, obtido da equação (2). Este gera equações baseadas no modelo do gerador em que se torna possível encontrar as referências de corrente de eixos direto e de quadratura.

O controle para a geração das referências de corrente é baseado na estratégia de zerar a corrente de eixo direto, porém tendo em vista que esse método não utiliza todo o torque disponível da máquina e nem aproveita o máximo rendimento do sistema, outras estratégias estão em fase de estudo, entre elas a de extração da máxima eficiência.

C. Sistema de Emulação de Microturbina a gás

De forma a implementar o comportamento de uma mi-

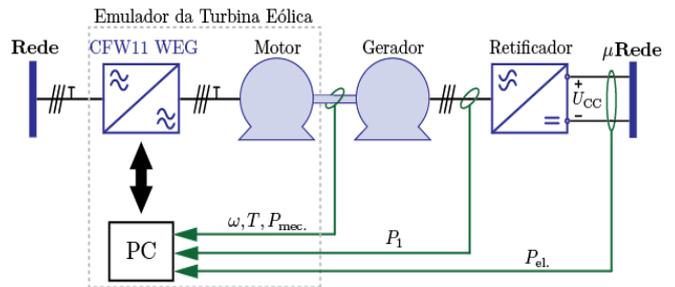


Figura 2. Sistema de emulação de geração eólica.

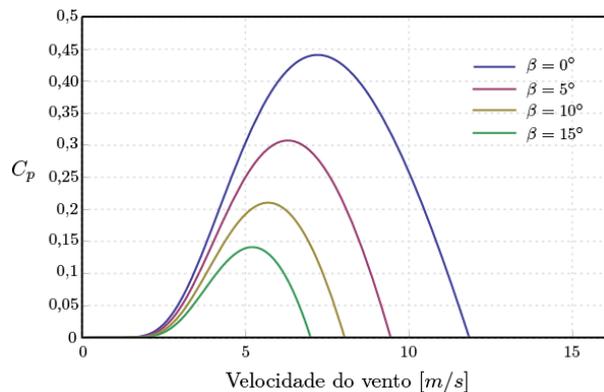


Figura 3. Coeficiente de potência da turbina emulada x velocidade do vento e ângulo das pás.

cro-turbina a gás foi concebido um sistema de emulação do tipo Power HIL (do inglês *Power Hardware-In-the-Loop*). Este sistema emulará o comportamento elétrico da microturbina, com capacidade para impor níveis de corrente e tensão compatíveis com soluções comerciais, como por exemplo, o modelo Capstone C30, inclusive com a mesma potência nominal (30 kVA).

O sistema opera da forma mostrada na Figura 5. Entre a rede elétrica, (isolada por transformador) e a microrrede há um sistema de conversores comerciais (fonte Supplier, modelo FCAT 3000-22-6n4545) operando em um arranjo tipo *back-to-back*, ou seja, uma fonte opera como retificador e outra como inversor. A fonte que funciona como retificador regula o barramento CC intermediário. A fonte que opera como inversor é que fundamentalmente realiza a emulação da microturbina a gás. Esta segunda fonte funciona no modo de compartilhamento (*droop*), e recebe comandos de um programa em Labview executado em computador. Nesse programa serão inseridas as equações dinâmicas que modelam o comportamento da turbina e da máquina de ímãs permanentes a ela conectada, sendo essas características retornadas ao inversor. Outras funções do programa incluem tarefas de comunicação com a microrrede, como o envio e recebimento de valores de potência ativa e reativa, reajuste dos pontos de operação do inversor e parâmetros do controle de *droop*, entre outros.

D. Sistema de Armazenamento de Energia

O sistema estacionário de armazenamento de energia está sendo projetado com vinte e dois módulos de baterias de íons de lítio (Li-ion) da Beckett Energy Systems conectados em série. Cada módulo (ver foto na Figura 19) apresenta as seguintes especificações: tensão nominal de 24 V; capacidade de 42 Ah; modos de falha seguros; vida útil de mais de 3000 ciclos com profundidade de 80%; sistema de gerenciamento de bateria (BMS) com rede CAN; fusível interno para proteção; compatibilidade com a norma UN38.3. O banco de baterias completo terá uma tensão nominal de 240 V com uma capacidade de armazenamento de 24 kWh e um alto nível de eficiência e segurança para operadores. Tal banco de baterias será conectado ao barramento CC da microrrede por meio de conversor CC-CC desenvolvido para a aplicação pela Supplier, coexecutora do projeto.

