

# ESTUDO DE TÉCNICAS DE CONTROLE COORDENADO DE TENSÃO APLICADAS A MICROGRIDS

CARINE MORAIS BARROS SILVA\*, JOÃO ALBERTO PASSOS FILHO\*

*\*Endereço da Carine e do João  
Universidade Federal de Juiz de Fora - UFJF  
Juiz de Fora, Minas Gerais, Brasil*

Emails: `carine.morais@engenharia.ufjf.br`, `joao.passos@ufjf.edu.br`

**Abstract**— Obtaining an electrical power system that operates safely and reliable is a challenge for operational engineers. Therefore, it is extremely important to study tools for evaluate the operational state of the electrical system in order to assist actions that recover the operational safety. This paper assesses how the implementation of coordinated voltage control can increase the electrical system load margin. The methodology will be implemented at distributed generation units over the distribution system UKGDS EHV1.

**Keywords**— Coordinated voltage control, secondary voltage control, microgrids, voltage stability.

**Resumo**— Obter um sistema elétrico de potência que opere de forma confiável e segura é um desafio para os engenheiros de operação. Portanto, estudar ferramentas capazes de avaliar o estado operativo da rede para facilitar ações que retomem a segurança operacional são extremamente importantes. Nesse estudo será avaliado como a implementação do controle coordenado de tensão pode proporcionar ganhos na margem de carregamento da rede. A metodologia será implementada em unidades de geração distribuída ao longo da rede de distribuição UKGDS EHV1.

**Palavras-chave**— Controle coordenado de Tensão, controle secundário de tensão, microgrids, estabilidade de tensão.

## 1 Introdução

Para que ocorra o desenvolvimento social e econômico de um país é imprescindível a existência de um sistema elétrico de potência que opere de forma segura e confiável. Além disso, existe o desejo em tornar sua operação o mais eficiente possível pelo menor custo.

Com o desenvolvimento dos sistemas elétricos de distribuição capazes de integrar múltiplos recursos energéticos distribuídos ao longo da rede, percebeu-se a necessidade de avaliar efetivamente se essas pequenas unidades geradoras são realmente capazes de trazer benefícios ao sistema elétrico. Com essas análises é possível obter ganho na margem de carregamento, redução das perdas, redespacho mais econômico das unidades geradoras, entre outros benefícios.

Para um sistema de distribuição com unidades geradoras previamente alocadas em seus barramentos, o controle secundário de tensão (CST) pode se tornar um importante recurso para obter ganhos em termo de margens de segurança do sistema. Conforme definido por Taranto et al. (2000), CST é o ajuste coordenado da tensão em determinadas barras da rede, denominadas barras piloto, capazes de representar satisfatoriamente o perfil de tensão da região a qual pertencem.

A utilização de controles na avaliação da melhoria de sistemas elétricos de potência está muito presente na literatura, conforme publicações a seguir: em Antoniadou-Plytaria et al. (2017), é realizada uma revisão de métodos e modelos de controles

não centralizados baseados na comunicação e aplicados especificamente no controle de tensão de redes de distribuição.

Em Madureira and Lopes (2009), é apresentado um controle de tensão coordenado através dos controles de potência ativa e reativa em um sistema elétrico que possui geração distribuída e microunidades geradoras. Esse controle é realizado através de uma metaheurística capaz de manter as tensões nas barras entre uma faixa de valores especificados, minimizar perdas e diminuir a energia não utilizada fornecida pelas microgerações.

Em Olival et al. (2017), o esquema de controle analisado é realizado através de baterias, deslocamento de cargas controláveis, não fornecimento de cargas não prioritárias e corte de cargas. Além disso, as ações de controle foram definidas de acordo com um grau de prioridade estabelecido.

Em Ding et al. (2016), é apresentado um esquema de controle através de duas regiões de segurança de tensão para parques eólicos. Em Feng et al. (2016), adota-se um sistema com geração distribuída onde o controle de tensão estabelece ações corretivas para condições extremas de operação.

Ainda, é possível citar Konopinski et al. (2009) que apresenta um ganho de performance do sistema através do aumento da capacidade de geração de unidades eólicas que funcionam com fator de potência livre, ou seja, diferente de um.

Em Kumar et al. (2014), Roy et al. (2013) e Moger and Dhadbanjan (2016), o controle de tensão propõe coordenar a geração de potência

reativa de parques eólicos dentro de uma região de confiança, com o objetivo de aprimorar a estabilidade de tensão do sistema em regime estacionário. Nesse contexto, o que diferencia os estudos é que em Roy et al. (2013) é avaliado o comportamento do sistema quando a maior parte da potência requerida pelas cargas é fornecida pelas unidades eólicas.

