

CONTROLE CENTRALIZADO PARA REGULAÇÃO DE TENSÃO EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO COM ALTA PENETRAÇÃO FOTOVOLTAICA

EMANOEL L. DA SILVA*, ANTONIO M. N. LIMA†, MAURÍCIO B. R. CORRÊA†, MONTIÊ A. VITORINO†, LUCIANO BARBOSA*, TULIO A. DIAS*

*Departamento de Engenharia Elétrica
Universidade Federal de Campina Grande (UFCG)
R. Aprígio Veloso, 882, Campina Grande - PB, 58429-900
{emanoel.silva*, luciano.barbosa*, tulio.dias*}@ee.ufcg.edu.br,
{amnlima†, mbrcorrea†, vitorino†}@dee.ufcg.edu.br*

Abstract—In this paper a centralized control system is proposed to coordinate the power flow in low voltage networks with high penetration of photovoltaic systems. The voltage and active power levels are received at a Centralized Control Unit (CCU) which defines the optimal operating condition for minimizing both the absorption of reactive power and the active power curtailment. The real-time optimization is formulated as a linear programming problem that is based on network sensitivity coefficients which are obtained by means of a recursive least-squares identification algorithm with a forgetting factor. This means that the proposed strategy does not require the knowledge of the network model parameters. It is proposed that the contribution of each PV inverter is defined in a way that while the inverters connected in the end of a feeder operate absorbing reactive power, inverters close to the origin operate injecting reactive power consequently promoting internal compensation in the low voltage networks. Simulation results are used to demonstrate that by using the proposed centralized strategy, it is possible to maintain the voltage within prescribed limits while the consumption of reactive power is significantly reduced.

Keywords—Centralized Control, Photovoltaic Systems, Optimization and Sensitivity Coefficients.

Resumo— Neste artigo é proposto um sistema de controle centralizado para coordenar o fluxo de potência em redes de baixa tensão com alta penetração de sistemas fotovoltaicos. Os níveis de tensão e potência ativa são recebidas por uma Unidade de Controle Centralizado que define a condição de operação ótima para minimização da absorção de reativos e do corte de potência ativa. A otimização em tempo real é formulada como um problema de programação linear baseado em coeficientes de sensibilidade da rede elétrica, obtidos usando o método dos mínimos quadrados recursivo com fator de esquecimento. Isso significa que a estratégia não requer conhecimento dos parâmetros do modelo da rede. É proposto que a contribuição de cada inversor PV é definida de modo que, enquanto os inversores conectados nas barras terminais operam absorvendo potência reativa, os inversores próximos a origem operam injetando potência reativa, consequentemente promovendo compensação interna na rede de baixa tensão. Resultados de simulação são usados para demonstrar que com a estratégia centralizada proposta, além de reduzir significativamente o consumo de potência reativa, é possível manter a tensão dentro dos limites pré-estabelecidos.

Palavras-chave— Controle Centralizado, Sistemas Fotovoltaicos, Otimização e Coeficientes de Sensibilidade.

1 Introdução

O aumento da penetração fotovoltaica (PV) na Rede de Baixa Tensão (RBT) tem provocado problemas com elevação de tensão. A elevação da tensão, além de degradar a Qualidade da Energia Elétrica (QEE), bem como, a segurança do sistema, pode limitar a expansão da geração PV na rede. Nesse contexto, vários trabalhos têm investigado diferentes técnicas para mitigar esse problema. A solução padrão consiste em altos investimentos na modificação da infraestrutura física da rede como, por exemplo, substituição dos transformadores de distribuição e dos cabos. Opcionalmente, cresce a ideia de se utilizar os próprios sistemas PV para regular a tensão, reduzindo custos de investimentos e aumentando a capacidade de instalação de novas unidades de geração.

Na literatura, duas estratégias para regulação da elevação de tensão usando os sistemas PV têm se destacado: estratégias de controle descentralizado e centralizado.