E. Outros recursos

Uma fonte CC ajustável de 10 kW também foi incluída no projeto, permitindo assim maior liberdade para emulação de outras fontes de energia. Com o devido ajuste de parâme-

tros da e conectadas a um sistema programável como o Labview, diferentes sistemas podem ser emulados, inclusive aqueles já existentes na microrrede.

IV. CONTROLE DOS INVERSORES

Os inversores (conversores CC-CA) realizam a interface entre os barramentos de corrente contínua e alternada da microrrede. Neste sentido, o desempenho geral da microrrede está diretamente atrelado ao funcionamento dos inversores, mais precisamente às estratégias de controle que regem o funcionamento destes.

Considerando os níveis de potência e de tensão envolvidos, requisitos dinâmicos e necessidade de bidirecionalidade do fluxo de energia, optou-se por implementar tais estruturas a partir de inversores fonte de tensão (VSI – *Voltage Source Inverter*) de dois níveis com filtro LCL na saída, como mostrado na Figura 6. Não obstante, a presente proposta de microrrede considera a utilização de três unidades inversoras em paralelo, possibilitando redundância e conseqüentemente maior robustez ao sistema. Salienta-se, entretanto, que a operação dos inversores e das demais fontes de tensão do sistema em paralelo implica em diversos desafios de controle, como é discutido a seguir.

Os inversores de uma microrrede operam basicamente nos modos conectado ou ilhado. De acordo com a arquitetura do sistema e modo de operação, diferentes estratégias de controle podem ser empregadas, resultando em diferentes características dos inversores para com o sistema elétrico adjacente [8]. Por exemplo, no modo conectado, os inversores injetam/drenam corrente da rede elétrica, com base em referências de potência, tipicamente estabelecidas por um controlador central. Neste caso, a tensão do ponto de conexão comum é imposta pela rede elétrica de suprimento (normalmente a concessionária de energia) e os conversores podem operar como fontes de corrente controlada. Por outro lado, no modo ilhado é necessário que algum conversor ou fonte opere como fonte de tensão, e, nestes casos as unidades tipicamente contam com algoritmos de compartilhamento de potência do tipo *droop* [8].

Muitos trabalhos apresentam técnicas distintas de controle para cada modo de operação, tipicamente com controle de corrente no modo conectado e controle de tensão no modo ilhado. Entretanto, tal procedimento normalmente implica em problemas durante a transição dos modos. Neste sentido, considera-se neste trabalho a utilização de controle de tensão em ambos os modos de operação, com uma malha interna para controle de corrente.

A. Compartilhamento de potência

Tendo em vista que as unidades inversoras operam em paralelo e sem um *link* de comunicação de alta frequência, se faz necessário utilizar algum algoritmo para compartilhamento das potências processadas pelas unidades. Em microrredes de corrente alternada, as técnicas de *droop* tem sido bastante empregadas para tal função [9, 10]. Basicamente, o algoritmo faz com que as referências de frequência e amplitude da tensão variem em função das potências ativa e reativa processadas, respectivamente. Observa-se, entretanto, que em microrredes de baixa tensão a relação da resistência pela impedância da linha não é considerável, o que afeta sensivelmente o controle de *droop* [9, 11]. Dentre outras possibilidades, considera-se neste trabalho a implemen-

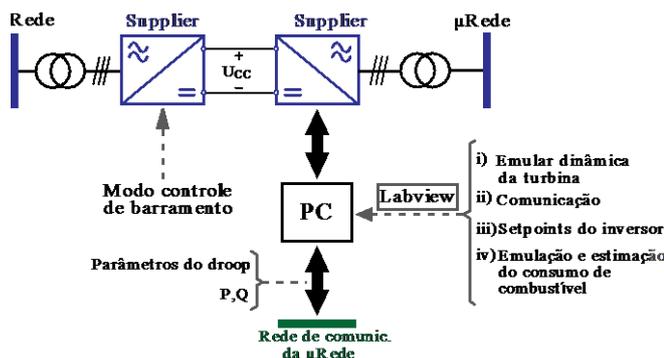


Figura 5. Esquema de conexão do emulador de microturbina com a microrrede.

tação de impedâncias virtuais, com característica indutiva na frequência fundamental, de forma a possibilitar o emprego de algoritmos de *droop* convencionais.

