

SISTEMAS DE CONTROLE DISTRIBUÍDO APLICADO A MICRORREDES

JANAINA B. ALMADA¹, ROSANA G. ALMEIDA², RUTH P. S. LEÃO²,
FRANCISCO K. DE A. LIMA², RAIMUNDO F. SAMPAIO², GIOVANNI C. BARROSO³

¹Universidade da Integração Internacional da Lusofonia Afro-Brasileira (UNILAB), Instituto de Engenharia e Desenvolvimento Sustentável, Redenção – Ceará, Brasil - Av. da Abolição, 3 - Centro, CEP, 62790-000

²Universidade Federal do Ceará (UFC), Departamento de Engenharia Elétrica, Fortaleza – Ceará, Brasil

³Universidade Federal do Ceará (UFC), Departamento de Física, Fortaleza – Ceará, Brasil
Caixa Postal 6001, CEP 60455-760, Tel.: +55 (85) 3366-9586

E-mails: janainaalmada@unilab.edu.br, rosana.g.a26@gmail.com,
rleao@dee.ufc.br, klima@dee.ufc.br, rfurtado@dee.ufc.br, gcb@fisica.ufc.br

Abstract— In the past few years, the presence of distributed generation (DG) in the power distribution systems have greatly evolved. An effective way of taking advantage of the DGs benefits is to aggregate them and its loads in a subsystem called microgrid. This paper presents a primary and secondary distributed control approach applied to a microgrid that encompasses a three-phase photovoltaic generation unit of 5 kW, a full converter wind turbine system of 15 kW and a gas micro-turbine with 10 kW. The well-established droop control technique was applied for the microgrid primary control. The restoration of the frequency and voltage deviation from the nominal value was performed by a secondary control strategy. The multiagent based secondary control was developed using an open source platform named PADE (Python Agent Development Environment). The microgrid simulations were performed using PSCAD® software that provides a management and control library, written in Python 3 programming language, enabling the integration with the PADE platform. The performance of the droop control was observed through the appropriate power sharing of the microgrid sources. The communication between PSCAD and PADE was carried out, enabling the reading of simulation data and the sending of commands, in real time.

Keywords— Distributed Generation, Droop Control, Microgrid, Multiagent System, Renewable Energy

Resumo— Nos últimos anos, a presença de geração distribuída (DG) nos sistemas de distribuição de energia elétrica cresceu bastante. Uma forma eficaz de aproveitar os benefícios das DGs é agregá-las com suas cargas em um subsistema chamado microrrede. Este artigo apresenta uma abordagem de controle distribuída primária e secundária aplicada a uma microrrede que engloba uma unidade de geração fotovoltaica trifásica de 5 kW, um sistema de turbina eólica com conversor pleno de 15 kW e uma microturbina a gás de 10 kW. A bem estabelecida técnica de controle por inclinação foi aplicada para o controle primário da microrrede. O restabelecimento dos desvios de frequência e tensão do valor nominal foi realizado por uma estratégia de controle secundária. O controle secundário baseado em multiagentes foi desenvolvido usando uma plataforma de código aberto chamada PADE (*Python Agent Development Environment*). As simulações da microrrede foram realizadas utilizando o software PSCAD®, que fornece uma biblioteca de gerenciamento e controle, escrita em linguagem de programação Python 3, possibilitando a integração com a plataforma PADE. O desempenho do controle por inclinação foi observado através do compartilhamento apropriado de potência das fontes da microrrede. A comunicação entre o PSCAD e o PADE foi realizada, possibilitando a leitura de dados da simulação e o envio de comandos, em tempo real.

Palavras-chave— Controle por Inclinação, Energia Renovável, Geração Distribuída, Microrrede, Sistema Multiagente

1 Introdução

Nos últimos anos, a inserção de Geração Distribuída (GD) tem crescido, e a atual conjuntura dos sistemas de distribuição de energia elétrica (SDEE) tem sido modificada. A integração em larga escala de GDs é vista como uma realidade e com isso, surgem algumas questões técnicas relevantes, como a necessidade de controle da frequência e tensão, a avaliação das correntes de curto circuito e proteção e a análise da estabilidade do sistema.

Microrrede (MR) é uma abordagem alternativa ao tradicional sistema de distribuição de energia elétrica (SDEE), em que recursos energéticos distribuídos e suas cargas são agregados, formando um subsistema delimitado por fronteiras elétricas claramente definidas, conectada ao SDEE em um ponto comum de conexão (PCC) (IEEE, 2011). Para o SDEE, uma microrrede é vista como uma única entidade controlável, capaz de injetar potência na rede (MR vista como fonte) ou receber potência da rede (MR vista como carga).

As MR podem ser projetadas para operar conectada e desconectada do SDEE. Em operação normal, a microrrede opera conectada à rede principal e a maioria das dinâmicas do sistema é ditada pela rede principal devido ao tamanho relativamente pequeno das GDs. No caso de perturbação na rede principal, a microrrede é desconectada do SDEE e passa a operar em modo ilhada. Nesse caso, a dinâmica do sistema é ditada pelo controle da microrrede.

