

# SIMULAÇÃO DOS MODOS DE OPERAÇÃO DE UMA MICRORREDE DE BAIXA TENSÃO COM SISTEMA FOTOVOLTAICO

**Gabriel Antônio Taquêti Silva** – gtaqueti@hotmail.com

**Jussara Farias Fardin** – jussara@ele.ufes.br

**Lucas Frizera Encarnação** – lucas@ele.ufes.br

Universidade Federal de Espírito Santo, Departamento de Engenharia Elétrica

**Resumo.** *Uma microrrede é o agrupamento de gerações distribuídas (GDs), cargas e armazenadores de energia que trabalham de forma coordenada para serem tratadas pela rede principal como um gerador ou uma carga controlável. Normalmente, a microrrede opera em paralelo com a rede. Porém, eventuais problemas de qualidade de energia podem fazer a microrrede se desconectar da rede e operar em modo autônomo, com a habilidade de rejeição de cargas caso a geração interna não seja suficiente. Quando o serviço da rede principal retorna, a microrrede pode mudar seu modo de operação de forma a sincronizar-se com a rede principal e, posteriormente, reconectar-se à rede, retornando ao seu estado inicial. Este artigo propõe a modelagem e simulação de uma microrrede conectada à rede de distribuição da Universidade Federal do Espírito Santo (UFES) para verificar o seu comportamento quando conectada à rede, durante o ilhamento e na sincronização e reconexão. A microrrede proposta neste trabalho é composta de um sistema fotovoltaico, uma bateria e cargas. A partir dos resultados das simulações realizadas no MATLAB/Simulink®, é comprovado que as estratégias de controle fornecem à microrrede estabilidade e confiabilidade no fornecimento de energia para as cargas associadas.*

**Palavras-chave:** *Microrrede, Ilhamento, Rejeição de carga, Sincronização, Painel fotovoltaico*

## 1. INTRODUÇÃO

Com o aumento da demanda de energia elétrica e de incentivos econômicos, tecnológicos e ambientais, a geração distribuída (GD) vem sendo bastante difundida mundialmente. Geração distribuída é a geração de energia elétrica, conectada diretamente ao sistema elétrico de distribuição ou através de instalações de consumidores. Do ponto de vista da rede, as GDs eliminam o custo, complexidade e ineficiência associadas à transmissão e distribuição (Dias et al., 2005). A GD engloba o uso de várias tecnologias, tais como geradores a combustão interna, microturbinas, células a combustível, painéis fotovoltaicos e turbinas eólicas, entre outras. A maioria dessas tecnologias necessita de um inversor para o controle e para fazer a interface com o sistema elétrico de distribuição (Lasseter e Piagi, 2004).

A rede de distribuição não possui a habilidade de controlar as GDs. As microrredes (MRs), no entanto, são capazes de coordenar as GDs de tal forma que geração e cargas associadas são vistas como um subsistema, comportando-se como uma entidade única e controlada. Uma microrrede, portanto, é um sistema que possui pelo menos uma fonte de energia distribuída, chamada de microfonte, cargas e armazenadores de energia tais como baterias, capacitores e volantes de inércia, e deve ter a capacidade de manter o funcionamento em modo autônomo e de se reconectar novamente à rede se a causa do ilhamento for solucionada. Do ponto de vista do consumidor, as microrredes fornecem energia elétrica, aumentam a confiabilidade, reduzem emissões e melhoram a qualidade de energia (Hatzigiorgiou, 2002).

O estado de uma microrrede pode ser dividido em três modos de operação: conectada à rede, ilhamento e sincronização/reconexão. No modo de operação normal, ou seja, conectada à rede, a microrrede pode absorver ou fornecer potência à rede. Nesse modo, as microfones operam injetando potência ativa, podendo ou não regular a tensão local, enquanto a bateria pode se carregar, podendo ou não regular a tensão local (Peças Lopes et al, 2006).

Quando há alguma falta elétrica, ou uma parada para manutenção na rede, ou simplesmente porque a qualidade da energia não é satisfatória, a microrrede deve ter a capacidade de se desconectar da rede, entrando no modo autônomo, também chamado de ilhamento. As práticas atuais de operação da rede não permitem a operação autônoma de uma microrrede por motivos de segurança e para cumprir com as restrições de controle e proteção existentes do sistema de distribuição (ANEEL, 2012). Entretanto, para compreender todos os benefícios das GDs, a operação autônoma das microrredes deve ser considerada (Katiraei et al., 2005).

Quando o serviço da rede principal retorna, inicia-se o processo de sincronização. A habilidade de manter o sincronismo antes da reconexão é condição necessária para a estabilidade do sistema. Para isso, a diferença entre os níveis de tensão, frequência e defasamento angular da rede e da microrrede devem ser mínimos. Os métodos tradicionais usados para a sincronização podem ser agrupados em dois tipos: o método manual em que o operador monitora o sincronismo com o auxílio de medidores, e o método automático em que o sistema de controle verifica as diferenças e ajusta as referências de tensão, frequência e fase da microrrede de forma a propiciar a reconexão (Cho et al., 2011).

Este artigo propõe a modelagem e simulação de uma microrrede para verificar o seu comportamento quando conectada à rede, durante o ilhamento e no momento da sincronização/reconexão. A rede elétrica modelada é a rede de distribuição da Universidade Federal do Espírito Santo (UFES), e a microrrede proposta está localizada no Centro Tecnológico (CT), abrangendo os laboratórios e os departamentos de Engenharia Elétrica, Civil e Mecânica.

## 2. MODELAGEM DO SISTEMA

A rede elétrica modelada teve como base a rede de distribuição da Universidade Federal do Espírito Santo (UFES), cujo esquema é apresentado na Fig. 1. A rede da UFES recebe na subestação 01 (SE01) a alimentação do sistema EDP ESCELSA em 34,5kV. A tensão é abaixada para 11,4kV e é distribuída por todo o *campus* através de um sistema em anel aberto. A rede possui cabeamento aéreo de mais de 3800 metros, e 1000 metros de cabeamento subterrâneo para a alimentação das subestações. Nas subestações, a tensão é abaixada e distribuída em 220V. A rede possui um total de 13 subestações e 64 transformadores, sendo que o transformador principal (T01) possui uma capacidade de 5MVA e *tap* de -5% (Padua, 2011).



Figura 1 - Rede elétrica da UFES.