Por outro lado, a microrrede em questão é híbrida, com fontes e cargas dos lados CA e CC. Neste caso é desejável: que todas as unidades geradoras compartilhem a carga de acordo com uma dada divisão predefinida; que a demanda de potência tenha influência sobre este comportamento, independentemente do barramento (CA ou CC) que estejam conectadas; e por fim, que todo esse sistema funcione de forma descentralizada. Assim, em [12] foi proposto um conceito que vincula a frequência do lado CA com a tensão do lado CC, em uma relação na qual mudanças no balanço de potência no barramento CA podem ser percebidas no barramento CC, e vice versa. Dessa forma, o sistema como num todo opera como se houvesse apenas uma fonte de informação que é utilizada por todas as fontes para o compartilhamento de carga. Os resultados de simulação apresentados em [12] comprovam o algoritmo, mostrando-se bastante adequados para a microrrede em questão.

B. Controle de corrente

Para que os inversores operem corretamente, injetando ou drenando correntes senoidais de mesma frequência que a rede elétrica, é necessária a utilização de uma estratégia de controle de corrente. Para tal, é imprescindível a obtenção de um modelo matemático que descreve o sistema em questão. A Figura 2 ilustra o inversor e o filtro de saída LCL com ramo de amortecimento RC.

As equações que descrevem este sistema em eixos α, β , representadas em espaço de estados são as seguintes:

$$\begin{pmatrix} \frac{\partial i_{Lc}(t)}{\partial t} \\ \frac{\partial i_{Lr}(t)}{\partial t} \\ \frac{\partial v_{Cd}(t)}{\partial t} \\ \frac{\partial v_{Cf}(t)}{\partial t} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0 & 0 & 0 & -\frac{1}{Lc} \\ 0 & 0 & 0 & \frac{1}{Lr} \\ 0 & 0 & -\frac{1}{Cd.Rd} & \frac{1}{Cd.Rd} \\ \frac{1}{Cf} & \frac{1}{Cf} & \frac{1}{Cf.Rd} & -\frac{1}{Cf.Rd} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} i_{Lc}(t) \\ i_{Lr}(t) \\ v_{Cd}(t) \\ v_{Cf}(t) \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} \frac{1}{Lc} & 0 \\ 0 & -\frac{1}{Lr} \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} v_i(t) \\ v_s(t) \end{pmatrix} \quad (3)$$

A partir do modelo matemático e dos requisitos operacionais do inversor, diferentes técnicas de controle podem ser empregadas. A literatura especializada apresenta diversas alternativas, como controladores clássicos (PI, PID), repetitivos, ressonantes, preditivos, controle por histerese, modos deslizantes, inteligência artificial, entre outros. Cada estratégia leva a diferentes resultados em termos de complexidade, resposta dinâmica, robustez e distorção harmônica total re-

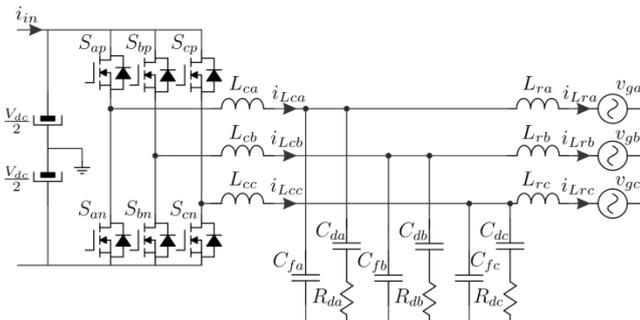


Figura 6. Inversor fonte de tensão com filtro LCL.

sultante. Diante deste cenário, buscou-se obter uma solução simples que resultasse em bons resultados. A utilização de controladores ressonantes para aplicações de sistemas conectados à rede têm aumentado consideravelmente, por ser um controlador que apresenta uma ótima rejeição da perturbação e seguimento de referência na frequência da tensão da rede. No entanto, não apresenta boa rejeição em frequências harmônicas, e sabe-se que pequenas componentes harmônicas de tensão são capazes de gerar harmônicas de corrente com amplitudes consideráveis, resultando assim em aumento na distorção harmônica total.