E por fim, em Moger and Dhadbanjan (2016), o controle de tensão foi desenvolvido através de lógica Fuzzy com o objetivo de minimizar o desvio de tensão em cada barramento.

Diante dos estudos apresentados, é possível notar que os esquemas de controle de tensão podem ser ótimas ferramentas no gerenciamento e melhoria de sistemas elétricos. Portanto, o objetivo proposto nesse trabalho é analisar o controle secundário de tensão em unidades de geração distribuídas ao longo da rede de distribuição elétrica U.K. GDS EHV1. A implementação do controle será realizada através da coordenação de geração de energia reativa dessas pequenas geradoras.

## 2 Metodologia Proposta

A análise do Controle Secundário de Tensão envolve a modificação do fluxo de potência tradicional através da inserção de equações de controle. As equações apresentadas garantem, caso ocorra a convergência do problema no ponto de operação analisado, a validação do controle coordenado de tensão proposto.

### 2.1 Controle Secundário de Tensão

Com o propósito de obter um sistema elétrico mais confiável e seguro, definir um esquema de controle de tensão eficiente representa um grande desafio para os engenheiros de operação. Uma arquitetura hierárquica de controle de tensão e potência reativa dividida em três níveis pode ser encontrada em Corsi et al. (1995). Nele, são apresentados o Controle Primário de Tensão (CPT), o Controle Secundário de Tensão (CST) e o Controle Terciário de Tensão (CTT). Basicamente o que diferencia os três níveis são as áreas geográficas (local, regional, e etc.) e o domínio no tempo que cada um deles assume (de segundos a vários minutos) Taranto et al. (1999). O CPT é o controle mais rápido e constituído pelos reguladores de tensão dos geradores. O objetivo dele é manter a tensão das usinas em um valor especificado. O CST estabelece um controle regional através do auxílio de equipamentos de comunicação entre barramentos de uma mesma área. O CTT tem como objetivo coordenar e garantir a segurança e integridade do sistema, por isso, coordena os reguladores regio-

nais.

Nesse trabalho será avaliado o CST aplicado através de geradores síncronos em regime permanente. "O controle secundário de tensão (CST) consiste no ajuste coordenado da tensão em determinadas barras do sistema, denominadas de "barras piloto". Estas barras, do tipo PQV, são associadas com regiões específicas do sistema elétrico, e suas tensões representam satisfatoriamente o perfil de tensão de toda a região da qual pertencem. Este controle pode ser feito através de ajuste individual nos reguladores de tensão de geradores, compensadores estáticos, por compensadores síncronos, ajuste de taps em transformadores, etc." Passos Filho (2000). Esses equipamentos realizam o controle de forma remota através de fatores de participação. A modelagem adotada envolve a inclusão de equações de controle ao fluxo de potência tradicional, considerando as potências reativas geradas como variáveis adicionais ao problema.

Considerando a barra controlada  $m$  do tipo PQV, as novas equações a serem inseridas no fluxo de potência são:

$$\begin{aligned} Q_{G_1} - \alpha_{12} \cdot Q_{G_2} &= 0 \\ Q_{G_2} - \alpha_{23} \cdot Q_{G_3} &= 0 \\ &\vdots \\ Q_{G_{(ng-1)}} - \alpha_{(ng-1)ng} \cdot Q_{G_{(ng)}} &= 0 \\ V_m - V_m^{esp} &= 0 \end{aligned} \quad (1)$$

Onde  $ng$  representa o número de geradores envolvidos no controle de tensão e  $\alpha$  corresponde ao fator de participação de cada gerador ou compensador síncrono. Normalmente adota-se a capacidade da máquina em sua determinação (Passos Filho (2000)). Nesse trabalho  $\alpha$  será o responsável por informar a parcela de geração de potência reativa de cada gerador.