O modelo de rede utilizado neste trabalho representa a rede da UFES do ponto de entrega de energia (PEE), localizado na SE01, até o transformador que alimenta o Centro Tecnológico (CT), o transformador 36 (T36), localizado na subestação 08 (SE08). A Fig. 2 apresenta o modelo da rede desenvolvido no *software* MATLAB/Simulink®.

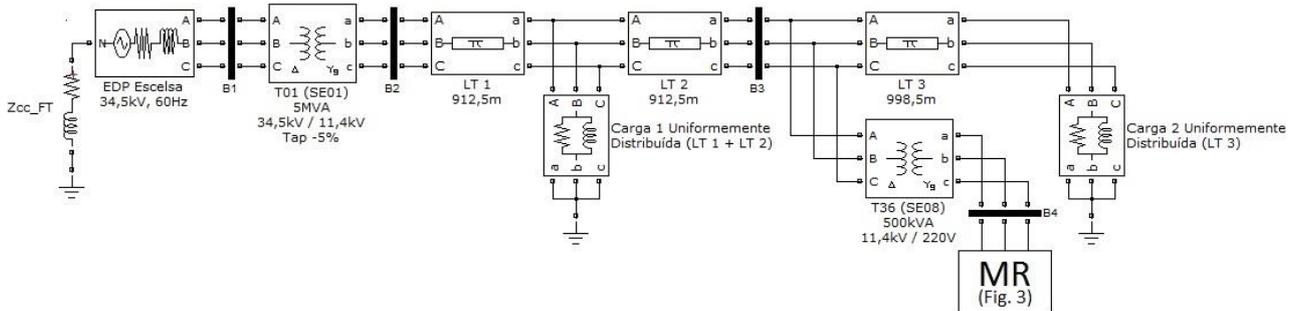


Figura 2 - Modelo da rede elétrica da UFES no MATLAB/Simulink®.

Os dados de potência de curto-circuito trifásico e fase-terra, capacidade e parâmetros dos transformadores, e comprimento e impedância das linhas de transmissão (LTs) da rede e das linhas de distribuição (LDs) da microrrede estão apresentados na Tab. 1, na Tab. 2 e na Tab. 3 (Padua, 2011). A carga total do trecho superior do anel, representada pela carga 1, é concentrada na metade do trecho, indicada na Fig. 1 e na Fig. 2 pelas linhas LT 1 e LT 2, conforme representação de cargas uniformemente distribuídas. Da mesma forma, a carga 2 representa a carga total do trecho inferior do anel e está concentrada na metade da linha LT 3 (Kagan et al., 2010).

Tabela 1 - Dados de curto-circuito no ponto de entrega de energia.

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.

Transformador	Potência [kVA]	Tensão [V]	Tap	R1, R2 [pu]	L1, L2 [pu]	Rm [pu]	Lm [pu]
T01	5000	34500 / 11400	-5%	0,002576	0,030943	680,1241	100,6769
T36	500	11400 / 220	-	0,016368	0,015145	476,1905	84,6395

Tabela 3 - Parâmetros das linhas de transmissão e distribuição.

Linha	Tensão [V]	Comprimento [km]	R1 [ $\Omega$ /km]	R0 [ $\Omega$ /km]	L1 [mH/km]	L0 [mH/km]
LT 1	11400	0,9125	0,601961644	0,779605479	1,102035337	5,29647302
LT 2	11400	0,9125	0,601961644	0,779605479	1,102035337	5,29647302
LT 3	11400	0,9985	0,599484226	0,777140711	1,103989646	5,35583879
LD 1	220	0,04069	0,6	0,93028	1,162547	3,962879
LD 2	220	0,02974	0,6	0,93028	1,162547	3,962879
LD 3	220	0,07639	0,6	0,93028	1,162547	3,962879
LD 4	220	0,03699	0,6	0,93028	1,162547	3,962879

## 2.1 Microrrede

Uma microrrede envolve uma rede elétrica de média ou baixa tensão, cargas (algumas delas podendo ser interrompidas), microfones controláveis e não-controláveis, armazenadores de energia e uma hierarquia de controle. O funcionamento da microrrede é gerenciado pela Central de Controle da Microrrede (CCMR). Em um segundo nível hierárquico de controle, existem os controles das microfones e cargas (Peças Lopes et al., 2005).

A microrrede proposta neste trabalho é composta de um sistema fotovoltaico e uma bateria, ambos de 20kW, e as cargas do CT. Os cabos de baixa tensão (LD 1 a LD 4) foram modelados de acordo com a disposição de cargas do CT, dividida entre os prédios do CTI, CTII, CTIII, CTV e laboratórios. A bateria e o sistema fotovoltaico estão localizados próximos ao transformador do CT e sobre o prédio do CTV, respectivamente. A Fig. 3 mostra a microrrede desenvolvida no MATLAB/Simulink®.