No controle descentralizado, apenas medições locais são utilizadas para regulação de tensão, geralmente, a potência ativa gerada pelos PVs e o módulo da tensão

no Ponto de Acoplamento Comum (PAC). Essa estratégia, apesar de sua simplicidade, sem informações de parâmetros da rede e sem comunicação com os demais inversores, não garante a mitigação da tensão para níveis aceitáveis, além de, não possibilitar a minimização da absorção de reativos, sobrecarregando o Transformador de Distribuição (TD) e elevando as perdas na rede (Kerber & Witzmann, 2009).

Por sua vez, o controle centralizado, ao contrário do primeiro, utiliza uma infraestrutura de comunicação para coletar dados da rede, processando-os segundo algoritmos de otimização para definir o set point dos inversores. Logo, requerimentos para comunicação são necessários. Por esse motivo, essa estratégia foi por muito tempo descartada. Entretanto, nos últimos anos, com os avanços da tecnologia e a utilização crescente dos chamados *smart meters*, já equipados com módulos de comunicação, o controle centralizado tem ganhado cada vez mais espaço (Bronzini, Bruno, La Scala & Sbrizzai, 2011).

Esse artigo propõe a utilização de uma Unidade de Controle Centralizado (UCC) para regular a tensão em RBT com alta penetração PV. O fluxo de potência dos sistemas PV é coordenado por três modos de operação da UCC. Para promover a eficiência energética no

processo de regulação, a UCC recebe dados dos inversores PV distribuídos ao longo do alimentador e os processa mediante algoritmos de otimização. O problema de otimização é formulando a partir da utilização de coeficientes que traduzem a sensibilidade V-P e V-Q nas barras com níveis críticos de tensão, amenizando o consumo de reativos e o Corte de Potência Ativa (CPA). Os coeficientes de sensibilidade são calculados mediante a utilização do método dos mínimos quadrados recursivo e de forma independente de parâmetros do modelo da rede. Para possibilitar a participação de todos os consumidores no processo de regulação, os consumidores conectados nas barras terminais operam consumindo reativos e, na medida do possível, os consumidores próximos a origem operam injetando reativos, promovendo uma compensação interna de reativos na RBT, reduzindo a carga no TD e as perdas na rede.

2 Técnicas para Regulação de Tensão

2.1 Controle Descentralizado

Dentre as técnicas que fazem parte da estratégia descentralizada, tem se destacado a utilização do controle V-var, onde a geração de potência ativa é priorizada, enquanto que, a regulação de tensão é feita absorvendo/injetando reativos. Para isso é necessário que os inversores PV operem com Fator de Potência (FP) diferente da unidade. Para atender a esse requisito, alguns países já têm atualizado suas normas de rede (Yang, Enjeti, Blaabjerg & Wang, 2015). No caso do Brasil, a ANEEL estabeleceu o FP mínimo de 0.9 (indutivo ou capacitivo) para inversores com potência nominal de até 3 kW. Isso significa que os inversores devem ser sobre dimensionados em até 11% da capacidade nominal de geração.

No caso da geração PV, em que a potência ativa fornecida varia ao longo do dia, a principal técnica empregada consiste em calcular a referência de potência reativa em função da tensão no Ponto de Acoplamento Comum (PAC) (Demirok, Sera, Teodorescu, *et al*, 2010), obedecendo a uma curva de *droop*, conforme ilustrado na Figura 1 (Demirok, Gónzales, Frederiksen, *et al*, 2011).

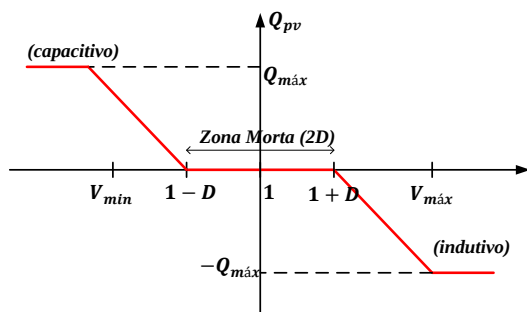


Figura 1. Curva de droop para o controle V-var.

