

CONTROLE PRIMÁRIO DE UMA MICRORREDE OPERANDO SOB VARIAÇÃO DE VELOCIDADE DO VENTO, TEMPERATURA E IRRADIÂNCIA

THIAGO M. MOREIRA, JUSSARA F. FARDIN, LUCAS F. ENCARNÇÃO

Laboratório de Eletrônica de Potência e Acionamento Elétrico, Depto. de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Espírito Santo, 29075-210, Vitória, ES, BRASIL

E-mails: thiagomolino@gmail.com, jussara@ele.ufes.br, lucas@ele.ufes.br

Abstract— A microgrid is characterized by a composition of loads, generation units and storage units that work together to supply the energy demand in a certain region. This configuration is a good alternative for generating small amounts of energy and distribution close to the consumer market, reducing transmission losses. The connection of these sources on the bus is made by converters using the vector control as the primary control. This article introduces a model created in EMTDC / PSCAD a microgrid composed of loads, wind turbine and solar panel connected to the Technology Center, that is connected in the electricity distribution network of the Federal University of Espírito Santo. From this model, the purpose is to analyze the behavior of microgrid by the real variations in load, wind speed, temperature and irradiation over a typical day. The results indicated that the primary control proposed is effective in keeping constant the voltage at connection point with the main grid, extracting the maximum power of the renewable sources and the decoupling efficiency of active and reactive power control loops.

Keywords— Microgrid, Vector Control, Primary control, Wind turbine, Solar panel, Maximum Power.

Resumo— Uma microrrede é caracterizada por uma composição de cargas, unidades de geração e unidades de armazenamento que funcionam em conjunto para suprir a demanda de energia em uma certa região. Essa configuração é uma boa alternativa para geração de pequenas quantidades de energia e distribuição próxima ao mercado consumidor, reduzindo as perdas na transmissão. A conexão destas fontes no barramento é feita por meio de conversores, utilizando o controle vetorial como controle primário. Este artigo apresenta uma modelagem feita no EMTDC/PSCAD de uma microrrede composta de cargas, turbina eólica e painel solar conectada ao Centro Tecnológico, que está ligado na rede de distribuição de energia elétrica da Universidade Federal do Espírito Santo. A partir deste modelo, o objetivo é analisar o comportamento da microrrede mediante a variações reais de carga, velocidade do vento, temperatura e irradiação ao longo de um dia típico. Os resultados indicam que o controle primário proposto é eficaz, mantendo constante a tensão no ponto de conexão com a rede principal, a extração da máxima potência das fontes renováveis e a eficiência do desacoplamento das malhas de controle de potência ativa e reativa.

Palavras-chave— Microrrede, Controle Vetorial, Controle primário, Turbina eólica, Painel solar, Máxima potência.

1 Introdução

O setor elétrico na última década têm sido marcado por algumas modificações, principalmente com o surgimento das fontes renováveis. Esta mudança se deve por uma combinação de fatores econômicos e ambientais, e tem sido abordada em discussões sobre aquecimento global e sustentabilidade.

Além da mudança da matriz energética, a forma como a energia é entregue ao consumidor também está se transformando. Neste contexto surgem os termos microgeração e microrrede, sendo boas alternativas para geração de quantidades menores de energia e distribuição próxima aos mercados consumidores (Boone, 2013). Uma das vantagens dessa nova configuração é a diminuição das perdas que ocorrem na transmissão devido à longa distância do centro consumidor à geração.

Existem diversas tecnologias que envolvem a geração distribuída, como motores de combustão interna, turbinas a gás, microturbinas, módulos solares, células combustíveis e turbinas eólicas (Lasseter, 2004). Dessa forma, é possível caracterizar uma microrrede como uma composição de cargas, unidades de geração e unidades de armazenamento (baterias, por exemplo), que trabalham em conjunto para suprir uma demanda de energia (Olivares, 2014).

O controle de uma microrrede segue uma hierarquia que está dividida em controles primário, secundário e terciário (Guerreiro, 2013). O foco deste

artigo é o controle primário, aquele que acontece nos conversores, equipamentos estes responsáveis por conectar a unidade de geração ao barramento onde estão ligados os outros componentes da microrrede. As principais funções de controle numa microrrede são a regulação da tensão e frequência e o controle do fluxo de potência ativa e reativa utilizadas no controle primário (Bidram, 2012).