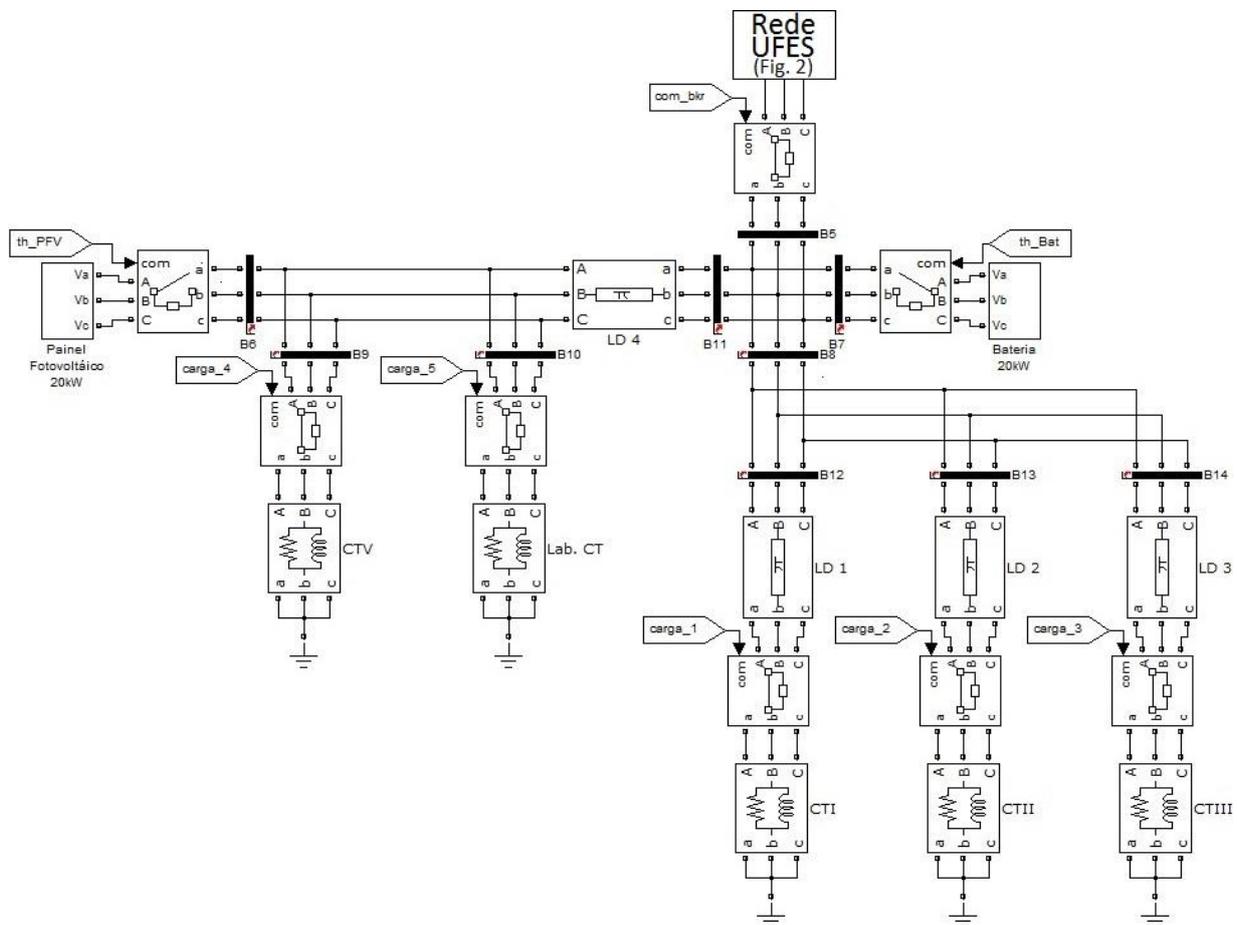


Figura 3 - Microrrede proposta modelada no MATLAB/Simulink®.

## 2.2 Sistema fotovoltaico

Uma célula fotovoltaica funciona como uma fonte de corrente dependente da radiação solar e temperatura, e a associação série e paralelo de células fotovoltaicas constituem um painel fotovoltaico (Adamidis et al., 2010).

Para este trabalho, o painel fotovoltaico foi modelado como uma fonte de corrente com geração máxima de 20kW. Os terminais do painel são conectados a um inversor trifásico de meia ponte através de um capacitor, e os sinais de pulso são fornecidos por um controle de corrente cuja referência de potência é dada pelo controle do *link* CC. A Fig. 4 mostra o modelo do sistema fotovoltaico desenvolvido no MATLAB/Simulink®, e a Fig. 5 e a Fig. 6 mostram o controle de corrente e o controle de tensão do *link* CC, respectivamente. O projeto do filtro LCL teve como base a metodologia apresentada em (Matos et al., 2010) e (Sun et al., 2009).

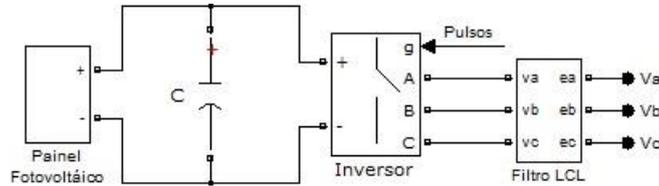


Figura 4 - Modelo do sistema fotovoltaico.

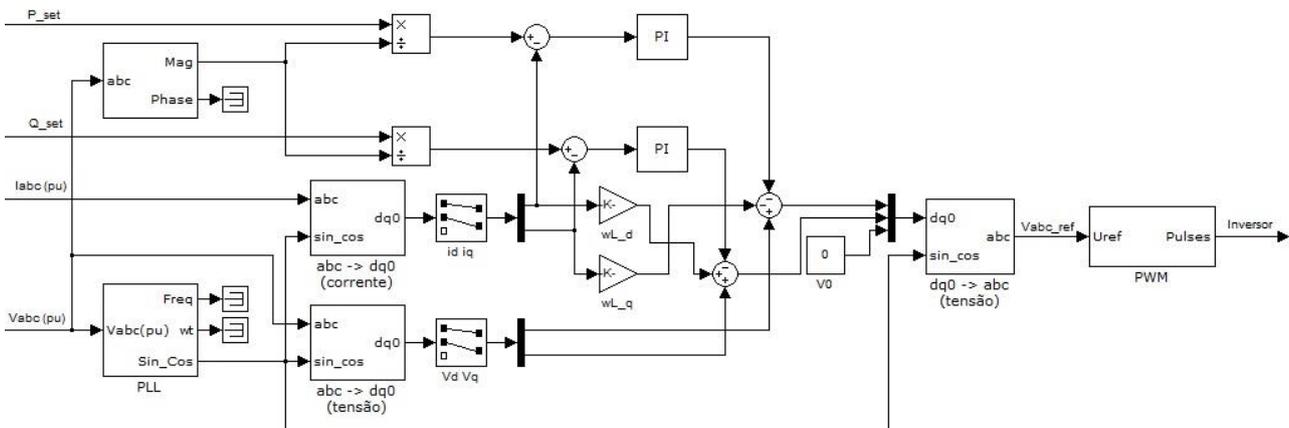


Figura 5 - Controle de corrente para o acionamento do inversor.

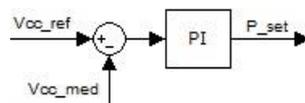


Figura 6 - Controle de tensão do *link* CC.

No controle de corrente, a partir dos sinais de referência de potência, é calculada a corrente de referência baseada nas coordenadas síncronas do eixo dq. A referência de potência ativa ( $P_{set}$ ) é calculada pelo controle de tensão do *link* CC e a referência de potência reativa ( $Q_{set}$ ) foi definida como zero. O controle do *link* CC atua de forma a manter tensão constante no *link* CC, garantindo o equilíbrio de potência incidente e transmitida.  $V_{abc}$  (pu) e  $I_{abc}$  (pu) são as tensões e correntes medidas no ponto de conexão do sistema fotovoltaico e da bateria, cada qual com sua medição independente. A partir da tensão de referência, é gerado um sinal PWM que aciona o inversor (Hagiwara et al., 2011).