São muitos os benefícios proporcionados com a implantação de MRs uma vez que permitem alta penetração de GDs sem necessidade de redesenho ou reengenharia do próprio sistema de distribuição; permitem o controle local da geração distribuída, reduzindo ou eliminando a necessidade de despacho centralizado (LASSETER, 2007); aumentam a confiabilidade do suprimento mesmo na ocorrência de faltas na rede de distribuição; contribuem para reduzir perdas e postergar investimentos na transmissão à medida que se proliferam; permitem a diversificação de tecnologias de geração (eólio-elétrica, solar fotovoltaica, pequenas centrais hidrelétricas, células combustíveis, etc.) aumentando a flexibilidade do

suprimento; oferecem modularidade; etc. Em face ao apelo mundial por sustentabilidade, as fontes renováveis têm recebido destaque na aplicação em microrredes. A variabilidade dos insumos renováveis (p.ex. velocidade do vento e irradiação solar) demandam o uso de estratégias de controle de modo a garantir valores adequados de frequência e tensão no PCC.

Como nas redes convencionais, uma estrutura de controle hierárquico pode ser implementada em microrredes. Essa estrutura de controle hierárquico consiste em três níveis, a saber, controles primário, secundário e terciário (MACHOWSKI, BIALEK, BUMBY, 2008). O nível primário é o controle de automação local, que mantém a estabilidade de tensão e frequência da microrrede subsequente ao processo de ilhamento (YU et al., 2016). O controle primário é responsável pelo balanço de potência da microrrede promovido pelo compartilhamento independente de potência ativa e reativa. O controle de compartilhamento de potência evita circulação indesejável de correntes (BIDRAN; DAVOUDI, 2012). O controle secundário é responsável por restaurar os desvios na frequência e tensão a valores nominais, causados pelo controle primário. O controle terciário gerencia o fluxo de potência entre a microrrede e o SDEE visando uma operação economicamente viável. Bevrani (2017) apresenta diferentes técnicas de controle de microrredes, com vistas à integração em larga escala de MR ao SDEE convencional, para melhorar a confiabilidade e a operação global das redes de distribuição. O autor classifica as estratégias de controle de uma microrrede em quatro níveis hierárquicos: local, secundário, central e global. Os primeiros três níveis são associados à operação da microrrede propriamente dita, enquanto o nível global diz respeito à operação coordenada entre microrredes vizinhas e a rede de distribuição principal.

As principais arquiteturas de controle utilizadas no paralelismo de GDs numa microrrede são a centralizada e distribuída. Na abordagem de controle centralizado com arquitetura mestre-escravo, um dos conversores da microrrede deve funcionar como fonte de tensão, assumindo papel de mestre e os demais como fonte de corrente com papel de escravo.

O conversor mestre oferece referência de tensão aos demais conversores para que operem como fonte de corrente. A arquitetura de controle mestre-escravo depende de uma rede de comunicação para que seja conhecida pelo conversor mestre a produção de cada uma das fontes e a demanda das cargas e, assim, seja possível ajustar os valores de referência de cada conversor escravo. Toda operação de controle é reportada ao conversor mestre, com a decisão tomada de forma centralizada (ALMADA, 2013).

A estratégia de controle mestre-escravo é aplicada à microrrede em modo de operação ilhada. Embora o controle centralizado tenha as vantagens de uma fácil implementação e um controle preciso, ele é me-

nos tolerante a falhas e requer um sistema de comunicação mais robusto (LI et al., 2016).

O controle por inclinação, no inglês denominado *droop control*, é uma técnica de controle convencional usada no nível primário em geradores convencionais. Em microrrede operando no modo ilhado sob controle por inclinação, cada GD compartilha potência segundo sua capacidade, e o fazem de forma distribuída. Cada unidade de GD é interligada eletronicamente à microrrede através de um conversor tipo fonte de tensão. Os conversores são controlados de forma a apresentar características P- ω e Q-V semelhantes às de uma máquina síncrona convencional. Quando há variação na carga, todos os conversores mudam seu ponto de operação e contribuem com o aumento ou a diminuição na potência ativa injetada, segundo a capacidade de cada fonte. O mesmo ocorre entre a magnitude da tensão e a injeção ou absorção de potência reativa (VASQUEZ, 2009). A grande vantagem do controle por inclinação é que o ponto de operação de cada fonte é ajustado de acordo com a tensão em seus terminais e não há necessidade de comunicação. Porém, a aplicação do controle por inclinação em sistemas de distribuição cuja relação X/R é baixa, necessita do uso de algumas estratégias, como, por exemplo, a emulação de uma impedância virtual (GUERRERO et al., 2005).

As desvantagens do método de controle por inclinação, segundo Mehrizi-Sani e Iravani (2009), são:

- i) o método sofre de uma fraca resposta transitória. Os mecanismos de restauração de frequência e / ou tensão são intencionalmente lentos para que não interfiram com o comportamento do *droop*. Isso resulta em uma má regulação de tensão em favor do compartilhamento de energia;
- ii) não há controle sobre o compartilhamento de corrente harmônica, que depende da impedância de saída do conversor.

O controle secundário de microrredes deve ser projetado para restaurar a frequência e a tensão das fontes bem como garantir operação estável da MR sob várias condições de carga e configurações diferentes. Semelhantemente, a arquitetura do controle pode ser centralizada ou distribuída. Tradicionalmente nos sistemas de potência o controle secundário usa arquitetura centralizada, realizada pelo Controle Automático de Geração (CAG). Entretanto, nos últimos anos, a arquitetura de controle distribuído baseada em sistemas multiagentes (SMA) tem recebido muita atenção devido aos benefícios advindos como tolerância à falha, menor demanda dos canais de comunicação, flexibilidade e eficiência computacional.