Apesar da crescente evolução, a geração de energia por fontes renováveis apresenta algumas dificuldades no seu uso, dentre elas, os harmônicos introduzidos na rede devido aos conversores, as flutuações na tensão devido ao aumento da potência reativa das cargas e a intermitência de fontes como a energia solar e eólica (Xiaozhi, 2011).

Mesmo com as dificuldades expostas, a matriz energética brasileira contará com uma participação ainda maior de fontes renováveis nos próximos anos devido aos investimentos crescentes (Leite, 2015).

Este artigo tem como objetivo analisar o comportamento, através de simulação, de uma microrrede situada no Centro Tecnológico (CT) da Universidade Federal do Espírito Santo (UFES), composta de cargas, turbina eólica e painel fotovoltaico mediante a variações reais de carga, velocidade do vento, temperatura e irradiação. Nesta simulação será empregado um controle primário baseado no desacoplamento das malhas de corrente, ou seja, um controle de potência ativa independente do controle de potência reativa.

2 Caracterização do Sistema

A alimentação da rede de distribuição da UFES *campus* de Goiabeiras utilizada neste artigo é feita pela EDP/ESCELSA, que entrega 34,5 kV na subestação SE 01, conforme pode ser observado na Fig. 1, onde a tensão é abaixada através do T01 para 11,4 kV por meio de um transformador de 5 MVA. Ainda na Fig.1 pode-se observar que a distribuição é realizada através de um sistema em anel aberto e a localização da microrrede. A rede de distribuição da UFES possui 3800 metros de cabos aéreos e 1000 metros de cabos subterrâneos, que são utilizados para alimentação das 13 subestações presentes ao longo da malha. Além dessas subestações, a rede possui 64 transformadores (Padua, 2011).



Figura 1. Rede de distribuição do campus de Goiabeiras da UFES (Silva, 2014)

Além das cargas presentes na microrrede modelada, existem as demais conectadas nas outras subestações. Cargas distribuídas podem ser representadas de forma concentrada na metade do trecho correspondente (Kagan, 2010). Esta consideração indica que as cargas conectadas entre a subestação SE 01 e a subestação SE 08, onde está a microrrede e o T36, foram representadas a 912,5 metros da subestação SE 01. O restante das cargas ligadas entre SE 08 e o fim da linha foram representadas de forma concentrada 988,5 metros após a SE 08. Como a linha é aberta, os últimos 988,5 metros não são representados na modelagem. As Tab. 1, Tab. 2 e Tab. 3 apresentam os dados que caracterizam a rede de distribuição em análise.

Tabela 1. Dados de curto-circuito no ponto de entrega de energia (Padua, 2011)

Curto-Circuito	Módulo (MVA)	Ângulo (°)	R (Ω)	XL(Ω)
Trifásico	626,6	-84,2	0,192	1,8898
Fase-terra	715,2	-84,7	0,0512	0,5524

Tabela 2. Dados dos transformadores do modelo da rede elétrica da UFES (Padua, 2011)

Transformador	Potência (kVA)	Tensão (kV)	R1, R2 (pu)	L1, L2 (pu)	Rm (pu)	Lm (pu)
T01	5000	34,5/11,4	0,003	0,031	680,1	100
T36	715,2	11,4/0,22	0,016	0,015	476,2	85

Tabela 3. Parâmetros das linhas de transmissão da UFES (Padua, 2011)

Linha	Tensão (kV)	Comprimento (m)	R1 (Ω/km)	R0 (Ω/km)	L1 (mH/km)	L0 (mH/km)
LT1	11,4	0,9125	0,601	0,779	1,102	5,296
LT2	11,4	0,9125	0,601	0,779	1,102	5,296
LT3	11,4	0,9985	0,599	0,777	1,104	5,356