## 2.3 Bateria

Em microrredes sem a utilização de geradores síncronos, a manutenção da tensão e da frequência do sistema durante o ilhamento se torna uma tarefa difícil. Uma possível solução para contornar a ausência de geradores síncronos é usar uma bateria operando como uma fonte de tensão controlada (controle VSI – *Voltage Source Inverter*) (Xu et al., 2012).

O modelo de bateria utilizado neste trabalho é o de uma fonte de tensão controlada em série com uma resistência (Tremblay, 2007). Esse modelo está disponível na biblioteca *SimPowerSystems* do MATLAB/Simulink®. A interface da bateria com a microrrede é feita através de um inversor trifásico de meia ponte e os sinais de disparo são gerados a partir do controle de corrente previamente apresentado na Fig. 5.

A bateria pode assumir duas estratégias de controle, dependendo do modo de operação da microrrede: controle PQ e controle VSI. Quando a microrrede está conectada à rede, a bateria assume o controle PQ e não participa do controle de tensão e frequência da microrrede. O controle PQ, então, atua injetando potência ativa (P) e potência reativa (Q) de

acordo com as referências enviadas pela CCMR. No modo conectado, a bateria pode se carregar, dependendo do seu estado de carga (SOC - *state of charge*). Quando ocorre o ilhamento, a estratégia de controle da bateria alterna para o controle VSI e a mesma funciona como uma fonte de tensão controlada a fim de regular tensão e frequência e equilibrar geração e consumo. Nesse controle, a referência para as potências ativa e reativa são calculadas a partir do controle *droop*.

Em redes de transmissão, a reatância é consideravelmente maior que a resistência ( $X \gg R$ ) e a resistência pode ser desprezada. Dessa forma, os fluxos de potência ativa e reativa dependem, respectivamente, da diferença angular e da diferença de tensão entre o terminal emissor e receptor. Porém, em redes de distribuição, a resistência é maior que a reatância ( $R \gg X$ ) e a relação se inverte: o fluxo de potência ativa passa a depender principalmente da diferença de tensão e o fluxo de potência reativa da diferença angular (Laaksonen et al., 2005).

Baseado na relação entre tensão e potência ativa e entre frequência e potência reativa, foi desenvolvido o controle PV-*droop* e Qf-*droop* adequados para o controle da tensão e frequência durante o ilhamento da microrrede. A Fig. 7 mostra o princípio do controle *droop* de tensão e frequência (Hatziaargyriou, 2002) e a Fig. 8 mostra o controle em blocos implementado no MATLAB/Simulink® (Laaksonen et al., 2005).

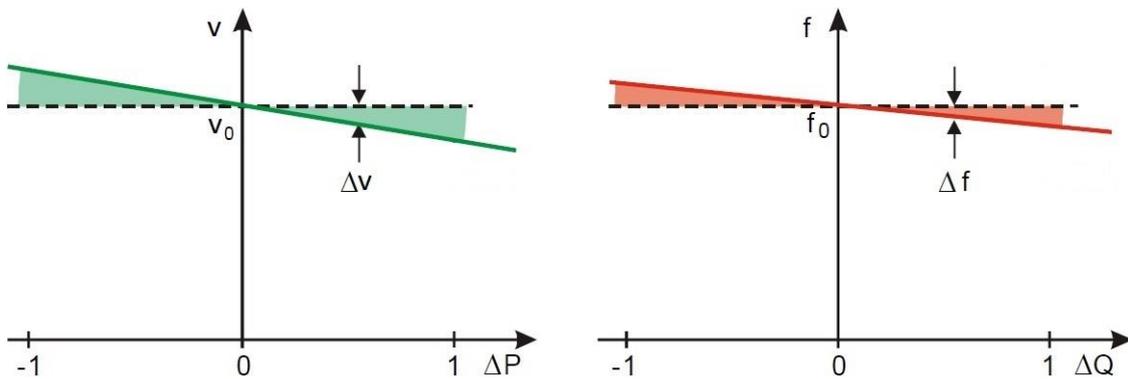


Figura 7 - Característica do controle *droop* de tensão e frequência.

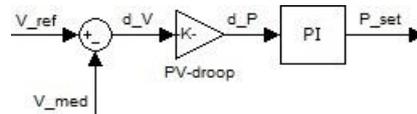


Figura 8 - Controle PV-*droop*.

A diferença entre a tensão de referência ( $V_{ref}$ ) e a tensão medida ( $V_{med}$ ) resulta numa variação de potência definida pela inclinação da característica do controle *droop* da bateria. A partir dessa variação de potência, é realizado o controle da injeção de potência, sendo que a saída do controlador PI ( $P_{set}$ ) se torna a referência de potência para o controle de corrente. A abordagem é análoga para o controle Qf-*droop*.

## 2.4 Cargas

O transformador 36 (T36) alimenta os laboratórios, o CTI, CTII, CTIII e CTV e a carga total de cada prédio foi concentrada em uma única carga equivalente. A modelagem das cargas foi realizada a partir da média semanal de consumo de potência ativa e potência reativa do T36, que marca o ponto de conexão da microrrede com a rede principal, (Padua, 2011).

Dois cenários foram considerados para a microrrede: um com carga leve e outro com carga pesada. A carga leve é de 23,3kW e 3,5kvar enquanto a carga pesada é de 106,3kW e 18,6kvar, e foram divididas da seguinte forma: 50% dividido igualmente entre os laboratórios e o CTV e os outros 50% dividido igualmente entre o CTI, CTII e CTIII.

## 3. RESULTADOS DE SIMULAÇÃO DOS MODOS DE OPERAÇÃO DA MICRORREDE

A Fig. 9 mostra a lógica de funcionamento da microrrede proposta nos três modos de operação: conectada à rede, ilhamento e sincronização/reconexão.