Outra estratégia de controle capaz de obter bons resultados é o controlador preditivo do tipo *deadbeat* [13, 14]. Tem como características boa resposta dinâmica e boa rejeição de perturbação em uma extensa faixa de frequências, porém, por impor uma resposta baseada no valor dos componentes (capacitância, indutâncias), qualquer variação paramétrica resulta em erro estacionário.

Com base nisso, foi proposto em [15] uma estratégia de controle híbrido somando um controlador proporcional+ressonante à um controlador *deadbeat*, ambos ponderado por ganhos de forma ajustar a resposta final. O diagrama de blocos que representa o sistema em malha fechada é exibido na Figura 7.

O controlador proporcional+ressonante (PR) é baseado no princípio do modelo interno [16]. Assim, se a função de laço contém a função matemática que descreve uma referência e/ou perturbação, a referência é rastreada com erro nulo em regime permanente e/ou a perturbação é rejeitada. Seu projeto consiste na definição de dois termos:

- Termo ressonante: função matemática que representa a função seno (ou cosseno) em uma frequência, garantindo seguimento de referência e rejeição de perturbação em tal frequência.
- Termo proporcional: Valor constante utilizado para sintonizar a estabilidade.

A frequência de ressonância desejada (ω_c), é a frequência da rede elétrica (60 Hz), os termos adicionais são sintonizados de forma a obter uma margem de fase de 55° . O diagrama de Bode da função de transferência em laço aberto com-

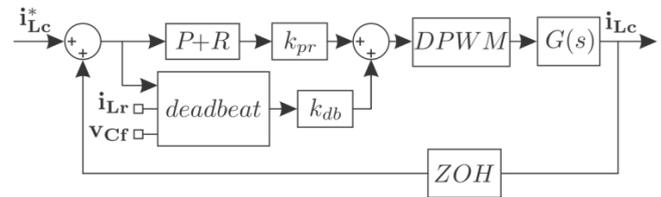


Figura 7. Diagrama de blocos da malha de controle de corrente.

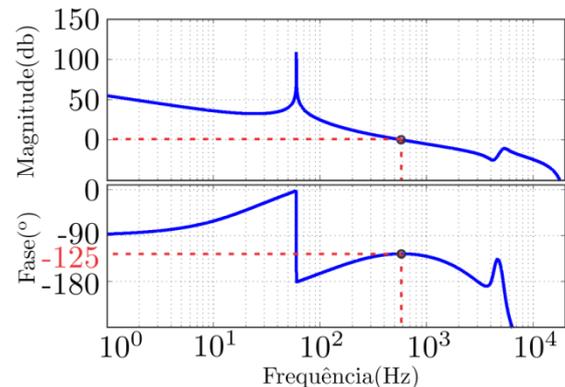


Figura 8. Diagrama de Bode da função de transferência em laço aberto compensada.

pensada é exibido na Figura 8.

O controlador *deadbeat* é uma estratégia estritamente digital, baseada na realimentação de estados e realocação dinâmica de polos. Por meio das equações diferenciais, em tempo discreto, que definem o sistema, encontra-se a tensão necessária a ser gerada pelo conversor, de forma a levar o erro à zero no menor tempo possível.

Desenvolvendo-se o modelo discreto do sistema, a seguinte relação é obtida

$$i_{Lc}[k+2] = k_{11}i_{Lc}[k+1] + k_{12}i_{Lr}[k+1] + k_{13}v_{cf}[k+1] + k_{14}v_{cd}[k+1] + k_{15}v_i[k+1] + k_{16}v_g[k+1] \quad (4)$$

Substituindo a corrente no instante de tempo $[k+2]$ pela referência em $[k]$ e os estados em $[k+1]$ pelas equações diferenciais do modelo, é possível encontrar qual tensão deve ser imposta no instante $[k+1]$, utilizando medições realizadas no instante $[k]$ para que no instante $[k+2]$ a corrente seja igual à referência, obtendo assim uma resposta *deadbeat*.

As restrições para utilização desta estratégia são fundadas em parte pela impossibilidade de garantir erro nulo diante de significantes variações paramétricas, algo muito comum em sistemas conectados à rede, uma vez que a impedância da rede é um parâmetro variável e desconhecido.