Sistema Multiagente é uma estratégia de controle distribuído que tem sido aplicada nos diferentes segmentos dos sistemas elétricos, devido suas características de autonomia, reatividade, proatividade e sociabilidade. Estas são habilidades intrínsecas de entidades inteligentes (RAIMUNDO et al., 2016).

Um SMA é composto de entidades denominadas agentes, que interagem entre si por meio de troca de mensagens através de uma infraestrutura de comunicação (WOOLDRIDGE, 2009). Agentes são entidades de hardware ou software, residentes em um determinado ambiente, com a capacidade de interpretar dados e executar ações autônomas que alteram a estado do meio ambiente. Cada agente em um SMA coopera entre si para cumprir um objetivo comum (SAMPAIO et al., 2016).

C. Li, J. C. Vasquez e J. M. Guerrero (2016) propuseram um SMA para minimizar o custo de operação de uma microrrede de corrente alternada. Cada unidade GD, controlada através da técnica de controle por inclinação, é considerada um agente que regula sua potência individual, regulando-se a frequência. A condição de otimização é obtida através do algoritmo *Consensus*, sendo necessária a comunicação apenas entre os agentes vizinhos.

Em Zhongwen Li et al. (2015) é implementado um método de controle adaptativo que faz uso de controle por inclinação e SMA. O controle por inclinação garante o compartilhamento adequado de potência ativa e reativa, tanto no modo de operação conectado à rede quanto ilhado. Além disso, o despacho de potência é realizado baseando-se no custo de operação das GDs. Para isso o SMA fornece as informações requeridas ao controle primário. As simulações foram realizadas no PSCAD®.

Este artigo tem como objetivo apresentar a aplicação do controle por inclinação e por sistema multi-agente, ambos distribuídos, em uma microrrede composta por uma unidade de geração fotovoltaica de 5 kW, um sistema eólico com conversor pleno de 15 kW e uma microturbina a gás de 10 kW.

As simulações foram realizadas através do software PSCAD® e o SMA implementado em linguagem Python através da plataforma de desenvolvimento de agentes PADE (*Python Agent Development Environment*) (MELO, 2015).

2 Fundamentos do Controle de Microredes

2.1 Controle por Inclinação (*Droop Control*)

No método de controle por inclinação aplicado a microrredes com recursos energéticos conectados via conversor eletrônico, cada conversor fonte de tensão é controlado de modo semelhante a um gerador síncrono, de forma a apresentar características de inclinação para potência ativa-frequência ($P-\omega$) e potência reativa-amplitude da tensão ($Q-V$). Quando há variação na carga, todos os conversores mudam seu ponto de operação e contribuem com o aumento ou a diminuição da potência ativa injetada, segundo a capacidade de cada fonte. O mesmo ocorre entre a magnitude da tensão e a injeção ou absorção de potência reativa (ELGERD, 1982).

As relações $P-\omega$ e $Q-V$, características do sistema de potência, podem ser verificadas a partir do fluxo de potência entre duas barras, representado na Figura 1.

A fonte V_1 representa a tensão de saída de uma máquina ou de um conversor conectado à barra 1 e V_2 representa a tensão na barra 2. A impedância que interliga as barras é representada por Z (GUERRERO et al, 2005).

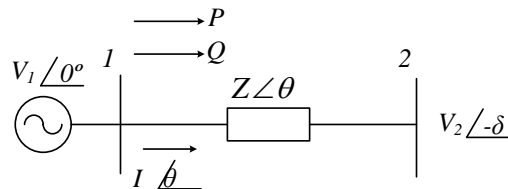


Figura 1. Fluxo de potência entre duas barras (Fonte: Adaptado de GUERRERO et al, 2005)

A potência complexa que flui entre as barras 1 e 2 é dada por:

$$S = P + jQ = V_1 I^* = V_1 \left(\frac{V_1 - V_2}{Z} \right)^* \quad (1)$$

A potência ativa e reativa que flui por essas barras são dadas por:

$$P = \frac{V_1^2}{Z} \cos\theta - \frac{V_1 V_2}{Z} \cos(\theta + \delta) \quad (2)$$

$$Q = \frac{V_1^2}{Z} \sin\theta - \frac{V_1 V_2}{Z} \sin(\theta + \delta) \quad (3)$$

Como pode-se observar em (2) e (3), os fluxos de potências são dependentes da impedância de saída do sistema. Dessa forma, as relações entre as potências ativa e reativa, frequência e amplitude da tensão devem ser analisadas a partir das características da impedância de saída do conversor.