Inicialmente, a microrrede se encontra conectada à rede principal. Quando há alguma falta elétrica, ou uma parada para manutenção na rede, ou simplesmente porque a qualidade da energia não é satisfatória, a microrrede tem a capacidade de se desconectar da rede, entrando no modo autônomo (ilhamento). Isolada da rede, a microrrede procura estabilizar os níveis de tensão e frequência para manter a disponibilidade e a qualidade da energia elétrica. Se a geração de energia é insuficiente para atender a demanda das cargas conectadas à microrrede, o nível de tensão reduz. Segundo as normas brasileiras (ANEEL, 2012), para uma rede de distribuição de 220V, o nível de tensão adequado deve ser maior que 201V e menor que 231V, ou seja, a queda de tensão não deve ser maior que 8,6% e a sobretensão deve ser

menor que 5%. Para este trabalho, foi adotada uma queda de tensão de no máximo 5% para garantir uma melhor qualidade de energia. Caso a tensão da microrrede se estabilize com uma queda de tensão maior que 5%, a lógica de rejeição de cargas é acionada desconectando as cargas menos prioritárias até que a microrrede atinja um equilíbrio entre geração e consumo.

Quando o serviço da rede principal retorna, inicia-se o processo de sincronização para posterior reconexão da microrrede com a rede principal. Para isso, a diferença entre os níveis de tensão, frequência e defasamento angular da rede e da microrrede devem ser mínimos. Somente quando a microrrede está sincronizada com a rede, é possível fazer a reconexão e as cargas que foram eventualmente rejeitadas são religadas.

Para a microrrede proposta, composta de um sistema fotovoltaico e uma bateria, a Tab. 4 apresenta as estratégias de controle adotadas em cada modo de operação.

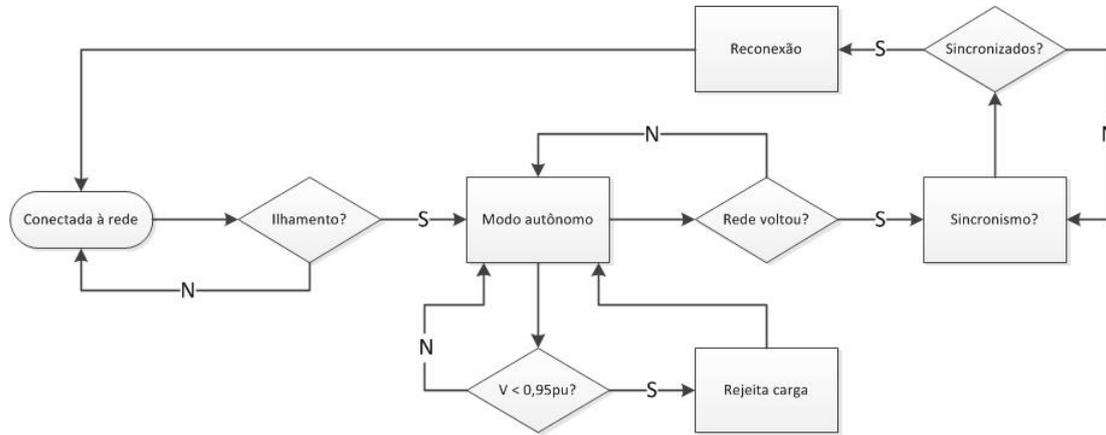


Figura 9 - Fluxograma de funcionamento da microrrede.

Tabela 4 - Estratégias de controle em cada modo de operação.

Modos de Operação	Sistema Fotovoltaico	Bateria	Características
Conectada à rede	PQ	PQ	Sistema fotovoltaico fornece potência máxima e bateria se carrega.
Ilhamento	PQ	VSI	Bateria controla tensão e frequência pelo controle <i>droop</i> .
Sincronização e Reconexão	PQ	VSI/PQ	O controle <i>droop</i> recebe novas referências para regular tensão, frequência e fase, garantindo a sincronização e a reconexão.

### 3.1 Conectada à rede

Quando conectada à rede, a microrrede é tratada como um gerador ou como uma carga controlável. Conforme detalhado anteriormente, neste modo de operação, a bateria assume o controle PQ e se carrega, o sistema fotovoltaico produz a máxima potência ativa de acordo com a incidência solar e a potência reativa gerada é zero. Além disso, os níveis de tensão e frequência são determinados pela rede principal. A Fig. 10 mostra o fluxo de potência ativa, tensão e frequência no ponto de acoplamento comum (PAC) para os casos de carga leve e carga pesada.

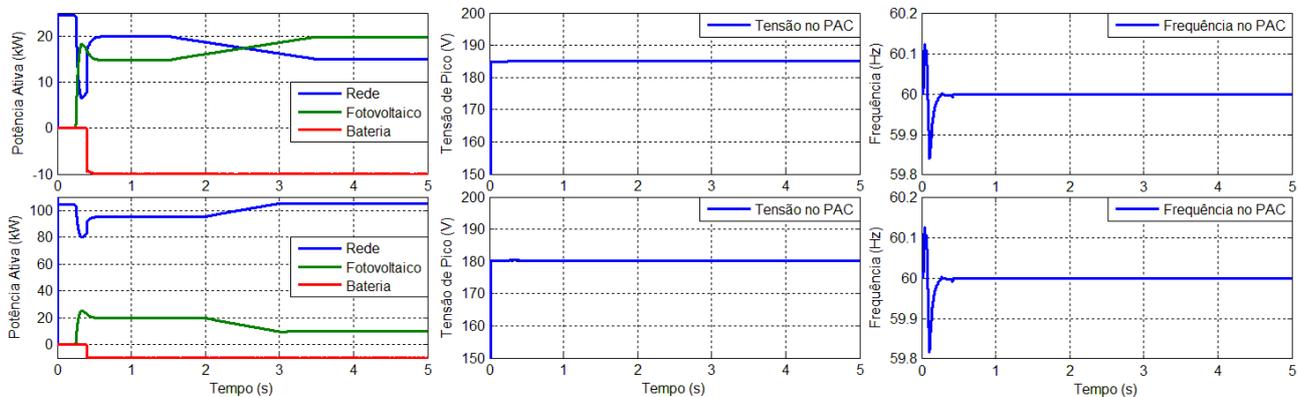


Figura 10 - Resultados da simulação no modo normal para os cenários de carga leve (1ª linha) e carga pesada (2ª linha).

O sistema fotovoltaico é conectado no instante 0,25 segundos e a bateria no instante 0,4 segundos. A variação inicial de frequência é causada pela inicialização do sistema e pode ser desprezada. Note que quando há uma variação

da injeção de potência do sistema fotovoltaico, a rede varia na mesma proporção para atender a demanda de energia. Além disso, é possível observar que a tensão e a frequência não são afetadas pela variação de potência do sistema fotovoltaico já que essas grandezas são impostas pela rede principal.