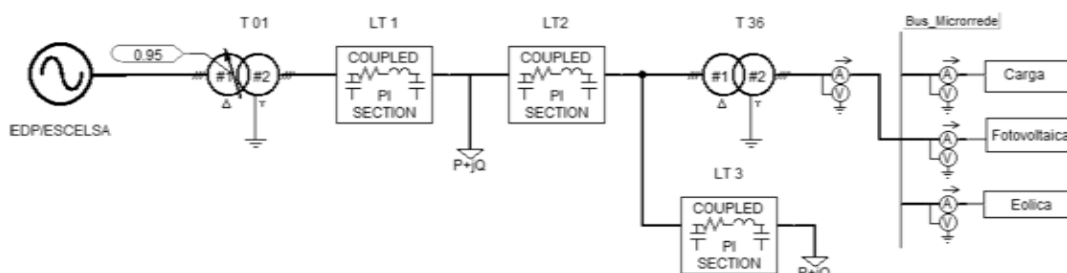
2.1 Microrrede

A microrrede modelada está conectada à rede de distribuição da UFES através da Subestação SE 08. É formada pelas cargas do CT (CTI, CTII, CTIII, CTV e Laboratórios), por uma geração de energia eólica de 25 kW e uma geração de energia solar de 20 kW. A Fig. 2 mostra a modelagem feita no *software* EMTDC/PSCAD de acordo com a configuração apresentada na Fig. 1 e os parâmetros indicados na Tab. 1, Tab. 2 e Tab. 3.

Na Fig. 2, podem ser observados na parte inferior os blocos Carga, Solar e Eólica, representando a carga da microrrede, a geração fotovoltaica e a geração eólica, respectivamente. Nas próximas seções, é explicado como foi modelado cada um destes três blocos que compõem a rede elétrica.

2.1.1 Cargas

A carga que está conectada à microrrede é a soma das cargas dos prédios do Centro Tecnológico (CTI, CTII, CTIII, CTV e Laboratórios). No trabalho feito por Padua (Padua, 2011) foram apresentadas as medidas de consumo de potência ativa e reativa durante uma semana do mês de setembro feitas através de um medidor instalado no transformador T36, que alimenta a microrrede. Os dias de sábado e domingo possuem baixo consumo, por isso foram usados os dados de consumo de segunda à sexta para se calcular a média que representa o perfil do consumo de potência ativa e reativa de um dia típico neste ponto



da rede, conforme pode ser observado nas Fig. 3 e Fig. 4 respectivamente.

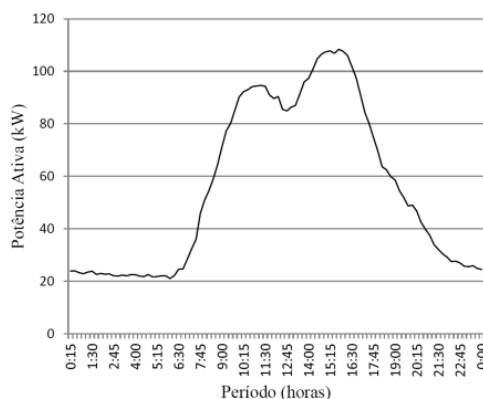


Figura 3. Média semanal (seg/sex) de potência ativa do T36

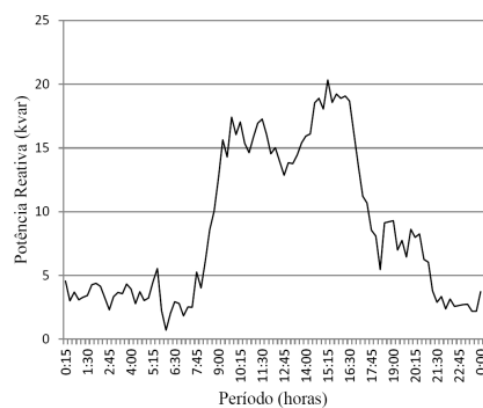


Figura 4. Média semanal (seg/sex) de potência reativa do T36

2.1.2 Geração Solar

O sistema de geração de energia solar proposto neste artigo é formado pelo painel fotovoltaico, um conversor elevador e um inversor. Essa configuração pode ser observada na Fig. 5, que representa o circuito modelado no PSCAD.

O painel fotovoltaico foi projetado a partir do modelo proposto por Costa (Costa, 2010), no qual a curva $I \times V$ do painel pode ser obtida através de um "espelhamento" da resposta ao degrau de um sistema de 1ª ordem.