Como comentado anteriormente, foi proposto somar os efeitos dos dois controladores em paralelo, da mesma forma como é feito com controladores repetitivos e com controladores ressonantes sintonizados em harmônicas. Almeja-se assim um controlador que resulte em um erro estacionário nulo, apresente dinâmica rápida e boa rejeição de perturbações. Varia-se os ganhos k_{PR} e k_{PR} , conforme exibidos na Figura 7 de forma limitar o efeito de cada controlador na resposta final. Uma vez que o controlador *deadbeat* possui múltiplas entradas e o PR possui dinâmica interna, a análise matemática do controlador híbrido torna-se muito complexa. Portanto, propõe-se a analisar o efeito da variação dos ga-

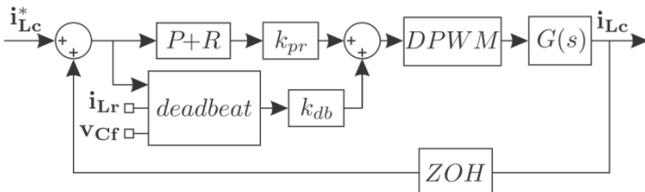


Figura 11. Diagrama de blocos da malha de controle de corrente.

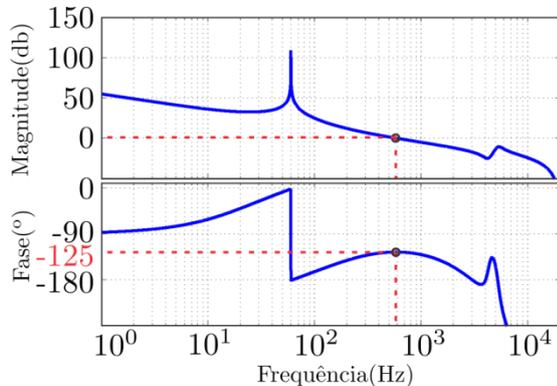


Figura 12. Diagrama de Bode da função de transferência em laço aberto compensada.

nhos dado a cada controlador por resultados de simulação.

Realizaram-se diversas simulações com um degrau de referência de 50% à 100%, e vários índices de desempenho obtidos nas mesmas foram compilados em gráficos tridimensionais para avaliação.

A Figura 9 ilustra como a variação dos ganhos influencia o sobressinal do sistema em malha fechada e a Figura 10 mostra o efeito no tempo de subida de 10% à 90%.

Utilizando ganhos $k_{PR} = 1$ e $k_{PR} = 1$ o sistema apresenta melhor resposta dinâmica, porém resulta maior sobressinal. A sintonia dos ganhos fica a critério do projetista de acordo com os limites de operação do conversor.

V. RESULTADOS

Esta seção apresenta alguns dos resultados práticos já obtidos com os diversos subsistemas constituintes da microrrede proposta.

A Figura 15 ilustra a unidade inversora de 10 kVA desenvolvida no INEP para testes das estratégias de controle. Na Figura 16 são apresentados resultados experimentais obtidos com a técnica de controle de corrente supracitada, durante um degrau de referência. Observa-se que o sistema responde rapidamente, conforme almejado com a estratégia proposta.

O protótipo piloto de conversor CC-CC de 2 kW para o processamento da energia entregue pelos painéis fotovoltaicos é mostrado na Figura 17. Este conversor opera com uma frequência de comutação de 250 kHz, e graças à operação da célula de comutação empregada o volume dos elementos magnéticos podem ser reduzidos.

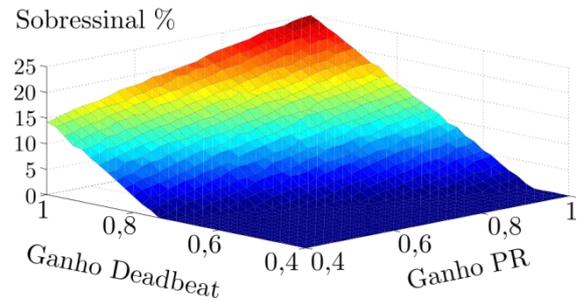


Figura 9. Sobressinal do sistema em malha fechada como função dos ganhos de cada controlador (PR e *deadbeat*).