### 3.2 Ilhamento

Diante de um eventual problema de qualidade de energia, a microrrede se desconecta da rede e mantém o funcionamento no modo autônomo. Para este caso, foi novamente analisado a resposta do sistema para os cenários de carga leve e pesada. Na simulação, o ilhamento intencional ocorre no instante 0,5 segundos. Os resultados estão mostrados na Fig. 11.

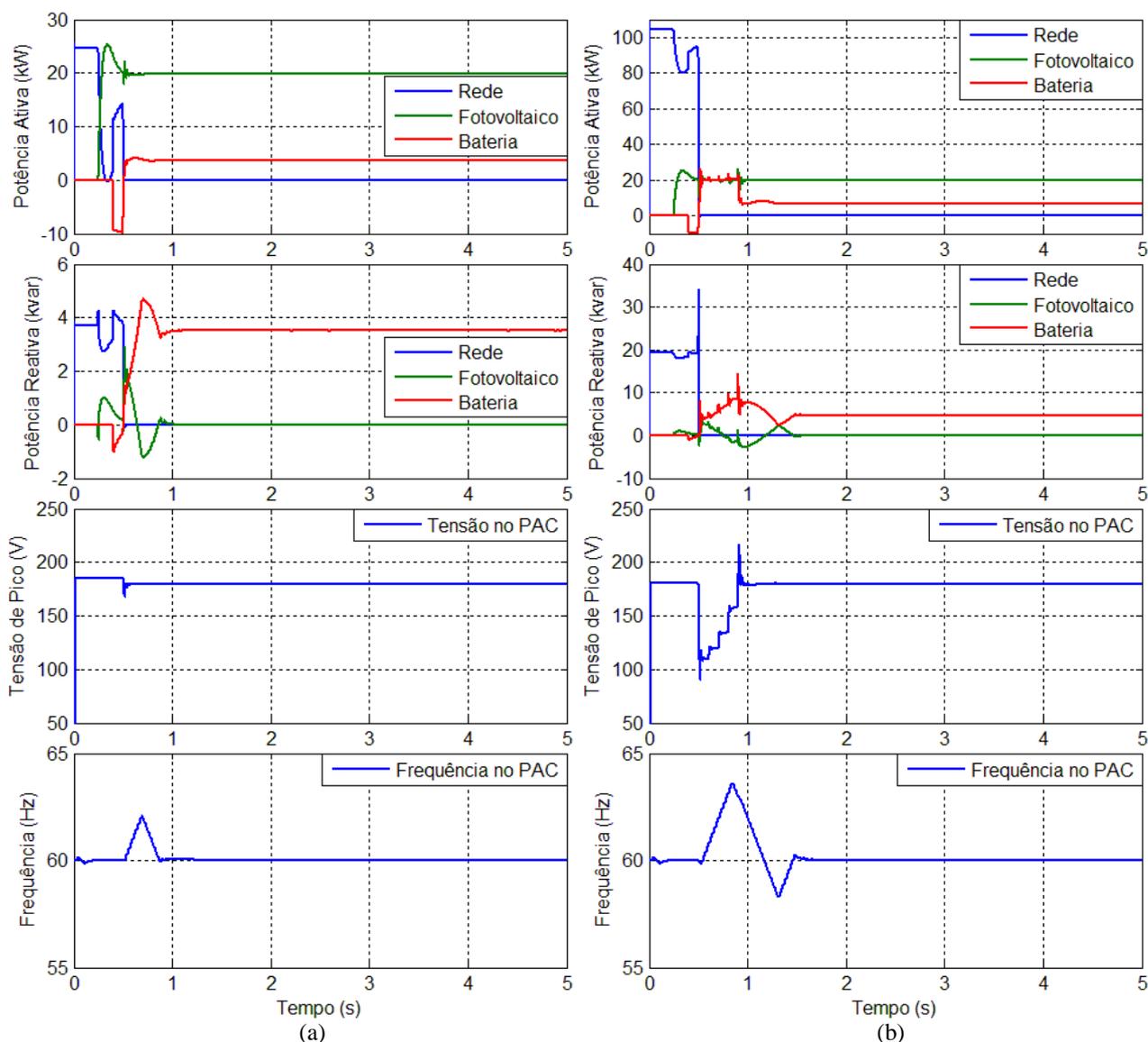


Figura 11 - Resultados da simulação no modo autônomo para os cenários de (a) carga leve e (b) carga pesada.

No momento que ocorre o ilhamento, a microrrede não possui mais a referência da rede principal. Para manter a estabilidade da microrrede, a bateria muda a estratégia de controle e funciona como uma fonte de tensão controlada (VSI). A bateria, então, controla o fluxo de potência ativa e reativa de forma a garantir os níveis de tensão e frequência, de acordo com o controle *droop*. A bateria, que antes estava carregando, agora passa a fornecer ou absorver potência de acordo com a necessidade.

Para o cenário de carga leve (23kW), a potência gerada pelo sistema fotovoltaico é constante (20kW) e a bateria fornece a potência restante. Observe que, antes do ilhamento, a tensão estava com um valor acima do nominal e, quando ocorre o ilhamento, o controle VSI da bateria atua de forma a garantir a tensão nominal. Neste caso, não houve a necessidade de rejeitar cargas, pois a geração de energia atendeu a demanda de consumo das cargas. A frequência sofre uma variação devido ao fluxo de potência reativa, mas estabiliza rapidamente em 60Hz.

Para o cenário de carga pesada (106kW), a geração da microrrede não é o suficiente para suprir a demanda e a tensão estabiliza com um valor abaixo da nominal. Quando há uma queda de tensão de mais de 5%, cargas são

rejeitadas segundo uma ordem de prioridade. No gráfico, é possível observar que há rejeição de quatro cargas, as cargas do CTI, CTII, CTIII e CTV, até a tensão permanecer em seu valor nominal ou com uma queda de tensão menor que 5%. Após a rejeição, tensão e frequência estabilizam e a microrrede funciona ilhada apenas com a carga referente aos laboratórios, tratada como uma carga prioritária.

### 3.3 Sincronização/reconexão

Para a microrrede ilhada se reconectar à rede, é preciso que tensão, frequência e fase estejam sincronizadas. A Fig. 12 mostra a estratégia de controle adotada para a sincronização (Cho et al., 2011).