Na curva de *droop*, há uma zona morta para a qual o inversor opera com FP unitário e, caso a tensão atinja seu valor máximo estipulado por norma, o inversor ab-

sorve o máximo possível de reativos ($Q_{máx}$). A potência reativa máxima é calculada em função da potência ativa gerada e do fator de potência mínimo (FP_{min}):

$$Q_{máx} = P_{pv} \tan(\cos^{-1} FP_{min}) \quad (1)$$

No cálculo de $Q_{máx}$ também, deve ser considerada a capacidade operacional do inversor, pois, em alguns horários do dia, a potência ativa gerada pelo PV pode ser maior que sua potência nominal.

2.2 Controle Centralizado

Nesta estratégia, a otimização pode ser formulada a partir do problema do Fluxo de Potência Ótimo (FPO), onde a função objetivo consiste em minimizar a absorção de reativos, enquanto que, as restrições são relacionadas aos limites normativos de tensão e restrições operacionais dos inversores (Craciun, Man, Muresan, *et al*, 2012).

A formulação do problema de otimização a partir do FPO tem sido comumente utilizada na literatura, entretanto, ela requer métodos de programação não linear para solucionar as equações fundamentais do fluxo de potência. Outra desvantagem, é sua dependência de parâmetros do modelo da rede, haja em vista que, sem conhecer a matriz admitância de barra Y não há como solucionar o problema.

3 Otimização Utilizando Análise de Sensibilidade

A análise de sensibilidade tem sido comumente utilizada para compensação estática de tensão usando banco de capacitores em redes de média tensão (Kishore & Hill, 1971), entretanto, neste artigo é proposta sua utilização para compensação dinâmica de tensão usando os inversores PV em RBT. Essa análise proporciona uma forma para calcular a variação de tensão através de uma função linear da injeção de potência ativa e reativa nas barras da rede, reduzindo a complexidade do algoritmo de otimização.

3.1 Formulação do Problema de Otimização

Numa rede radial de baixa tensão, seja Ω_{PV} o conjunto formado por todas as barras que contém geradores PV, N_{PV} o total de barras contidas em Ω_{PV} e j_{cri} a barra com nível crítico de tensão. O problema de otimização consiste em mitigar a elevação de tensão na barra j_{cri} , absorvendo/injetando o mínimo possível de reativos e, caso seja necessário, cortando o mínimo de potência ativa nos geradores PV.

Pela análise de sensibilidade, para otimizar a absorção de reativos, os consumidores terminais (mais distantes do TD) sempre terão maior participação na absorção de reativos, haja em vista que, as barras terminais terem maior sensibilidade a variação de reativos.

Neste artigo é proposta uma formulação em que todos os consumidores participam do processo de regulação de tensão, de modo que, no controle V-var, enquanto

os consumidores terminais operam absorvendo reativos, os consumidores próximos à origem, na medida do possível, operam injetando reativos, promovendo uma compensação interna na rede de baixa tensão. Quando a absorção de reativos não for suficiente para mitigar a elevação de tensão, os inversores passam a operar com o controle V-W, onde o CPA é distribuído igualmente para todos os sistemas PV conectados à rede, sem prejudicar apenas os consumidores conectados no final da rede.

Feitas essas considerações, matematicamente, o problema de otimização pode ser formulado da seguinte forma:

$$\min \sum_{i \in \Omega_{PV}} Q_{pv_i} \text{ ou } \min \sum_{i \in \Omega_{PV}} P_{C_i} \quad (2)$$

sujeito a:

$$V_{j_{cri}} + [S_{VP}][\Delta P_C] + [S_{VQ}][\Delta Q_{pv}] \leq V_{máx} \quad (3)$$

$$\sum_{i \in \Omega_{PV}} Q_{pv_i} \leq 0 \quad (4)$$

$$P_{C_{i-1}} = P_{C_i} \quad (5)$$

$$-Q_{máx_i} \leq Q_{pv_i} \leq Q_{máx_i} \quad (6)$$

$$0 \leq P_{C_i} \leq P_{pv_i}^{PM} \quad (7)$$

A Eq. (2) representa a função objetivo, sendo Q_{pv_i} a potência reativa de referência absorvida/injetada pelos inversores PV conectado à barra i , enquanto que, P_{C_i} é o CPA quando a absorção de reativos não for suficiente para regulação de tensão.