A seguir, serão analisadas inicialmente as relações de inclinação para uma impedância de saída indutiva, característica de sistemas de alta e média tensão. Após isso, será feita a mesma análise presumindo a impedância de saída resistiva, próprias de sistemas de baixa tensão.

a) Impedância de saída com característica indutiva ($Z=jX$)

Em alta e média tensão, a reatância (X) dos condutores de conexão à carga é consideravelmente maior que a resistência (R), de forma que essa última pode ser desprezada. Assim, considerando $X \gg R$ e assumindo que a impedância (Z) possui apenas reatância indutiva, ou seja, $Z=jX$, pode-se reduzir as potências ativa e reativa, como dadas em (4) e (5), considerando $\sin\delta=\delta$ e $\cos\delta=1$, para pequenos valores de δ .

$$P \cong \frac{V_1 V_2}{X} \delta \quad (4)$$

$$Q \cong \frac{V_1}{X}(V_1 - V_2) \quad (5)$$

Verifica-se que para $X \gg R$, o fluxo de potência ativa depende predominantemente do ângulo de potência, enquanto que o fluxo de potência reativa é, em sua maioria, influenciado pela diferença de tensão ($V_1 - V_2$) entre as barras (GUERRERO et al, 2005). Porém, nas relações de inclinação utiliza-se a frequência ω ao invés do ângulo, pelo fato de que uma unidade de geração não conhece a fase da outra. Por outro lado, a frequência sem carga pode ser facilmente definida por ω_0 .

Essas condições formam a base do controle por inclinação, cujo princípio de operação é dado pelas equações (6) e (7).

$$\omega = \omega_0 - mP \quad (6)$$

$$V = V_0 - nQ \quad (7)$$

em que

ω_0 e V_0 são a frequência angular e amplitude da tensão de referência da malha de controle da potência. Em geral, esses valores correspondem à frequência da rede e à tensão nominal do conversor;

m e n são os coeficientes de inclinação de frequência e tensão através da potência ativa e reativa, respectivamente;

P e Q representam os fluxos de potência ativa e reativa, respectivamente.

b) Impedância de saída com característica resistiva ($Z=R$)

Quando a impedância de saída possui característica resistiva ($\theta=0^\circ$), como é o caso de sistemas em baixa tensão ($R \gg X$), a potência ativa e reativa são dadas por:

$$P = \frac{V_1^2 - V_1 V_2}{R} \quad (8)$$

$$Q = -\frac{V_1 V_2}{R} \delta \quad (9)$$

Verifica-se, neste caso, que há uma completa inversão das relações de inclinação descritas anteriormente. A potência ativa passou a depender, predominantemente, da diferença de tensão entre os nós e a potência reativa passou a depender do negativo do ângulo de carga. Assim, para um compartilhamento adequado da carga, as regras de inclinação de frequência e tensão são modificadas para:

$$\omega = \omega_0 + mQ \quad (10)$$

$$V = V_0 - nP \quad (11)$$

Portanto, o esquema de controle baseado nas relações $P-\omega$ e $Q-V$ são válidos apenas quando a impedância de saída do conversor é considerada indutiva. Quando a impedância de saída do sistema possui

característica resistiva, as relações utilizadas passam a ser $P-V$ e $Q-\omega$. Quando a reatância de conexão dos cabos é da mesma ordem de grandeza da resistência, os dois casos de inclinação demonstrados anteriormente não são capazes de conduzir a bons resultados de compartilhamento de carga.

A solução mais utilizada para superar esse problema é a implementação de uma impedância virtual na saída do inversor através de um laço de controle, com a finalidade de emular um comportamento indutivo na saída do mesmo. Assim, é possível aplicar as relações $P-\omega$ e $Q-V$ a sistemas de distribuição.

2.2 Sistemas Multiagentes

Um Sistema Multiagente consiste em um conjunto de agentes que interagem entre si, por meio da troca de mensagens, usando uma infraestrutura de rede de comunicação. Um agente é qualquer entidade (física ou virtual) que possa ser vista como percebendo seu ambiente através de sensores e agindo autonomamente sobre esse ambiente através de atuadores, e ao fazê-lo realiza um conjunto de metas ou tarefas para as quais foram designados.

SMA é uma das técnicas de controle distribuído com características que a torna propícia para aplicação em algoritmos de controle de microrredes.

Através das Figura 2(a) e 2(b), pode-se comparar as topologias de comunicação para um controle centralizado e para um controle distribuído baseado em sistema multiagentes.

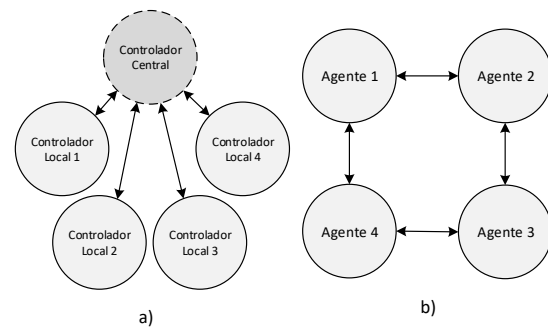


Figura 2. Topologia de comunicação para a) controle centralizado b) controle descentralizado baseado em sistemas multiagentes (Fonte: Adaptado de CHEDAN LI et al., 2016)

Neste artigo, o SMA foi desenvolvido e executado na plataforma PADE (Python Agent Development) (MELO, 2015), uma estrutura de arquitetura aberta baseada no padrão FIPA (Foundation for Intelligent Physical Agents) (FIPA, 2002a), que permite o desenvolvimento de SMA aplicados a sistemas elétricos de potência.

2.3 Metodologia

Uma microrrede composta por uma unidade de geração fotovoltaica de 5 kW, um sistema eólico com conversor pleno de 15 kW e uma microturbina a gás de 10 kW, mostrada na Figura 3, foi usada para aplicação de estratégias de controle distribuído.