A corrente do painel é dependente da radiação solar e da temperatura ambiente (Adamidis, 2010). Assim Costa (Costa, 2010) utiliza em seu trabalho esse conceito e apresenta as equações Eq.1, Eq.2, Eq. 3 e Eq.4 para construir a curva $I \times V$.

$$I_{cc}(G_c, T_c) = \frac{G_c}{G_r} [I_{ccr} - \alpha(T_c - T_r)] \quad (1)$$

$$V_{ca}(G_c, T_c) = V_{car} + \beta(T_c - T_r) + \ln\left(\frac{G_c}{G_r}\right) \quad (2)$$

$$I = I_{cc} \left[1 - e^{-\left(\frac{V_{ca} - V}{\tau}\right)} \right] \quad (3)$$

$$\tau(G_c, T_c) = c_1 \frac{G_c}{G_r} + c_2 \frac{T_c}{T_r} + c_3 \frac{G_c T_c}{G_r T_r} + c_4 \quad (4)$$

Na Eq.1, Eq.2 e Eq. 4, G indica irradiação solar e T temperatura. Além disso, o subscrito c representa o valor real e r referência, sendo a referência para temperatura 25 °C e para irradiação 1000 W/m².

A Eq.1 apresenta a correção da corrente de curto-circuito I_{ccr} (válida para a situação de referência) através da temperatura e irradiação solar reais e um coeficiente de temperatura α . Da mesma forma, a tensão de circuito aberto V_{car} deve ser corrigida, porém com um coeficiente de temperatura β . Por fim, a Eq. 3 apresenta a relação entre tensão e corrente como uma resposta ao degrau do sistema de primeira ordem. Nesta equação, o τ é calculado conforme a Eq.4.

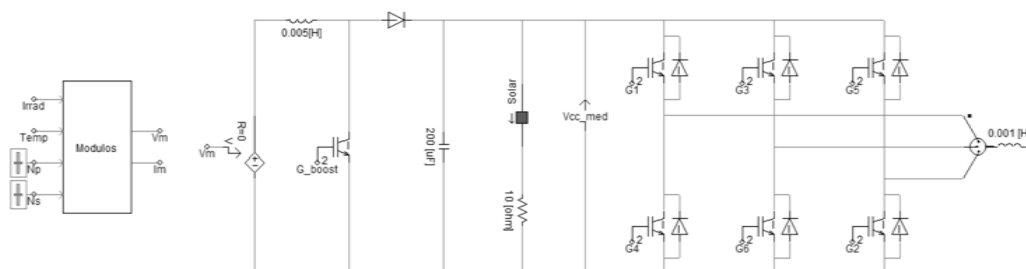
Ainda Costa (Costa, 2010) apresenta um módulo fotovoltaico real, o KC85T da Kyocera, que foi utilizado na microrrede proposta neste artigo e cujos dados são apresentados na Tab.4.

Tabela 4. Especificações do módulo KC85T da Kyocera.

Máxima Potência - P_m	87 W
Corrente de curto-circuito - I_{ccr}	5,34 A
Tensão de circuito aberto - V_{car}	21,7 V
Corrente de Máxima Potência - I_m	5,02 A
Tensão de Máxima Potência	17,4 V
Coeficiente de temperatura α	0,00212 A/°C
Coeficiente de temperatura β	-0,0821 V/°C
c_1	0,10
c_2	1,29
c_3	0,43
c_4	0,05

Portanto, para que se obtenha a potência de 20 kW, é necessário um arranjo de 20 módulos em série e 12 em paralelo. Como cada painel tem uma tensão de 17,4 V, os 20 em painéis em série resultam numa tensão de 348 V. Assim foi necessário a utilização de um conversor elevador para que o *link* CC tivesse uma tensão de aproximadamente 450 V. Esta tensão CC é a entrada do inversor, que tem a função de transformá-la em CA, para que o painel possa ser conectado ao barramento.

O controle vetorial implementado pelo inversor é apresentado na Fig. 6. Nesta estratégia é realizado um desacoplamento das malhas de corrente, resul-



tando num controle de potência ativa separado do controle de potência reativa. A saída deste diagrama de blocos (v_u^* , v_v^* e v_w^*), é utilizada no chaveamento PWM para controlar as chaves do inversor, através de uma frequência de chaveamento de 10 kHz. Nas transformadas de eixos apresentadas na Fig. 6, o ângulo é obtido por meio de um PLL (Phase Locked Loop).