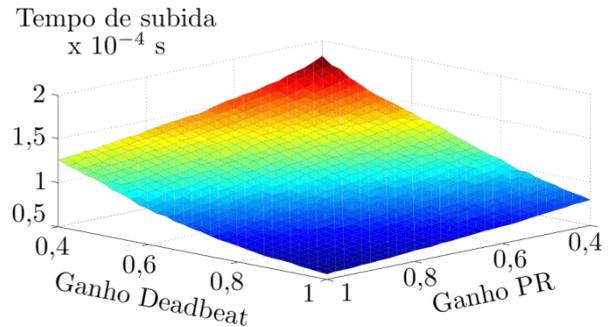


Figura 10. Tempo de subida do sistema em malha fechada como função dos ganhos de cada controlador (PR e *deadbeat*).

A bancada de emulação do sistema de geração eólico é mostrada na Figura 13, enquanto as fontes empregadas para

a emulação da microturbina são vistas na Figura 14. A Figura 18 apresenta o projeto 3D do protótipo do conversor em desenvolvimento para processamento da energia eólica.

A Figura 19 apresenta o módulo de bateria de lítio considerado para compor o banco de baterias da microrrede. Estima-se que serão empregados 22 módulos em conexão série/paralelo.

VI. CONCLUSÕES

Este trabalho apresentou a arquitetura da microrrede experimental sendo desenvolvida no âmbito do projeto. Tal arquitetura permitirá estudos, análises e comprovação experimental de diversos dos principais aspectos relacionados às tecnologias dos componentes de uma microrrede inteligente, bem como à operação da mesma. Foram apresentadas as especificações e os aspectos mais relevantes dos recursos energéticos distribuídos que serão instalados na implemen-

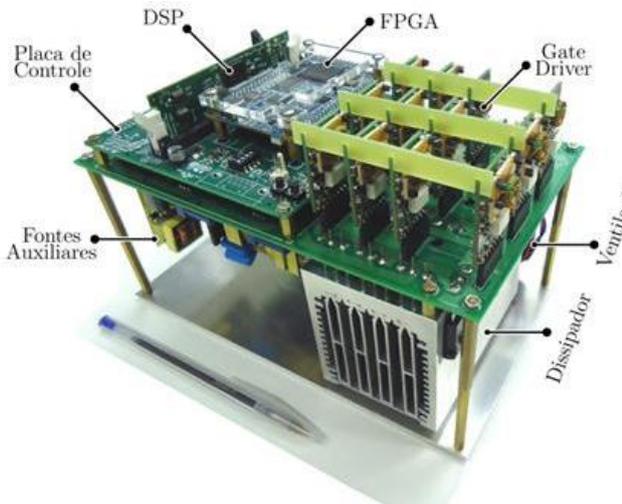


Figura 15. Unidade inversora desenvolvida pelo INEP para testes de algoritmos de controle.

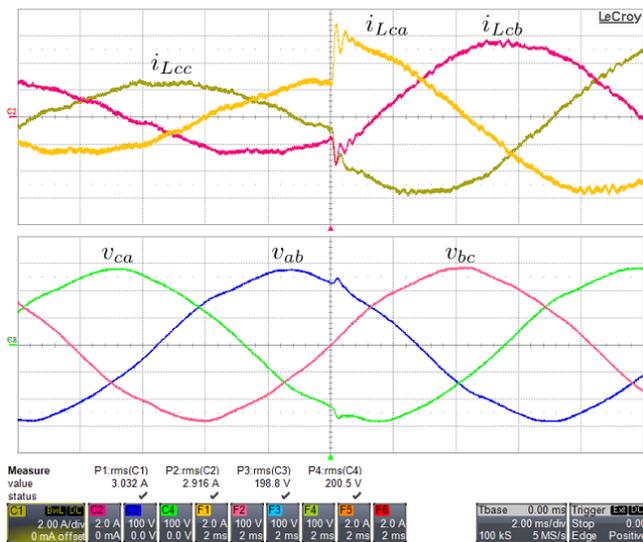


Figura 16. Resultados experimentais de um degrau de referência, obtidos com a técnica de controle de corrente híbrida (PR+deadbeat), com ganho unitário em ambos os controladores. O gráfico superior ilustra as correntes injetadas na rede elétrica e o gráfico inferior apresenta as tensões de linha sobre os capacitores de filtragem.