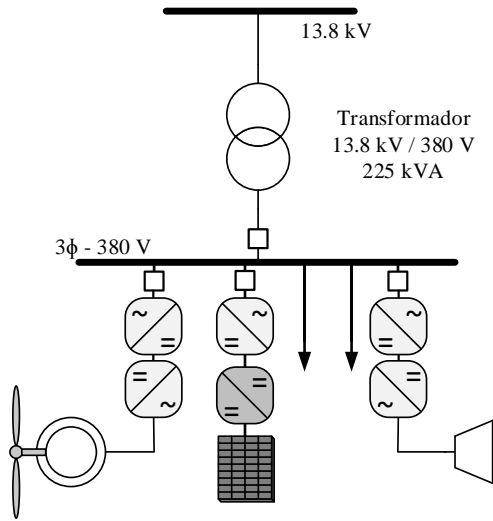


Figura 3. Microrrede teste

O controle primário por inclinação foi implementado a partir de três malhas de controle, como pode ser visto na Figura 4. A malha mais interna controla a corrente no indutor de saída do conversor. A segunda malha controla a tensão sobre o capacitor do filtro, ou seja, a tensão de saída do conversor. Por fim, a malha mais externa é a malha de potência, composta por três sub-blocos: o cálculo de potência, características de inclinação e geração da tensão de referência.

Os coeficientes de inclinação utilizados para cada fonte são mostrados na Tabela 1.

Tabela 1. Coeficientes de inclinação das fontes de geração

Coeficientes de inclinação	Eólica 15 kW	Microturbina 10 kW	PV 5 kW
$m \times 10^{-4}$ (rad/sW)	3,33	5	10
$n \times 10^{-3}$ (V/Var)	0,33	0,5	1

O controle secundário foi desenvolvido usando sistema multiagentes. O SMA tem a função de reestabelecer a frequência e a amplitude da

microrrede, além de auxiliar as operações de ilhamento e sincronismo com a rede elétrica principal.

O SMA proposto é composto pelos Agente Geração Intermitente, Agente Geração Despachável, Agente Balanço, Agente Carga e Agente Conexão.

O Agente Geração Intermitente tem a função de monitorar a potência gerada pelo sistema fotovoltaico e pelo aerogerador. O Agente Geração Despachável tem a função de controlar a potência gerada pela microturbina a gás. Além disso, quando necessário, esses agentes têm a função de alterar os valores de referência do controle por inclinação, com a finalidade de regular a frequência e a amplitude da tensão de saída do conversor. Cada unidade de GD da microrrede é supervisionada por um Agente Geração Intermitente ou Despachável, de acordo com a natureza da fonte geradora.

O Agente Balanço é responsável por monitorar o balanço total da potência gerada na microrrede, atendendo-se à frequência de operação da mesma. Quando as unidades de geração intermitente estiverem operando com seus valores máximo de potência e a frequência de operação estiver abaixo da frequência nominal, o Agente Balanço irá informar ao Agente Geração Despachável. Nessa situação, o Agente Geração Despachável negociará com o Agente Balanço a sua contribuição. Em situações de sobrecarga, a potência de referência da fonte despachável será reajustada para um valor maior de forma a atender às cargas e manter a frequência de operação da microrrede aceitável. Caso a microturbina a gás não seja capaz de oferecer a potência ativa requerida em situações de sobrecarga, o Agente Balanço negociará com o Agente Carga o desligamento de cargas não prioritárias. Além disso, o Agente Carga tem a função de monitorar a potência consumida pela carga e comunicar-se com o Agente Conexão, com o objetivo de verificar a possibilidade de conectar a microrrede à rede principal, em situações de sobrecarga, durante ilhamento intencional.

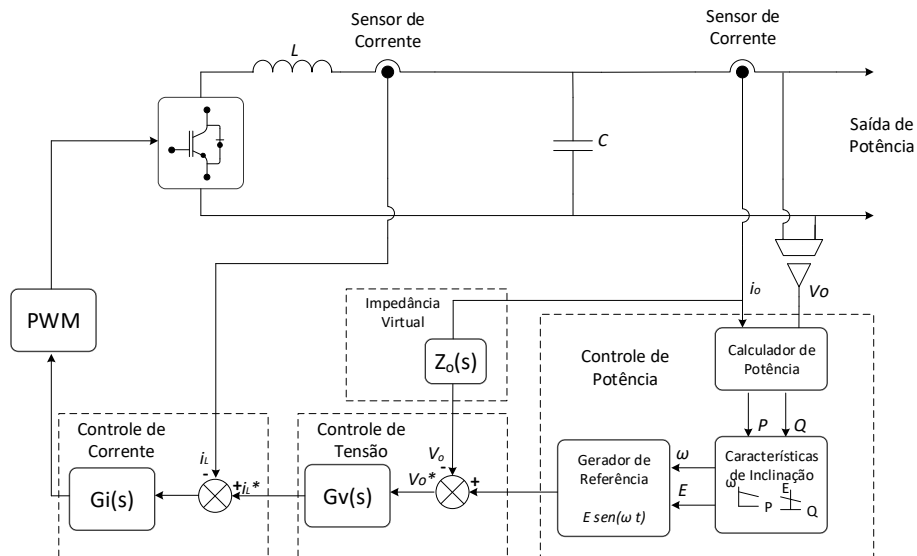


Figura 4. Diagrama de blocos das principais malhas de controle de um conversor com controle por inclinação (Fonte: Adaptado de AZEVEDO, 2011)

Por fim, o Agente Conexão monitora o modo de operação da microrrede (ilhado ou conectado à rede), a frequência, a amplitude da tensão e a potência no PCC. Além disso, o Agente Conexão se comunica com o Agente Geração Intermitente e Despachável em situações de sincronismo e de ilhamento. A topologia de comunicação pode ser vista na Figura 5.