A inequação (3) está relacionada aos limites normativos de tensão, sendo $[S_{VP}]$ e $[S_{VQ}]$ os vetores de ordem $1 \times N_{PV}$ contendo, respectivamente, os coeficientes de sensibilidade V-P e V-Q relativos a barra com nível crítico de tensão, $[\Delta P_C]$ e $[\Delta Q_{pv}]$ os vetores de ordem $N_{PV} \times 1$ contendo, respectivamente, a variação CPA e a potência reativa absorvidos/injetados pelos inversores PV.

A restrição representada por (4) foi adicionada para garantir que os inversores PV próximos à origem da rede, operando no modo capacitivo, forneçam apenas o necessário para compensar a absorção de reativos no final da rede e a restrição (5) garante que o CPA é o mesmo para todos os geradores PV;

As inequações (6) e (7) representam as restrições em termos dos limites operacionais do sistema PV, sendo o valor de $Q_{máx}$ calculado considerando o FP mínimo e a potência nominal do inversor PV.

Deve ser observado que todo o problema de otimização foi formulado usando apenas equações lineares, possibilitando que o problema possa ser solucionado com métodos de programação linear.

3.2 Cálculo dos Coeficientes de Sensibilidade

Os coeficientes de sensibilidade podem ser obtidos diretamente das submatrizes do Jacobiano (J) da equação linear do método de Newton-Raphson. Entretanto, esses coeficientes devem ser atualizados constantemente sempre que as condições de operação da rede mudar, o que pode tornar sua implementação computacional inviável, haja em vista a necessidade de operações matriciais complexas. Outra desvantagem é a necessidade da matriz admitância de barra Y para calcular o jacobiano, tornando o método dependente do modelo da rede.

Neste artigo é proposto a utilização do método dos Mínimos Quadrados Recursivo (MQR) para estimar os coeficientes de sensibilidade da rede. A estimação é realizada considerando que as ações de controle são realizadas em instantes discretos de tempo $t_k = kh_{upd}$, sendo k a k -ésima amostra e h_{upd} o período de atualização das amostras. Pela análise de sensibilidade, o módulo da tensão em uma barra j da rede pode ser estimado em função da variação das potências ativa e reativa da seguinte forma:

$$\hat{V}_j(k) = \underbrace{[V_j(k-1) \quad [\Delta P_{pv}]^T \quad [\Delta Q_{pv}]^T]}_{\varphi^T(k)} \underbrace{\begin{bmatrix} 1 \\ [S_{VP}]^T \\ [S_{VQ}]^T \end{bmatrix}}_{\hat{\theta}(k-1)} \quad (8)$$

sendo $\varphi^T(k)$ chamado de vetor regressor, contendo dados de medições de tensão e potência ativa da rede e $\hat{\theta}(k-1)$ é o vetor de parâmetros desconhecidos, contendo os coeficientes de sensibilidade V-P e V-Q estimados nos instantes anteriores. O método MQR consiste em estimar recursivamente o vetor $\hat{\theta}$ de modo a minimizar a função custo dada em (9).

$$J(\hat{\theta}, k) = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^k \lambda^{k-i} (V_j(i) - \varphi^T(i) \hat{\theta}(k))^2 \quad (9)$$

Em (9), foi utilizado o fator de esquecimento λ , onde dados anteriores são descartados gradualmente em favor de informações mais recentes. Desse modo, garantindo a estimação correta da sensibilidade mesmo ocorrendo mudanças nas condições de operação da rede e tornando o método independente dos parâmetros do modelo da rede.

4 Unidade de Controle Centralizado

A UCC proposta consiste em uma entidade de controle que monitora todas as unidades de geração PV distribuídas ao longo do alimentador da rede. Ela recebe dados de tensão e potência ativa gerada, processa-os de acordo com o algoritmo de otimização explicado na seção 3 e define o ponto de operação dos inversores em termos de potência reativa absorvida/injetada e do CPA.