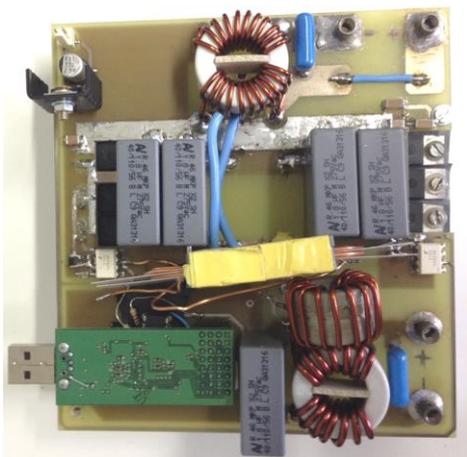


Figura 17. Protótipo piloto do conversor CC-CC para processamento da energia dos painéis fotovoltaicos.



Figura 13. Bancada de emulação de energia eólica, composta por duas máquinas de ímãs permanentes, um inversor de frequência e um torquímetro de precisão.



Figura 14. Conversores comerciais da Supplier, empregados no sistema de emulação da microturbina.

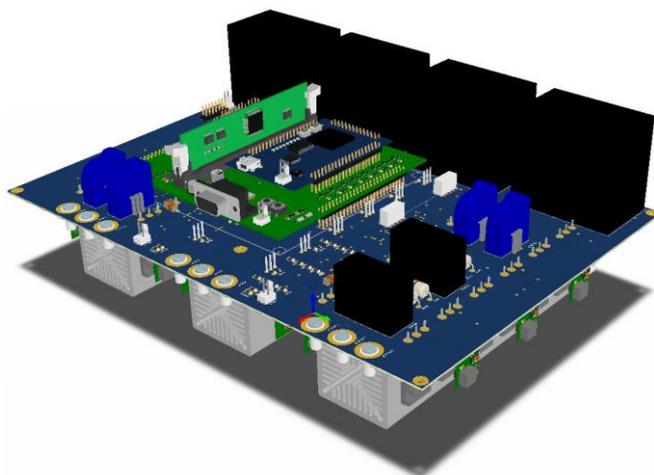


Figura 18. Ilustração 3D do conversor de 10 kVA desenvolvido no INEP para processamento da energia eólica.



Figura 19. Módulo de bateria de lítio considerado para compor o banco de baterias. Fonte: <http://becktenergy.com/24vdc-lithium-ion-battery-module/>

tação prática, de onde se percebe que a diversidade de tipos e funções é de suma importância para a validação de experimentos e proposições. Dentre os REDs considerados, destaca-se a utilização de sistema de geração solar fotovoltaica, sistema de conversão de energia eólica por meio de bancada de emulação de alto desempenho, sistema de emulação tipo *Power-HIL* de uma microturbina a gás e um sistema estacionário de armazenamento de energia implementado em um banco de baterias avançadas. Com este portfólio de REDs, pode-se analisar os efeitos das fontes intermitentes, da capacidade de armazenamento de energia e da utilização de fonte despachável, cobrindo os aspectos mais relevantes de REDs para aplicações em microrredes. A utilização de uma arquitetura híbrida (CA+CC) para a implementação do laboratório conferirá uma estrutura moderna capaz de prover alta eficiência energética no aproveitamento de REDs, enquanto mantém a capacidade de alimentar cargas convencionais em CA. As técnicas de controle desenvolvidas para a aplicação no âmbito do projeto foram descritas e apresentam grande potencial para a operação adequada de microrredes inteligentes nos seus modos de operação e também na transição entre os mesmos. Os inversores que realizam a interface entre barramentos CC e CA e que são controlados de forma a garantir o compartilhamento correto de potência ativa entre as diversas fontes que operam tanto no lado CA, quanto no lado CC da microrrede também foram apresentados.