A estrutura linear resolvida a cada iteração do processo de solução é dada pelo sistema de equações 2. Portanto, as novas variáveis de estado são:

$$\begin{aligned} \Delta x_1 &= \Delta Q_{G_1} \\ \Delta x_2 &= \Delta Q_{G_2} \\ &\vdots \\ \Delta x_{ng} &= \Delta Q_{G_{ng}} \end{aligned} \quad (3)$$

A solução do sistema determinará os valores de  $\Delta Q_{G_1}, \Delta Q_{G_2}, \dots, \Delta Q_{G_{ng}}$ . Desta forma, os novos valores deverão ser atualizados por:

$$\begin{bmatrix} \vdots \\ \Delta P_k \\ \Delta Q'_k \\ \vdots \\ \Delta P_m \\ \Delta Q_m \\ \vdots \\ \Delta y_1 \\ \Delta y_2 \\ \vdots \\ \Delta y_{ng} \\ \vdots \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \ddots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots & \ddots \\ \dots & \frac{\partial P_k}{\partial \theta_k} & \frac{\partial P_k}{\partial V_k} & \dots & \frac{\partial P_k}{\partial \theta_m} & \frac{\partial P_k}{\partial V_m} & \dots & \frac{\partial P_k}{\partial x_1} & \frac{\partial P_k}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial P_k}{\partial x_{ng}} & \dots \\ \dots & \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_k} & \frac{\partial Q_k}{\partial V_k} & \dots & \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_m} & \frac{\partial Q_k}{\partial V_m} & \dots & \frac{\partial Q_k}{\partial x_1} & \frac{\partial P_k}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial Q_k}{\partial x_{ng}} & \dots \\ \vdots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots & \dots \\ \dots & \frac{\partial P_m}{\partial \theta_k} & \frac{\partial P_m}{\partial V_k} & \dots & \frac{\partial P_m}{\partial \theta_m} & \frac{\partial P_m}{\partial V_m} & \dots & \frac{\partial P_m}{\partial x_1} & \frac{\partial P_m}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial P_m}{\partial x_{ng}} & \dots \\ \dots & \frac{\partial Q_m}{\partial \theta_k} & \frac{\partial Q_m}{\partial V_k} & \dots & \frac{\partial Q_m}{\partial \theta_m} & \frac{\partial Q_m}{\partial V_m} & \dots & \frac{\partial Q_m}{\partial x_1} & \frac{\partial P_m}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial Q_m}{\partial x_{ng}} & \dots \\ \vdots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots & \dots \\ \dots & \frac{\partial y_1}{\partial \theta_k} & \frac{\partial y_1}{\partial V_k} & \dots & \frac{\partial y_1}{\partial \theta_m} & \frac{\partial y_1}{\partial V_m} & \dots & \frac{\partial y_1}{\partial x_1} & \frac{\partial y_1}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial y_1}{\partial x_{ng}} & \dots \\ \dots & \frac{\partial y_2}{\partial \theta_k} & \frac{\partial y_2}{\partial V_k} & \dots & \frac{\partial y_2}{\partial \theta_m} & \frac{\partial y_2}{\partial V_m} & \dots & \frac{\partial y_2}{\partial x_1} & \frac{\partial y_2}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial y_2}{\partial x_{ng}} & \dots \\ \vdots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots & \dots \\ \dots & \frac{\partial y_{ng}}{\partial \theta_k} & \frac{\partial y_{ng}}{\partial V_k} & \dots & \frac{\partial y_{ng}}{\partial \theta_m} & \frac{\partial y_{ng}}{\partial V_m} & \dots & \frac{\partial y_{ng}}{\partial x_1} & \frac{\partial y_{ng}}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial y_{ng}}{\partial x_{ng}} & \dots \\ \vdots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots & \ddots \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \vdots \\ \Delta \theta_k \\ \Delta V_k \\ \vdots \\ \Delta \theta_m \\ \Delta V_m \\ \vdots \\ \Delta x_1 \\ \Delta x_2 \\ \vdots \\ \Delta x_{ng} \\ \vdots \end{bmatrix} \quad (2)$$

$$\begin{aligned} Q_{G_1}^{h+1} &= Q_{G_1}^h + \Delta Q_{G_1}^h \\ Q_{G_2}^{h+1} &= Q_{G_2}^h + \Delta Q_{G_2}^h \\ &\vdots \\ Q_{G_{ng}}^{h+1} &= Q_{G_{ng}}^h + \Delta Q_{G_{ng}}^h \end{aligned} \quad (4)$$

Além disso, a cada iteração é necessário verificar a convergência global das equações do fluxo de potência, que serão acrescentadas às equações de potência ativa e reativa, dadas pelas equações de controle:

$$\begin{aligned} \Delta y_1 &= \alpha_{12} \cdot Q_{G_2} - Q_{G_1} \\ \Delta y_2 &= \alpha_{23} \cdot Q_{G_3} - Q_{G_2} \\ &\vdots \\ \Delta y_{(ng-1)} &= \alpha_{(ng-1)ng} \cdot Q_{G_{ng}} - Q_{G_{ng-1}} \\ \Delta y_{ng} &= \Delta V'_m = V_m^{esp} - V_m \end{aligned} \quad (5)$$

Vale enfatizar qual será a nova classificação das barras envolvidas no CST. Para o sistema simples da Figura 1 as barras 1 e 2 estão realizando o controle da barra 3 de forma coordenada. A barra 1 era do tipo  $V\theta$  e se tornará apenas  $\theta$ , a barra 2 era uma barra  $PV$  e se tornará uma barra  $P$  e a barra controlada 3 era do tipo  $PQ$  e passará a ser do tipo  $PQV$ .