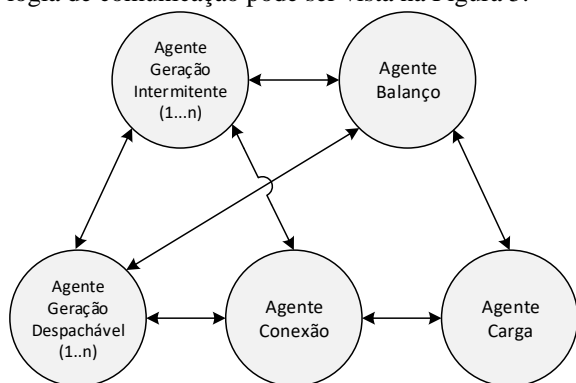


Figura 5. Topologia da comunicação do sistema multiagente

3 Resultados Obtidos

A simulação da estratégia de controle para a microrrede proposta foi dividida em duas etapas. Primeiramente foram projetadas as malhas de controle dos conversores com o objetivo de proporcionar ao sistema um compartilhamento de carga correto, de acordo com a capacidade de cada unidade de geração distribuída.

A técnica utilizada permite que o controle primário por inclinação seja implementado sem fazer uso de sistemas de comunicação entre as fontes.

Inicialmente as simulações foram realizadas considerando-se diferentes condições de carregamento da microrrede, em modo de operação ilhada e conectada à rede principal. Além disso, verificou-se o compartilhamento de carga e os níveis de tensão e corrente em situações de conexão e desconexão da microrrede à rede principal de energia elétrica.

Por fim, foram feitas análises do compartilhamento de potência ativa aplicando-se degrau de carga na microrrede.

Nas Figura 6 e 7, é possível verificar, respectivamente, a potência ativa gerada e a frequência de operação das unidades de geração distribuída da microrrede. A potência fornecida pelo aerogerador é representada por P1, na cor azul; a fornecida pela microturbina a gás é representada por P2, na cor verde e, finalmente, a potência gerada pelo sistema fotovoltaico é representada por P3, na cor vermelha.

Inicialmente, a microrrede encontra-se conectada à rede principal, e todas as fontes de geração operam com seus valores de potência nominal, fornecendo a potência necessária à carga e transferindo o excedente à rede.

A frequência da microrrede, nesse caso, é definida pela frequência de operação da rede principal. Em aproximadamente 0,6 s, a microrrede é ilhada, e as GDs passam a operar abaixo da capacidade nominal com o objetivo de apenas suprir a potência requerida pela carga. Com isso, seguindo a relação de inclinação proveniente do *droop control*, a frequência de operação da microrrede se eleva. Em, aproximadamente, 1,0 s, é aplicado um degrau de carga à microrrede (ainda ilhada). Assim, com o objetivo de suprir a carga, a potência ativa fornecida pelas GDs se eleva, e ficam próximas aos valores nominais. Por sua vez, a frequência de operação da MR é reduzida, ficando mais próxima de 60 Hz.

Na Figura 6, verifica-se que a potência ativa foi compartilhada segundo a capacidade de cada unidade de geração. Por exemplo, a GD de 15 kW sempre fornece o triplo que a GD de 5 kW. Essa última, por sua vez, sempre fornece à microrrede metade da potência fornecida pela GD de 10 kW.

Na Figura 7, nota-se que, em regime permanente, a frequência de operação das GDs é igual. Isso evidencia a correta atuação do controle por inclinação e o compartilhamento adequado da carga.

A Figura 8 apresenta a curva de tensão da fase A para cada unidade de GD da microrrede. Verifica-se que não houve variação nos níveis de tensão das GDs da microrrede em nenhuma das situações descritas anteriormente.