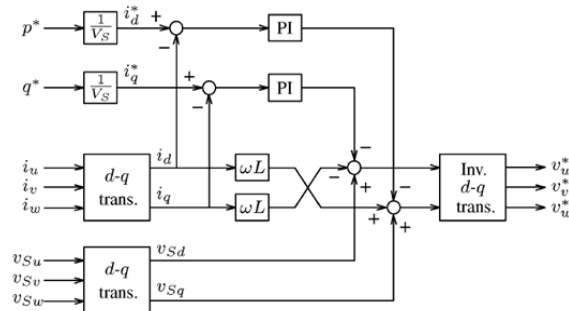


Figura 6. Diagrama de blocos do controle vetorial (Hagiwara, 2011)

O valor da potência reativa de referência (q^*) é zero e para a potência ativa de referência (p^*) é usado o valor máximo de potência que o painel pode fornecer e que foi calculado a partir da Eq. 3, através da técnica de *lookup table*, onde para cada par de irradiação e temperatura tem-se o ponto de máxima potência associada.

Da mesma forma que para as cargas, foram utilizados perfis de temperatura e irradiação solar para um dia do mês de setembro. Esses dados foram obtidos do INMET referentes à região da UFES. As curvas do perfil de temperatura e irradiação são apresentadas nas Fig. 7 e Fig.8, respectivamente.

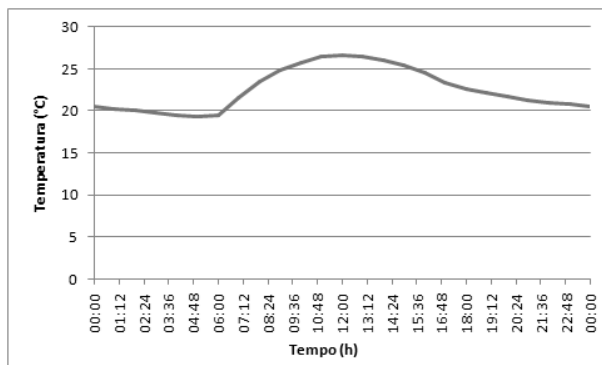


Figura 7. Perfil de temperatura

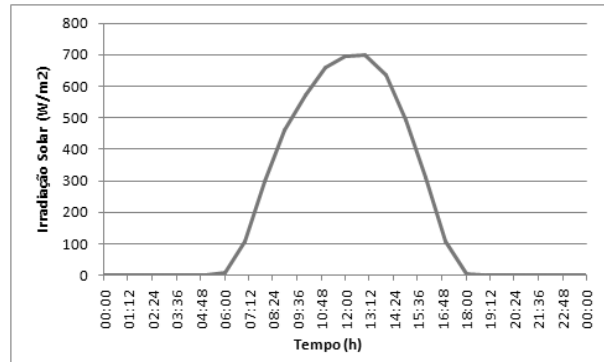


Figura 8. Perfil de Irradiação Solar

2.1.3 Geração Eólica

O sistema de geração de energia eólica proposto neste artigo é formado pela turbina eólica, um gerador síncrono de ímã permanente, um retificador e um inversor. Essa configuração, modelada no PSCAD, pode ser observada na Fig. 9.

A turbina eólica foi modelada a partir das equações mostradas por Heier (Heier, 1998). Inicialmente, é calculado o c_p , através das equações Eq. 5 e Eq. 6, que representa a máxima potência que pode ser retirada do vento. Sabe-se da literatura que o máximo teórico é 59,3 %, conhecido como limite de Betz.

$$c_p(\lambda, \beta) = 0,52 \left(\frac{116}{\lambda \beta} - 0,4\beta - 5 \right) e^{\frac{-21}{\lambda \beta}} + 0,007\lambda \quad (5)$$

$$\frac{1}{\lambda \beta} = \frac{1}{\lambda + 0,08\beta} - \frac{0,035}{\beta^3 + 1} \quad (6)$$

A partir da Eq. 5, pode-se perceber que o valor de c_p é dependente de λ que é a relação entre a velocidade na ponta das pás do rotor e a velocidade do vento, e de β , que é o ângulo de passo. A potência de saída da turbina é dada pela Eq. 7.

$$P_m = c_p(\lambda, \beta) \frac{\rho A}{2} (v_{vento})^3 \quad (7)$$

Neste artigo é utilizado o modelo de turbina apresentado na biblioteca do MATLAB/simulink (MathWorks, 2016). O máximo c_p , para a turbina usada nas simulações, é 0,48 correspondendo a β nulo e velocidade de vento de 12m/s. A Fig. 10 apresenta a curva que relaciona a potência de saída em pu da turbina com a velocidade da turbina em pu, mostrando os pontos de máxima potência para cada velocidade de vento. As simulações incluem o seguidor de máxima potência para o sistema eólico.