Conforme ilustrado na Figura 2, a UCC possui três modos de operação, descritos a seguir.

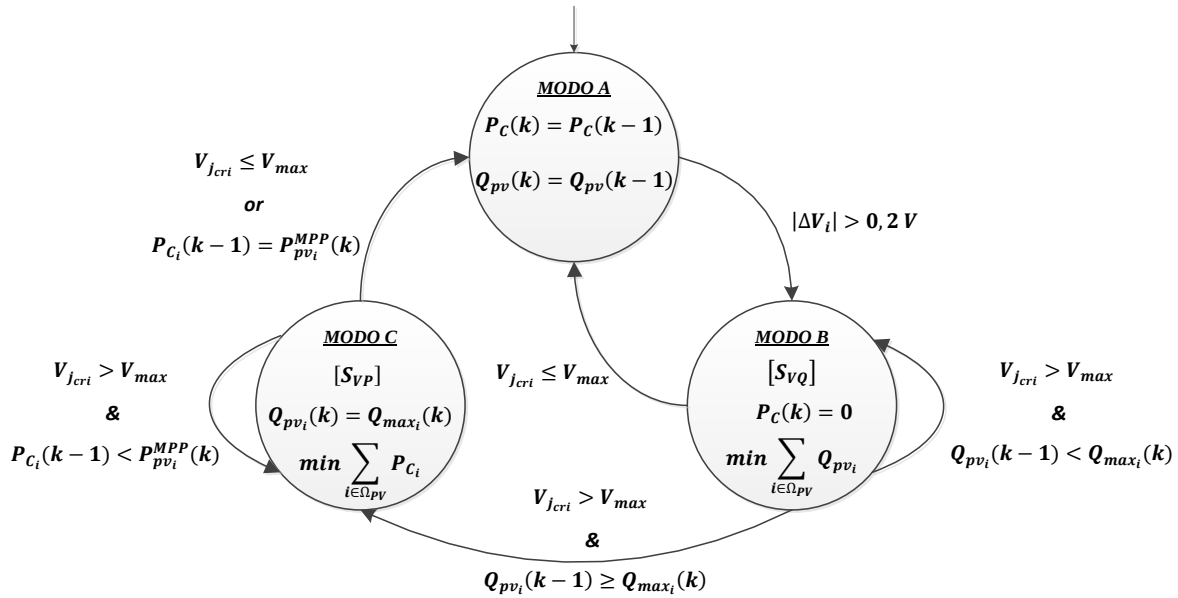


Figura 2. Modos de operação da UCC.

4.1 Modo A: Regime Permanente

O *Modo A* representa o modo de operação em regime permanente, isto é, onde nenhuma barra apresenta níveis críticos de tensão. Todas as ações de controle devem ser tomadas pela UCC para conduzir a rede para esse modo de operação e, uma vez alcançando-o, nenhuma nova ação de controle deve ser tomada.

Neste modo, a UCC não precisa enviar sinais de comunicação para os inversores PV, permanecendo neste até que uma variação no módulo da tensão superior a 0,2 V seja registrada por algum dos inversores. Nesse caso, a UCC passa a operar no *Modo B*.

4.2 Modo B: Controle V-var

No *Modo B*, a UCC processa os dados de entrada de acordo com a formulação do problema de otimização, tendo como função objetivo a minimização do somatório das potências reativas dos sistemas PVs para regulação da tensão (Controle V-var), mantendo o CPA nulo. Ao final, são definidos os pontos de operação em termos de potência reativa para cada inversor PV da rede.

Uma vez definido o ponto de operação, novas medições de tensão e potência ativa são realizadas e a lógica do próximo modo de operação consiste em avaliar os dados de entrada nos instantes atual (k) e anterior ($k-1$):

- Se $V_{jcri}(k) \leq V_{max}$: a UCC passa operar no *Modo A*;
- Se $V_{jcri}(k) > V_{max}$ e $Q_{pv}(k-1) < Q_{máx}(k)$: não foi possível mitigar a elevação de tensão e, como ainda há disponibilidade para produção de reativos, a UCC permanece

no *Modo B* para definir um novo ponto de operação para os inversores;

- Se $V(k) > V_{max}$ e $Q_{pv}(k-1) \geq Q_{máx}(k)$: a elevação de tensão não foi mitigada e, como não há disponibilidade operacional para elevação dos reativos, os inversores passam a operar com seus respectivos valores de $Q_{máx}$ e a UCC passa a operar no *Modo C*.