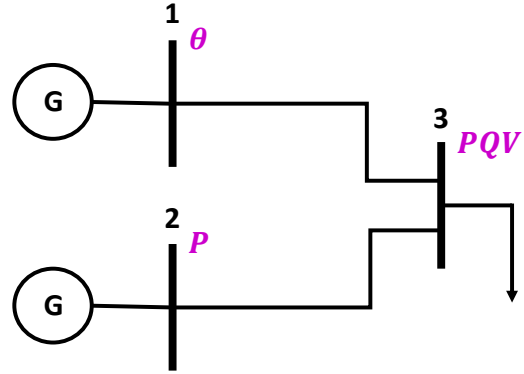


Figura 1: Sistema ilustrativo com CST.

### 3 A Rede de Distribuição UKGDS EHV1

O sistema utilizado nesse estudo será uma rede de distribuição do Reino Unido UKGDS EHV1 apresentado em Ochoa and Harrison (2011). No artigo é realizado um estudo de acomodação ótima de unidades geradoras ao longo da rede com o objetivo de diminuir as perdas nos ramos. Portanto, nesse estudo, adota-se como ponto de partida o sistema final proposto em Ochoa and Harrison (2011) inserindo o controle secundário de tensão nas unidades de geração distribuída. O (UKGDS em inglês) foi desenvolvido pelo Centro de Energia Sustentável e Geração Distribuída (SEDG em inglês) e é uma coleção de modelos de sistemas elétricos de potência que

são representativos das redes de distribuição do Reino Unido.

A rede de distribuição UKGDS EHV1 modificada pode ser vista na Figura 2. O sistema é alimentado por dois transformadores idênticos de 30 MVA e tensão 132/33 kV, possui 61 barras e 66 ramos, onde 23 ramos são transformadores e 43 são linhas de transmissão. A barra 100 é a referência do sistema.

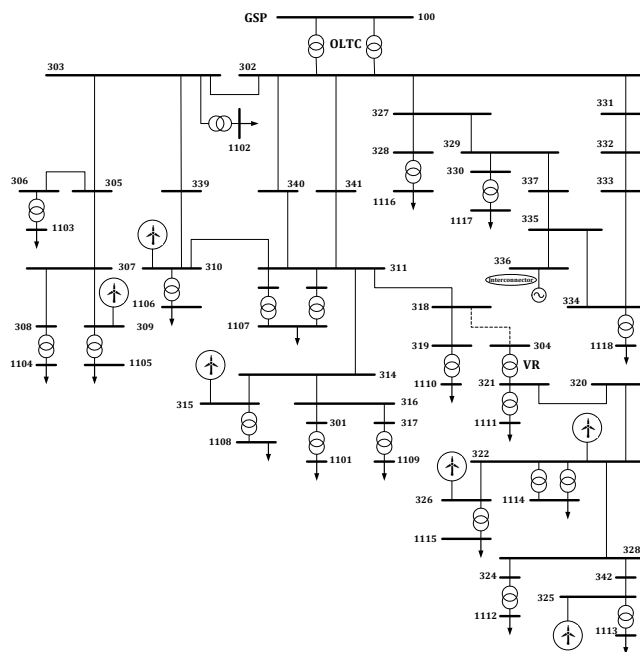


Figura 2: Rede de distribuição UKGDS EHV1.

Inicialmente, conforme mostrado por Ochoa and Harrison (2011), seis unidades de geração estavam alocadas nas barras 1113, 1114, 1115, 1108, 1106 e 1105 despachadas conforme objetivo de melhoria do sistema.

Porém, para aplicação da análise desse trabalho, foi necessária a modificação das conexão das unidades geradoras. Como é possível observar na Tabela 1, as reatâncias dos transformadores eram muito altas, o que impossibilitava que o CST agisse efetivamente. Desda forma, eles foram retirados do sistema. Portanto, para a aplicação desse estudo, os geradores foram deslocados para a rede de 33 kV. Logo, as conexões foram realizadas nas barras 325, 322, 326, 315, 310 e 309, conforme Figura 2.