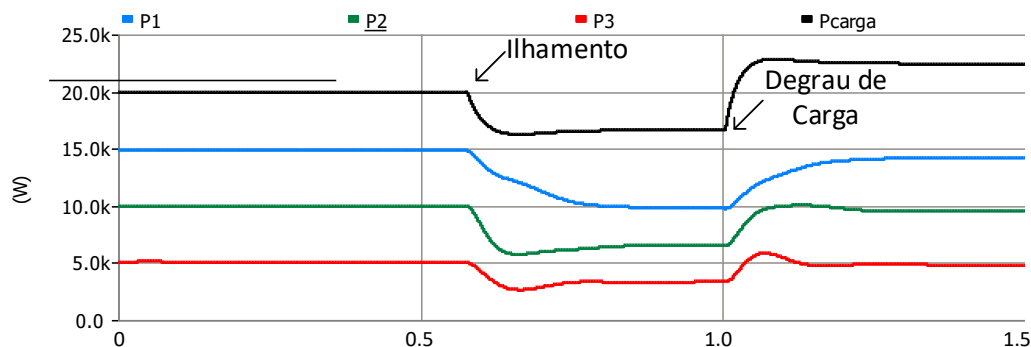


Figura 6. Potência ativa das GDs e carga da microrrede proposta

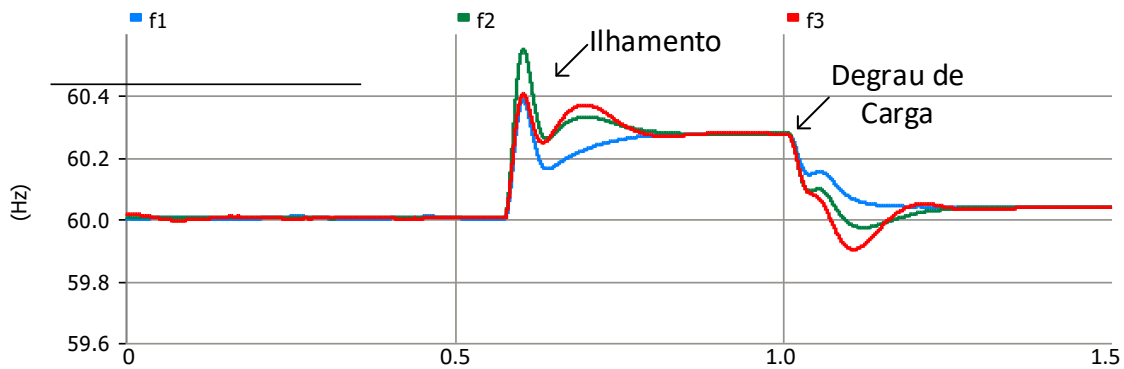


Figura 7. Frequência de operação das GDs da microrrede proposta

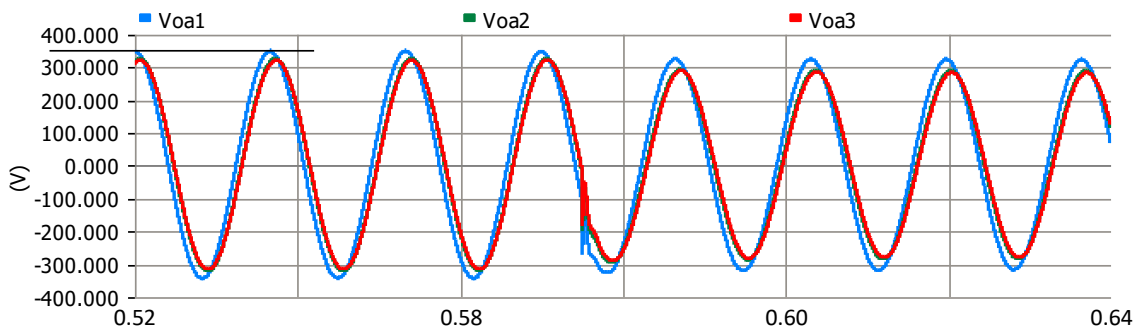


Figura 8. Curva de tensão da fase A para cada unidade de geração da microrrede proposta

A segunda etapa da simulação, consiste na implementação do controle secundário através do sistema multiagente proposto no tópico anterior. Essas simulações, ainda em desenvolvimento, estão sendo realizadas no software PSCAD®, que recentemente desenvolveu uma biblioteca de gerenciamento e controle através da linguagem Python 3. Isso tornou viável a integração do software PSCAD® e a plataforma PADE para o desenvolvimento dos agentes.

A comunicação entre o PSCAD e o PADE foi realizada, possibilitando a leitura de dados da simulação e o envio de comandos, em tempo real. Para exemplificar a evolução na utilização dos agentes no PSCAD, é mostrado na Figura 9 e na Figura 10 os dados que o agente Conexão tem acesso, assim como a capacidade de o agente comandar a abertura da chave.

```
[ams@localhost:8000] 17/07/2018 23:59:46 --> Connection...
[agente_conexao] 17/07/2018 23:59:46 --> mensagem request recebida
[ams] 17/07/2018 23:59:46 --> Im Live
Dados AgenteConexao: Tempo, Tensão no PCC, Potência PCC
0.573435
214.94683789375
-740.40579115756
Chave de conexao com a Concessionaria
0.0
[ams@localhost:8000] 17/07/2018 23:59:50 --> Connection...
[agente_conexao] 17/07/2018 23:59:50 --> mensagem request recebida
```

Figura 9. Dados recolhidos pelo Agente Conexão antes do comando de abertura.

```
[ams@localhost:8000] 17/07/2018 23:59:54 --> verifying connections...
+-----+-----+
| agente | delta |
+-----+-----+
| agente_conexao@localhost:15245 | 0.656206 |
+-----+-----+
Dados AgenteConexao: Tempo, Tensão no PCC, Potência PCC
0.66405
219.39308605796
-8.6530734225935
Chave de conexao com a Concessionaria
1.0
[ams@localhost:8000] 17/07/2018 23:59:58 --> Connection...
[agente_conexao] 17/07/2018 23:59:58 --> mensagem request recebida
[ams] 17/07/2018 23:59:58 --> Im Live
```

Figura 10. Dados recolhidos pelo Agente Conexão no momento que o agente enviou o comando de abertura.