4.3 Modo C: Controle V-W

Assim como no *Modo B*, no *Modo C* os dados de entrada são processados seguindo a formulação do problema de otimização, entretanto, tendo como função objetivo a minimização do somatório dos CPA. Por fim, são definidos os pontos de operação em termos de CPA para regular a tensão (controle V-W), mantendo os reativos em seus valores máximos.

Novamente, a lógica do próximo modo consiste em avaliar os dados de entrada nos instantes atual e anterior. Neste modo, caso toda a potência ativa seja cortada e a tensão continuar acima do seu valor máximo permitido, certamente a elevação de tensão está sendo causada por outros problemas e, para manter os níveis de segurança, a proteção contra sobretensão dos inversores é ativada, desconectando-os da rede.

5 Estudo Comparativo

Para verificar o desempenho do processo de regulação da tensão, foram realizadas simulações computacionais de uma RBT de teste, comparando os resultados obtidos com o controle de *droop* descentralizado com a técnica de controle centralizado proposta.

Para comparação de desempenho, foram tomados como base os requerimentos de QEE estabelecidos no Módulo 8 do PRODIST da ANEEL, ou seja, FP mínimo de 0,9 e nível máximo de tensão igual 1,05 pu,

correspondente a 231V numa rede com tensão nominal de 220V.

Para a UCC foi utilizado um período de amostragem de 100 ms, enquanto que, para o controle de *droop* descentralizado foi considerado um período de 100 μ s. No controle de *droop*, para possibilitar que todos os sistemas PV participem da regulação de tensão, o controle inicia a absorção de potência reativa quando a tensão for maior ou igual a 1,025 pu.

5.1 RBT de Teste

Conforme ilustrado na Figura 3, a rede elétrica para teste consiste de uma RBT monofásica contendo apenas um alimentador radial com cinco barras, sendo a barra 1 uma barra de referência com módulo e fase da tensão constantes e iguais a 1 pu e 0°, respectivamente.

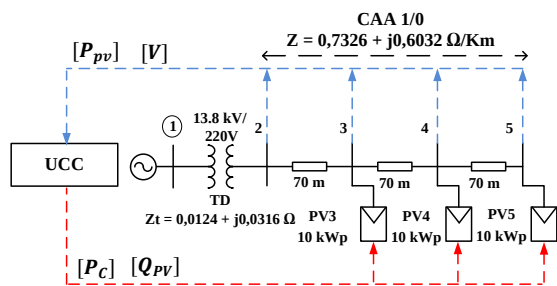


Figura 3. Rede de baixa tensão para teste.

Foi considerado um cenário com carga nula e a conexão de três sistemas PV com potência nominal de 10 kW. O TD foi modelado como uma impedância RL. Os sistemas PV foram modelados como fontes de corrente controlada, onde a potência ativa fornecida varia em função da radiação solar.

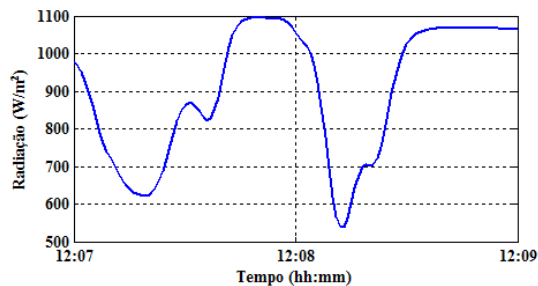


Figura 4. Perfil de radiação solar usado nas simulações.