Vale lembrar que existem dois transformadores idênticos entre as barras 322 e 1114.

## 4 Resultados

Para apresentar os dados obtidos com a implementação do controle secundário de tensão no

Tabela 1: Impedâncias dos Transformadores

Transformadores			
De	Para	R (%)	X (%)
325	1113	74,31	575,96
322	1114	38,37	299,69
326	1115	9,44	108,69
315	1108	38,37	299,69
310	1106	9,17	105,53
309	1105	15,14	161,44

sistema de distribuição UKGDS EHV1, os resultados serão subdivididos para comparação em Caso A e Caso B. O Caso A mostrará os resultados sem a implementação do controle secundário de tensão. Em outras palavras, as unidades de geração distribuídas estão devidamente instaladas porém sem o controle coordenado. E o Caso B trará os ganhos proporcionados pela implementação do CST entre as pequenas geradoras distribuídas pela rede.

As simulações foram realizadas no programa de Análise de Redes - ANAREDE, desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL).

Para avaliação dos resultados o Método Continuo foi utilizado na obtenção das curvas PV's. De forma breve, esse método realiza um incremento de carga a cada iteração e avalia o estado operativo do sistema. Para um ponto de operação inicial é realizado um incremento de carga de 1% em todas as barras do sistema, em seguida, avaliado se houve a convergência do Método de Newton Raphson. Caso isso não ocorra, o incremento de carga na próxima iteração é dividido por dois. O processo de iteração é interrompido até que o valor do incremento seja inferior a uma constante ou o número máximo de iterações seja atingido. Para mais informações Ajarapu and Christy (1992).

### 4.1 Caso A

Para as simulações do caso A o sistema considerado não possui controle coordenado de tensão, porém, é importante essa análise para avaliar os ganhos obtidos no caso B. As Figuras 3 e 4 mostram os resultados obtidos. Em ambas as figuras apenas as curvas das barras mais expressivas foram selecionadas para facilitar a visualização.

Na Figura 3 tem-se o comportamento das tensões nos barramentos. Nela é possível observar o carregamento máximo do sistema de aproximadamente 135,00 MW. Porém, a margem prática do sistema é de 109,50 MW alcançado pela barra 1107, definida pelo limite inferior de tensão igual a 0,9 pu. O traço preto sobre a figura representa esse

limite. Originalmente em sistemas de distribuição o limite inferior e superior de tensão são de 0,95 pu e 1,05 pu, porém, é possível observar que já no primeiro ponto de operação do sistema a tensão da barra 320 é superior a 1,05 pu (valor exato igual a 1,064 pu), portanto, optou-se por utilizar o limite inferior igual a 0,90 pu e superior igual 1,1 pu.

Na Figura 4 tem-se a variação da potência reativa gerada nos barramentos. Todas as barras apresentaram um comportamento semelhante.

#### 4.2 Caso B

Para implementação do CST no sistema de distribuição UKGDS EHV1 modificado, inicialmente foi necessário definir qual seria a barra piloto. A barra escolhida foi a 311 por considerar que a mesma estaria em uma posição estratégica da rede. Devido a localização central, a barra 311 possui comunicação com os dois troncos laterais do sistema.

De forma complementar, o estudo apresentado em Lagonotte et al. (1989) apresenta o cálculo da Distância Elétrica, método capaz de definir uma possível barra piloto através dos parâmetros da rede. Esse estudo foi realizado pelos autores e, pelo método, obteve-se a confirmação da barra 311 como a barra piloto da rede UKGDS EHV1.

##### 4.2.1 Definição dos Fatores de Participação

Conforme citado na Seção 2.1 o fator de participação  $\alpha$  representam a capacidade de geração da máquina. Nos estudos realizados nesse trabalho esses fatores foram definidos através da análise de sensibilidade da rede Peschon et al. (1968). De acordo com Monticelli (1983), essa ferramenta de análise das variáveis de um sistema em relação a um certo conjunto possui aplicação em vários problemas para a determinação de ações de controle corretivo a serem tomadas pelo operador do sistema.

No estudo de Análise de Sensibilidade foram encontrados fatores de participação relevantes referentes às barras 310, 315 e 322, com valores iguais a 50, 36 e 14, respectivamente. As unidades geradoras das barras 325, 326 e 309 não foram utilizadas no CST por apresentarem fatores de participação pouco expressivos.