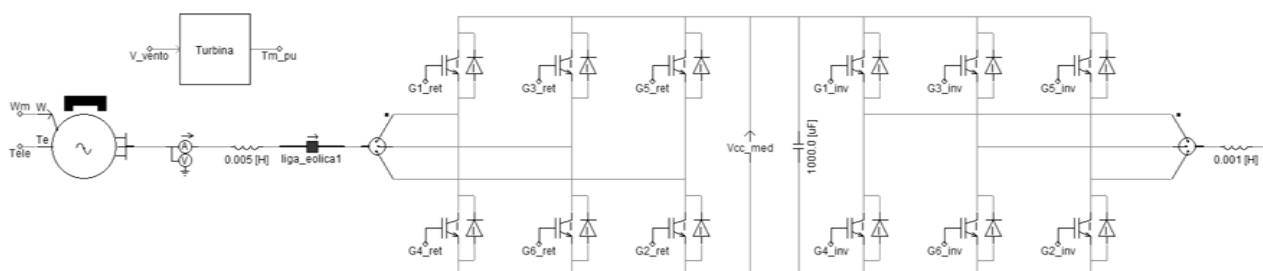


Figura 9. Sistema Eólico modelado no PSCAD

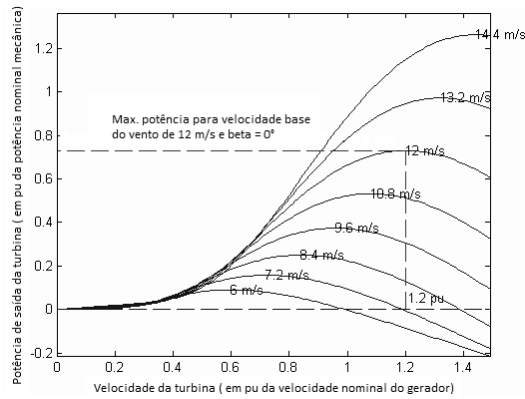


Figura 10. Curvas de Pm da turbina eólica

A turbina modelada a partir das Eq. 5, Eq. 6 e Eq.7 está conectada a um gerador síncrono de ímã permanente, que é uma boa configuração para baixas potências, o que ocorre neste projeto para o qual foi especificado um gerador eólico de 25 kW.

A saída do gerador é conectada a um inversor de frequência, composto de um retificador, *link* CC e inversor. Aqui foi utilizado o mesmo circuito de controle vetorial apresentado na Fig. 6 para a geração solar. Tanto o retificador quanto o inversor do sistema eólico têm as potências reativas de referência (q^*) iguais a zero. A potência ativa de referência (p^*) do retificador é a máxima potência para cada velocidade do vento e a do inversor está relacionada à manutenção da tensão do *link* CC em 450 V.

Assim como para carga, temperatura e irradiação solar, a velocidade do vento foi representada por um perfil retirado do CPTEC (CPTEC, 2016), referente a um dia do mês de setembro e correspondente à região da UFES. Esta curva pode ser observada na Fig. 11.

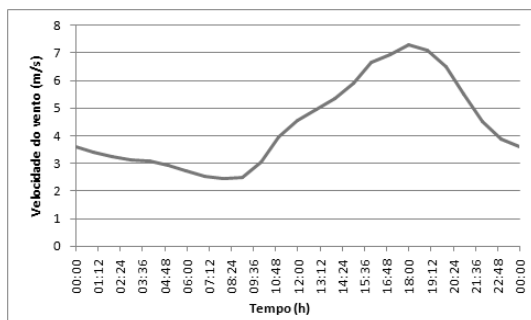


Figura 11. Perfil de Velocidade do Vento

3 Resultados

Explicada a estrutura da microrrede e como foi modelado cada componente, esta seção é reservada para apresentar as simulações realizadas. A primeira análise que deve ser realizada é a tensão no ponto de conexão das fontes renováveis com o barramento da microrrede. Na Fig. 12 é apresentada a tensão no ponto de acoplamento da microrrede com a rede principal entre 9 e 18 horas, que é o período de maiores interferências das variáveis. Pode-se observar que na onda de tensão não houve afundamentos ou picos, o que indica que os controles implementados

estão mantendo tensão estável sob as variações que as fontes renováveis intermitentes eólica e fotovoltaica e a carga impõem.