O projeto se encontra em fase de implementação do laboratório, a partir da qual, iniciam-se os testes nos mais diversos cenários de operação aos quais a microrrede será subme-

tida. Pretende-se manter o laboratório operacional por todo o tempo e monitorar diversos índices de desempenho para, desta forma, adquirir conhecimento para melhorias do sistema, bem como para que se possam desenvolver estratégias inovadoras de uso e de operação. Tais estudos futuros deverão aumentar o conhecimento nesta área ainda recente de tecnologias de geração e distribuição de energia. Especial foco poderá ser dado às estratégias de proteção mais adequadas a microrredes. A depender dos resultados observados e da evolução nos custos de energia e equipamentos eletrônicos, a aplicabilidade das tecnologias aqui apresentadas se fará em futuro relativamente próximo, mas todas as tendências apontam para as microrredes como peças fundamentais das redes elétricas inteligentes do futuro.

VII. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] R. H. Lasseter, "MicroGrids," in *Power Engineering Society Winter Meeting, 2002. IEEE*, 2002, pp. 305-308 vol.1.
- [2] J. A. Peças Lopes, C. L. Moreira, and A. G. Madureira, "Defining control strategies for MicroGrids islanded operation," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 21, pp. 916-924, 2006.
- [3] N. Hatziargyriou, H. Asano, R. Iravani, and C. Marnay, "Microgrids," *Power and Energy Magazine, IEEE*, vol. 5, pp. 78-94, 2007.
- [4] J. M. Guerrero, J. C. Vasquez, J. Matas, V. de, x00F, L. G. a, and M. Castilla, "Hierarchical Control of Droop-Controlled AC and DC Microgrids—A General Approach Toward Standardization," *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 58, pp. 158-172, 2011.
- [5] DoE, "Summary Report: 2012 DOE Microgrid Workshop DOE EERE,," Department of Energy - Office of Electricity Delivery and Energy Reliability Smart Grid R&D Program, Chicago, EUA, 2012.
- [6] T. S. Basso and R. DeBlasio, "IEEE 1547 series of standards: interconnection issues," *Power Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 19, pp. 1159-1162, 2004.
- [7] R. F. Coelho, F. M. Concer, and D. C. Martins, "A MPPT approach based on temperature measurements applied in PV systems," in *Industry Applications (INDUSCON), 2010 9th IEEE/IAS International Conference on*, 2010, pp. 1-6.
- [8] J. Rocabert, A. Luna, F. Blaabjerg, Rodri, x, and P. guez, "Control of Power Converters in AC Microgrids," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 27, pp. 4734-4749, 2012.
- [9] Y. Wei, C. Min, J. Matas, J. M. Guerrero, and Q. Zhao-Ming, "Design and Analysis of the Droop Control Method for Parallel Inverters Considering the Impact of the Complex Impedance on the Power Sharing," *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 58, pp. 576-588, 2011.
- [10] E. A. A. Coelho, P. C. Cortizo, and P. F. D. Garcia, "Small-signal stability for parallel-connected inverters in stand-alone AC supply systems," *Industry Applications, IEEE Transactions on*, vol. 38, pp. 533-542, 2002.
- [11] J. M. Guerrero, L. GarcíadeVicuna, J. Matas, M. Castilla, and J. Miret, "Output Impedance Design of Parallel-Connected UPS Inverters With Wireless Load-Sharing Control," *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 52, pp. 1126-1135, 2005.
- [12] V. Maryama, V. Zeni, C. Q. Pica, M. S. Ortmann, and M. L. Heldwein, "Unified hybrid (Ac/Dc) active distribution networks droop-based load-sharing strategy," in *Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe), 2014 IEEE PES*, 2014, pp. 1-6.
- [13] Y. A. R. I. Mohamed, M. A-Rahman, and R. Seethapathy, "Robust Line-Voltage Sensorless Control and Synchronization of LCL - Filtered Distributed Generation Inverters for High Power Quality Grid Connection," *Power Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 27, pp. 87-98, 2012.
- [14] J. C. Moreno, J. M. E. Huerta, R. G. Gil, and S. A. Gonzalez, "A Robust Predictive Current Control for Three-Phase Grid-Connected Inverters," *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 56, pp. 1993-2004, 2009.

[15] A. G. Andreta, M. S. Ortmann, and M. L. Heldwein, "Hybrid Current Control Technique Applied to Grid Connected Inverters," presented at the ICIT, Seville, Spain, 2015.

[16] G. Francis, "The internal model principle for linear multivariable regulators," vol. 2, 1975.