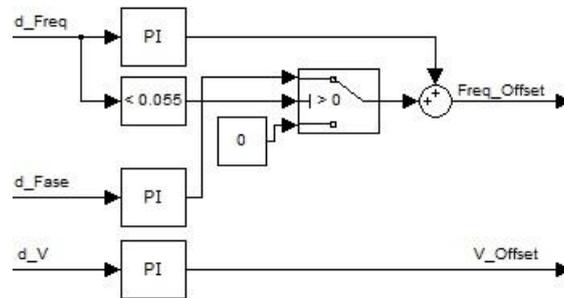


Figura 12 - Controle da tensão, frequência e fase para a sincronização.

As entradas do controle são as diferenças de tensão, frequência e fase entre a rede e a microrrede. O objetivo do controle é minimizar esses três sinais para satisfazer aos critérios de sincronização, apresentados na Tab. 5. O controle gera os sinais de *offset* para o controle *droop*.

Tabela 5 - Critérios de sincronização.

Diferença de tensão	$< \pm 3\%$
Diferença de frequência	$< \pm 0,1\text{Hz}$
Diferença de fase	$< \pm 2^\circ$

A Fig. 13 e a Fig. 14 mostram os resultados da simulação durante a sincronização e no momento da reconexão. Se a rede principal estiver disponível e a microrrede estabilizada no modo autônomo, dá-se início ao processo de sincronização. Na simulação, o ilhamento foi intencional e o controle de sincronismo foi acionado no instante 3 segundos. A partir da diferença entre tensão, frequência e fase, são gerados novos valores de referência a fim de reduzir a diferença dessas grandezas a um mínimo aceitável, estabelecendo o sincronismo. Uma vez que a diferença satisfaz aos critérios de sincronização, ocorre a reconexão através do fechamento do disjuntor. O ilhamento intencional ocorre no instante 0,5 segundos (estado 0 do disjuntor) e a reconexão automática definida pelo controle proposto ocorre no instante 3,9 segundos (estado 1 do disjuntor) para o cenário de carga leve e no instante 3,8 segundos para o cenário de carga pesada. A partir dos gráficos, é possível observar a rapidez com que o controle atua para reduzir a diferença de tensão, frequência e fase e efetuar a reconexão.

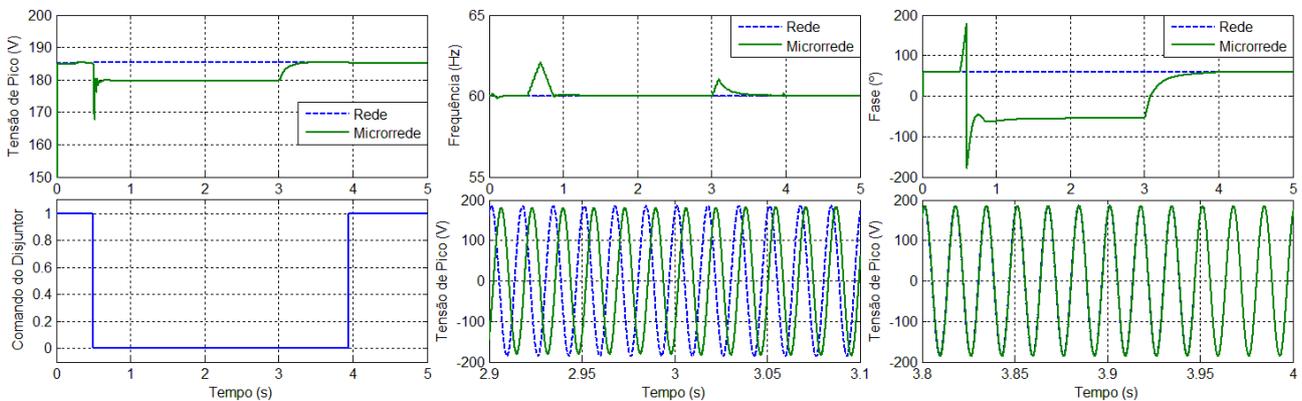


Figura 13 - Resultados da simulação durante a sincronização para o cenário de carga leve.

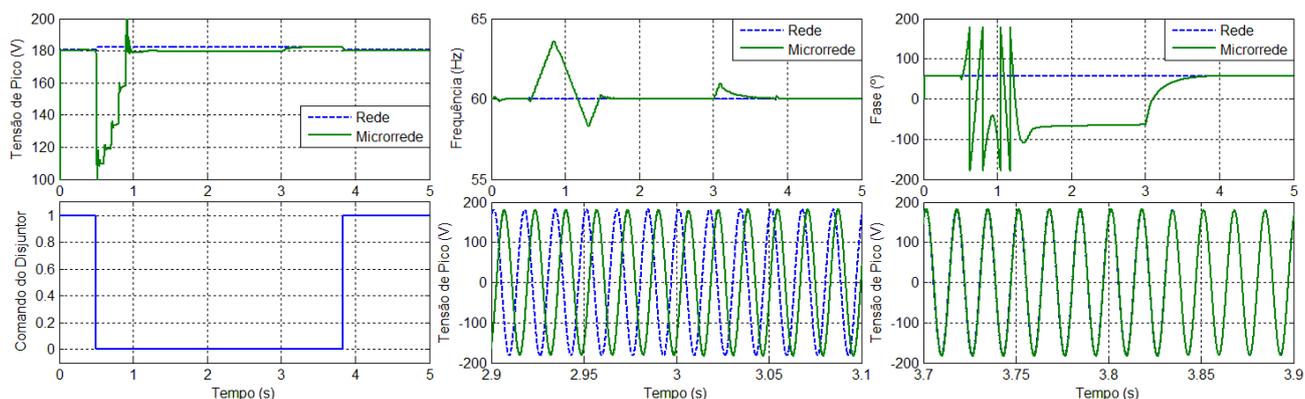


Figura 14 - Resultados da simulação durante a sincronização para o cenário de carga pesada.

#### 4. CONCLUSÃO

Neste trabalho, foi desenvolvido um modelo da rede de distribuição da UFES contemplando os transformadores principais, as linhas de transmissão e as cargas durante o carregamento leve e pesado. Baseado no modelo concebido, foi proposto o desenvolvimento de uma microrrede localizada no CT/UFES composta por um sistema fotovoltaico, uma bateria e cargas distintas que correspondem aos prédios do CT/UFES. O sistema fotovoltaico modelado mostrou ter um desempenho adequado a partir do controle de corrente para o acionamento do inversor e do controle de tensão para manter a tensão do *link* CC constante.