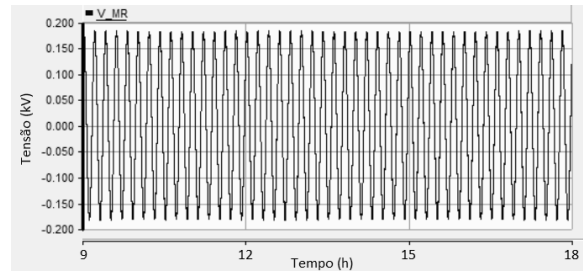


Figura 12. Onda de Tensão no Barramento da Microrrede

Após a tensão, será analisado o fornecimento de potência ativa e reativa pelos sistemas solar e eólico. A Fig. 13 apresenta o gráfico do comportamento da potência ativa ao longo do dia, a partir dos perfis de carga, temperatura, irradiação solar e velocidade dos ventos das Fig.3, Fig. 7, Fig. 8 e Fig.11, respectivamente.

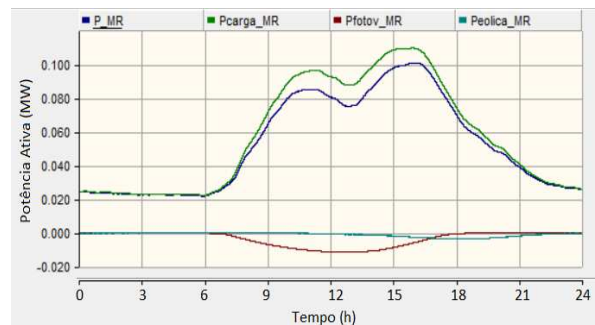


Figura 13. Potência Ativa na Microrrede

Na Fig. 13, a curva verde representa o consumo de potência ativa da carga da microrrede (P_{carga_MR}). A curva azul escuro apresenta a potência ativa que a rede principal fornece à microrrede (P_{MR}). A diferença entre as duas é a potência ativa fornecida em conjunto pelas fontes renováveis. A curva azul claro é a potência ativa fornecida pelo gerador eólico (P_{eolica_MR}) e a vermelha a fornecida pelo sistema fotovoltaico (P_{fotov_MR}). Observa-se na Fig. 13 uma contribuição pequena da geração eólica, isso é explicado devido à baixa velocidade dos ventos na região da UFES, conforme pode ser visto na Fig. 11. A Fig. 14 apresenta o comportamento da potência reativa na microrrede utilizada.

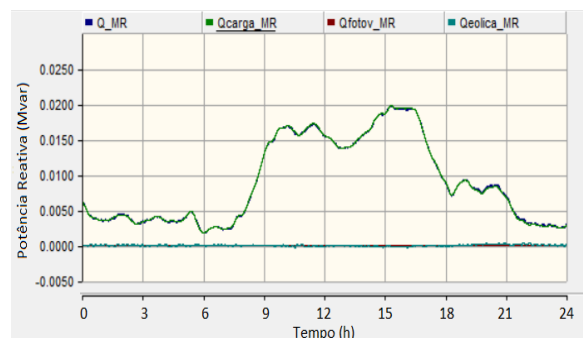


Figura 14. Potência Reativa na Microrrede

A Fig. 14 mostra que as curvas em azul (Q_MR) e em verde (Qcarga_MR) estão sobrepostas indicando que todo o consumo de potência reativa da carga da microrrede é fornecida pela rede principal. As outras duas curvas sobrepostas, coincidente com o eixo das abscissas, representam as potências reativas fornecidas pelo sistema fotovoltaico (Qfotov_MR) e eólico (Qeólica_MR). Isso significa, portanto, que nos controles houve um desacoplamento das malhas, indicando que mesmo fornecendo potência ativa à microrrede, a potência reativa fornecida ficou nula para ambas as fontes renováveis.

4 Conclusão

Neste artigo foi modelada a rede de distribuição da UFES considerando os parâmetros das subestações, transformadores, linhas de transmissão e cargas. Além disso, foi construída uma plataforma de simulação para a microrrede localizada no Centro Tecnológico da UFES formada pelas cargas do próprio CT, uma geração eólica e uma fotovoltaica.