##### 4.2.2 Esquema do Controle Secundário de Tensão

De forma resumida a implementação do controle coordenado de tensão foi realizado da seguinte forma: houve a necessidade de modificação da

rede de distribuição UKGDS EHV1 através da eliminação dos transformadores que conectavam as pequenas unidades geradoras à rede. Posteriormente, foi definida qual seria a barra piloto do problema, por análise da rede o barramento 311 foi escolhido com tensão fixada em 0,968 pu. Através do estudo de análise de sensibilidade, as barras responsáveis por realizar o controle secundário de tensão foram as 310, 315 e 322, com fatores de participação iguais a 50, 36 e 14, respectivamente.

Os resultados do CST podem ser vistos nas Figuras 5 e 6. A Figura 5 mostra o comportamento das tensões nas barras do sistema. Rapidamente é possível notar um aumento da margem de carregamento do sistema para aproximadamente 161 MW, porém, a margem prática da rede foi definida pela barra 1106 com 128,60 MW e tensão igual a 1,10 pu. O traço preto sobre a figura representa esse valor.

Outra importante observação sobre a Figura 5 envolve analisar o comportamento das tensões dos barramentos 316, 339 e 310. O aumento de tensão observado nessas barras ao longo do crescimento da carga está atrelado ao comportamento adquirido pelo sistema imposto pelo CST. Ambas as barras possuem conexão elétrica com os geradores responsáveis pelo controle e, por esse motivo, para impor tensão fixa na barra 311, elevam suas tensões terminais.

Com o objetivo de avaliar a estabilidade da rede (do ponto de vista de estabilidade de tensão em regime permanente) após a aplicação do CST, análises foram realizadas conforme Gao et al. (1992) e, através da obtenção de autovalores positivos, concluiu-se que a modificação realizada não tornou o sistema de distribuição UKGDS EHV1 instável.

Além disso, na Figura 6, é possível notar que as barras envolvidas no CST apresentaram uma maior variação de geração de potência reativa, o que já era esperado.

Na Tabela 2 é possível observar os valores encontrados para o carregamento da rede no Caso A e no Caso B, assim como o ganho obtido.

Tabela 2: Resultados

Carregamento (MW)			
Caso A	Caso B	Ganho	Ganho (%)
109,50	128,60	19,10	17,40

Vale dizer, utilizando todos os critérios anteriormente citados e modificando apenas a escolha da barra piloto, foram obtidos ganhos iguais a 8,37% adotando a barra 314 como barra piloto, 11,17% escolhendo a barra 318 e 5,60% considerando a barra 1110 como a PQV do CST. Um resumo desses resultados pode ser visto na

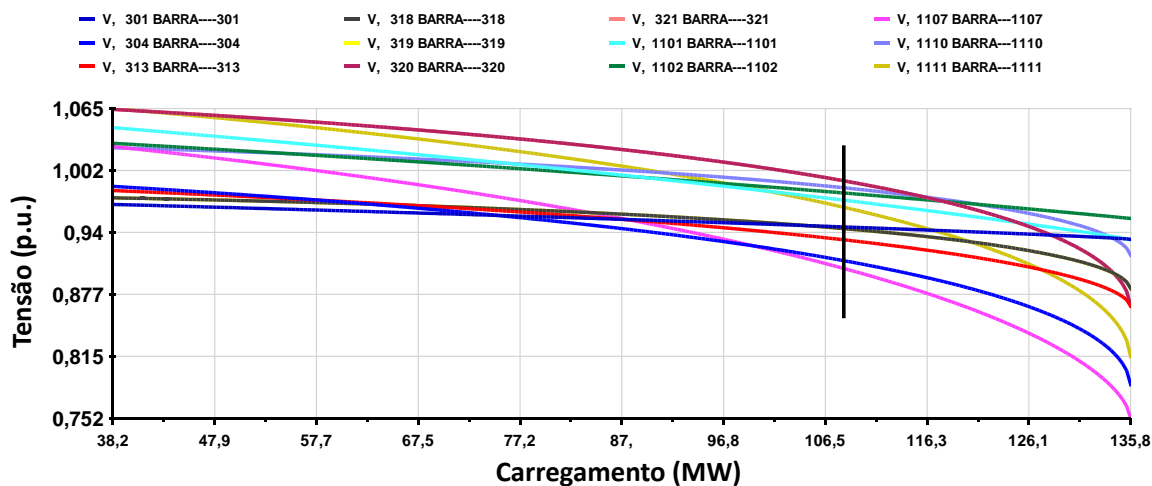


Figura 3: [Caso A] Tensões nos barramentos.

Tabela 3.