O perfil de radiação solar foi coletado usando um piranômetro instalado sobre o telhado do Laboratório de Eletrônica Industrial e Acionamento de Máquinas (LEIAM) localizado na Universidade Federal de Campina Grande (UFCG) durante um intervalo de 24 horas e com resolução de uma amostra por segundo. Visando reduzir o tempo de simulação, foi utilizado apenas um intervalo equivalente a 2 minutos, conforme ilustrado na Figura 4. Entre as discontinuidades das amostras foi utilizada interpolação linear para calcular o valor da radiação.

5.2 Resultados de Simulação

Para avaliar os transitórios gerados pelas ações de controle das duas técnicas, as simulações são dinâmicas no tempo e com passo de integração fixo de 50 μ s. As simulações foram realizadas usando o software Matlab/Simulink.

A Figura 5 representa o módulo da tensão na barra 5 para três cenários: considerando os inversores PV operando com FP unitário (FP = 1), isto é, sem regulação de tensão; com o controle de *droop* e; com a UCC proposta. A Figura 6 representa a potência reativa absorvida/injetada por cada sistema PV e a Figura 7 representa a potência ativa total gerada por todos os PVs.

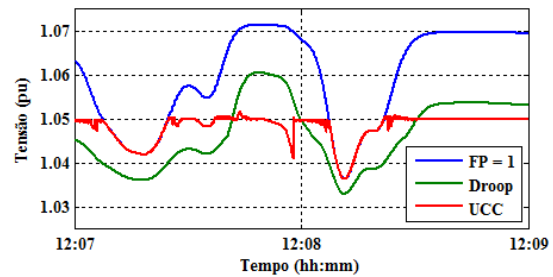


Figura 5. Módulo da tensão na barra 5.

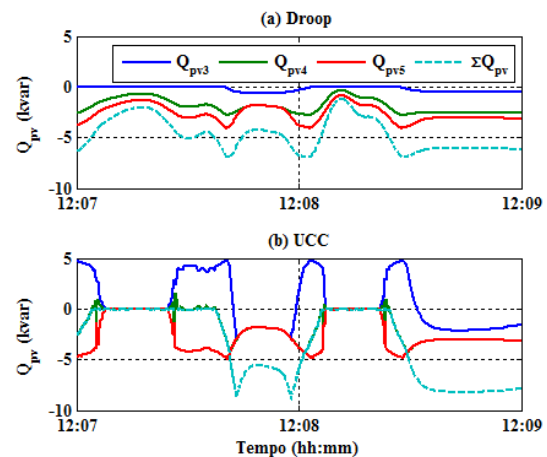


Figura 6. Potência reativa gerada por cada sistema PV.

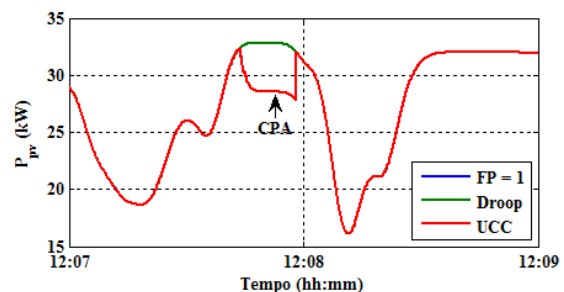


Figura 7. Potência ativa gerada por todos os PVs.

Conforme pode ser observado, quando os sistemas PV operam apenas com FP unitário, isto é, sem regulação da tensão, o módulo da mesma pode elevar-se acima dos limites fixados por norma, sobre tudo, quando o nível de geração atinge seu pico, onde a tensão eleva-se acima de 1,07 pu.

Com o controle de *droop*, durante os picos de geração, não é possível manter a tensão abaixo de 1,05 pu, pois, conforme observa-se na Figura 6 – (a), apenas os sistemas PVs localizados no final da rede (PV4 e PV5) estão participando do processo de regulação da tensão, enquanto que, os sistemas PVs próximos à TD (PV3) praticamente não absorvem/injetam reativos, dificultando a regulação. Observa-se na Figura 7 que, como o controle de *droop* prioriza a geração de ativos, isto é, não aplica CPA aos geradores, a curva de potência ativa é a mesma para o caso onde não há regulação de tensão.