A matriz de energia elétrica composta pelo sistema fotovoltaico e geração eólica mostrou que, principalmente o sistema fotovoltaico é uma opção viável para geração de energia local reduzindo a participação da energia entregue à microrrede pela rede principal, no caso da EDP/ESCELSA.

Um resultado a ser destacado, foi o bom desempenho dos controles utilizados nos inversores em ambas as fontes renováveis no desacoplamento do controle da potência ativa e reativa. Além disso, a tensão no barramento de conexão não sofreu variações bruscas durante o funcionamento da microrrede.

Este trabalho avaliou o desempenho de uma microrrede composta por fontes renováveis eólica e fotovoltaica e as interações dentro da microrrede, reforçando a ideia de que o avanço das tecnologias tende a aumentar a participação das fontes renováveis na matriz energética mundial.

Agradecimentos

Meu agradecimento ao CNPq pelo auxílio financeiro que possibilitou a realização deste projeto e ao LEPAC (Laboratório de Eletrônica de Potência e Acionamento) da UFES.

Referências Bibliográficas

Adamidis, G., Tsengenes, G., & Kelesidis, K. (2010). Three phase grid connected photovoltaic system with active and reactive power control using instantaneous reactive power theory. *Proc. of ICREPQ*, 10, 23-25.

Bidram, A., & Davoudi, A. (2012). Hierarchical structure of microgrids control system. *Smart Grid, IEEE Transactions on*, 3(4), 1963-1976.

Boone, C. (2013). Despacho de microgeração em um ambiente de microrrede. Projeto de Graduação. Porto Alegre - RS.

Costa, W. T. (2010). Modelagem, Estimação de Parâmetros e Método MPPT para Módulos Fotovoltaicos. Tese de Doutorado. Vitória - ES.

CPTEC (2016). Centro de previsão de tempo e estudos climáticos. Disponível em: <<http://www.cptec.inpe.br>> . Acesso em: 01 de Maio 2016.

Guerrero, J. M., Chandorkar, M., Lee, T. L., & Loh, P. C. (2013). Advanced control architectures for intelligent microgrids, part I: decentralized and hierarchical control. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 60(4), 1254-1262.

Hagiwara, M., Maeda, R., & Akagi, H. (2011). Control and analysis of the modular multilevel cascade converter based on double-star chopper-cells (MMCC-DSCC). *Power Electronics, IEEE Transactions on*, 26(6), 1649-1658.

Heier, S. (1998). Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems. John Wiley & Sons Ltd. ISBN 0-471-97143-X.

Kagan, N., Oliveira, C. C. B., Robba, E. J. (2010). Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica. Editora Edgard Blucher.

Lasseter, R. H., & Paigi, P. (2004, June). Microgrid: a conceptual solution. In *Power Electronics Specialists Conference, 2004. PESC 04. 2004 IEEE 35th Annual (Vol. 6, pp. 4285-4290)*. IEEE.

Leite, D. B., & de Souza, Ê. P. (2015). Tendências do cenário energético brasileiro: a energia de fonte eólica e o “olhar” dos atingidos. *Ciencia & Natura*, 37(4).

MathWorks (2016). Disponível em: <<http://www.mathworks.com/help/physmod/sps/powersys/ref/windturbine.html>> . Acesso em: 06 de Março 2016.

Olivares, D. E., Mehrizi-Sani, A., Etemadi, A. H., Canizares, C. A., Iravani, R., Kazerani, M., ... & Jimenez-Estevez, G. A. (2014). Trends in microgrid control. *Smart Grid, IEEE Transactions on*, 5(4), 1905-1919.

Padua, D. B. (2011). Modelagem e Análise do Sistema Elétrico de Distribuição em 11,4 Kv do Campus de Goiabeiras da Ufes. Projeto de Graduação. Vitória - ES.

Silva, G. A. T. (2014). Modos de Operação de uma Microrrede de Baixa Tensão baseada em Inversores De Potência. Dissertação de Mestrado. Vitória - ES.

Xiaozhi, G., Linchuan, L., & Wenyan, C. (2011). Power Quality Improvement for Microgrid in Islanded Mode. *Procedia Engineering*, 23, 174-179.