Tabela 3: Ganhos obtidos para várias barras PQV

Ganhos	
Barras	Ganhos (%)
311	17,40
318	11,17
314	8,37
1110	5,60

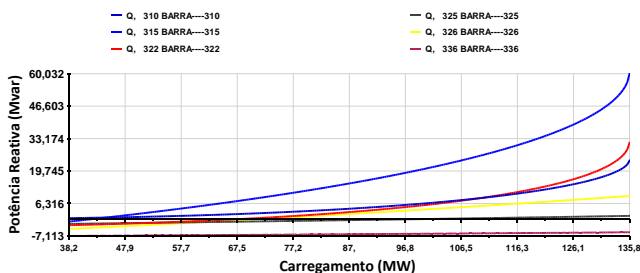


Figura 4: [Caso A] Potência reativa gerada.

## 5 Conclusão

Obter um sistema elétrico de potência que opere com altos níveis de desempenho pelo menor custo é o grande desejo das empresas administradoras do sistema elétrico. Nesse contexto, avaliar o desempenho do sistema com pequenas unidades de geração ao longo da rede é uma necessidade que vêm crescendo devido ao aumento do interesse e incentivo por esse tipo de geração de energia elétrica.

Com esse propósito, o presente trabalho avalia como a implementação do controle coordenado de tensão pode atribuir ganho de margem de carregamento. Ou ainda, obter ganho sem nenhum investimento, utilizando somente os recursos disponíveis no sistema, e dessa forma, postergar investimentos em crescimento e, portanto, obter maiores lucros.

Como resultado, avaliando a margem prática de carregamento do sistema, a implementação do CST trouxe um ganho de 19,10 MW ou 17,40% para o esquema específico de controle adotado. Uma análise mais profunda do sistema de distribuição UKGDS EHV1 envolveria a modificação

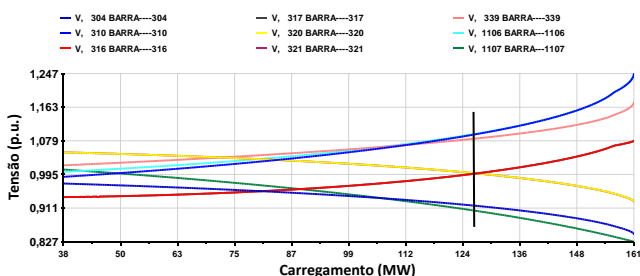


Figura 5: [Caso B] Tensões nos barramentos.

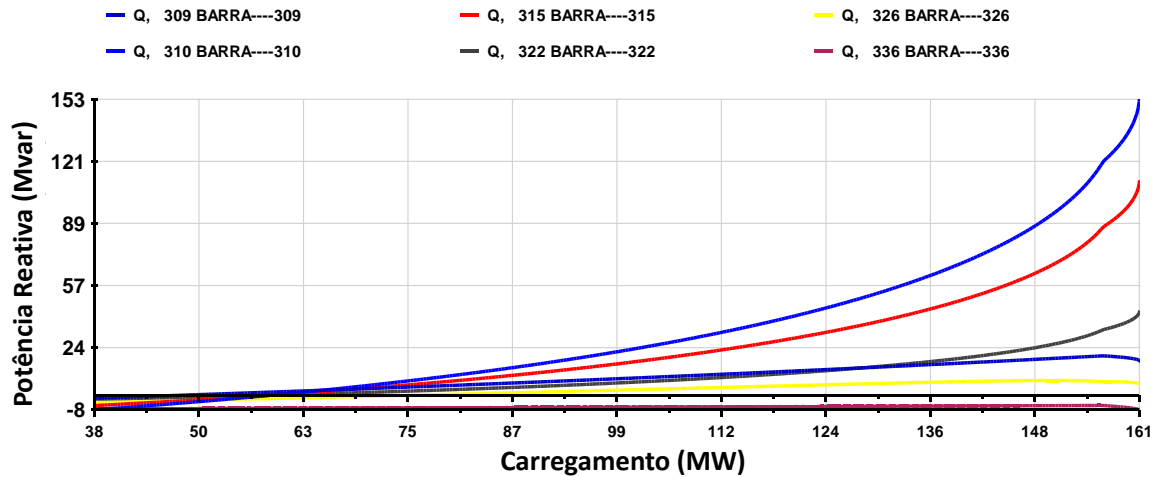


Figura 6: [Caso B] Potência reativa gerada.

dos critérios adotados na escolha da barra piloto e na definição da avaliação de sensibilidade como estudo para estabelecer os fatores de participação dos geradores.

Por fim, os resultados encontrados se mostraram satisfatórios e a realização do estudo demonstra a importância de se avaliar a utilização de técnicas utilizadas em sistemas de transmissão no contexto de microrredes, contendo níveis consideráveis de geração distribuída.