De forma a comprovar o desempenho da microrrede, foram apresentados os resultados de simulação da mesma nos três modos de operação nos cenários de carga leve e pesada. No modo de operação normal, conectada à rede, a microrrede se manteve estável assumindo os valores de tensão e frequência impostas pela rede principal. No modo autônomo, ilhamento, foi possível observar que a microrrede se manteve estável provando a eficácia do controle *droop* da bateria nos cenários de carga leve e pesada. Além disso, no cenário de carga pesada, foi possível observar que a microrrede foi capaz de identificar o desequilíbrio entre geração e consumo, rejeitando cargas não prioritárias, mantendo tensão e frequência constantes. Por fim, no modo de sincronismo, o controle obteve sucesso reduzindo a diferença da tensão, frequência e fase entre a rede principal e a microrrede, possibilitando a reconexão da mesma.

Dessa forma, o desempenho da microrrede proposta obteve uma resposta satisfatória nos três modos de operação garantindo qualidade e confiabilidade no fornecimento de energia para as cargas associadas.

#### REFERÊNCIAS

- Adamidis, G., Tsengenes, G., Kelesidis, K., 2010. Three Phase Grid Connected Photovoltaic System with Active and Reactive Power Control Using “Instantaneous Reactive Power Theory”. International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ’10), Granada (Spain), March 2010.
- ANEEL, 2012. Resolução Normativa N° 482, de 17 de Abril de 2012.
- Cho, C., Jeon, J., Kim, J., Kwon, S., Park, K., Kim, S., 2011. Active Synchronizing Control of a Microgrid. IEEE Transactions on Power Electronics, Vol. 26, NO. 12, December 2011.
- Dias, M. V. X., Borotni, E. C., Haddad, J., 2005. Geração distribuída no Brasil: oportunidades e barreiras. Sociedade Brasileira de Planejamento Energético, Revista Brasileira de Energia, Vol. 11 / N° 2.
- Hagiwara, M., Maeda, R., Akagi, H., 2011. Control and Analysis of the Modular Multilevel Cascade Converter Based on Double-Star Chopper-Cells (MMCC-DSCC). IEEE Transactions on Power Electronics, Vol. 26, NO. 6, June 2011.
- Hatziaargyriou, N., 2002. MICROGRIDS – Large Scale Integration of Micro-Generation to Low Voltage Grids. National Technical University of Athens, School of Electrical and Computer Engineering.
- Hu, W., Wang, Y., Song, X., Wang, Z., 2009. An Improved DC-Link Voltage Control Method for Multiple Grid Connected Converter in Direct Drive Wind Power Generation System. Applied Power Electronics Conference and Exposition, APEC 2009, Twenty-Fourth Annual IEEE.
- Kagan, N., Oliveira, C. C. B., Robba, E. J., 2010. Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica. Editora Edgard Blucher, 2ª ed., 2010.
- Katiraei, F., Irvani, M. R., Lehn, P. W., 2005. Micro-Grid Autonomous Operation During and Subsequent to Islanding Process. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 20, No. 1, January 2005.
- Laaksonen, H., Saari, P., Komulainen, R., 2005. Voltage and Frequency Control of Inverter Based Weak LV Network Microgrid. International Conference on Future Power Systems.
- Lasseter, R. H., Piagi, P., 2004. Microgrid: A Conceptual Solution. University of Wisconsin-Madison, PESC’04 Aachen, Germany.

- Matos, F. F., Sousa, C. V., Rezende, G. M., Toledo, R. A. N., Seleme Jr., S. I., Silva, S. R., 2010. Projeto e Construção de Filtro LCL para Conversores PWM. Departamento de Engenharia Elétrica UFMG, XVIII Congresso Brasileiro de Automática, Setembro 2010, Bonito-MS.
- 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, UFES, Vitória.
- Peças Lopes, J. A., Moreira, C. L., Resende, F. O., 2005. Microgrids Black Start and Islanded Operation. INESC Porto, FEUP. 15th PSCC, Liege, 22-26 August 2005.
- Peças Lopes, J. A., Moreira, C. L., Madureira, A. G., 2006. Defining Control Strategies for MicroGrids Islanded Operation. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 21, NO. 2, May 2006.
- PRODIST – Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional. Módulo 8 – Qualidade de Energia, Revisão 4, 2012. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em 26 nov. 2013.
- Sun, W., Chen, Z., Wu, X., 2009. Intelligent Optimize Design of LCL Filter for Three-Phase Voltage-Source PWM Rectifier. Power Electronics and Motion Control Conference, IPEMC '09, IEEE 6th International.
- Tremblay, O., Dessaint, L., Dekkiche, A., 2007. A Generic Battery Model for the Dynamic Simulation of Hybrid Electric Vehicles. Electrical Engineering Department, Ecole de Technologie Supérieure.
- Xu, L., Miao, Z., Fan, L., 2012. Control of a Battery System to Improve Operation of a Microgrid. Department of Electrical Engineering, University of South Florida, Tampa, FL, USA.

### **SIMULATION OF THE OPERATION MODES OF A LOW VOLTAGE MICROGRID WITH PHOTOVOLTAIC SYSTEM**

**Abstract.** *A microgrid is a cluster of distributed generations (DGs), loads and energy storages that work in a coordinate way to be treated by the main grid as a generator or a controllable load. Typically, a microgrid operates in parallel with the main grid. However, eventual energy quality issues may force the microgrid to disconnect from the main grid and operate in autonomous mode, with load shedding ability when internal generation is not enough. When grid service returns, the microgrid can change its operational mode in order to synchronize with the main grid and, later, reconnect to the grid, returning to its initial state. This paper proposes the modeling and simulation of a microgrid connected to the distribution grid of the Federal University of Espírito Santo (UFES) to verify its behavior when connected to the main grid, during islanding and at synchronization and reconnection. The microgrid proposed in this paper is composed of a photovoltaic system, a battery and loads. From the results obtained through simulation in MATLAB/Simulink<sup>®</sup>, it is proven that the control strategies provide to the microgrid stability and reliability in power supply to associated loads.*

**Key words:** *Microgrid, Islanding, Load shedding, Synchronization, Photovoltaic panel*