Esses comandos foram realizados utilizando a classe comportamento temporal disponível no PADE. Esse exemplo mostra a viabilidade do desenvolvimento nessa plataforma dos agentes necessários para a implementação do controle proposto. Entretanto, a comunicação entre os agentes, utilizando o padrão FIPA, disponível na plataforma PADE, está em processo de implementação.

4 Conclusões

Os sistemas de distribuição nas próximas décadas serão compostos por múltiplas microrredes supridas prioritariamente por recursos energéticos renováveis de modo a garantir confiabilidade, eficiência e sustentabilidade energética. As microrredes são vistas como novas oportunidades de negócios.

Este trabalho apresentou uma microrrede com geradores conectados à rede e controlados por conversores eletrônicos de potência. Foi usada uma ar-

quitadura de controle distribuído na camada de controle primário e secundário, baseados no controle por inclinação e no controle por multiagente.

A partir dos resultados obtidos, foi possível verificar uma atuação satisfatória do controle por inclinação, proporcionando uma correta coordenação entre as unidades de geração distribuída no sentido de compartilhar a carga corretamente, de acordo com a capacidade de cada fonte.

Além disso, foram especificados os comportamentos dos agentes que compõem o sistema multiagentes para a atuação no controle secundário da microrrede. O controle secundário exerce importante papel no reestabelecimento da frequência e amplitude da tensão da microrrede em situações de sobrecarga ou devido a própria atuação do controle primário, no sincronismo com a rede e em situações de ilhamento intencional. A implementação e simulação desta etapa do trabalho ainda está em desenvolvimento.

Agradecimentos

Aos membros do Grupo de Processamento de Energia e Controle (GPEC) da Universidade Federal de Fortaleza (UFC), à CAPES pelo incentivo à pesquisa.

Referências Bibliográficas

Almada, J. B. (2013). Modelagem, Controle e Gerenciamento da Operação de Microrredes com Fontes Renováveis. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Ceará. 218 p. Fortaleza/CE.

Azevedo, G. M. de S. (2011). Controle e Operação de Conversores em Microrredes. Tese de Doutorado. Universidade Federal de Pernambuco. 173 p. Recife/PE.

Bevrani, H. (2017). Microgrid Control: A solution for Penetration of Renewable Power. In: International Conference on Green Energy and Applications. University of Kurdistan. pp.1-6.

Bidram, A.; Davoudi, A. (2012). Hierarchical Structure of Microgrids Control System. In: IEEE Trans. on Smart Grid, vol.3, no.4, pp.1963-1976.

Elgerd, O. I. Electric Energy Systems Theory an Introduction. 1982. 2ª Edição.

FIPA. FIPA ACL Message Structure Specification. Disponível em: <<http://www.fipa.org/specs/fipa00061/SC00061G>>. Acesso em: 27 nov. 2017a.

Guerrero, J. M.; Vicuña, L. G.; Matas, J.; Castilla. M. and Miret, J. (2005). Output Impedance

Design of Parallel- Connected UPS Inverters with Wireless Load-Sharing Control. In: IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol.52, no. 4.

IEEE Std. 1547.4 Guide for Design, Operation, and Integration of Distributed Resource Island Systems with Electric Power System. 2011.

Lasseter, R. H.(2007). Microgrids and Distributed Generation. Journal of Energy Engineering.

Li, C.; Vasquez, J. C. and Guerrero, J. M. (2016). Convergence analysis of distributed control for operation cost minimization of droop-controlled DC microgrid based on multiagent. IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC).

Li, C.; Savaghebi, M.; Guerrero J. M.; Coelho, E. A. A. and Vasquez, J.C. (2016). Operation Cost Minimization of Droop-Controlled AC Microgrids Using Multiagent-Based Distributed Control. In: Multidisciplinary Digital Publishing Institute. p.19.

Li, Z.; Zang, C.; Zeng P.; Yu, H.; Li H. and Li S. (2015). Analysis of Multi-Agent-Based Adaptive Droop-Controlled AC Microgrids with PSCAD: Modeling and Simulation. In: Journal of Power Electronics, Vol. 15, No. 2, pp. 455-468.

Machowski, J., Bialek, J. and Bumby, J. R. (2008). Power System Dynamics-Stability and Control. 2nd Edition. John Wiley & Sons, UK.

Mehrzi-Sani, A. and Iravani R. (2009). Secondary Control for Microgrids Using Potential Functions: Modeling Issues. Cigré Conference on Power Systems.

Melo, L. S. (2015). Desenvolvimento de uma Plataforma para Implementação de Sistemas Multiagentes com aplicação para Recomposição Automática de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Ceará.

Sampaio, R. F.; Melo, L. S., Leão, R. P. S., Barroso, G. C. and Bezerra, J. R.(2016). Automatic restoration system for power distribution networks based on multi-agent systems. IET Generation, Transmission & Distribution. pp.475-484.

Vasquez, J. C. (2009). Decentralized Control Techniques Applied to Electric Power Distributed Generation in Microgrid. Tese de doutorado. Universitat Politècnica de Catalunya. 134 p.

Wislund, E. (2012). Power Quality Disturbances in Production Facilities. Bachelor of Science Thesis. Chalmers University of Technology. Goteborg. 91 p.

Wooldridge, M. (2009). An Introduction to MultiAgent Systems. 2nd Edition. Wiley Publishing. 462 p. ISBN:0470519460 9780470519462.