Utilizando a UCC, o problema com elevação da tensão foi completamente mitigado e o consumo de reativos só ocorre quando a tensão eleva-se acima de 1,05 pu, promovendo eficiência energética na rede. Conforme observa-se na Figura 6 – (b), todos os sistemas PVs estão contribuindo com a regulação da tensão, de modo que os PV4 e PV5 operam absorvendo reativos enquanto que o PV3 opera injetando reativo, consequentemente, promovendo uma compensação interna na RBT e diminuindo a carga no TD. Ainda pode ser observado na Figura 7 que, quando a absorção de reativos não é suficiente para compensação da tensão, a UCC aplica o mesmo CPA para todos os geradores PV conectados à rede, mantendo a tensão abaixo do limite fixado por norma.

A Tabela 1 sumariza os índices de desempenho das técnicas de controle em termos da máxima tensão na barra 5, Energia Ativa Gerada (EAG), Energia Reativa Consumida (ERC) e Energia Ativa Perdida (EAP) para o intervalo considerado nas simulações.

Tabela 1. Índices de desempenho do controle de *droop* e UCC.

Con- trole	Máx. Tensão na barra 5 (pu)	EAG (Wh)	ERC (varh)	EAP (Wh)
FP=1	1,071	902	-	50
<i>droop</i>	1,061	901	158	53
UCC	1,051	886	113	51

Com a UCC foi possível reduzir o consumo total de reativos em aproximadamente 28% em relação ao controle de *droop*, entretanto, houve uma redução de 1,8% na energia ativa total gerada, pois a UCC precisou cortar potência ativa gerada pelos PVs para manter a tensão abaixo de 1,05 pu.

6 Conclusões

Com a estratégia de controle centralizado proposta foi possível coordenar a operação dos sistemas fotovoltaicos, de modo que, todos pudessem cooperar com o processo de regulação da tensão, promovendo eficiência energética e possibilitando sua expansão na rede, sem comprometer a QEE, bem como, os níveis de segurança estabelecidos por normas. Foi possível estimar com precisão a sensibilidade da rede, sem a necessidade de conhecer parâmetros de seu modelo, simplificando o problema de otimização. Sua desvan-

tagem é a necessidade de uma infraestrutura de comunicação, podendo dificultar e encarecer sua implementação.

Agradecimentos

Os autores agradecem ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq), Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) e ao PROCEL/ELETRONBRAS.

Referências Bibliográficas

- Bronzini, M., Bruno, S., La Scala, M. and Sbrizzai, R. (2011). Coordination of Active and Reactive Distributed Resources in a Smart Grid. In IEEE Trondheim PowerTech, pp. 1 - 7.
- Craciun, B., Man, E. A., Muresan, V. A., *et al* (2012). Improved Voltage Regulation Strategies by PV Inverters in LV Rural Networks. In IEEE International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG), pp. 775 – 781.
- Demirok, E., Sera, D., Teodorescu, R., Rodriguez, P., Borup, U. (2010). Clustered PV Inverters in LV Networks: An Overview of Impacts and Comparison of Voltage Control Strategies In IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECC), pp. 710 – 717.
- Demirok, E., Gónzales, C., Frederiksen, K. H. B., *et al* (2011). Local Reactive Power Control Methods for Overvoltage Prevention of Distributed Solar Inverters in Low-Voltage Grids. IEEE Journal of Photovoltaics, Vol. 1, No. 2, pp. 174 – 182.
- Kerber, G., Witzmann, R. and Sappl, H. (2009). Voltage Limitation by Autonomous Reactive Power Control of Grid Connected Photovoltaic Inverters. In Compatibility and Power Electronics, pp.129 – 133.
- Kishore, A. and Hill, E. F. (1971). Static Optimization of Reactive Power Sources by use of Sensitivity Parameters. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. 9, No. 3, pp. 1166 – 1173.
- Yang, Y., Enjeti, P., Blaabjerg, F. and Wang H. (2015). Wide-Scale Adoption of Photovoltaic Energy: Grid Code Modifications Are Explored in the Distribution Grid. IEEE Industry Applications Magazine, Vol. 21, No. 5, pp. 21-31.