### Agradecimentos

Os autores gostariam de agradecer à UFJF, ao CNPq, à CAPES, à FAPEMIG e ao INERGE pelo apoio financeiro e disponibilidade dos laboratórios. Também agradecem ao CEPREL pelo uso da versão acadêmica do programa ANAREDE.

### Referências

Ajjarapu, V. and Christy, C. (1992). The continuation power flow: a tool for steady state voltage stability analysis, *IEEE transactions on Power Systems* **7**(1): 416–423.

Antoniadou-Plytaria, K. E., Kouveliotis-Lysikatos, I. N., Georgilakis, P. S. and Hatziaargyriou, N. D. (2017). Distributed and decentralized voltage control of smart distribution networks: models, methods, and future research, *IEEE Transactions on Smart Grid*.

Corsi, S., Marannino, P., Losignore, N., Moreschini, G. and Piccini, G. (1995). Coordination between the reactive power scheduling function and the hierarchical voltage control

of the ehv enel system, *IEEE Transactions on Power Systems* **10**(2): 686–694.

Ding, T., Bo, R., Sun, H., Li, F. and Guo, Q. (2016). A robust two-level coordinated static voltage security region for centrally integrated wind farms, *IEEE Transactions on Smart Grid* **7**(1): 460–470.

Feng, K., Liu, W., Liu, F. and Zhao, S. (2016). Analysis and design of voltage control and coordinate strategy in dc microgrid under multiple operation conditions, *Power Electronics and Motion Control Conference (IPEMC-ECCE Asia), 2016 IEEE 8th International*, IEEE, pp. 1813–1817.

Gao, B., Morison, G. and Kundur, P. (1992). Voltage stability evaluation using modal analysis, *IEEE transactions on power systems* **7**(4): 1529–1542.

Konopinski, R. J., Vijayan, P. and Ajjarapu, V. (2009). Extended reactive capability of dfig wind parks for enhanced system performance, *IEEE Transactions on Power Systems* **24**(3): 1346–1355.

Kumar, V. S. S., Reddy, K. K. and Thukaram, D. (2014). Coordination of reactive power in grid-connected wind farms for voltage stability enhancement, *IEEE Transactions on Power Systems* **29**(5): 2381–2390.

Lagonotte, P., Sabonnadiere, J., Leost, J.-Y. and Paul, J.-P. (1989). Structural analysis of the electrical system: Application to secondary voltage control in france, *IEEE transactions on power systems* **4**(2): 479–486.

Madureira, A. and Lopes, J. P. (2009). Coordinated voltage support in distribution networks

- with distributed generation and microgrids, *IET Renewable Power Generation* **3**(4): 439–454.
- Moger, T. and Dhadbanjan, T. (2016). Fuzzy logic approach for reactive power coordination in grid connected wind farms to improve steady state voltage stability, *IET Renewable Power Generation* **11**(2): 351–361.
- Monticelli, A. J. (1983). *Fluxo de carga em redes de energia elétrica*, E. Blucher.
- Ochoa, L. F. and Harrison, G. P. (2011). Minimizing energy losses: Optimal accommodation and smart operation of renewable distributed generation, *IEEE Transactions on Power Systems* **26**(1): 198–205.
- Olival, P., Madureira, A. and Matos, M. (2017). Advanced voltage control for smart microgrids using distributed energy resources, *Electric Power Systems Research* **146**: 132–140.
- Passos Filho, J. A. (2000). Modelagem e incorporação de dispositivos de controle no problema de fluxo de potência, *Juiz de Fora, Minas Gerais, Brasil: Dissertação de Mestrado. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. UFJF* .
- Peschon, J., Piercy, D. S., Tinney, W. F. and Tveit, O. J. (1968). Sensitivity in power systems, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems* (8): 1687–1696.
- Roy, N., Pota, H. and Hossain, M. (2013). Reactive power management of distribution networks with wind generation for improving voltage stability, *Renewable Energy* **58**: 85–94.
- Taranto, G., Martins, N., Falcao, D., Martins, A. and Dos Santos, M. (2000). Benefits of applying secondary voltage control schemes to the brazilian system, *Power Engineering Society Summer Meeting, 2000. IEEE*, Vol. 2, IEEE, pp. 937–942.
- Taranto, G. N., Martins, N., Falcão, D. and Martins, A. (1999). Controle secundário de tensão, suas vantagens e limitações. resultados hipotéticos de sua utilização na área rio, *XV SNPTEE* .